



L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050



*Une étude de l'ADEA
réalisée avec le soutien
de l'Institut de la Francophonie
pour le Développement Durable*



Remerciements

L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050 est le fruit d'un travail collaboratif réalisé par un groupe d'experts membres ou proches de l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique.

Cette étude a été réalisée sous la direction de Jean-Pierre Favennec, Président de l'ADEA, l'Association pour le développement de l'énergie en Afrique, et avec la coordination de Philippe Lambert, Vice-Président de l'ADEA.

L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050 a bénéficié du regard diversifié d'experts du monde de l'énergie, du monde académique, acteurs du terrain, membres d'ONG et chercheurs renommés qui se sont réunis au sein du comité scientifique de l'ADEA.

L'ADEA a aussi bénéficié de la ressource considérable de deux stagiaires, Pierre-Edouard Charpentier (Sciences Po) et Dorian Bilinski (SupElec).

Avec cet ouvrage l'objectif de l'ADEA est d'apporter sa contribution au débat sur la transition énergétique en Afrique à horizon 2050, notamment à quelques mois de la grande conférence du COP21 à Paris. L'Afrique subit de plein fouet les conséquences du réchauffement climatique. Elle doit donc être au cœur des solutions imaginées pour un développement énergétique durable.

Nous remercions toutes les personnes et les organisations diverses pour leur contribution à la réflexion et la rédaction de ce regard sur la situation énergétique du continent africain et son avenir.

Nous remercions tout particulièrement M. Jean-Louis Borloo, Président de la Fondation Energies pour l'Afrique, de nous avoir fait l'amitié de préfacer cet ouvrage.

Enfin, nous remercions le groupe de Conseil Eurogroup Consulting et en particulier François Pouzeratte et Khaled Igue pour leur soutien à la réalisation de ce livre.

*Jean-Pierre Favennec
Septembre 2015*

Quand l'Afrique s'illuminera....

Par Jean-Louis Borloo

...les Africains auront l'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation, à l'emploi, à la sécurité, à l'amélioration des conditions de vie car l'énergie est le facteur fondamental et préalable à toute croissance économique, sociale et à tout équilibre territorial.

D'ici 30 ans, l'Afrique comptera 1 milliard de nouveaux habitants, ce boom démographique sans précédent dans l'histoire de l'humanité s'avère être une formidable chance mais également un incroyable défi.

Une formidable chance parce que la population africaine est aujourd'hui, et sera demain, la plus jeune du monde, 50% des africains ont moins de 25 ans. Cette jeunesse, dont le niveau d'éducation a considérablement progressé, qui est née avec Internet, la télévision, les téléphones mobiles représente un véritable atout et donc l'avenir du continent.

Un incroyable défi, parce qu'il va falloir nourrir, former, loger, employer et guérir ces nouveaux habitants qui inéluctablement sont attirés vers les lumières des grandes villes africaines et de l'Europe.

Ces flux migratoires importants sont des facteurs de déstabilisation pour le continent mais aussi pour le reste du monde. En Afrique, l'exode rural crée des chaudrons urbains, dans des villes qui ne disposent pas toujours des infrastructures nécessaires à l'accueil de ces nouvelles populations. En Europe, nous assistons à un phénomène d'immigration massive aux conséquences souvent dramatiques.

Pour faire face à ces enjeux, l'accès à l'énergie est l'absolue priorité.

À ce jour, les deux tiers de la population du continent soit 650 millions d'Africaines et d'Africains n'ont pas accès à l'électricité. L'énergie est le préalable à tout développement, la ressource indispensable à la vie, à la lutte contre l'obscurité et donc contre l'obscurantisme.

L'électrification du continent n'est ni impossible, ni inexistante mais au contraire nécessaire, vitale et surtout réalisable d'ici 2025. En effet, on estime à ce jour que si l'ensemble des projets et avant-projets existants étaient mis en œuvre, l'Afrique pourrait être électrifiée à 80% d'ici dix ans. Ces projets sont connus et identifiés mais la plupart d'entre eux connaissent un problème de soutenabilité financière et de bancabilité.

Les initiatives sont nombreuses mais éparées et les critères d'accès aux financements internationaux publics et privés demeurent multiples et complexes. C'est la raison pour laquelle la création d'une Agence, à objet unique, dédiée à l'électrification de l'Afrique, dirigée par les Africains et pour les Africains, est indispensable.

Dotée d'une subvention de cinq milliards de dollars par an et d'une ingénierie publique de haut niveau, elle serait un outil de fédération des partenaires et bailleurs de fonds au service des Etats et des projets ainsi qu'un véritable vecteur de mobilisation de l'ensemble des capacités de financement privé, public, classique ou concessionnel.

Ce chaînon manquant est le seul outil capable de sécuriser les financements, d'assurer la soutenabilité des projets et donc leur faisabilité.

La création de cette Agence nécessite évidemment un consensus, c'est pourquoi, j'ai été à la rencontre de 41 chefs d'Etat et de gouvernement africains qui ont tous soutenu le projet et souligné la véritable urgence de sa mise en œuvre.

Il est urgent d'agir, parce que la course contre la montre est enclenchée pour que les ressources énergétiques du continent et sa puissance démographique deviennent une force et non plus un frein à sa croissance, un plan lumière opérationnel, efficace, permettrait une croissance de plus de 10 % par an pendant 30 ans, ce qui relancerait également la croissance européenne de manière décisive.

Il est urgent d'agir, parce qu'au-delà de la dimension humaine évidente, c'est également un enjeu de justice climat. En effet, l'Afrique n'émet quasiment pas de CO₂ par rapport aux pays développés mais est en revanche totalement victime des conséquences du dérèglement climatique, alors même qu'elle constitue un puits de carbone pour l'ensemble de l'humanité.

Comme le démontre cette étude, qui présente les grandes problématiques énergétiques de l'Afrique, l'Association pour le développement de l'Énergie en Afrique (ADEA), a depuis longtemps compris l'importance des enjeux liés à l'électrification du continent. Cette analyse qui établit un diagnostic précis et propose des orientations intéressantes afin de permettre l'accès à l'énergie pour tous les Africains, témoigne du formidable travail des équipes de l'ADEA.

L'implication de tous les acteurs est indispensable car nous sommes tous concernés.

Ne nous y trompons pas, l'avenir de l'Afrique, de l'Europe et du monde sont intimement liés.

Jean-Louis Borloo

Résumé et Recommandations

Le temps de l'Afrique

L'Afrique est en marche. Continent jeune et plein d'espoir, ses 54 pays constituent une zone de développement au potentiel immense. Plusieurs de ses économies figurent aujourd'hui parmi les plus dynamiques au monde. Le potentiel est vaste – ressources naturelles abondantes, démographie jeune et de plus en plus éduquée, constitution d'une classe moyenne émergente. Toutefois, les freins au développement sont également présents.

Au cœur des problématiques de l'Afrique figure l'énergie. Au sud du Sahara, seul 30% de la population a accès à l'électricité. Sur les 54 pays de l'Afrique, plus de la moitié ont un taux d'électrification de moins de 20%. Sortir l'Afrique subsaharienne de la pauvreté énergétique qui frappe plus de 620 millions d'habitants est une urgence absolue.

L'Afrique subsaharienne est victime, à la fois, d'un faible accès à l'énergie et des conséquences du changement climatique. La désertification progresse. La vulnérabilité des villes côtières (et encore plus des quartiers d'habitat précaire) et à l'élévation des océans est élevée.

L'Association pour le développement de l'énergie en Afrique (ADEA) travaille depuis 10 ans sur les problématiques énergétiques de l'Afrique. Avec un ensemble de chercheurs, spécialistes, hommes et femmes d'affaires, nous œuvrons pour faire progresser la connaissance des problématiques énergétiques et des solutions appropriées permettant l'accès des populations aux énergies les plus appropriées et abordables.

En cette année 2015, qui verra l'ensemble des dirigeants de la planète se réunir à Paris pour élaborer un plan post-Kyoto de limitation des émissions à long-terme, il est important de rappeler la place et les priorités de l'Afrique. C'est ainsi que nous avons voulu aborder la question de l'énergie de l'Afrique avec un œil neuf, gardant à l'esprit les contraintes environnementales – eau, climat et préservation de l'environnement. En tenant compte des nouvelles opportunités que sont les énergies renouvelables, notamment hydraulique et le solaire. En regardant vers le futur car les progrès organisationnels et technologiques sont prometteurs pour l'énergie et changent parfois la donne, notamment en ce qui concerne le coût des énergies renouvelables.

Notre étude vise à répondre à plusieurs objectifs: présenter un large panorama des grands enjeux du secteur, avec un état des lieux précis de la situation de l'énergie en Afrique par secteur d'activité, par énergie et par région, présenter les possibles scénarios d'évolution d'ici 2050 à l'aide d'une synthèse de plusieurs études de référence (AIE, Shell et CME) et formuler quelques orientations possibles.

Un continent fracturé face à des défis majeurs

L'Afrique consomme peu d'énergie par rapport à son poids démographique: si 15% de la population mondiale vit en Afrique, le continent ne représente que 3% de la demande en énergie primaire. Cette situation occulte de plus les fractures énergétiques qui existent sur le continent. Ces fractures sont d'abord régionales: si seulement 30% de la population africaine vit en Afrique du Nord ou Afrique du Sud, ces deux régions représentent 80% de l'énergie consommée par l'ensemble du continent – hors biomasse. Elles existent aussi au sein des différents pays, séparant les zones rurales relativement peu électrifiées des villes. Enfin, si le continent est riche en ressources naturelles, ces dernières sont inégalement réparties. Certains pays (Nigeria, Angola, Congo, Gabon, Guinée équatoriale...) bénéficient ainsi d'une rente pétrolière, qui n'est pas souvent utilisée à bon escient.

Cet accès à l'énergie insuffisante est à la fois cause et conséquence du faible développement économique: 48,5% de la population d'Afrique subsaharienne vit avec moins de 1,25 dollar par jour. Néanmoins la situation économique de l'Afrique s'améliore, comme l'indiquent à la fois la croissance économique forte (4,5 % en moyenne) que le continent connaît depuis une vingtaine d'années ou la hausse des investissements directs étrangers dirigés vers l'Afrique. Ce développement, encore très dépendant des exportations de ressources naturelles et minières, ne pourra se poursuivre et se transformer qu'avec la mise en place d'un cadre institutionnel légal et structuré, à la fois au niveau national et au niveau régional, nécessaire au développement des infrastructures et de l'économie.

En plus de ce défi de politique économique, l'Afrique doit faire face au défi que représente sa démographie. La population africaine est très jeune (environ la moitié a moins de 18 ans) et continue d'augmenter, passant de 440 millions en 1980 à près de 1,2 milliard d'individus en 2014. On estime à 330 millions le nombre de jeunes qui arriveront sur le marché du travail dans les 15 années à venir, dont 200 millions en milieu rural. Cette augmentation de la population, accompagnée d'une amélioration du niveau de vie et de l'émergence d'une classe moyenne, entraînera des besoins accrus en énergie sur l'ensemble du territoire africain.

Enfin, si le continent africain émet peu de gaz à effet de serre (moins de 3,8% des émissions mondiales cumulées), il est, plus que les autres, sensible au changement climatique. L'Afrique est confrontée aux conséquences de ce réchauffement (sécheresses, inondations, montée des eaux...) et à ses impacts sur la population africaine.

La situation par énergie

Le pétrole

L'Afrique joue un rôle croissant sur la scène internationale des hydrocarbures. Plus de la moitié des quantités découvertes au cours des dernières années l'ont été en Afrique qui recèle environ 10% des réserves mondiales de pétrole. La production africaine représente également environ 10% de la production mondiale. Mais une très importante partie est exportée.

Même si la consommation de produits pétroliers en Afrique reste faible (inférieure à 100 millions de tonnes par an en Afrique subsaharienne), le pétrole reste l'énergie fossile la plus utilisée en Afrique du fait de sa grande facilité d'utilisation. Les réserves de pétrole en Afrique correspondent environ à 40 ans de production: la majeure partie de ces réserves se situent en Afrique du Nord et en Afrique de l'Ouest. Des nouvelles découvertes réalisées ces 10 dernières années à l'est comme à l'ouest du continent laissent entrevoir un nouvel essor pour le gaz naturel et le pétrole. L'Afrique compte 47 raffineries capables en principe de raffiner 3,5 millions de barils par jour. Ces raffineries, principalement situées en Afrique du Nord, au Nigeria et en Afrique du Sud, sont dans l'ensemble anciennes. Des projets existent mais ont du mal à se développer. L'Afrique aurait néanmoins intérêt à se doter de capacités lui permettant de faire face à ses besoins en produits.

Exemple frappant, celui du Nigeria : « premier pays producteur de pétrole en Afrique, il connaît une pénurie de carburant sans précédent. Du coup, le pays est tourné au ralenti car plusieurs secteurs sont touchés par cette insuffisance. Les banques ont réduit les horaires d'ouverture et les compagnies aériennes ont dû annuler les vols. Naturellement, le trafic routier est également réduit¹ ».

Le charbon

Les réserves africaines de charbon se trouvent principalement en Afrique du Sud et au Zimbabwe. Avec une production annuelle d'environ 250 millions de tonnes, l'Afrique du Sud est le principal producteur du continent: ce dernier exporte un peu plus du tiers de cette production, le reste est consommé, principalement pour produire de l'électricité.

¹Source : BBC News mai 2015, repris par Burkina24.

Le gaz naturel

Le gaz naturel est abondant en Afrique du Nord (Algérie, Égypte, Libye), en Afrique de l'Ouest et en Afrique centrale. S'il est utilisé à la fois pour les usages domestiques, pour les usages industriels ou pour la production d'électricité en Afrique du Nord, son utilisation se cantonne à la production d'électricité (encore faible) et à la liquéfaction en Afrique de l'Ouest et en Afrique centrale. Le secteur gazier est en plein développement, avec la découverte de gisements au large du Mozambique et de la Tanzanie.

L'électricité

Le continent africain est le moins électrifié au monde. Si le taux de desserte en électricité est proche de 100% en Afrique du Nord, il n'est que de 32% en Afrique subsaharienne. De plus, l'électrification des zones rurales est beaucoup plus faible que celle des villes. L'électrification de l'Afrique subsaharienne est donc une priorité, à la fois pour les pays qui la composent et pour les différentes initiatives internationales. Elle peut se faire par extension de réseau, ou par la mise en place de solutions mini-réseaux ou hors-réseaux (basées le plus souvent sur les énergies renouvelables). Le choix de la solution technique à privilégier dépend de plusieurs facteurs : le plus souvent, les aires urbaines sont électrifiées à l'aide d'une extension de réseau, tandis que des solutions mini-réseaux ou hors-réseaux sont utilisées pour électrifier les zones rurales. Les modes d'organisation de la distribution, de la structure des tarifs, et de la gestion des branchements sont encore en gestation. Pour des raisons démographiques, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité est en augmentation en Afrique subsaharienne.

La capacité de production électrique de l'Afrique subsaharienne est de 97 GW environ, dont 45 environ en Afrique du Sud. Les moyens de production varient selon les régions : gaz et fuel en Afrique du Nord, charbon en Afrique du Sud, produits pétroliers en Afrique subsaharienne. L'Afrique du Sud est actuellement le seul pays africain ayant intégré l'énergie nucléaire à son mix électrique mais d'autres pays, situés en particulier en Afrique du Nord, envisagent de se doter d'installations de production d'électricité nucléaire. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (solaire, hydraulique, éolienne...) se développe : l'hydroélectrique en particulier, avec les projets de barrages « Renaissance » en Éthiopie ou « Inga III » au Congo, et avec l'utilisation de nombreuses chutes d'eau en milieu rural.

Le secteur électrique connaît deux problèmes liés. L'électricité produite est chère, ce qui décourage la consommation. Mais la faible consommation limite le recours à de grandes installations, qui pourraient produire de l'électricité moins chère grâce à des économies d'échelle. La mise en place de *power pools* régionaux rend possible ces économies d'échelle, et améliore la fiabilité des réseaux électriques. L'Afrique doit mettre les bouchées doubles pour améliorer son électrification. Les besoins en financement pour atteindre un taux d'accès à l'électricité proche de 80% représente un effort d'investissement de 800 à 1 000 milliards de dollars. Les efforts d'innovation technique et organisationnelle comme de définition de normes adaptées seront déterminantes aussi.

Pour les électrifications nouvelles, il faut prendre en compte la rapidité de croissance des réseaux : cela permet de définir les îlots électriques à équiper en tant que tels. Il ne faut pas trop retarder l'accès à l'électricité des zones rurales où vit la moitié de la population : la définition de solutions techniques et organisationnelles adaptables est une exigence...

Les énergies renouvelables

La consommation de biomasse, principalement de bois de chauffe et de charbon de bois, est importante en Afrique : la consommation africaine de charbon de bois représente ainsi plus de la moitié de la production mondiale et environ 60% de la consommation d'énergie de l'Afrique subsaharienne. Cette utilisation massive de la biomasse pose plusieurs problèmes : pénibilité de la collecte de bois (qui prend du temps et est surtout effectuée par les femmes), problèmes de santé liés à l'inhalation des fumées dans les habitations (plus de morts par maladies respiratoires que par le paludisme...). Néanmoins, il existe des

nouvelles filières de production et de consommation du bois, ainsi que des cultures énergétiques qui se concrétisent afin de concilier usage de la biomasse et protection des équilibres écologiques.

Les autres énergies renouvelables se développent et sont utilisées principalement pour la production d'électricité. L'Afrique du Sud, le Maroc, l'Égypte et l'Éthiopie disposent d'un fort potentiel éolien, pratiquement compétitif sans subvention. Dans une moindre mesure, la Tunisie et le Cap Vert ont recouru à cette énergie.

Le potentiel géothermique, limité à la vallée du Rift, n'est exploité que par le Kenya (125 MW installés). Le solaire (photovoltaïque et solaire concentré) se développe grâce à une baisse des coûts de production, le potentiel se concentrant au Sahara, en Afrique du Nord et en Afrique australe. Le solaire pour l'éclairage et d'autres usages de faible consommation comme la recharge de téléphones portables est une solution actuelle pour combler le manque d'électrification dans les villages. Enfin, c'est l'énergie hydraulique qui se développe le plus, avec un potentiel important (12 % du potentiel mondial) localisé principalement en Afrique centrale, particulièrement au Congo-Kinshasa, au Cameroun, dans la région du Nil, au Mozambique et en Guinée. Le barrage « Renaissance », actuellement en construction en Éthiopie, est le parfait exemple de ce développement.

Secteurs d'utilisation et potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique

Les transports africains sont essentiellement routiers (entre 80 et 90 % du trafic interurbain et inter-États de marchandises). Le parc automobile se compose souvent de véhicules anciens, en particulier en Afrique subsaharienne: ils sont en mauvais état, polluants et fortement consommateurs de produits pétroliers. En Algérie par exemple, en 2010, 57 % des véhicules sont plus de 20 ans, les véhicules de moins de cinq ans, ne représentent que 20 % du parc.

Le réseau ferré est mal entretenu et peu interconnecté (notamment en Afrique de l'Ouest et en Afrique centrale). Des projets pour développer le secteur ferroviaire africain existent: par exemple la boucle ferroviaire ouest-africaine qui traversera Abidjan, Ouagadougou, Niamey, Cotonou et Lomé, pour une longueur de 2 800 kilomètres, et facilitera l'intégration et le développement de l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA). Le secteur industriel africain ne pourra se développer et se diversifier qu'en ayant un accès fiable à l'énergie: électricité pour les mines, combustibles pour les cimenteries, gaz ou produits pétroliers pour les industries chimiques.

L'agriculture, secteur clé de l'économie africaine, emploie 65 % de la population active africaine, et participe à hauteur de 32 % au PIB africain. Néanmoins, si sa productivité augmente, elle part de très bas, car elle est peu mécanisée, souffre du manque d'accès à l'eau (et donc à l'irrigation) et d'une organisation insuffisante pour l'accès de produits transformés aux marchés. Le développement énergétique de l'Afrique est nécessaire pour résoudre ces problèmes.

La biomasse (sous forme de feu de bois) est l'énergie la plus utilisée pour les usages domestiques en Afrique subsaharienne, principalement pour la cuisson et le chauffage. Les inconvénients sociaux et environnementaux de cette consommation sont nombreux, mais deux pistes sont envisageables pour améliorer la situation: l'utilisation de foyers améliorés, la diffusion des foyers à GPL ou à biogaz. Concernant la climatisation des bâtiments, il est nécessaire d'adopter des normes de construction pour les nouveaux bâtiments afin de réaliser des économies d'énergie: urbanisme et construction bioclimatique, écoconstruction, matériaux traditionnels...

L'amélioration de l'efficacité énergétique doit être une priorité pour l'Afrique: elle permettrait une diminution des coûts pour les consommateurs, une meilleure compétitivité économique du continent et une diminution des investissements nécessaires dans les infrastructures énergétiques.

L'Afrique à l'horizon 2050

L'Afrique va connaître d'ici 2050 une forte croissance démographique, supérieure à la croissance démographique mondiale: il y aura probablement plus de 2,4 milliards d'Africains en 2050, contre environ un milliard en 2010. La croissance démographique devrait être semblable à la croissance mondiale en Afrique du Nord et en Afrique du Sud, mais elle sera sans doute bien plus importante ailleurs (la population augmentera de plus de 150% en Afrique de l'Ouest, de l'Est et centrale). La fécondité baissera partout en Afrique, mais restera élevée en dehors de l'Afrique du Nord et de l'Afrique du Sud.

La demande en énergie primaire, ainsi que celle d'électricité vont fortement augmenter sur le continent. Néanmoins, les situations énergétiques et électriques resteront très différentes en Afrique du Nord et en Afrique subsaharienne.

- En Afrique du Nord, la demande en énergie primaire devrait presque doubler d'ici 2050, pour atteindre environ 13,7 EJ (Exajoule) – 326 Mtep (7,2 EJ – 171 Mtep en 2012). Le gaz remplacera le pétrole, prenant la première place dans le mix énergétique avec une part de près de 45%. La demande en pétrole augmentera peu, et sa part dans le mix énergétique baissera, dépassant de peu les 29%. Enfin, la demande en énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique, il risque fort d'y avoir une diminution de l'hydraulicité, liée aux changements climatiques) sera multipliée par 60 d'ici 2050, pour représenter près de 18% du mix énergétique.

Concernant la production électrique, elle devrait approcher les 820 TWh en 2050 (300 TWh en 2012). Si le gaz restera le pilier du mix électrique (66% de la production d'électricité), la part des énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique) augmentera considérablement: elle sera multipliée par 85, comptant pour un peu plus de 20% de la production d'électricité.

- En Afrique subsaharienne, l'augmentation de la demande en énergie primaire devrait être plus importante qu'en Afrique du Nord. Cette demande devrait probablement être proche de 50 EJ – 1 190 Mtep en 2050 selon la majorité des scénarios étudiés (contre 23,8 EJ – 567 Mtep en 2012). Il n'existe pas de consensus sur la composition du mix énergétique subsaharien de 2050: néanmoins, certaines conclusions sont partagées. Le mix énergétique sera toujours basé sur les bioénergies, même si leur part devrait baisser fortement (d'au moins 20%). La part des énergies fossiles devrait augmenter (de 10 à 20%): la part du charbon diminuera, tandis que celle du gaz augmentera très fortement (d'au moins 10%). Enfin, les énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique), négligeables dans le mix énergétique de 2012, devraient compter pour 7 à 9% du mix.

Concernant la production électrique, elle devrait être comprise entre 2 200 et 3 100 TWh en 2050, contre seulement 440 TWh en 2012. Le mix énergétique subsaharien se diversifiera: le charbon et les bioénergies seront moins utilisés, tandis que l'utilisation du gaz et des énergies renouvelables augmentera très fortement.

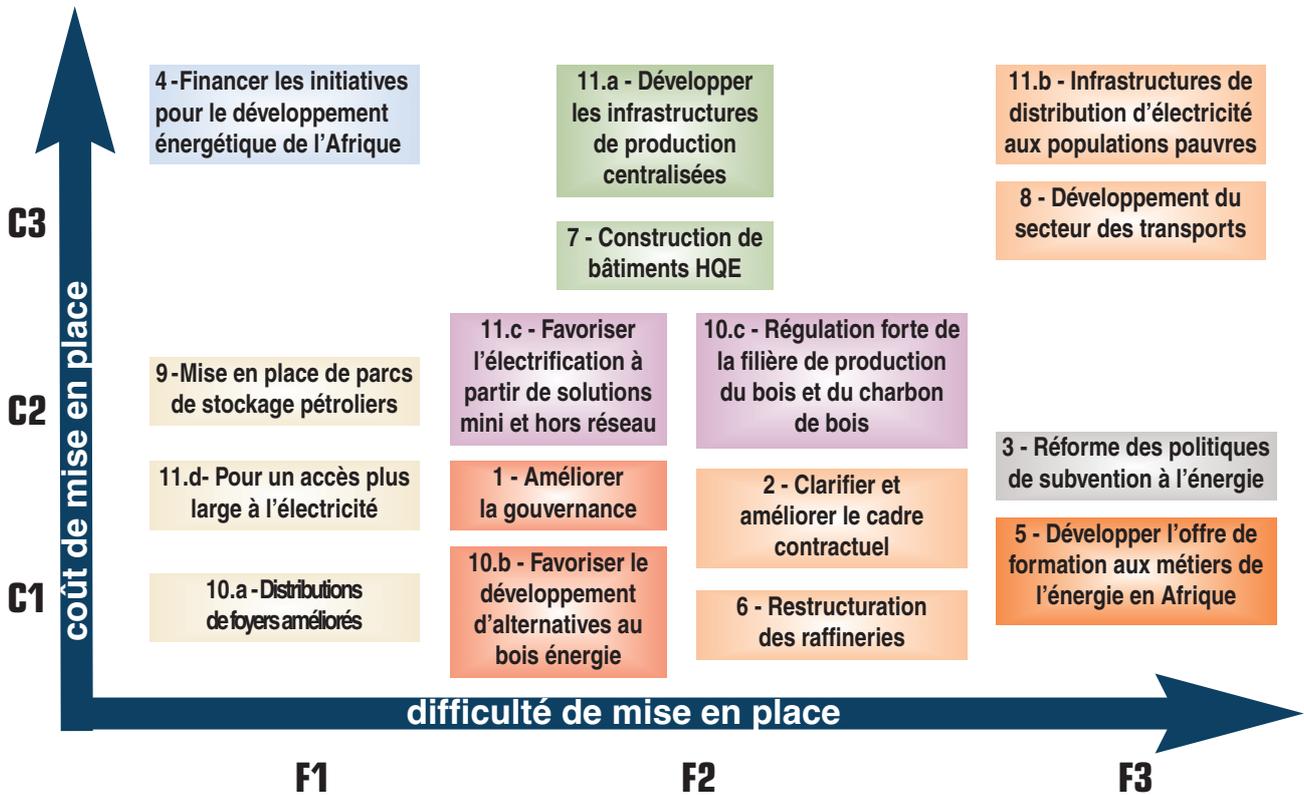
L'électrification du continent va se poursuivre. Si l'Afrique du Nord sera complètement électrifiée bien avant 2050, il est très probable qu'une part importante des personnes vivant en Afrique subsaharienne soit encore privée d'accès à l'électricité à l'horizon 2050 (entre 250 et 400 millions de personnes selon les investissements réalisés).

Enfin, l'Afrique émettra plus de CO₂ en 2050 qu'en 2012 (entre 2,2 et 2,7 milliards de tonnes, contre environ 1,1 milliard en 2012), mais ses émissions ne compteront toujours que pour une faible part des émissions mondiales, encore plus en tenant compte du poids démographique de l'Afrique. Le continent pourrait souffrir des conséquences du changement climatique, si les émissions mondiales de gaz à effet de serre ne diminuent pas.

Les principales orientations possibles

Les orientations possibles, par souci de simplicité sont classées en :

- **C1** : peu coûteuses
- **C2** : coûteuses
- **C3** : très coûteuses
- **F1** : faciles à réaliser
- **F2** : moyennement faciles à réaliser
- **F3** : difficiles à réaliser



1- Améliorer la gouvernance. La première recommandation touche à la gouvernance. Il n'y a sans doute pas de fatalité du sous-développement et l'on peut rappeler que, en 1960, le Sénégal avait le même PNB per capita que Taïwan, la Côte d'Ivoire avait le même PNB per capita que la Corée du Sud. Plusieurs modèles de gouvernance sont possibles. Une bonne gouvernance publique passe notamment par des administrations et sociétés étatiques structurées et efficaces, un personnel bien formé, et la mise en place d'une réglementation respectée (C1 – F2).

La lutte contre la corruption et contre les corrupteurs est une priorité avec le respect des initiatives comme « Publish what you pay ».

La décentralisation, avec l'autonomie croissante de collectivités territoriales de bonne taille, est un atout sur lequel il faut s'appuyer

2- Clarifier et améliorer le cadre contractuel.

Il est nécessaire de développer et de valoriser les ressources africaines, dont le gaz et le pétrole. Les pays producteurs doivent s'assurer que le cadre contractuel (code pétrolier, contrats d'exploration production) est attrayant, de manière à permettre une mise en valeur optimum du patrimoine en hydrocarbures. La situation est différente entre pays d'Afrique du Nord, dotés d'institutions fortes et de sociétés nationales, et pays d'Afrique subsaharienne, riches en ressources où les administrations et sociétés nationales disposent de moins de capacités. Des efforts de formation ont été faits mais la capacité de suivi et d'optimisation du secteur extractif doit être renforcée compte tenu du développement de ce secteur, de la complexité accrue de la recherche (gisements plus profonds) et de la nécessité d'intégrer des contraintes d'environnement plus strictes (C1 – F2).

3- Réforme des politiques de subventions à l'énergie. Les politiques de subventions actuelles engendrent des effets néfastes dans de nombreux domaines d'activité: elles aggravent les déséquilibres budgétaires, elles freinent le développement économique des pays en décourageant l'investissement dans le secteur énergétique, et engendrent des externalités négatives d'un point de vue environnemental. Elles sont de plus inéquitables, et profitent majoritairement aux milieux les plus aisés (cf. l'étude de l'Office national algérien des statistiques sur les dépenses de consommation des ménages algériens en 2011). L'abandon progressif des subventions aux produits énergétiques permettrait aux États de réaffecter ces fonds à des programmes mieux ciblés comme la santé, l'éducation ou la protection sociale (C1 – F3).

4- Financer les initiatives pour le développement énergétique de l'Afrique. Différentes initiatives visant à améliorer la situation énergétique du continent africain existent: Fonds Vert, SE4ALL, PowerAfrica, Énergies pour l'Afrique... Elles sont nécessaires, car elles investissent dans de nombreux projets visant par exemple à l'électrification de l'Afrique ou au développement des énergies renouvelables. Afin de ne pas casser cette dynamique d'investissement, il faut poursuivre le financement de ces initiatives (C3– F1).

5- Développer l'offre de formation aux métiers de l'énergie en Afrique. L'électrification de l'Afrique requiert quantité de compétences liées aux sciences de l'ingénieur, et donc la formation en grand nombre de techniciens, techniciens supérieurs et ingénieurs: il y a actuellement une pénurie de tels profils. De plus, la qualité de l'enseignement varie beaucoup entre les différentes formations. Il est donc nécessaire de développer l'offre de formation technique en Afrique, et d'associer d'avantage les entreprises à la formation et à l'enseignement (C1 – F3). Il y a un besoin croissant de structures d'appui aux projets de terrain, pour leur montage, la formation des gestionnaires et l'appui à la maintenance...

6- Restructuration des raffineries. Le secteur du raffinage doit être analysé globalement pour déterminer, à une échelle régionale, les meilleures solutions pour alimenter un ensemble de pays en produits pétroliers: restructuration de raffineries existantes, construction de nouvelles raffineries et de terminaux d'importation de produits finis (C1 – F2).

7- Construction de bâtiments HQE. Le développement de l'urbanisme et de l'architecture bioclimatique en Afrique nécessite de:

- réhabiliter l'utilisation de matériaux locaux (terre, terre cuite avec un peu de ciment) pour la construction;
- favoriser la conception de bâtiments très différents des bâtiments construits dans les années 1960 et 1970, au moment où l'énergie était bon marché, pour aller vers des bâtiments consommant très peu d'énergie, tout en maintenant une température acceptable.

Ces mesures permettraient de réaliser d'importantes économies d'énergie, ce qui diminuerait de fait la demande en électricité (C2 – F2).

8- Développement du secteur des transports. Les transports africains sont essentiellement routiers (80 à 90% du trafic interurbain et inter-États de marchandises). Le parc routier est majoritairement constitué de véhicules anciens, polluants et fortement consommateurs de produits pétroliers. La mise en place d'un contrôle technique des véhicules serait bien utile. Il est nécessaire de développer l'offre de transports en commun selon des formes adaptées aux villes. Il apparaît également important de développer le réseau ferré africain et de favoriser l'interconnexion des différents réseaux ferrés (C3 – F3).

9- Mise en place de parcs de stockage pétroliers. Les produits pétroliers couvrent 60% des besoins en énergie hors bois de feu en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud). La logistique est donc cruciale. Les moyens de transport (chemins de fer, routes) sont largement insuffisants. La réhabilitation des réseaux est fondamentale mais déborde le cadre de cette étude. La mise en place de parcs de stockage pétroliers permettrait entre autres de donner une impulsion forte à l'utilisation du GPL et de réduire les difficultés d'approvisionnement en produits pétroliers qui existent en Afrique subsaharienne (C2 – F1).

10- Biomasse. Il n'est pas possible d'envisager à horizon court la disparition de l'utilisation du bois de feu, qui est souvent la seule énergie dont disposent les ménages ruraux. L'ADEA recommande donc :

- a. Distribution de foyers améliorés. Il apparaît urgent de développer sur une échelle massive la distribution de foyers améliorés. Cette mesure simple est préconisée depuis des dizaines d'années, mais n'est que très partiellement mise en œuvre (C1 – F1).
- b. Favoriser le développement d'alternatives au bois énergie. Il est nécessaire de favoriser le développement d'alternatives biomasses au bois énergie, notamment avec la méthanisation, la pyrolyse ou la fabrication de combustibles alternatifs. Le GPL est aussi une alternative crédible au bois énergie pour une utilisation domestique (C1-F2).
- c. Régulation forte de la filière de production du bois et du charbon de bois. La régulation de cette filière permettrait de lutter contre l'exploitation sauvage des forêts, et donc de permettre une utilisation durable et responsable des forêts (C2 – F2).

Ces mesures :

- réduiraient la déforestation ;
- réduiraient l'occurrence de maladies respiratoires ;
- libèreraient, en particulier pour les femmes et les enfants, un temps considérable consacré à la collecte du bois. Ce temps deviendrait disponible pour l'éducation, la production ou les loisirs.

11- Électricité accessible en ville et dans les zones rurales. Les pays africains se caractérisent par une électricité « centralisée et diffusée dans les grands centres » distincte de l'électricité rurale et spécifique de l'Afrique. Dans de très nombreux pays, le développement et l'installation de l'électricité se sont faits à partir des grandes villes puis se sont dirigés vers les campagnes, soutenus et subventionnés par l'État. Dans ce contexte, il apparaît urgent de :

- a. Développer les infrastructures de production centralisées. Il est important de développer partout où cela est possible des infrastructures de production d'hydroélectricité importantes (Afrique centrale : Inga, Afrique de l'Est : le Nil, Afrique de l'Ouest : Fouta Djallon et fleuves). Ces barrages sont coûteux en investissement initial, mais d'excellentes solutions à long terme au développement de la production. Là où l'hydraulique n'est pas disponible, il faut développer les capacités de production centralisées (grandes centrales thermiques à gaz quand cela est possible). Ces infrastructures assurent aux habitants des centres et aux grandes entreprises une électricité fiable et à un meilleur prix (C3 – F2).
- b. Infrastructures de distribution d'électricité aux populations pauvres. Il faut assurer un accès minimum à l'électricité aux populations démunies des banlieues des grands centres (C3 – F3). Les formes de distribution et de facturation doivent faire des progrès. Les expériences de compteurs avec pré paiement sont à poursuivre : cela pourrait permettre un accès à tous ceux qui ont des ressources précaires (Cf. les expériences du GRET à Nouakchott).
- c. Favoriser l'électrification à partir de solutions mini-réseau / hors-réseau. Il apparaît urgent d'encourager toutes les initiatives qui peuvent être prises pour favoriser production et distribution d'électricité décentralisée (solaire, hybride avec groupes diesel, micro-hydraulique, méthanisation...) dans les villages, la formation et l'information des populations, la nécessité

de faire payer pour ce service, et la mise en place des équipes capables d'assurer la gestion et l'entretien des installations (C2 – F2).

d.. Pour un accès plus large à l'électricité, favoriser les expérimentations et les innovations, dans les domaines de l'organisation de la distribution de la facturation et des normes techniques (moins coûteuses que les européennes), et adaptables.

1 - État des lieux: analyse et orientations possibles

1 - État des lieux: analyse et orientations possibles

Depuis quelques années, l'Afrique est perçue de manière positive par les investisseurs. Plusieurs programmes d'aide et de développement économique ont ciblé un certain nombre de défis majeurs auxquels le continent africain est confronté.

1.1 L'Afrique: un continent de fractures énergétiques

1.1.1 Fracture entre le continent et le monde

Avec plus de 15 % de la population mondiale, l'Afrique ne consomme que 3,2% de l'énergie primaire utilisée dans le monde¹ et seulement 14,64% de la consommation énergétique de l'Amérique du Nord². L'Afrique doit œuvrer pour l'accès à des infrastructures et à des services énergétiques modernes, fiables et à un prix abordable pour le producteur et le consommateur car la solvabilité des ménages est également un obstacle à l'investissement d'entrepreneurs. La situation n'est pour autant pas sans espoir. L'électrification crée des paysages économiques et techniques permettant sur le moyen terme à chacun des bénéficiaires de payer sa connexion électrique. Un accès à l'électricité payant, même à prix très bas, sera valorisé par le consommateur.

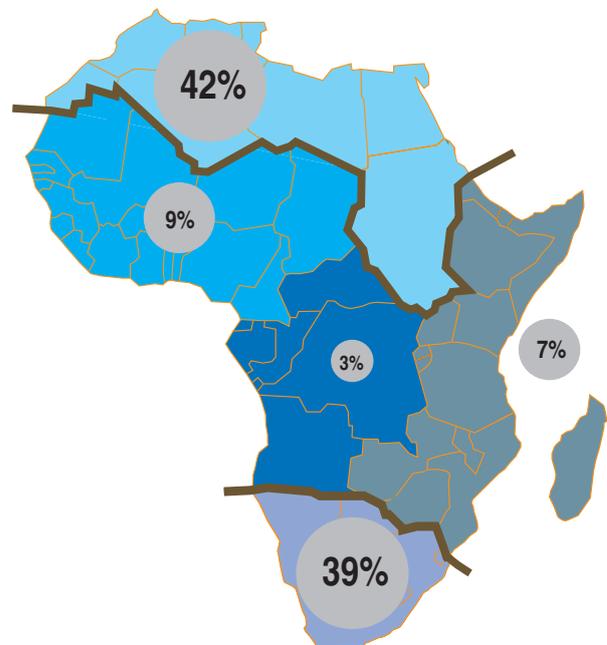
1.1.2 Fracture entre une Afrique du Nord, une Afrique du Sud et une Afrique «du milieu»

L'Afrique présente une diversité importante à l'échelle nationale mais aussi régionale. Les ressources sont inégalement réparties et les sources de consommation énergétiques sont par conséquent diverses selon les régions et les pays.

Aux deux extrémités du continent, l'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud représentent 80% de l'énergie consommée par l'ensemble du continent.

- L'Afrique du Nord produit environ 40% du pétrole et plus de 70% du gaz africain. Les pays d'Afrique du Nord sont des consommateurs importants de pétrole et de gaz.
- La République d'Afrique du Sud, qui produit 98% du charbon en Afrique, consomme principalement du charbon, les produits dérivés de sa liquéfaction et des produits pétroliers.
- Le reste de l'Afrique, dite Afrique subsaharienne – hors République d'Afrique du Sud -, produit une quantité non négligeable d'énergie (pétrole, gaz...). La consommation est essentiellement une consommation de bois et dans une moindre mesure de pétrole.

Carte 1 - Consommation énergétique en Afrique par régions



La Carte 1 montre la fracture existante entre le Nord, la République d'Afrique du Sud et l'Afrique subsaharienne. Bien qu'étant la zone la plus peuplée du continent avec environ 70% de la population, l'Afrique subsaharienne ne représente que 19% de la consommation énergétique totale du continent.

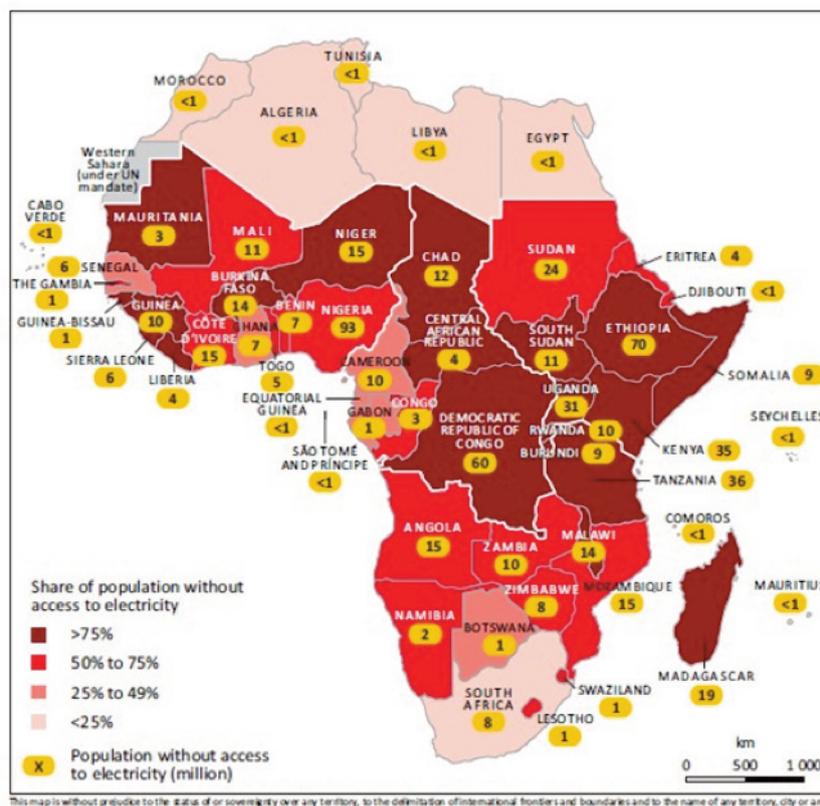
¹BP Statistical Review 2014

²Calcul réalisé à partir des chiffres du BP Statistical Review 2014

En matière d'accès à l'énergie moderne, les inégalités persistent à l'échelle régionale et nationale. Le taux d'accès à l'électricité est de 99% en Afrique du Nord et de 32% en Afrique subsaharienne.

- En Afrique de l'Ouest: des pays comme le Liberia, la Sierra Leone, le Niger ou le Burkina Faso disposent de taux d'accès à l'électricité d'environ 20% tandis qu'ils sont de 50% au Sénégal et de 70% au Ghana. Au Nigeria, pays le plus peuplé d'Afrique, environ 55% de la population n'a pas accès à l'électricité.
- En Afrique Centrale: la région connaît les variations les plus larges. Les taux d'accès à l'électricité sont importants au Cameroun (54%), Gabon (60%) et Guinée équatoriale (66%) et très bas en République centrafricaine (3%), au Tchad (4%) et au Congo-Kinshasa (9%).
- En Afrique de l'Est: les taux d'accès à l'électricité sont assez bas mais certains exemples comme celui du Rwanda sont encourageants. En 2008, seulement 6% de la population rwandaise avait accès à l'électricité contre 17% en 2012. Cette augmentation rapide est permise par des mesures favorisant l'accessibilité financière au raccordement, comme par exemple l'échelonnement du paiement des frais de raccordement.
- En Afrique australe: l'Afrique du Sud présente un taux d'accès à l'électricité de 85%, soit le plus haut niveau en Afrique subsaharienne. Sur les 15% de la population n'ayant pas accès à l'électricité officiellement, 4% se connectent de manière illégale³. Les trois-quarts des consommateurs utilisent des compteurs prépayés, ce qui permet de limiter les difficultés de non-paiement. Au Mozambique, où le gouvernement a encouragé l'installation de panneaux solaires photovoltaïques ou de mini centrales hydrauliques dans les zones rurales, le taux d'électrification atteint les 40%. La Tanzanie connaît également une amélioration rapide, de 13% en 2008 à 24% d'accès à l'électricité en 2012, suite à une réduction importante des prix de connexion.

Carte 2 - La part de la population sans accès à l'électricité⁴



³ Statistics South Africa, 2013.

⁴ World Energy Outlook 2014, AIE

En plus des politiques nationales d'électrification, comme le *National Electrification Scheme* lancé en 1989 au Ghana, l'Afrique s'est regroupée en marchés et organisations régionales, les *pools* énergétiques. Au nombre de cinq, ils ont pour but de mettre en œuvre une politique électrique commune et la construction d'infrastructures facilitant les échanges électriques entre les États membres du *pool*.

Le plus ancien et le plus avancé des *pools* est celui d'Afrique australe, le *Southern Africa Power Pool* (SAPP) créé en 1995. Il a privilégié l'émergence d'un marché compétitif de l'énergie au sein du *pool* par la mise en place d'un «*Day-ahead market*»⁵. Le SAPP oriente ses efforts sur la production et l'échange de l'énergie électrique à prix abordable dans un marché encadré et sécurisé.

En Afrique de l'Ouest, le *Western Africa Power Pool* (WAPP), créé en 2001, oriente ses efforts sur la promotion et le développement des infrastructures de production et de transport d'énergie électrique à l'intérieur des pays membres. Le WAPP est une institution spécialisée de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (Cédéao). Le Master Plan WAPP 2011 prévoit notamment dix nouvelles interconnexions de 225kV à 330kV ainsi qu'une part de 10% d'énergies renouvelables pour atteindre cet échange d'ici 2020. Des pays comme le Nigeria, le Niger, le Bénin, le Togo, le Burkina Faso, le Ghana, la Côte d'Ivoire, le Sénégal et le Mali sont interconnectés.

Le *Central African Power Pool* (CAPP) a été créé en 2003 et l'*Eastern African Power Pool* (EAPP) en 2005. Les deux *pools* sont encore au stade de développement mais l'EAPP prévoit que son marché régional *Day-ahead Market* (DAM) soit pleinement opérationnel dès 2017. L'objectif premier est d'assurer la sécurité énergétique de la région afin de faciliter sur le long terme le développement d'un marché électrique régional. Le Comité maghrébin de l'électricité (Comelec) créé en 1989 est une association qui regroupe les entreprises responsables de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique dans les pays du Maghreb (Mauritanie comprise). L'une de ses commissions, la Commission des interconnexions maghrébines (CIM) est chargée entre autres de coordonner l'exploitation des réseaux maghrébins interconnectés et de mettre en place les règles et consignes d'exploitation et veiller à leur application⁶.

Encadré 1

Le *National Electrification Scheme* (NES) et le *National Electrification Programme* (NEP, Ghana)

Le NES est une stratégie d'électrification nationale élaborée en 1989 et appliquée dès 1990 au Ghana qui couvre une période de 30 ans (1990-2020). Il vise l'électrification de toutes les communautés de plus de 500 habitants en 2020. Le NEP (Programme National d'Electrification) est mené par le ministère de l'énergie ghanéen et couplé à un fonds national d'électrification.

On distingue deux phases principales :

- Phase 1 : Il s'agit d'étendre le réseau national en reliant les 110 capitales politiques des districts composant le pays au lancement du programme et les villes présentes sur le parcours.
- Phase 2 : L'électrification des populations en privilégiant des projets électriques économiquement viables.

L'extension du réseau et l'électrification sont financés par un budget d'allocations annuel et par des prêts bilatéraux et multilatéraux.

Le NEP est accompagné d'un programme complémentaire (*Self Help Electrification Programme - SHEP*) pour accélérer le processus. Il s'appuie sur trois critères :

⁵ Un «*Day-ahead Market*» est un marché à terme où les prix de l'électricité sont calculés pour la journée suivante sur la base de l'offre, de la demande et des transactions qui en découleront.

⁶ Article de Callixte Kambanda pour le site de la Banque africaine de développement <http://www.afdb.org/fr/blogs/integrating-africa/post/power-trade-in-africa-and-the-role-of-power-pools-12101/>

- La ville ou le village doit se situer à 20 kilomètres ou moins de lignes de sous-transmission de 11kV ou 33Kv;
 - La communauté doit être capable de construire le nombre nécessaire de pôles électriques de basse tension pour la distribution du bas voltage au sein de la communauté;
 - 33 % des foyers de la communauté doivent disposer d'une installation électrique.
- Une fois ces conditions réunies, le ministère de l'énergie ghanéen doit fournir les matériaux, les installations comme les transformateurs, afin de permettre la fourniture électrique.
- Le taux d'électrification du Ghana était de 28% en 1989, puis de 54% en 2005 pour un peu plus de 70% actuellement.
- L'électrification du pays a permis l'amélioration des services publics et du bien-être des populations en apportant entre autres l'éclairage public et en facilitant l'accès à l'éducation.

1.1.3 Fracture entre le monde rural et le monde urbain

La fracture séparant le monde urbain et le monde rural devrait s'amplifier dans les années à venir avec l'augmentation de la population et de l'urbanisation qui s'en suivra⁷. L'électrification des campagnes isolées et moins peuplées ne devra pas être négligée puisqu'elle offre l'accès aux techniques agricoles modernes permettant de nourrir les villes. Les infrastructures de distribution sont aujourd'hui quasi-inexistantes dans les campagnes d'Afrique malgré la diffusion de petites installations.

La biomasse, gratuite et ancestrale, représente 80% de l'énergie consommée en Afrique subsaharienne. Elle reste la principale source d'énergie. Ce point particulier fait apparaître un constat récurrent en Afrique: l'absence d'un maillage dense des réseaux reliant les foyers, notamment ruraux, au réseau national de distribution énergétique, et ce malgré le développement des *pools*.

1.1.4 Fracture entre exportation des ressources et sous-consommation locale

L'Afrique produit des quantités substantielles d'énergie mais en consomme peu comme l'illustre le Tableau 1.

Tableau 1 - Poids de l'énergie africaine sur la scène internationale⁸

| | Pétrole | Gaz | Charbon |
|---------------------|----------------|------------|----------------|
| Réserves | 7,7% | 7,6% | 3,7% |
| Production | 10,1% | 6,0% | 3,8% |
| Consommation | 4,1% | 3,7% | 2,5% |

Les exportations importantes d'énergie de l'Afrique tiennent davantage à une consommation réduite qu'à la taille de la production qui est en ligne avec l'importance de l'Afrique dans le monde.

1.1.5 Les pays africains et l'utilisation de la rente pétrolière

Malgré une production pétrolière conséquente, les pays producteurs n'ont la plupart du temps pas pu tirer le meilleur parti de leurs richesses pétrolières. L'IDH du Cameroun a connu une lente augmentation de 31% sur la période 1980-2011 comprenant dix ans de stagnation sur la période 1990-2000. L'IDH de la Côte d'Ivoire, malgré une augmentation globale sur une période de 31 ans, connaît une régression depuis 2010⁹. Par ailleurs, les instabilités politiques comme au Nigeria ou en Libye ne sont pas de nature à permettre une exploitation et une gestion des ressources maximales. En effet, depuis 2007, la production pétrolière africaine

⁷ Rapport Unicef 2014, *Generation 2030/Africa Report*

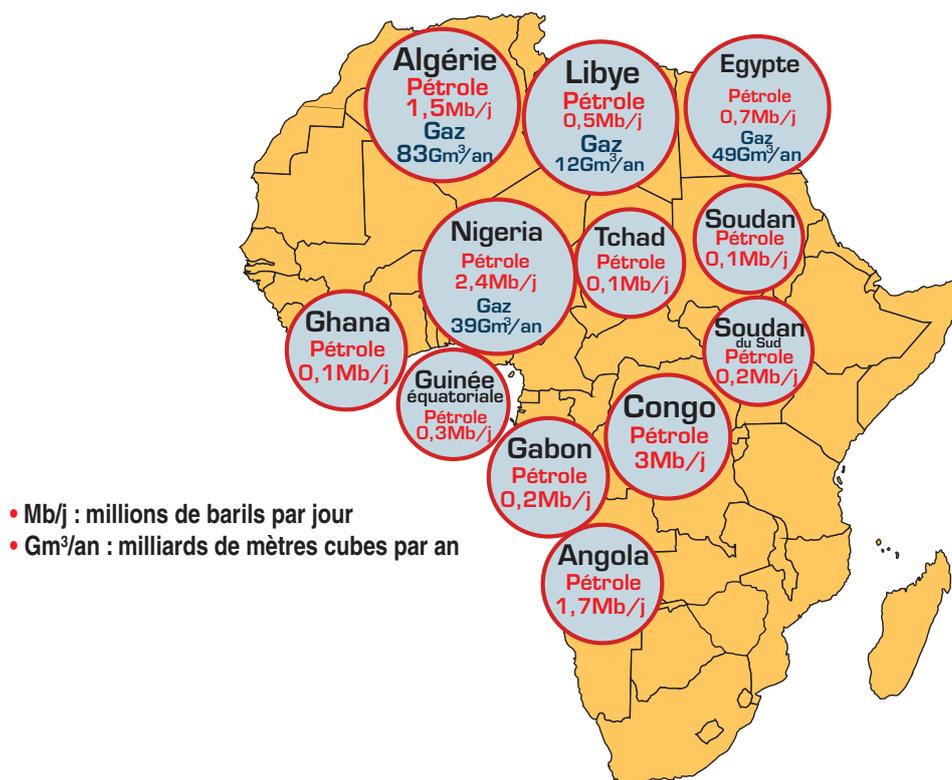
⁸ BP Statistical Review 2014

⁹ <http://perspective.usherbrooke.ca/>

est en diminution passant de 10, 2 millions de barils par jour à 8, 8 millions de barils par jour en 2013. La part relative de production au niveau mondial reste pratiquement la même depuis vingt ans. Néanmoins, les investisseurs étrangers s'intéressent fortement au potentiel énergétique du continent et plus particulièrement de pays comme l'Angola, le Mozambique ou la Tanzanie, qui ont vu leurs IDE augmenter de 16% en 2013¹⁰ suite à la découverte de nombreux gisements de pétrole et surtout de gaz. Mais si les pays producteurs souhaitent stabiliser et développer leur production globale, il leur faudra réaliser des investissements considérables et mettre en place des conditions favorables aux investissements.

- Orientations possibles dans le secteur pétrolier :
 - organiser des appels d'offre internationaux ouverts à la concurrence permettrait à l'État détenteur de la ressource de faire preuve d'une plus grande transparence et d'évaluer l'adéquation de son marché national avec le marché international ;
 - le cadre institutionnel doit bien définir les rôles du ministère et de la société nationale; identifier les interlocuteurs et le rôle régalien de la société nationale selon qu'elle se substitue à l'État ou qu'elle est une entreprise publique à caractère commercial;
 - améliorer le contrôle et l'application du droit déjà mis en place;
 - améliorer et généraliser la transparence des revenus pétroliers.

Carte 3 - Pays producteurs de pétrole et de gaz en Afrique



1.2 Les défis majeurs

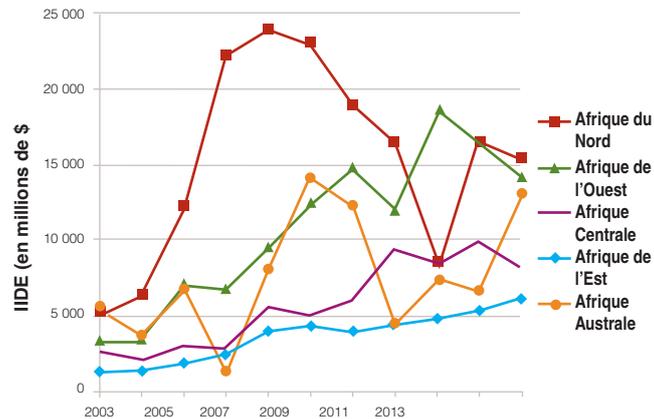
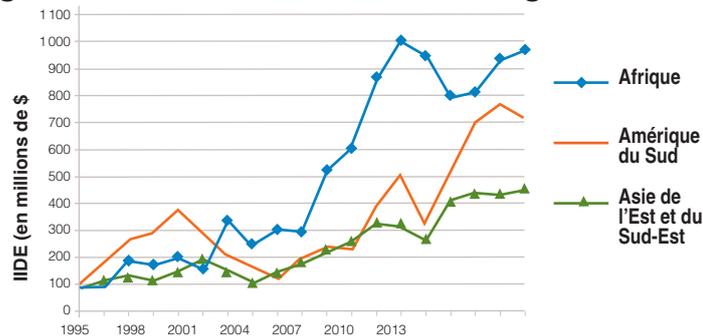
1.2.1 Le défi économique : l'énergie comme source et conséquence du développement

La situation économique de l'Afrique s'améliore depuis plusieurs années. L'Afrique subsaharienne bénéficie d'une croissance continue de son PIB depuis les années 1990, de l'ordre de 4,5% en moyenne par an sur la période 1995-2014¹¹. Sept des dix économies les plus dynamiques au monde sont africaines selon le FMI.

¹⁰ <http://www.banquemondiale.org/fr/news/press-release/2014/04/07/africas-growth-set-to-reach-52-percent-in-2014-with-strong-investment-growth-and-household-spending>

¹¹ <http://www.banquemondiale.org/fr/region/af/overview>

Le continent connaît également une forte croissance des investissements directs étrangers (IDE). Ainsi, le montant des IDE en Afrique a été multiplié par 9,7 sur la période 1995-2013, passant de 5,9 milliards à 57 milliards de dollars. Cette croissance est bien plus importante que dans d'autres régions comme l'Amérique du Sud ou l'Asie de l'Est et du Sud-Est (voir Figure 1). Toutefois, l'Afrique ne représente encore que 4 % des IDE à l'échelle mondiale¹². De plus, cette croissance est très inégale et varie selon les régions, comme le montre la Figure 2.

Figure 1 - Les investissements directs étrangers en Afrique

Figure 2 - Évolution des IDE dans trois régions du monde


Si la pauvreté a reculé, 48,5 % de la population d'Afrique subsaharienne vit avec moins de 1,25 dollar par jour, avec des écarts importants entre les pays. Ceci se reflète dans la consommation d'énergie : un Africain consomme 0,7 tep en moyenne (tonnes d'équivalent pétrole) par an, contre près de sept tep par an pour un Américain et 4,3 tep par an pour les pays de l'OCDE. Mais encore une fois, il existe un important écart à l'intérieur du continent. Si en Afrique du Sud la consommation est de 2,8 tep par habitant et par an, en Afrique de l'Ouest elle est de 0,3 tep/h/an alors que la moyenne mondiale se situe à 1,9 tep par an et par individu¹³.

L'énergie est à la fois source et conséquence du développement. L'accès à l'énergie, gage de conditions de vie décentes, est aussi un puissant levier de développement pour l'économie et les industries locales.

L'accès à l'électricité est tout particulièrement important. Or le taux d'accès à l'électricité, proche de 100 % en Afrique du Nord et supérieur à 95 % en République d'Afrique du Sud est beaucoup plus faible dans le reste de l'Afrique subsaharienne. Malgré une population de 1,2 milliard, la consommation d'électricité en Afrique ne représentait que 3 % de la consommation mondiale en 2011¹⁴. Ce manque d'accès à l'énergie constitue un frein à la réalisation des OMD¹⁵ et à la réduction de la pauvreté.

¹² Global Trend Monitor, n°15, 28 janvier 2014

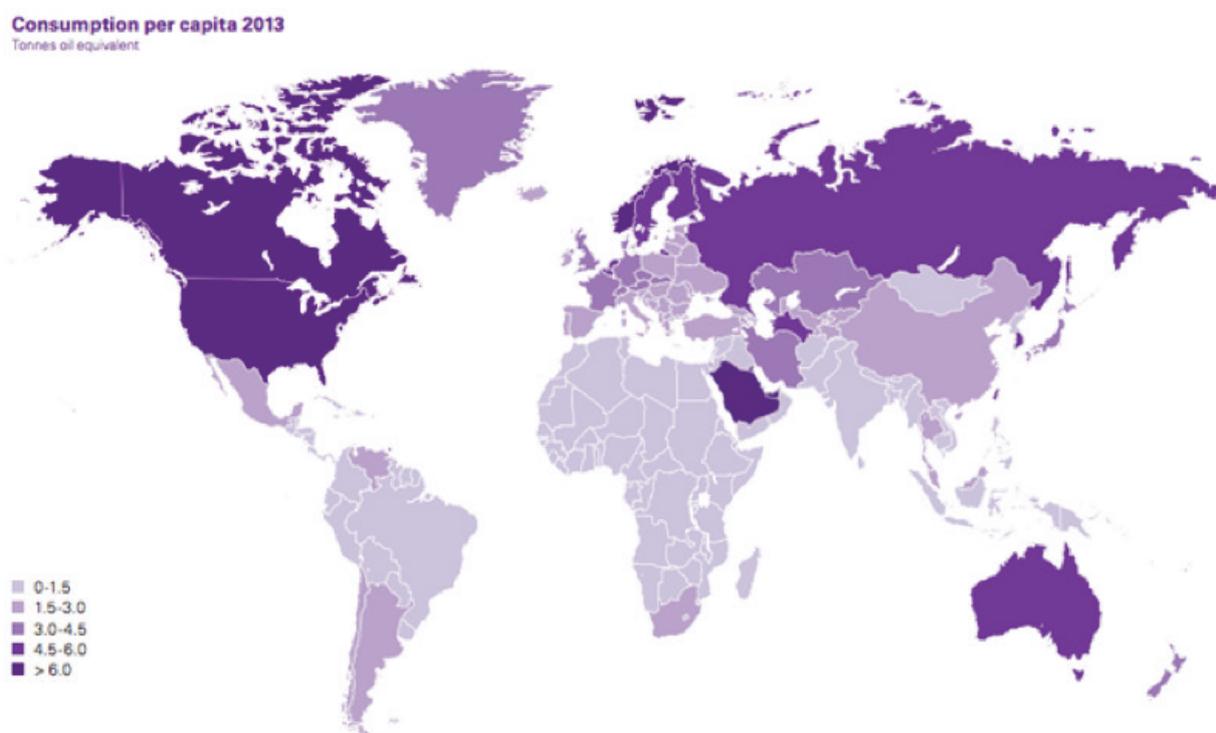
¹³ Key World Energy Statistics, IEA, 2013

¹⁴ Statistiques mondiales : <http://www.statistiques-mondiales.com/afrique.htm>

En 2011, 57 % de la population africaine n'avait pas accès à l'énergie moderne soit 696 millions de personnes¹⁶.

L'Afrique est la seule région du monde où le nombre de personnes vivant sans électricité est en augmentation en raison de l'accroissement rapide de la population. Des progrès importants seront certainement réalisés et plus d'un milliard de personnes supplémentaires auront accès à l'électricité d'ici 2050. Mais compte tenu de l'accroissement de la population prévu entre 2015 (1,2 milliard) et 2050 (2,4 milliards) le nombre d'Africains dépourvus d'électricité restera sensiblement le même. Il faut néanmoins souligner les progrès réalisés. En Afrique subsaharienne, le taux d'accès à l'électricité est passé de 23 % en 2000 à 32 % en 2012¹⁷.

Carte 4 - Consommation d'énergie dans le monde¹⁸



1.2.2 Le défi démographique

L'Afrique a connu récemment une forte croissance démographique. L'augmentation de la population a été en moyenne plus forte et plus tardive que sur les autres continents. La population est passée de 270 millions en 1960 à 440 millions en 1980 et à près de 1,2 milliard d'individus en 2014.

D'ici 2050, la population africaine devrait doubler et s'élever à 2,4 milliards d'habitants et à 4 milliards en 2100. Actuellement, environ la moitié de la population africaine a moins de 18 ans, et 25 % des enfants dans le monde sont africains. En 2050, l'Afrique devrait accueillir 40 % des naissances dans le monde et 40 % des enfants de moins de cinq ans. Selon les chiffres de l'AIE, 50 milliards de dollars d'investissements annuels sont nécessaires pour réaliser l'accès universel à l'énergie d'ici 2030, soit un investissement total de 1 000 milliards de dollars sur la période 2010 - 2030¹⁹.

¹⁵ Les Objectifs du Millénaire pour le développement sont huit objectifs à l'horizon 2015 élaborés par l'ONU et ses États membres.

¹⁶ Les Objectifs du Millénaire pour le développement sont huit objectifs à l'horizon 2015 élaborés par l'ONU et ses États membres. L'énergie est un des éléments permettant de répondre au septième objectif « Assurer un environnement durable ».

¹⁷ World Energy Outlook 2014, AIE

¹⁸ BP Statistical Review 2014

1.2.3 Le défi climatique

Le continent africain est, plus que les autres continents, sensible au changement climatique. Si le développement économique immédiat est une priorité africaine, la Banque africaine de développement (BAD) rappelle dans son programme de 2011 qu'elle doit nécessairement s'accompagner des préoccupations environnementales²⁰. La promotion des énergies vertes est aujourd'hui devenue une réalité en Afrique alors que le continent est régulièrement touché par des périodes de sécheresse ou d'inondations. La Banque africaine de développement émet depuis octobre 2013 des obligations vertes. Il s'agit de titres visant à soutenir l'Afrique dans sa transition vers une croissance à faible émission de carbone et résiliente au changement climatique.

Les impacts majeurs du changement climatique²¹ en Afrique sont :

- la montée des eaux ayant de graves conséquences pour des villes côtières comme Alexandrie, Saint-Louis, Abidjan ou Douala ;
- la baisse des précipitations et l'allongement des périodes de sécheresse qui affectent déjà la bande sahélienne, et menacent la sécurité alimentaire mais surtout l'accès à l'eau potable ;
- de très fortes précipitations engendrant des inondations spectaculaires comme ce a été le cas dans la ville de Ouagadougou en 2009 et 2013 ;
- le redéveloppement de la Malaria dans des zones où cette maladie mortelle avait partiellement voire complètement disparu.
- L'accroissement du nombre de réfugiés climatiques.

Figure 3 - Exemple de simulation de la montée des eaux de un mètre dans une ville en 2100²²



1.2.3.1 Responsabilité commune et différenciée

La Convention cadre de l'ONU pour la lutte contre le changement climatique (CCNUCC) signée par 161 pays à Rio en 1992 définit une responsabilité commune de tous les États mais différenciée selon l'historicité des émissions de gaz à effet de serre de chacun d'entre eux. Si le continent africain est responsable de moins de 3,8% des émissions mondiales cumulées (contre environ 25% chacun pour les États-Unis et l'Union européenne), cette réalité cache d'énormes disparités. Certains pays émettent des quantités significatives de CO₂.

Par exemple l'Afrique du Sud émet 9 tonnes (t) CO₂/an/hab. (32^e pays le plus émetteur) et la Libye 9,8 t CO₂ , (29^e pays), alors que la moyenne des émissions mondiales est aux alentours de 5 t CO₂ , celle de l'UE est à 8,4 t CO₂ et que le Cameroun est à 0,4 t CO₂ , le Burkina à 0,1 t CO₂ ²³.

¹⁹ BP Statistical Review 2014

²⁰ World Energy Outlook 2014, AIE

²¹ Politique du Secteur de l'Énergie du Groupe de la BAD, 2011

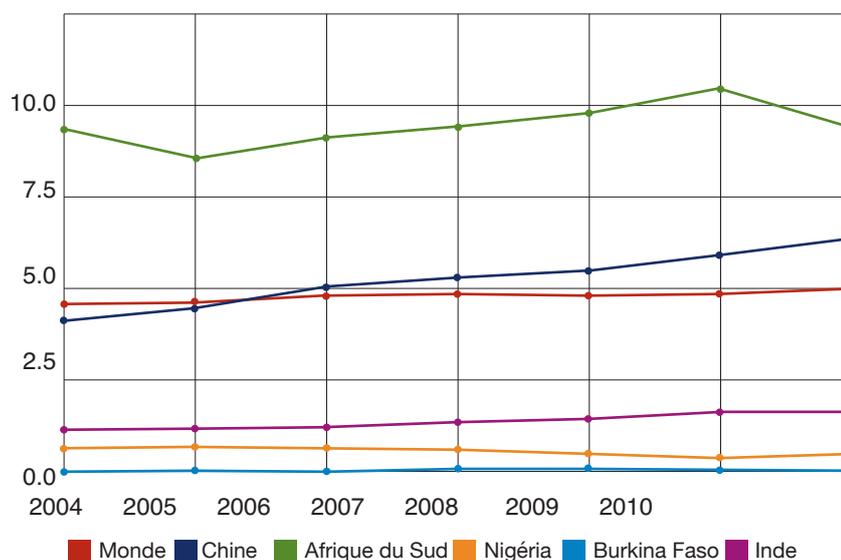
²² Un mètre de montée des eaux représente six millions de paysans affectés (4500 km²) (5^e rapport du GIEC)

1.2.3.2 Engagements internationaux à la limitation du réchauffement climatique

Le cinquième rapport du GIEC²⁴, dans ses conclusions, affirme avec 95% de certitudes que l'activité humaine est la cause principale du réchauffement observé depuis le milieu du XX^e siècle.

Les Conférences climatiques (COP) se succèdent chaque année, les États pourraient aboutir à un accord lors de la COP21 qui aura lieu à Paris fin 2015 et qui cherchera à engager les États sur la période 2020-2030 pour lutter contre le réchauffement climatique. Contrairement au protocole de Kyoto qui n'engageait que les pays industrialisés (États-Unis, UE...), cet accord pourrait prévoir l'engagement de tous les pays, notamment les émergents comme la Chine, l'Inde ou l'Afrique du Sud.

Figure 4 - Émissions de CO₂ par habitant²⁵



Responsable des trois-quarts des émissions mondiales, la production énergétique pourrait subir de profondes mutations et des mécanismes internationaux pourraient être mis en place pour diminuer l'usage des énergies fossiles.

Ces mécanismes sont nombreux, notamment les financements du Nord au Sud (Mécanismes de Développement Propre, Fonds Vert...), la fixation d'un coût/prix des émissions de carbone (taxe carbone et/ou marché de quotas d'émissions). Une coalition inédite de 73 États et de plus d'un millier d'entreprises multinationales (dont E.On, Unilever, Holcim...) a récemment signé un appel à la tarification du carbone²⁶. Les principales compagnies pétrolières ont lancé un appel similaire en juin 2015.

Les énergies renouvelables pourraient permettre l'accès à l'énergie, et en particulier à l'électricité, pour des zones isolées grâce l'installation de systèmes décentralisés. Elles pourraient aussi permettre de réduire les émissions de CO₂. Mais les difficultés à surmonter restent significatives : problèmes techniques, problèmes politiques et problèmes de financement.

1.2.4 Le défi de la gouvernance

De bonnes pratiques de gouvernance, un cadre institutionnel légal et structuré favorisent le développement des infrastructures et de l'économie. Elles apportent des garanties, une sécurité pour les investisseurs et une direction à la politique publique. La fondation du milliardaire anglo-soudanais Mohamed

²³ <http://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EN.ATM.CO2E.PC/countries?display=default>

²⁴ http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_SummaryVolume_FINAL_FRENCH.pdf

²⁵ Banque Mondiale

²⁶ <http://www.banquemondiale.org/fr/news/feature/2014/09/22/governments-businesses-support-carbon-pricing>

Ibrahim a créé l'Indice Ibrahim de la gouvernance africaine (IIAG) pour évaluer la qualité de la gouvernance des pays africains. Les pays sont notés sur 100 sur la base de quatre critères: (I) sécurité et cadre légal, (II) démocratie et droits de l'Homme, (III) développement économique durable et (IV) développement humain.

Le dernier constat publié en octobre 2014 montre une Afrique en progrès dans ces domaines. Néanmoins la progression constatée sur la période 2009-2014 est inférieure à celle réalisée sur la période 2003-2008. Les indices « développement économique durable » et « sécurité et cadre légal » ont été fortement impactés par la crise économique.

La bonne gouvernance peut également s'illustrer par la transparence, c'est-à-dire par la publication des chiffres des activités en particulier minières et pétrolières. L'Initiative pour la transparence dans les industries extractives (ITIE) a mis en place un modèle de transparence, la norme ITIE. La norme ITIE est une série de mesures visant à assurer « la divulgation pleine et entière des impôts et autres versements effectués par les entreprises pétrolières, gazières et minières aux gouvernements²⁷ ». Elle permet aux pays mettant en œuvre cette initiative de construire un climat d'investissement sain et de le signaler aux investisseurs et institutions financières internationales.

Pour être jugés conformes à la norme, les pays doivent répondre aux exigences de l'ITIE et s'engager à publier des rapports présentant le cadre institutionnel et réglementaire et les chiffres de l'industrie extractive nationale. En 2014, 18 des 31 pays « conformes » à la norme sont africains²⁸.

1.2.4.1 Au niveau continental

Le Nepad (Nouveau partenariat pour le développement en Afrique) a été mis en place en 2001 par cinq pays: Afrique du Sud, Algérie, Egypte, Nigeria et Sénégal. Depuis sa création en 2001 le Nepad a régulièrement souligné la nécessité d'une bonne gouvernance publique et économique pour permettre aux pays africains de prendre le contrôle complet de leurs programmes de développement. Le partenariat est intégré aux structures de l'Union Africaine (UA) et sa direction est assurée par le Comité des chefs d'États et de gouvernement du Nepad (HSGOC). Composé de vingt chefs d'États et de gouvernements élus parmi les pays membres de l'UA, le Comité définit les politiques, fixe les priorités et les programmes d'action du Nepad.

Le Nepad permet d'élaborer une politique commune, notamment en matière d'énergie qui fait partie du pilier « Intégration régionale et de l'infrastructure » du Nepad. En matière de gouvernance et d'infrastructures énergétiques, le Nepad, en plus d'un soutien financier, offre son expertise aux États pour l'élaboration des programmes et des règlements nécessaires à leur développement.

1.2.4.2 Au niveau étatique

Un cadre institutionnel et réglementaire cohérent et incitatif est nécessaire pour la gestion durable des ressources énergétiques.

La diversité des sujets énergétiques justifie parfois l'existence de plusieurs ministères ou structures gouvernementales généralement dédiés aux mines et hydrocarbures, à l'électrification, à l'environnement, aux eaux et aux forêts.

²⁷ Qu'est-ce que l'ITIE ?, <https://eiti.org/fr/itie>

²⁸ Il s'agit du : Burkina Faso, Cameroun, Côte d'Ivoire, Ghana, Guinée, Liberia, Mali, Mauritanie, Mozambique, Niger, Nigeria, RD Congo, République du Congo, Sierra Leone, Tanzanie, Tchad, Togo, Zambie.
Les pays suivants bénéficient du statut de candidats : Éthiopie, Madagascar, Sao Tomé-et-Principe, Sénégal et Seychelles.
<https://eiti.org/fr/countries>

En apparence les politiques et stratégies de gestion ou de mise en œuvre peuvent être réparties simplement entre les différents organismes étatiques concernés. Néanmoins, elles nécessitent dans la pratique une réelle collaboration entre et avec les organismes. Ce décloisonnement des ministères est indispensable à la prise en compte de l'énergie dans sa dimension transversale.

À l'inverse, les discussions entre les États et les compagnies doivent être simplifiées par l'identification claire des interlocuteurs ainsi que par la présence des bailleurs de fonds aux tables de négociations. Il existe des exemples concrets de mesures réglementaires. Au Cameroun, par exemple, le ministère des Forêts et de la Faune a rendu obligatoire l'obtention d'un certificat de légalité pour l'exploitation de ses forêts et la transformation des bois sur le territoire camerounais. Nécessaire pour les exportations vers l'Union européenne, cette réglementation doit permettre au ministère de s'assurer du respect et de la bonne application des règles forestières en vigueur localement et de limiter le déboisement illégal.

Par ailleurs, le Protocole de Kyoto, qui ne limite pas les émissions de gaz à effet de serre des pays émergents, a mis en place le Mécanisme de développement propre (MDP) afin de combattre l'augmentation des émissions de ces pays et de répondre au défi climatique. Selon ce mécanisme, les pays industrialisés financent des projets qui réduisent ou évitent les émissions de GES dans les pays en voie de développement et sont récompensés par des crédits-carbone pouvant être utilisés pour atteindre leurs propres objectifs d'émissions. Les projets doivent être approuvés à la fois par le pays donateur et le pays receveur.

Afin de profiter pleinement du MDP, les pays peuvent créer une Autorité nationale désignée (AND). Il s'agit d'une autorité gouvernementale dont les missions principales sont d'évaluer l'impact d'un projet MDP sur le territoire en termes de gains d'émissions GES, de les autoriser et de les approuver.

Ainsi l'AND MPD du Mali est composée de deux organes: un Comité carbone composé des membres nommés au sein de l'Agence de l'environnement et du développement durable, et un Comité national carbone Mali jouant le rôle de commission technique composé de représentants ministériels du secteur privé et du secteur public. Après réception et autorisation des projets, l'AND se charge également de leur suivi afin d'attribuer les crédits carbone. Ces structures ne sont pas très opérationnelles faute de formation de leurs membres ce qui a pour conséquence de voir ces fonds MDP profiter essentiellement aux pays asiatiques pour l'instant.

Encadré 2

Un exemple de cadre institutionnel et réglementaire en Afrique: le cas de l'électricité au Bénin²⁹

Le cadre institutionnel est organisé aujourd'hui de sorte à favoriser l'intérêt du secteur privé et à inciter les investissements dans le secteur de l'énergie. Ainsi l'organisation se présente comme suit :

- **Le Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau (MMEE)**

Il assure la tutelle du secteur de l'énergie. A ce titre, sa mission couvre tous les sous-secteurs de l'énergie, en particulier celui de l'électricité. Les services techniques du MMEE en matière d'énergie sont la Direction Générale de l'Énergie et l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie.

- **La Direction Générale de l'Énergie (DGE)**

Elle a pour mission de proposer, en liaison avec les structures nationales compétentes, la politique du Gouvernement dans le secteur de l'énergie et de veiller à sa mise en œuvre.

- **L'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME)**

Créée en août 2004, par l'adoption de ses statuts par le Gouvernement, l'ABERME a pour mission de mettre en œuvre la politique de l'État dans les domaines de l'électrification rurale et de la maîtrise de l'énergie.

²⁹ Khaled IGUE, *Renforcement des capacités énergétiques du Bénin*

• **La Communauté Électrique du Bénin (CEB)**

Créée en 1968 par un traité entre le Bénin et le Togo, la CEB dont le siège est à Lomé, est un organisme de coopération assurant le développement des segments de production et de transport de l'énergie électrique dans les deux pays.

• **La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE)**

Créée en 2004 suite à la séparation des activités d'eau et d'électricité, la SBEE a pour rôle l'importation, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique au Bénin.

Le cadre réglementaire a été organisé autour d'une convention avec le Togo garantissant ainsi une taille de marché assez intéressante pour un investisseur :

• **Le Code Bénino-Togolais de l'Électricité**

Le secteur de l'électricité au Togo et au Bénin est régi par l'accord international et le code Bénino-Togolais de l'électricité signé en 1968.

Le code de 1968 conférait à la Communauté Électrique du Bénin (CEB) le monopole de la production, du transport et des importations et exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble des territoires des deux Etats. La réglementation du secteur de l'électricité est mise en œuvre par la CEB, de même que la planification et le développement du sous-secteur.

Mais face aux nouvelles exigences de développement du sous-secteur électrique des deux États, les dispositions de l'Accord international et du Code Bénino-Togolais de l'Électricité ont été revues. Les changements intervenus dans le nouveau Code ont permis l'ouverture du segment de la production aux producteurs privés et l'octroi du statut d'Acheteur unique à la CEB.

L'article L8 du Code révisé précise ce qui suit :

Pour intervenir dans le secteur de l'énergie électrique sur les territoires des deux pays, il faut pour les producteurs privés :

- Conclure une convention (concession ou autres) avec l'État.
- Signer avec la CEB ou le cas échéant, avec la SBEE ou avec un tiers dans les pays voisins, un contrat d'achat-vente d'énergie électrique.
- La loi portant Code de l'Électricité au Bénin (loi n°2006-16 du 27 mars 2007).

Afin de prendre des dispositions nationales d'application du code Bénino-Togolais de l'Électricité, il a été fondamental d'élaborer des Codes nationaux dans chacun des deux États. Ainsi le code de l'Électricité au Bénin définit les dispositions complémentaires relatives à la production, à la distribution, aux installations électriques intérieures, à l'activité des constructeurs, installateurs et autres professionnels de l'électricité.

Elle définit le cadre juridique dans lequel doivent s'exercer les activités du secteur de l'électricité, les modalités de participation des entreprises publiques et privées du secteur, la mise en place des règles de concurrence et les formalités auxquelles elles sont soumises.

Elle s'applique à toutes les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, à l'exception de celles exercées par les institutions de coopération bilatérale ou multilatérale suivant des accords internationaux. Elle s'applique également aux installations électriques et aux équipements qui devront répondre aux normes d'efficacité énergétique et de sécurité.

1.3 L'efficacité énergétique en Afrique

1.3.1 Des constats

Les pays africains (en dehors de l'Afrique du Nord et de la République d'Afrique du Sud) consomment principalement de l'énergie issue de la biomasse (60 à 80% de la consommation selon les pays) en particulier pour la cuisson mais les pertes à l'utilisation (souvent des pierres pour soutenir le récipient servant à la cuisine, le bois brûlant à ciel ouvert) sont considérables. La diminution des pertes dans ce secteur est indispensable pour permettre un développement durable et subvenir aux besoins énergétiques d'une population en forte croissance. De même l'isolation thermique des habitations (murs, vitrages, étanchéité, toiture) peut permettre de réaliser jusqu'à 30% d'économies d'énergie.

Certes, l'Afrique est peu consommatrice d'énergie mais :

- les potentiels d'économie d'énergie sont grands en matière de cuisson et de transport.
- la majorité des bâtiments modernes sont inspirés des bâtiments occidentaux et sont mal adaptés aux conditions climatiques africaines. D'autre part, rien qu'en Afrique de l'Ouest, 25 à 30% de l'électricité produite est consommée par le secteur du bâtiment. L'utilisation de matériaux autres que le ciment non-isolant, tel que la brique rouge, permettrait une réduction des consommations.
- l'Afrique consomme des quantités limitées de pétrole (un peu moins de 200 kg/hab/an en Afrique subsaharienne, soit 10 fois moins que dans les pays de l'OCDE³⁰) mais compte tenu de la faiblesse du revenu moyen, les pays sont très sensibles à la volatilité des prix des combustibles.

1.3.2 Des exemples de projets d'amélioration de l'efficacité énergétique

Améliorer l'efficacité énergétique doit constituer une des priorités de l'Afrique. Elle permet une diminution des coûts, une meilleure compétitivité économique et une offre de services plus importante pour les consommateurs, allant de réfrigérateurs performants mais utilisant moins d'énergie à des voitures plus récentes et nécessitant moins de carburant. Outre une diminution des émissions de gaz à effet de serre, une meilleure efficacité énergétique entraîne une diminution de la demande énergétique et ainsi une énergie plus abordable.

L'efficacité énergétique fait partie des trois objectifs de l'initiative SE4ALL (*Sustainable Energy For All*) lancée par l'ONU en 2012, qui souhaite doubler d'ici 2030 l'efficacité énergétique. Elle constitue aujourd'hui un des premiers secteurs d'investissements de la Banque mondiale ou de la Banque africaine de développement avec les énergies renouvelables. La plupart des programmes gouvernementaux africains de développement de l'accès à l'énergie sont accompagnés de programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique se sont concentrés sur quelques secteurs :

- programmes d'amélioration des conditions d'utilisation du bois de feu (avec implication particulière des ONG et de la coopération internationale) ;
- les programmes de diffusion de foyers améliorés sont restés limités mais la diffusion de cuisinières améliorées doit se poursuivre et s'accompagner de l'utilisation de GPL : en effet, les rendements traditionnels sont, dans le meilleur des cas, inférieurs à 20% ;
- programmes d'amélioration de la qualité de la construction neuve pour les bâtiments publics, les équipements touristiques et des logements sociaux (Tunisie, Maroc, Sénégal, Côte d'Ivoire ...) ;
- programmes de suppression des ampoules traditionnelles au profit des ampoules à basse consommation ;
- programmes de diffusion d'équipements ménagers performants ;
- projets d'amélioration de l'efficacité énergétique dans certains grands équipements basés sur des audits énergétiques (entreprises agroalimentaires, cimenteries ...).

Il est également possible de réaliser des économies d'énergie dans le domaine de la production et de la distribution d'électricité.

Encadré 3 - Le programme d'efficacité énergétique tunisien³¹

Initiée depuis le milieu des années 1980, la politique d'efficacité énergétique tunisienne vise à remplir trois objectifs principaux :

- l'approvisionnement énergétique du pays à moindre coût
- l'amélioration de l'indépendance énergétique
- la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre

³⁰ <http://www.nationmaster.com/country-info/stats/Energy/Oil/Consumption/Per-capita>

³¹ Tunisie : une politique nationale d'efficacité énergétique, Nejjib Osman, juillet 2012

Le renforcement du cadre institutionnel et réglementaire, la mise en place d'incitations financières sont privilégiés par ce programme.

Afin de renforcer le cadre institutionnel, l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie (ANME) a été créée en 1986 sous la tutelle du Ministère de l'industrie dont la fonction est de mettre en œuvre la politique de l'État dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

Elle intervient notamment sur la coordination et l'exécution des programmes nationaux de maîtrise de l'énergie, la proposition d'un cadre juridique et réglementaire et la gestion du Fonds national de maîtrise de l'énergie (FNME).

En tant que mécanisme incitatif, le FNME encourage les projets d'investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. Son financement est réalisé par des taxes sur la première immatriculation des voitures de tourisme et de l'importation ou de la production locale d'appareils pour le conditionnement de l'air.

Les aides financières du FNME sont accompagnées d'avantages fiscaux comme l'application de droits de douane minimum et la suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie acquis sur le territoire tunisien ou importés sous réserve qu'ils n'aient pas d'équivalents au niveau local. Le FNME est soutenu par l'Agence Française de Développement et la Banque mondiale qui lui ont chacune accordé une ligne de crédit de respectivement 40 et 45 millions d'euros.

L'ANME agit notamment par le bais de contrats programmes. Il s'agit de contrats signés par les entreprises du secteur de l'industrie, des transports et du tertiaire à la suite d'un audit énergétique. Les établissements s'engagent à réaliser les travaux d'économie de l'énergie en échange de quoi ils bénéficient de subventions de la part du FNME.

Le programme de promotion des lampes à basse consommation mis en place par l'ANME a permis une économie de 294 MWh en 2010.

L'intensité énergétique a connu une baisse annuelle de 1,6 % sur la période 1990-2011.

1.4 La situation par régions

La situation mérite d'être analysée région par région.

- En Afrique du Nord, la consommation d'énergie repose essentiellement sur le pétrole et le gaz. L'électricité est largement produite à partir de gaz en Algérie (où le gaz couvre 97 % de la demande en électricité) et en Égypte. Le développement de l'hydroélectricité est possible sur le Nil mais l'Égypte est en conflit avec l'Éthiopie où la construction du barrage « Renaissance » d'une capacité de 6 000 MW est en cours. Les pays d'Afrique du Nord disposent pour la plupart de réacteurs nucléaires de recherche et ont lancé des programmes de construction de réacteurs. Si la Tunisie a annoncé en septembre 2013 l'abandon du projet³², l'Algérie et l'Égypte se tournent vers la Russie pour le développement de leur programme nucléaire civil. La capacité unitaire d'un réacteur est généralement très élevée comparée à la capacité totale installée dans le pays. Le développement du nucléaire passe donc par davantage de coopération entre les pays de la région pour permettre une meilleure intégration de l'énergie nucléaire.

- En Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud), la biomasse reste l'énergie de base. Sa consommation doit et peut être fortement diminuée par l'utilisation de foyers améliorés (rendements de 30 à 40 % contre 5 à 10 % pour l'utilisation traditionnelle). Le pétrole reste l'énergie commerciale la plus importante, y compris pour la production d'électricité. Les alternatives sont le gaz naturel dont de nombreux gisements ont été découverts (Afrique de l'Ouest, Afrique centrale, Afrique de l'Est) et l'hydroélectricité (Afrique centrale, Afrique de l'Est). La capacité installée de production d'électricité est de 34 GW³³.

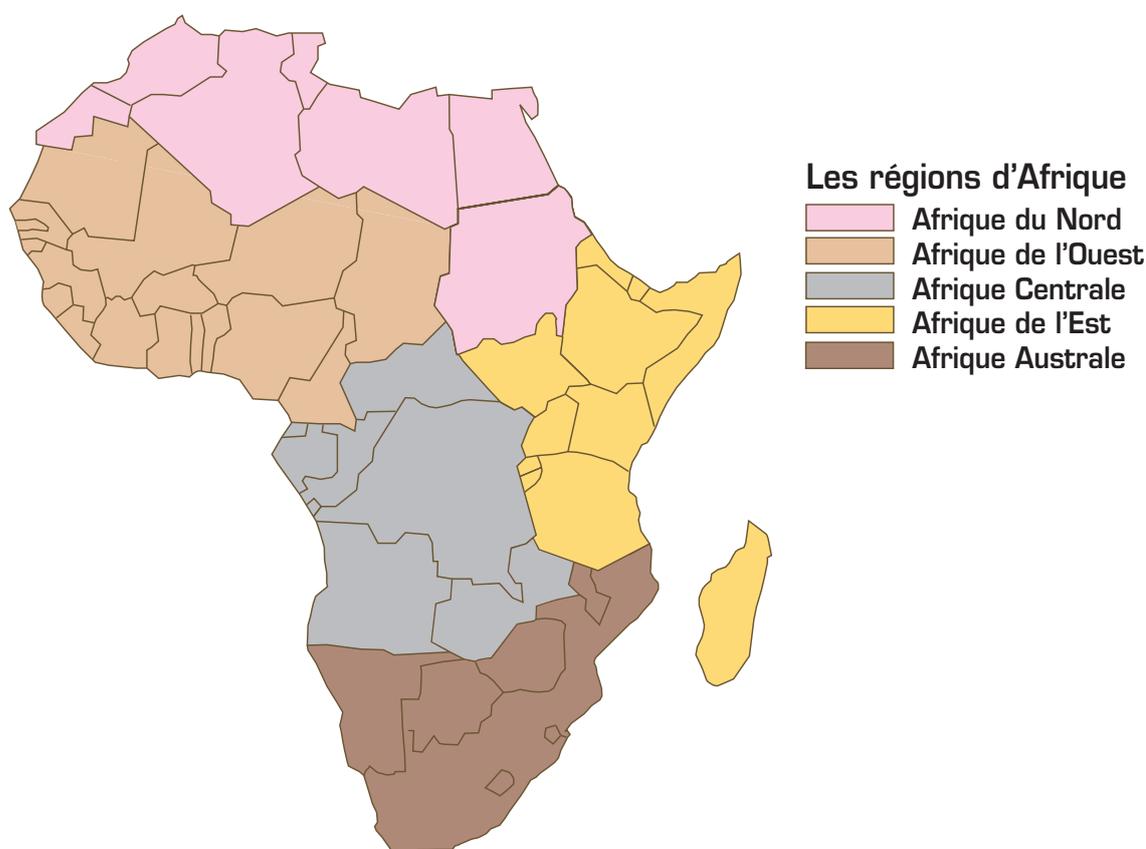
³²Déclaration de Noura LAMOUCI, directrice générale de l'Agence nationale de maîtrise de l'énergie (ANME), 19 septembre 2013

³³ L'électricité au cœur des défis Africains, Christine Heuroux, Karthala, 2010

On notera que la capacité installée de panneaux photovoltaïques solaire est passée de 40 MW en 2010 à 280 MW en 2013, ce qui témoigne de la progression importante de cette source d'énergie³⁴.

- En Afrique du Sud, le nucléaire et les énergies renouvelables (solaire surtout) sont clairement les alternatives au charbon pour la production d'électricité. Dans son *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*, l'Afrique du Sud a planifié l'installation de 18 GW de capacité de production à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030 dont environ 9 GW de panneaux photovoltaïques. Début octobre 2014, l'Afrique du Sud a achevé la construction du parc solaire de Jasper, d'une puissance de 96 MW.

Carte 5 - Les différentes régions d'Afrique



1.4.1 L'Afrique du Nord^{35 36}

1.4.1.1 Pétrole

1.4.1.1.1 Recherche et production du pétrole

L'Afrique du Nord produisait environ 3,4 Mb/j en 2013, soit un peu moins de 4 % de la production mondiale, contre près de 5 Mb/j en 2009. Cette forte baisse de la production est particulièrement dûe aux difficultés rencontrées en Libye qui a vu en 2014 sa production journalière descendre en-dessous des 200 000 barils par jour. La production est stagnante en Algérie, déclinante en Égypte, et en perte de vitesse au Soudan depuis la scission avec le Soudan du Sud. Les réserves sont limitées et en déclin (1 % des réserves mondiales hors Libye, 3,9% des réserves mondiales avec la Libye). Pour faire face au déclin de ses réserves, l'Algérie cherche à

³⁴ World Energy Outlook 2014, AIE

³⁵ Cette région inclut l'Algérie, la Libye, l'Égypte, la Tunisie, le Maroc et le Soudan.

³⁶ Les chiffres faisant référence à la production et aux réserves sont issus du BP Statistical Review 2014

développer l'utilisation des hydrocarbures non conventionnels. La société nationale, Sonatrach, a annoncé un plan de développement sur la période 2014-2018 de 100 milliards de dollars dont 42 consacrés au développement de gisements pétroliers et gaziers. L'essentiel des exportations en Algérie, en Libye et au Soudan sont des exportations pétrolières (et gazières pour l'Algérie et l'Égypte) mais les découvertes, l'exploitation et le transport coûtent de plus en plus cher. En 2013, l'Afrique du Nord a exporté l'équivalent de 1,7 Mb/j de pétrole brut.

■ **Orientations possibles :**

- améliorer la gouvernance (utilisation des fonds du pétrole : création de fonds de réserve, affectation des recettes à des besoins sociaux ou à des investissements);
- maintenir des conditions attractives pour les sociétés étrangères pour favoriser l'afflux de capitaux;
- investir dans l'amont.

1.4.1.1.2 Raffinage et commercialisation des produits pétroliers

L'Afrique du Nord est bien équipée en raffineries et chaque pays bénéficie d'installations importantes. Le Maroc dispose de la raffinerie de SAMIR, bien équipée, mais en difficulté financière. L'Algérie dispose d'une grande raffinerie à Skikda et de quatre raffineries de taille moyenne sur l'ensemble du territoire. Ces raffineries doivent faire l'objet de travaux d'amélioration car elles sont souvent anciennes et la demande de produits augmente, en quantité et en qualité, souvent en raison du faible prix des produits à la pompe. L'Égypte dispose de 11 raffineries d'une capacité totale de 700 000 b/j environ. La Libye dispose de cinq raffineries dont deux importantes (Ras Lanuf - 220 000 b/j et Zawaia - 120 000 b/j) mais l'état de ces raffineries est mal connu. Enfin, le Soudan dispose d'une raffinerie construite par la Chine à Port Soudan.

■ **Orientations possibles :**

- Examiner la situation de chaque raffinerie. Certaines raffineries sont petites et peut-être économiquement non viables. L'amélioration des raffineries en termes de qualité des produits et d'environnement doit être étudiée.

1.4.1.2 Gaz naturel

L'Algérie, l'Égypte et la Libye détiennent à elles seules 4,2% des réserves mondiales de gaz. La production de gaz est particulièrement importante en Algérie (78,6 Gm³ par an) et en Égypte (56,1 Gm³ par an) mais en baisse. En exportant 68% de son gaz naturel, l'Algérie se classe au 6^e rang mondial des exportateurs de gaz et 7^{ème} rang des exportateurs de GNL. Les premières exportations de gaz en Algérie remontent à 1964 (mise en service de l'usine de GNL d'Arzew). L'Algérie exporte aujourd'hui environ 50 Gm³ de gaz par an dont 30% sous forme GNL et 70% par trois gazoducs vers l'Europe: le gazoduc Enrico Mattei qui relie l'Algérie à l'Italie par la Tunisie et la Sicile, le gazoduc Pedro Duran Farell qui relie l'Algérie à l'Espagne par le Maroc et le gazoduc Medgaz depuis 2011. Néanmoins, l'Algérie a vu ses exportations vers l'Italie diminuer de 66% au premier trimestre 2014 suite à une baisse de la demande, au recours plus important aux énergies renouvelables et au contexte de récession économique.

En Égypte, les premières exportations remontent à 2005 et représentent environ 18% de la production. L'Égypte exporte du gaz naturel vers la Jordanie et la Syrie par le gazoduc *Arab Gas Pipeline* et vers Israël par le gazoduc Arish Ashkelon. Mais le manque d'investissements dans le secteur ne permet pas d'enrayer le déclin de la production et l'augmentation de la consommation intérieure d'énergie (dont 46% est du gaz) l'empêche aujourd'hui d'honorer ses engagements à l'exportation. La production gazière ne couvre que 80% des besoins égyptiens et le gouvernement privilégie désormais la consommation intérieure. La diminution des exportations a un impact important sur le budget de l'État. Cette diminution est accentuée par la volonté des autorités d'augmenter la part du gaz dans la production d'électricité³⁷. La découverte du champ de Zohr, en août 2015, pourrait permettre un retour à l'autosuffisance.

³⁷ *Economic Research BNP Paribas, par Pascal Devaux, octobre 2013*

■ **Orientations possibles :**

- développer le gaz naturel et favoriser son utilisation locale;
- investir dans l'exploration gazière;
- diversifier le bouquet énergétique.

1.4.1.3 Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

La consommation de GPL est importante dans la plupart des pays et en particulier au Maroc (qui importe), en Algérie (qui récupère des quantités importantes de GPL à partir de la production de gaz naturel), et en Égypte.

■ **Orientations possibles :**

- au Maroc, étudier des moyens de stockage massifs de GPL pour réduire les coûts de logistique;
- en Algérie et en Égypte, où les disponibilités sont abondantes, rechercher des niches d'utilisation (transport...) pour libérer d'autres énergies.

1.4.1.4 Électricité

Le taux d'accès à l'électricité approche 100 % dans tous les pays sauf au Soudan.

Le Comelec dispose d'une capacité installée de 54 GW³⁸ avec une interconnexion Maroc-Algérie-Tunisie en état de marche et une connexion Tunisie-Libye rencontrant des difficultés techniques. On dénombre deux connexions entre le Maroc et l'Algérie, cinq connexions entre l'Algérie et la Tunisie, trois connexions entre la Tunisie et la Libye et deux connexions entre la Libye et l'Égypte.

Depuis 1997, le Maghreb est aussi connecté à l'Europe par deux câbles de transport (750 MW) entre le Maroc et l'Espagne. Cette capacité doit être renforcée à l'horizon 2020 par la pose d'un troisième câble qui devrait porter la capacité globale d'échange à 1 000 MW. Une autre interconnexion de 1000 MW est prévue entre l'Italie et la Tunisie. L'Algérie prévoit des interconnexions avec l'Espagne (vers Almeria) et l'Italie (via la Sicile). L'Algérie, le Maroc et la Tunisie sont reliées par une ligne de 400 kV. Les échanges existent et sont équilibrés. Les plans pour l'avenir prévoient d'harmoniser le marché électrique du Maghreb avec ceux de l'Union Européenne ce qui permettra des exportations d'électricité (par exemple d'origine gaz, voire solaire) du Maghreb vers l'Europe mais également, des importations (le Maroc importe de l'électricité d'Espagne actuellement). Lancé en 2010 et créé officiellement en 2011 dans le cadre du plan solaire méditerranéen, le consortium industriel Medgrid cherche à promouvoir le développement d'un réseau d'interconnexion entre l'Europe et les pays du sud et de l'est de la mer Méditerranée à l'horizon 2020-2025.

D'autres interconnexions du Maghreb vers la Libye, vers l'Égypte et la Mauritanie sont des pistes à envisager à moyen terme.

Cependant les échanges réalisés entre les pays du Maghreb restent faibles. En 2012, seulement 155 GWh ont été échangés, soit 0,1 % de la consommation électrique de la région.

■ **Orientations possibles :**

- soutenir les efforts d'interconnexion et d'harmonisation des réseaux;
- augmenter les échanges entre pays du Maghreb.

1.4.1.5 Énergies renouvelables

La production d'électricité hydraulique est importante en Égypte (Barrage d'Assouan).

Malgré l'échec du projet Desertec qui consistait à installer dans le Sahara une capacité de production d'électricité solaire capable de couvrir entre 15 et 20 % des besoins européens, l'énergie solaire se développe. Ainsi, le Maroc estime son potentiel solaire à 5kWh/m² (rayonnement moyen) et a lancé fin 2009 un projet visant la

³⁸ Pida, *Étude pour le programme de développement des infrastructures en Afrique (Pida), Perspectives pour 2040.*

mise en place en 2020 d'une capacité de production de 2000 MW, soit 38 % de la puissance installée à fin 2008 et 14 % de la puissance électrique à l'horizon 2020.

■ **Orientations possibles :**

- Développer l'hydraulique lorsque cela est possible ;
- Développer les usages traditionnels du solaire (chauffage d'eau ...).

Encadré 4 - Le Programme d'électrification rurale global (Perg) au Maroc

En 1990, le taux d'électrification du milieu rural au Maroc était de 14 %³⁹ contre 70 % en Tunisie, 80 % en Algérie et 84 % en Égypte. Les autorités marocaines, par l'intermédiaire de l'Office national d'électricité (ONE), ont lancé en 1995 un programme d'électrification rurale global, le Perg, visant à atteindre l'électrification rurale complète à l'horizon 2010.

Pour ce faire, l'ONE a réalisé une cartographie des villages marocains qu'elle a classés selon leur proximité avec le réseau électrique et leur caractère groupé ou isolé. Les villages groupés situés à proximité du réseau. Les villages groupés éloignés du réseau bénéficient d'un réseau décentralisé et les villages dispersés, qu'ils soient à proximité ou éloignés du réseau, sont électrifiés par le biais de kits photovoltaïques.

Les villages, les foyers bénéficiaires et l'ONE participent au financement du PERG. Pour un raccordement moyen par foyer de 10 000 Dh (1 115 dollars), les communes bénéficiaires participent à 20 % de l'investissement, soit 2085 Dh, dont le paiement peut être étalé sur cinq ans. La participation des foyers est de 25 %, soit 2500 Dh, pouvant être réglée au comptant ou étalée sur sept ans à hauteur de 40 Dh par mois incluse dans les quittances de consommation d'électricité.

Les 55 % restants sont pris en charge par l'ONE.

Pour les villages dispersés dont le coût de raccordement au réseau interconnecté est prohibitif, l'électrification est réalisée par des systèmes photovoltaïques, ou des éoliennes, ou des groupes électrogènes, ou des systèmes hybrides ou encore des microcentrales hydrauliques.

Au total, 109 106 kilomètres de réseau électrique ont été construits entre 1996 et 2013 pour un taux d'électrification du monde rural fin 2013 de 98,51 %.

1.4.2 L'Afrique de l'Ouest⁴⁰

1.4.2.1 Pétrole

1.4.2.1.1 Recherche et production du pétrole

L'essentiel de la production de pétrole est assuré par le Nigeria qui est le premier producteur africain avec 2,3 Mb/j en 2014. Mais environ 300 000 barils par jour sont purement et simplement volés.

La région de production, le delta du Niger, était le théâtre de troubles très violents dans les années 1990 et 2000. À l'origine de ces troubles, le mécontentement de la population qui subissait les inconvénients de la production d'hydrocarbures sans en recueillir beaucoup de bienfaits. Au Nigeria l'argent du pétrole est réparti entre l'État central, entre les États régionaux et les collectivités locales de la région de production mais la part allouée aux localités du delta était très faible. Les troubles semblent en recul du fait de l'action du président Jonathan Goodluck, originaire du sud du Nigeria. Le MEND – Mouvement d'émancipation du delta du Niger – très actif il y a quelques années, l'est moins aujourd'hui. La situation demeure stationnaire après l'élection, en 2015, de Mehamed Buhari.

En dehors du Nigeria, le Ghana produit environ 79 000 barils par jour à partir du gisement Jubilee découvert en 2007 par Tullow, la Côte d'Ivoire environ 38 000 (gisement Baobab), le Niger environ 20 000

³⁹ AFD, le Programme d'électrification rurale global au Maroc.

⁴⁰ Cette région s'étend du Sénégal au Nigéria

(gisements d'Agadem développés par CNPC et alimentant la raffinerie de Zinder) et la Mauritanie 7000 (gisement de Chinguetti dont la production a malheureusement chuté brutalement peu après sa mise en production en 2007)⁴¹.

Les récentes découvertes en Mauritanie, au Libéria, en Côte d'Ivoire et au Ghana ont encouragé les investisseurs à s'intéresser à de nouvelles zones d'exploration. Ainsi les côtes du Sénégal, de la Guinée, de la Sierra Leone, du Liberia font l'objet d'intenses prospections. Bien entendu, les recherches se poursuivent dans les autres pays et le Bénin pourrait prochainement reprendre une production interrompue depuis l'arrêt du gisement de Sémé.

Le pétrole produit dans le golfe de Guinée est de très bonne qualité, avec une faible teneur en soufre et en général une densité faible (pétrole léger donnant beaucoup d'essence et de gazole).

■ **Orientations possibles :**

- Au Nigeria, sécuriser l'exploitation du pétrole (pour éviter la dégradation de l'environnement) et mieux répartir les revenus entre État fédéral, États et "localités" de manière à assurer le développement des régions productrices;
- dans les autres pays encourager l'exploration par la mise en place de structures administratives souples et réactives favorisant la venue des compagnies étrangères;
- développer la formation du personnel à la fois technique et administratif capable dans un premier temps d'assurer le contrôle des opérations puis dans un deuxième temps de prendre part aux opérations par la création de compagnies privées ou semi-privées locales.

1.4.2.1.2 Raffinage et commercialisation des produits pétroliers

La demande de produits est en croissance assez rapide. Cinq pays disposent de raffineries :

- le Sénégal (Société africaine de raffinage SAR – à Dakar – environ 12 000 b/j) – cette raffinerie souffre de sa faible taille et de l'absence d'unité de conversion ;
- la Côte d'Ivoire (Société ivoirienne de raffinage – SIR – à Abidjan, environ 30 000 b/j) – cette raffinerie est bien équipée ;
- le Niger (Société de la raffinerie de Zinder – Soziri – à Zinder – environ 20 000 b/j) – cette raffinerie a été construite par CNPC et en opération depuis 2012 ;
- le Ghana (Tema Oil Refinery – TOR – environ 30 000 b/j) - 2 raffineries ;
- et bien sûr le Nigeria qui dispose de quatre raffineries (Port Harcourt - deux raffineries, Warri et Kaduna). Ces raffineries fonctionnent malheureusement peu autant pour des raisons politico économiques : l'exportation de brut et l'importation de produits permettent des commissions en devises – que techniques : manque de brut par exemple. Ces quatre raffineries devraient permettre de raffiner 445 000 b/j et, par conséquent, couvrir la consommation nationale de carburants (300 000 b/j) mais elles ne fonctionnent actuellement qu'à 20 ou 25 % de leurs capacités⁴².

L'approvisionnement des pays de l'intérieur : Mali, Burkina – le Niger dispose désormais de sa raffinerie qui alimente le marché local et les pays voisins - est souvent difficile et se fait essentiellement par route malgré l'existence des chemins de fer Dakar – Niger et Abidjan – Ouagadougou. Les ports de transit sont Dakar, Abidjan, Lomé ou Cotonou.

⁴¹ CIA World Factbook

⁴² <http://economie.jeuneafrique.com/regions/afrique-subsaharienne/19412-nigeria-dangote-veut-construire-la-plus-grande-raffinerie-de-petrole-dafrique.html>

■ **Orientations possibles :**

- créer à Dakar un nouveau pôle de raffinage pour alimenter la région: Sénégal – Mali – Guinée – Guinée Bissau – Gambie – Cap Vert;
- remettre en état de marche les raffineries nigérianes et en particulier les raffineries de Warri et de Port Harcourt. Ceci passe certainement par une meilleure gouvernance (transparence, réduction de la corruption);
- remettre en état routes et chemins de fer pour permettre un approvisionnement satisfaisant du Mali, du Burkina et des zones intérieures à partir des ports.

1.4.2.2 Gaz naturel

Les pays producteurs de pétrole disposent également de quantités variables de gaz naturel. La Côte d'Ivoire et le Nigeria sont les seuls pays où une utilisation du gaz existe. En Côte d'Ivoire où la production est limitée, le gaz est utilisé comme combustible dans la zone industrielle de Vridi et pour la production d'électricité.

Le Nigeria exploite de manière limitée le gaz naturel, associé ou non associé. Jusqu'en 1999 l'essentiel du gaz était brûlé. Pour éviter ce gaspillage, les sociétés pétrolières ont mis en place l'unité de liquéfaction de gaz naturel de Bonny. Cette usine, qui regroupe 6 trains de liquéfaction pour une capacité totale de production de 27 millions de tonnes de GNL et de 4 millions de tonnes de GPL par an, est l'une des plus importantes au monde. Un septième train est à l'étude. Les exportations de GNL majoritairement destinées à l'Europe jusqu'en 2010 (c'est un contrat de fourniture à l'Italie qui a permis le lancement du projet en 1999), sont désormais largement dirigées vers l'Asie, en particulier après la catastrophe de Fukushima... Des projets supplémentaires de liquéfaction sont à l'étude mais progressent lentement.

Une infrastructure très importante pour la région est le *West African Gas Pipeline* (gazoduc ouest africain) conçu pour relier le Nigeria au Ghana en passant par le Bénin et le Togo. Ce gazoduc, entré en opération en 2011, est en particulier destiné à alimenter des petites centrales au Togo et au Bénin et la centrale électrique de Takoradi au Ghana. Ce gazoduc d'une capacité de 1,7 milliard de mètres cubes par an, ne fonctionne que partiellement faute souvent de quantités suffisantes de gaz disponibles au Nigeria. Il a transporté 0,7 milliard de mètres cubes en 2013.

La mise en production du champ de pétrole de Jubilee au Ghana (2011) aurait pu résoudre le problème de l'alimentation en gaz de la centrale de Takoradi mais la mise en place des installations de récupération et transfert du gaz de Jubilee a pris beaucoup de retard.

Il existe depuis très longtemps un projet *Trans Saharan Gas Pipeline* qui devrait transporter du gaz du Nigeria jusqu'en Algérie. Les risques géopolitiques d'un projet comme celui-ci sont tels qu'il est peu probable qu'il se réalise un jour.

Toujours au Nigeria, mentionnons la construction par Sasol (Afrique du Sud) et NNPC d'une unité de GTL (la seule en dehors de l'Afrique du Sud et du Qatar). Cette unité entrera en service en 2015 après de nombreux retards.

En Côte d'Ivoire, la production de gaz (gaz associé des gisements de pétrole, gaz de Foxtrot) représente une source importante de production d'électricité. D'où la nécessité du développement de la production de gaz naturel.

En Mauritanie, l'alimentation en gaz d'une nouvelle centrale électrique est suspendue. Au Sénégal la production d'électricité à partir d'une unité FRGU (*Floating Regasification Unit*) est à l'étude.

■ **Orientations possibles :**

- réserver au maximum le gaz naturel pour la production d'électricité.

1.4.2.3 Électricité

Le *West Africa Power Pool* (WAPP) représente une capacité installée de 13GW⁴³. Le développement des interconnexions entre les pays côtiers est une priorité. L'interconnexion est réalisée entre le Sénégal et le Mali (330 kV), le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire (225 kV), ainsi qu'entre la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigeria (hétérogénéité du réseau) mais de nombreux projets sont en cours :

- Interconnexion 330 kV Volta (Ghana)- Lomé (Togo)- Sakété (Bénin) en cours de construction: ligne presque achevée au Ghana, en cours au Togo et au Bénin. La mise en service est prévue en 2015.
- Interconnexion 225 kV Côte d'Ivoire-Liberia-Sierra Leone-Guinée en cours de construction. La mise en service est prévue en 2017.
- Interconnexion 225 kV entre le Ghana, le Burkina Faso et le Mali: premier tronçon en cours de construction au Mali. La mise en service est prévue en 2018.
- Interconnexion 225 kV entre la Gambie, la Guinée, la Guinée Bissau et le Sénégal en négociation.⁴⁴

Les principales sources d'énergie sont le gaz naturel (Nigeria et Côte d'Ivoire), l'hydroélectricité (Nigeria, Ghana, Côte d'Ivoire, Guinée avec un potentiel plus limité au Sénégal, au Mali et au Niger – fleuves Sénégal et Niger). Les autres pays et en particulier le Sénégal, le Mali, le Burkina, le Niger, le Togo, le Bénin reposent sur du fuel voire du gazole, dont le prix est prohibitif, pour produire leur électricité.

■ **Orientations possibles :**

- utiliser les ressources en gaz du Nigeria pour développer la production thermique dans l'Est de la région;
- examiner le potentiel gaz dans les nouveaux pays producteurs de pétrole et de gaz et l'apport potentiel à la production électrique ;
- développer les interconnexions entre les réseaux des différents pays et avec le PEAC - Pool Électrique d'Afrique Centrale.

1.4.3 Afrique Centrale⁴⁵

1.4.3.1 Pétrole

1.4.3.1.1 Recherche et production du pétrole

Tous les pays de la région, sauf la République centrafricaine (la RDC produit très peu), sont producteurs de pétrole. La production est en progression en Angola (de loin le principal producteur avec 1,8 Mb/j en 2013). Elle est stable en Guinée équatoriale, au Congo, au Gabon et au Cameroun. L'avenir de la production au Tchad est incertain mais le rapport *Extractive Industries Transparency Initiative* (ITIE) de 2012 présente les revenus de l'État provenant du transport du pétrole par l'oléoduc reliant le Cameroun et le Tchad, faisant du Tchad le premier État à révéler des revenus issus d'activités liées à un oléoduc.

■ **Orientations possibles :**

- formation de cadres techniques et de cadres capables d'assurer le contrôle des opérations pétrolières;
- inciter les États à mettre en place des fonds (pour les générations futures, pour les retraites) et à utiliser une partie des ressources pour des objectifs sociaux (éducation, santé ...);
- favoriser toutes les initiatives de transparence dans l'utilisation des revenus pétroliers qui représentent l'essentiel des revenus de certains pays de la région.

⁴³ PIDA, *Étude pour le programme de développement des infrastructures en Afrique (PIDA), Perspectives pour 2040.*

⁴⁴ Voir site ECOWAPP: http://www.ecowapp.org/?page_id=170&lang=fr

⁴⁵ Cette région s'étend du Cameroun à l'Angola, jusqu'au Tchad.

1.4.3.1.2 Raffinage et commercialisation des produits pétroliers

La région dispose de cinq raffineries :

- Au Cameroun, la raffinerie de Limbe vient d'être profondément restructurée.
- Au Gabon, la raffinerie SOGARA à Port Gentil et au Congo la raffinerie CORAF à Pointe Noire sont de petite taille et produisent beaucoup de fuel. Dans les deux pays des projets de nouvelles raffineries d'environ 100 000 b/j de capacité existent mais ont peu de chance de voir le jour.
- En Angola, la raffinerie de Luanda, de faible capacité également est incapable de répondre aux besoins du pays qui sont en progression rapide. Un projet important à Lobito est à l'étude depuis de nombreuses années. C'est un projet réaliste mais l'investissement nécessaire et l'absence de rentabilité sont des obstacles difficiles à franchir.
- Au Tchad, la CNPC a construit une raffinerie de 20 000 b/j qui permet de couvrir largement les besoins locaux voire d'exporter. Cette raffinerie est très similaire à celle construite au Niger, également par CNPC. Elle fonctionne à partir de brut produit par CNPC dans des gisements proches de ceux de Doba.

■ Orientations possibles :

- restructurer le raffinage par coopération entre les différents pays;
- renforcer / construire les voies de communication pour assurer la distribution des produits.

1.4.3.2 Gaz naturel

La production de gaz naturel est abondante (pour l'essentiel gaz associé au pétrole brut) mais l'essentiel de la production est réinjecté dans les gisements pour maintenir la pression et améliorer la récupération du pétrole. Une unité de GNL (gaz naturel liquéfié) est en fonctionnement en Guinée équatoriale. Une unité de GNL a également été construite en Angola mais des difficultés techniques empêchent son fonctionnement optimal. Il existe une utilisation limitée du gaz naturel pour la production d'électricité au Gabon et au Congo-Brazzaville.

■ Orientation possible :

- développer l'utilisation du gaz pour la production d'électricité.

1.4.3.3 Électricité

Le *Pool électrique d'Afrique centrale (PEAC – Central Africa Power Pool)* possède une capacité installée de 3,6 GW⁴⁶.

La RDC dispose d'un potentiel hydroélectrique considérable, de l'ordre de 100 GW, qui pourrait actuellement quasiment couvrir l'ensemble des besoins de l'Afrique subsaharienne, sur la base d'une consommation encore limitée dans la région. Le potentiel du Grand Inga, entre Kinshasa et l'embouchure du fleuve Congo, est estimé à plus de 40 GW, soit plus de deux fois la puissance du barrage des Trois-Gorges en Chine, le plus grand barrage au monde.

Le complexe actuel d'Inga, qui constitue le cœur du parc de production de l'énergie électrique de la RDC, ne comprend que deux ouvrages. Les premières études de ce complexe datent de 1960. Elles recommandaient la construction de quatre centrales hydroélectriques en deux phases. La première phase concernait la construction de trois centrales dans la vallée Nkokolo, dénommées Inga 1 (puissance 351 MW, construite en 1972), Inga 2 (puissance 1424 MW, construite en 1982) et Inga 3 (puissance environ 3500 MW, toujours en projet). La puissance disponible à partir des deux barrages existants est seulement d'environ 700 MW car les 2/3 des turbines ne fonctionnent pas par manque d'entretien. L'équivalent de 150 MW est utilisé pour l'exportation vers le Congo-Brazzaville, le Zimbabwe, l'Angola, la Zambie et l'Afrique du Sud⁴⁷ par des lignes à haute tension. La réhabilitation de ces centrales est en cours, en vue d'augmenter la capacité

⁴⁶ PIDA, *Étude pour le programme de développement des infrastructures en Afrique (PIDA), Perspectives pour 2040.*

⁴⁷ Devey (2008)

opérationnelle du niveau actuel de 700 MW à près de 1 300 MW. Parallèlement la réhabilitation des lignes de transfert vers Solwezi et Kolwezi est également en cours.

Afin de répondre à la demande croissante de la région, deux projets sont à l'étude, et à des stades distincts. Le premier est Inga 3, déjà mentionné, dont la construction devrait débuter dans les prochaines années, et qui apporterait de l'électricité à cinq pays (la RDC, l'Angola, l'Afrique du Sud, la Namibie et le Botswana). Ce projet de 4 800 MW a été relancé grâce à l'engagement de l'Afrique du Sud d'acheter 2 500 MW de la production. Le deuxième, Grand Inga, reste à un stade théorique mais aurait une puissance de 39 GW à terme, desservant l'Afrique grâce à trois interconnexions majeures :

- Inga – Egypte (« Autoroute du Nord »);
 - Inga – Afrique du Sud (« Autoroute du Sud »);
 - Inga – Nigeria (« Autoroute de l'Ouest).
- Sa réalisation demeure problématique.

Avec la réalisation de ces projets, le complexe d'Inga permettrait de fournir de l'électricité à 500 millions de personnes en Afrique (45% de la population actuelle africaine), produisant une quantité d'électricité qui, si elle était fabriquée à partir de fuel oil (pétrole), nécessiterait plus de 100 millions de tonnes/an. Le coût du kWh serait exceptionnellement bon marché⁴⁸, de l'ordre de 0,01 \$ le kWh, alors que le coût moyen pour le charbon est de 0,04 \$ et que la plupart des autres énergies (gaz, nucléaire, éolien, solaire) conduisent à un coût du kWh encore plus cher. Le kWh issu des générateurs au diesel, fréquemment utilisés en Afrique, coûtait récemment près de 30 US cents.

Cependant, les organisations de la société civile rappellent que la gestion, marquée par la corruption et un lourd endettement, des barrages d'Inga I et II a été désastreuse: ils ont coûté beaucoup plus cher que prévu pour un fonctionnement médiocre. Leur production ne bénéficie pas au reste du pays, dont le taux d'accès à l'électricité reste de 9%⁴⁹. De plus, les populations qui vivaient sur le site ont été expropriées sans compensation.

■ **Orientations possibles :**

- accroître la production hydroélectrique en respectant environnement, population et règles éthiques;
- développer la production à partir de gaz.

1.4.4 L'Afrique de l'Est⁵⁰

1.4.4.1 Pétrole

1.4.4.1.1 Recherche et production du pétrole

Le Soudan du Sud, indépendant depuis juillet 2011, concentre les principales réserves de pétrole de la région mais l'évacuation se fait par un oléoduc qui débouche à Port Soudan, au Soudan. Le Soudan du Sud envisage de construire un oléoduc pouvant transporter le pétrole à Lomo au Kenya. Ce pipeline pourrait également exporter du pétrole de l'Ouganda et du Kenya.

Néanmoins, le pays est actuellement en proie à une guerre civile opposant le camp de l'actuel président Salva Kiir et celui de son ex-vice-président Riek Machar. Les pourparlers sont ajournés et les conflits ont fait chuter la production nationale de pétrole de 29% de 245 000 b/j à 175 000 b/j⁵¹. Les compagnies occidentales s'étaient retirées du pays et seule la China National Petroleum Corporation continuait récemment ses activités.

⁴⁸ UA (2008)

⁴⁹ Rapport SE4ALL République démocratique du Congo, PNUD

⁵⁰ Cette région s'étend du Soudan du Sud à la Tanzanie.

⁵¹ <http://www.latribune.fr/actualites/economie/international/20140302trib000817816/chute-de-29-de-la-production-petroliere-du-soudan-du-sud.html>

Des découvertes substantielles ont été faites en Ouganda sur les rives du lac Albert et la production devrait démarrer en 2016 au rythme de 100 000 b/j environ. Le pays a revu ses réserves en hydrocarbures à la hausse de 3,5 milliards de barils à 6,5 milliards de barils alors que 60 % du bassin du lac Albert serait encore inexploré.

■ **Orientations possibles :**

- développer l'exploration grâce à des codes pétroliers attrayants;
- développer la formation de cadres et techniciens pour créer des compétences locales et pérennes.

1.4.4.1.2 Raffinage et commercialisation des produits pétroliers

Pour faire face aux besoins en produits, l'Afrique de l'Est ne dispose plus que de deux raffineries, à Port-Soudan et à Ndola, en Zambie. Les raffineries de Tanzanie, du Mozambique, du Zimbabwe et très récemment celle de Mombasa au Kenya, ont été fermées. Les importations de produits pétroliers sont importantes et facilitées par l'existence des grandes raffineries à l'exportation en Inde et au Moyen-Orient qui peuvent alimenter dans de bonnes conditions économiques l'Afrique de l'Est.

En Ouganda, un appel d'offres est en cours pour la construction d'une raffinerie d'une capacité de 30 000 barils par jour au départ puis de 60 000 barils par jour en 2020. Le gouvernement souhaite que le pétrole soit en partie raffiné sur place⁵² pour alimenter le marché local en carburants et combustibles. Le reste du brut, peut être mélangé aux excédents de la production de la raffinerie et être exporté vers le Kenya.

■ **Orientations possibles :**

- étudier le potentiel de la raffinerie projetée en Ouganda et sa capacité à alimenter les autres pays ;
- améliorer la logistique pour faciliter les approvisionnements en produits pétroliers: réhabilitation des voies ferrées, réhabilitation ou construction de routes, aménagement de capacités de stockage.

1.4.4.2 Gaz naturel

Depuis 2010, de nombreuses découvertes ont été réalisées au large du Mozambique et de la Tanzanie. Les ressources sont estimées par l'US Geological Survey à 7 000 milliards de mètres cubes⁵³, dont 5 200 dans le bassin du Rovuma. Les deux pays attirent désormais de nombreux investisseurs. Les découvertes ont pour l'essentiel été faites par l'ENI et la société américaine Anadarko. Des unités de GNL sont en projet mais le développement est lent car il faut mettre en place les structures nécessaires et du personnel qualifié dans des pays qui n'ont pas d'expérience de l'exploitation des hydrocarbures. La baisse du prix du pétrole et la diminution concomitante du prix du gaz sur les marchés internationaux freinera également le développement des projets de GNL.

■ **Orientations possibles :**

- développer la production de gaz là où cela est possible et l'utiliser pour la production d'électricité;
- construire des gazoducs et surtout des terminaux GNL pour développer l'exportation.

1.4.4.3 Électricité

Le *Pool* électrique d'Afrique de l'Est (*Eastern Africa Power Pool* – EAPP) regroupe le Burundi, la République démocratique du Congo, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, la Libye, le Rwanda, le Soudan, la Tanzanie et l'Ouganda⁵⁴ pour une capacité installée de 42 GW⁵⁵. Le Mozambique, le Malawi, le Zimbabwe et la Zambie

⁵² L'Ouganda reste marqué par les pénuries de carburant qui ont affecté le pays vers 1980. La guerre déclenchée par la Tanzanie pour renverser le dictateur Idi Amin Dada qui à l'époque contrôlait l'Ouganda a très sérieusement perturbé l'approvisionnement non seulement de l'Ouganda mais également du Rwanda et du Burundi, voisins. D'où la volonté farouche de disposer d'une raffinerie autonome

⁵³ GEOExPro.

⁵⁴ Site internet de l'EAPP

⁵⁵ PIDA, Étude pour le programme de développement des infrastructures en Afrique (PIDA), Perspectives pour 2040.

font partie du *Southern African Power Pool* (SAPP). Les abondantes ressources hydroélectriques de l'Éthiopie jouent un rôle clé dans cette région. Le potentiel éthiopien est estimé à environ 40 000 MW pour une puissance installée en 2009 de 810 MW. La capacité de production d'électricité pourrait être portée à 10 000 MW en 2018. Les principaux projets prévus ont été réalisés. En 2010, la centrale hydroélectrique de Tala Benes, d'une capacité de 460 MW, a été mise en service ainsi que le barrage Gilgel Gibe II (420 MW) et le barrage de Tekezé (300 MW). En 2011, le barrage Amerti Neshe de 97 MW a été inauguré. La production d'électricité est aujourd'hui excédentaire avec une réelle volonté politique de se tourner vers l'exportation.

Le projet Gilgel Gibe III de 1870 MW est bientôt achevé et représente un investissement de 1,55 milliard d'euros. Selon EEPSCO, le partenaire public du projet et opérateur unique d'électricité en Éthiopie, Gibe III permettra la mise à disposition pour l'exportation de 200 MW vers Djibouti et le Soudan, et de 500 MW vers le Kenya. De nombreux débats ont lieu autour de ce projet; en effet, le réservoir de 34 000 m³, en plus d'un déplacement de population important, entraîne l'inondation de 500 hectares de terres agricoles, et menace l'équilibre d'un écosystème unique et fragile. De plus, de potentiels effets sanitaires néfastes sont cités, tels que la prolifération de moustiques, vecteurs de malaria à cause du réservoir.

L'Éthiopie a lancé en 2011 la construction du barrage de la Renaissance sur le Nil Bleu. D'une capacité de production de 6 000 MW, il devrait s'achever en 2018. Il permettra d'accroître les exportations vers le Soudan, Djibouti, l'Érythrée, le Kenya, le Soudan du Sud et le Yémen. La construction est financée par le gouvernement Éthiopien, la population et la diaspora pour un montant estimé à 4,7 milliards de dollars.

Cependant ce projet suscite de vives tensions avec l'Égypte car la gestion des eaux du Nil est de la responsabilité commune des pays riverains. En principe l'Égypte « a droit » à une part très importante des eaux selon un accord qui remonte à 1920. Un accord récent – 2015 – semble avoir résolu les différends entre l'Éthiopie et l'Égypte.

Si le développement hydraulique est important et profitable à l'Éthiopie, il existe également un potentiel géothermique de 5 000 MW. La Banque de développement de l'Éthiopie a apporté vingt millions de dollars pour encourager le gouvernement à exploiter ce potentiel.

La Communauté Africaine de l'Est (EAC – *East African Community*, Kenya, Ouganda, Tanzanie) utilise largement les installations de Nalubaale (autrefois Owen Falls) en Ouganda. Les trois pays ont également mis au point un plan directeur pour le développement de la fourniture d'électricité.

La vallée du Rift est une zone géothermique intéressante, principalement au Kenya. Le Kenya a une capacité installée de 167 MW soit 11,2% du potentiel du pays.

■ Orientations possibles :

- le potentiel hydroélectrique au nord de la région (Éthiopie) et au Sud (Mozambique) est considérable et doit être utilisé. Il est cependant nécessaire que tous les aspects, humains, environnementaux, politiques – coopération entre les différents pays – soient pris en compte. Ceci est particulièrement vrai dans le cas de l'Éthiopie qui partage avec une dizaine de pays l'exploitation des eaux du Nil – qui sont en grande partie « dévolues » à l'Égypte dans le cadre d'un accord qui remonte à 1920 aujourd'hui remis en cause;
- mettre en valeur le potentiel géothermique.

1.4.5 L’Afrique australe⁵⁶

1.4.5.1 Pétrole

1.4.5.1.1 Recherche et production du pétrole

La région ne produit pratiquement pas de pétrole et les perspectives ne sont pas favorables sauf en Namibie. En 2011, le ministre des Mines et de l’Énergie annonçait des réserves de pétrole du pays importantes, qui n’ont pas été confirmées. Aucune production n’est prévue. L’Afrique du Sud produit un peu de pétrole et du gaz naturel utilisé dans l’unité de GTL (Gas to Liquids) de PetroSA, la société nationale sud-africaine, à Mossel Bay. La baisse de production de ce gaz réduit la production de GTL et les autorités recherchent activement des solutions de remplacement.

■ **Orientation possible :**

- maintenir un cadre incitatif à la recherche pétrolière.

1.4.5.1.2 Raffinage et commercialisation des produits pétroliers

La République d’Afrique du Sud dispose de quatre raffineries de pétrole traditionnelles :

- raffineries Shell-BP et Engen (filiale de Petronas) à Durban ;
- raffinerie Chevron au Cap ;
- raffinerie SASOL-Total à Sasolburg, à l’intérieur du pays près de Johannesburg.

Elle dispose également d’une usine de « CTL » (*Coal to Liquids* – transformation du charbon en produits liquides) construite et opérée par SASOL dans les années 1970 à une époque où le pays, du fait de l’apartheid, était en principe sous embargo pétrolier. Cette unité se situe à Segunda, à moyenne distance de Johannesburg.

Les raffineries sont anciennes et désormais leur capacité est insuffisante pour faire face aux besoins locaux. La construction d’une raffinerie à Coega d’une capacité de traitement de 400 000 barils par jour, est à l’étude, mais sa réalisation peu probable.

Des importations croissantes de produits sont nécessaires du fait de l’augmentation de la demande. Ces importations transitent pour l’essentiel par Durban puis par un oléoduc qui relie Durban et Johannesburg qui concentre bien entendu une bonne part de la demande sud-africaine.

■ **Orientation possible :**

- analyser les solutions possibles pour faire face aux déficits de produits : agrandissement des raffineries de pétrole, construction d’une nouvelle raffinerie (projet Coega de PetroSA), construction d’une nouvelle unité CTL, importations depuis le Moyen-Orient où des raffineries de grande taille sont en projet.

1.4.5.2 Électricité

Le Pool Électrique d’Afrique australe (SAPP – *Southern African Power Pool*) représente une capacité installée de 56 GW⁵⁷, dont 45 GW situés en Afrique du Sud.

La société Eskom, société nationale de l’Afrique du Sud, est de très loin la plus importante société de production d’électricité en Afrique. Elle dispose d’une capacité de 45 GW en Afrique du Sud. L’essentiel de la production est d’origine charbonnière. Il existe néanmoins deux tranches nucléaires construites au début des années 1970 près du Cap (Koeberg) et quelques capacités hydroélectriques. Malgré l’importance de la production, et à l’instar de nombreux autres pays africains, l’Afrique du Sud a connu de graves pénuries au début de l’année 2008 et en 2015, en plein été austral, lorsque la demande d’électricité pour la climatisation est maximum. Il a alors été nécessaire de fermer ou faire fonctionner au ralenti des mines pour diminuer la demande.

⁵⁶ Cette région comprend la République d’Afrique du Sud, Namibie, Botswana, Zimbabwe, Mozambique.

⁵⁷ Source SAPP <http://www.usea.org/sites/default/files/event-/SAPP%20Overview.pdf>

Ces pénuries sont dues à l'insuffisance des capacités de production. Eskom avait dès la fin de l'apartheid (1994) tenté d'anticiper l'augmentation de la demande mais l'air du temps étant – en 1994 – aux privatisations, il avait été suggéré aux dirigeants d'Eskom d'attendre la privatisation avant d'investir. La privatisation n'a pas eu lieu. Il faut également souligner les retards considérables dans la construction de deux unités de près de 5 000 MW chacune qui auraient dû être en production depuis plusieurs années.

Eskom tente aujourd'hui d'accroître ses capacités de production. Des centrales au charbon mises sous cocon ont été réhabilitées. Pretoria souhaiterait d'autre part augmenter sa production nucléaire totale à 9,6 GW d'ici 2030. Enfin le développement des renouvelables est également à l'ordre du jour.

■ Orientations possibles :

- réexaminer en profondeur les besoins en électricité de la région et en particulier de l'Afrique du Sud ;
- étudier les meilleures options pour faire face à l'accroissement de la demande d'électricité (nouvelles centrales au charbon, nouvelles centrales nucléaires, importations à partir d'Inga) ;
- favoriser la recherche sur le captage et le stockage du CO₂, technique sans laquelle il est difficile d'envisager le développement de la production à partir de charbon.

1.4.5.3 Énergies renouvelables

L'Afrique du Sud a débuté la construction d'un certain nombre de fermes photovoltaïques afin de répondre à son objectif de 18 GW de capacités installées en énergies renouvelables. Par ailleurs, l'entreprise sud-africaine Stellenbosch Biomass Technologies travaille actuellement à l'adaptation de la technologie de production de l'éthanol cellulosique aux végétaux de la région.

1.5 La situation par énergies

Malgré la diversification des sources d'énergie, les énergies fossiles – pétrole, charbon et gaz naturel – continueront de subvenir à l'essentiel des besoins mondiaux d'énergie bien que leur part soit appelée à décroître au profit des renouvelables (action des gouvernements, baisse des coûts de production, taxes carbone, etc...). Cependant le réveil industriel de l'Afrique risque de passer comme en Chine et en Inde par une consommation massive d'énergies fossiles et pourrait repousser le passage aux renouvelables.

1.5.1 Le pétrole

Le pétrole représente 32 % de la consommation mondiale d'énergie. En Afrique, il représente plus de 40 % de la consommation. Un « succès » mondial qui s'explique par les caractéristiques même du pétrole : une haute concentration en énergie, une grande facilité d'utilisation. Face à des consommations d'énergie réduites, l'utilisation du gaz et du charbon nécessiteraient des investissements en infrastructures trop coûteux compte tenu de la taille des installations. Dans une étude récente, la société Citac estime à 60 % l'augmentation de la consommation africaine de pétrole d'ici 2025. En 2013, la demande de produits pétroliers en Afrique subsaharienne a augmenté de 5,1 %.

1.5.1.1 Les réserves de pétrole et la gestion de la rente extractive

Les réserves prouvées de pétrole aujourd'hui dans le monde sont équivalentes à plus de 50 années de consommation actuelle⁵⁸. Ces réserves ont connu une forte augmentation depuis la prise en compte des réserves de pétroles non conventionnels (essentiellement pétrole extra lourd du Venezuela, sables asphaltiques du Canada – les « gisements » de ces pétroles sont connus de longue date mais leur exploitation « dans les conditions techniques et économiques actuelles », conditions nécessaires pour en faire des réserves prouvées, n'est possible que depuis quelques années). Au total, pétrole extra lourd du Venezuela et sables asphaltiques du Canada représentent environ 20 % des réserves mondiales. Les chiffres de réserves de « pétrole de schistes » sont mal connus.

⁵⁸ Calcul réalisé à partir des données de BP Statistical Review 2014 selon : réserves prouvées en barils ÷ (production journalière en barils x 365) soit $1\,687\,900\,000 \div (86\,808 \times 365) = 53,27$ années.

Les réserves de pétrole en Afrique correspondent en moyenne à 43 ans de production⁵⁹. L'essentiel des réserves se situe en Libye et au Nigeria (plus de 60% des réserves réparties entre ses deux pays), en Algérie et en Angola (10% des réserves africaines pour chaque pays). Les autres producteurs significatifs sont l'Égypte, le Soudan (et le Sud Soudan), la Guinée équatoriale, le Congo, le Gabon, le Tchad et la Côte d'Ivoire. Une découverte a également été faite au Sénégal. Les découvertes se multiplient en Afrique de l'Est au Kenya ou au Mozambique. Les Brics (Brésil, Russie, Inde, Chine) se positionnent.

Le fonctionnement du secteur pétrolier et gazier diffère d'une région à l'autre. En Afrique du Nord, dans la plupart des cas, les compagnies nationales dirigent les opérations tout en coopérant avec les sociétés privées internationales.

Sur la façade atlantique, les sociétés nationales participent aux consortiums créés avec les grandes sociétés internationales. Là où la production est réduite, déclinante ou émergente, les petites compagnies ou juniors sont très actives. En effet, les grandes sociétés qui ont des frais de structure élevés abandonnent souvent leur exploitation aux petites compagnies plus susceptibles d'en dégager des bénéfices. L'essentiel du pétrole produit entre la Mauritanie et la Namibie est destiné aux marchés internationaux. Les sociétés chinoises sont très présentes pour obtenir un pétrole dont la Chine est très demandeuse. La part consommée localement reste limitée mais augmentera dans le futur.

Tableau 2 - Réserves prouvées de pétrole en Afrique⁶⁰

| | |
|--|--|
| Afrique du Nord (<i>Soudan compris</i>) | 66 |
| Afrique de l'Ouest | 38 |
| Afrique centrale | 7 |
| Afrique orientale | 6 |
| Afrique australe | 11 |
| Total | 128 (<i>en milliards de barils</i>) |

■ **Orientations possibles :**

- créer un environnement stable et réactualiser les codes pétroliers/ contrats d'exploration – production en fonction des conditions techniques et économiques afin de maintenir un juste équilibre dans le partage de la rente ;
- améliorer les structures de formation, de référence basées en Afrique (comme l'Institut algérien du pétrole), afin d'éviter la fuite des cerveaux et préparer les cadres et techniciens aux réalités locales. Le nouveau développement africain permet toutefois d'être optimiste;
- créer une main d'œuvre locale. Trouver des formules attrayantes pour conserver les cadres formés, en particulier dans les sociétés nationales et les administrations où les salaires sont inférieurs à ceux que peuvent proposer les sociétés internationales ;
- veiller à la stricte application des règles internationales en matière d'exploration production (respect de l'environnement, procédures d'abandon, relations avec les populations locales), en particulier dans les productions on-shore ;
- développer le plus rapidement possible des ressources alternatives.

1.5.1.2 Raffinage du pétrole

En 2015, l'Afrique compte 47 raffineries⁶¹ capables en principe de raffiner 3,5 millions de barils par jour. Les raffineries sont dans l'ensemble anciennes. En Afrique du Nord, au Nigeria et en Afrique du Sud les raffineries sont en moyenne de taille standard (80 à 200 000 b/j). Les quelques raffineries qui subsistent en-

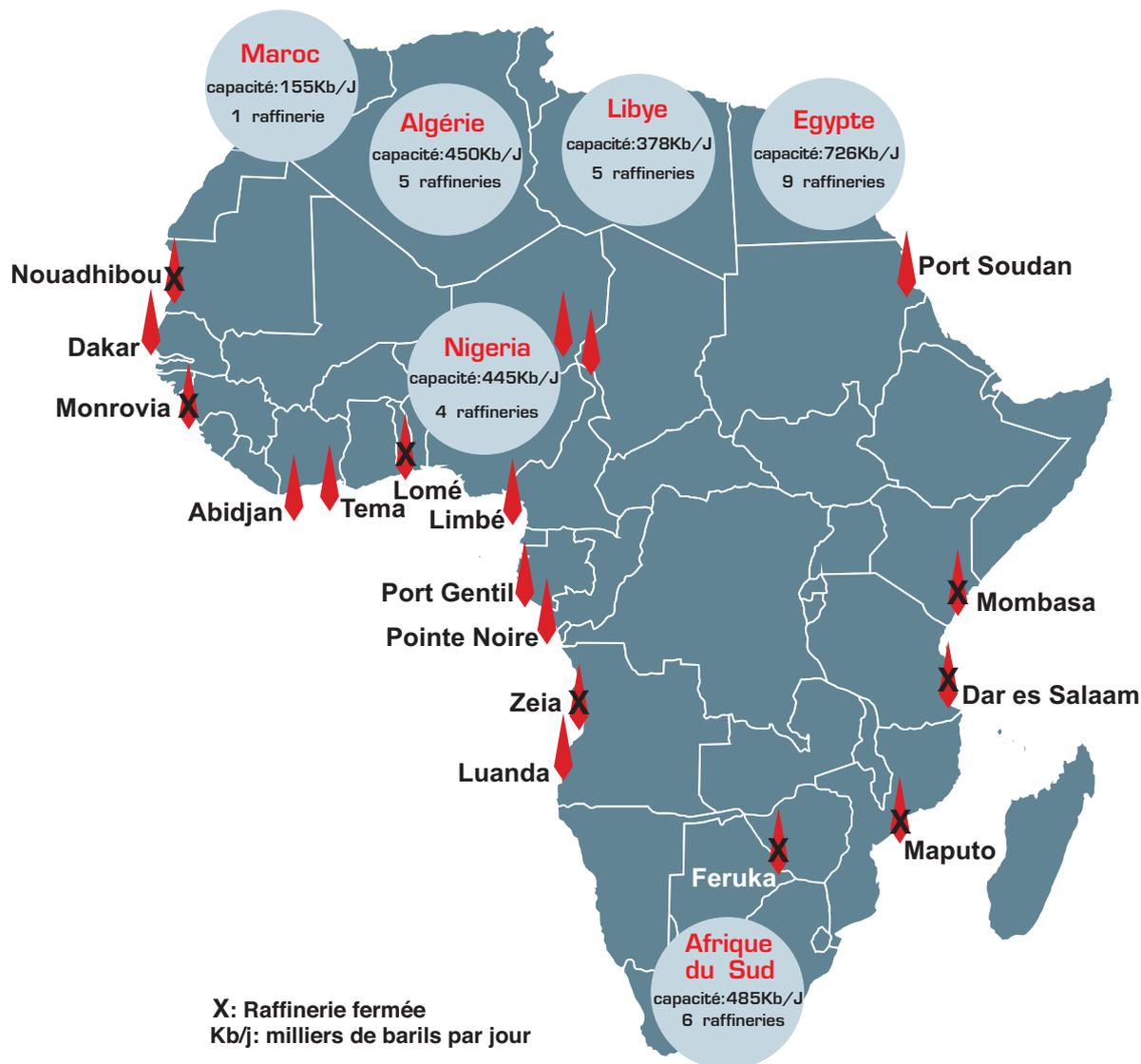
⁵⁹ Source: BP Statistical Review.

⁶⁰ D'après les données du 1^{er} janvier 2013, CIA Worldfactbook.

⁶¹ Recensement effectué par Knowdys.

dehors de ces trois pôles sont petites et peu équipées en conversion. Signalons, en particulier, le cas du Nigeria, dont les quatre raffineries (Port Harcourt, Warri, Kaduna) pourraient couvrir les besoins du pays si elles fonctionnaient à pleine capacité, mais qui ne sont utilisées qu'à 25% de leur potentiel.

Carte 6 - Raffineries en Afrique en 2015



Ces raffineries permettaient jusqu'à une époque récente de faire face aux besoins des pays. Depuis plusieurs années, la plupart des pays sont devenus importateurs. Si plus de cent projets de raffineries ont été envisagés au cours des 30 dernières années, seules cinq raffineries ont été construites, en général par des compagnies Chinoises (Algérie, Soudan Niger, Tchad). De nombreux projets existent toujours sur le papier. Le Nigeria a en particulier plusieurs projets, dont celle du milliardaire Dangote. À part cette raffinerie, les autres constructions sont très incertaines. Récemment l'Ouganda a lancé un appel d'offres pour la construction d'une raffinerie d'une capacité de 30 000 barils par jour en 2017 qui doit être portée à 60 000 b/j en 2020. Les travaux de construction de la raffinerie à Lobito en Angola ont débuté. Rappelons le démarrage récent des raffineries du Niger et du Tchad qui ont su trouver des marchés, preuve que lorsque l'offre existe la demande suit.

Ces divers exemples témoignent des avancées réalisées ou en passe d'être réalisées par l'Afrique dans le domaine du raffinage, secteur capital si l'Afrique souhaite minimiser ses importations alors que ses besoins sont croissants. Pour continuer le processus, les efforts doivent être poursuivis.

■ **Orientations possibles :**

- envisager la modernisation des raffineries ;
- apprécier l'approvisionnement de l'Afrique australe (projets de raffineries en Angola et en Afrique du Sud, projets de nouvelles usines de liquéfaction du charbon...);
- étudier la construction d'un nouveau pôle de raffinage en Afrique de l'Ouest;
- renforcer l'engagement de l'État par la mise en place de business plan détaillés et de garanties d'investissements.

1.5.1.3 Commercialisation des produits pétroliers

La consommation de produits pétroliers en Afrique reste faible. En Afrique subsaharienne (y compris l'Afrique du Sud), elle reste inférieure à 100 millions de tonnes par an soit la consommation d'un pays comme l'Allemagne. Mais cette consommation augmente rapidement et pourrait atteindre, selon l'AIE, 200 millions de tonnes en 2040.

Le développement de la consommation soulève, outre le problème de la construction de nouvelles unités de raffinage ou des importations accrues, celui des infrastructures nécessaires à la distribution. Dans la plupart des pays les réseaux de stations-service modernes et bien équipées se développent rapidement. Il faut noter le retrait quasi complet des grandes sociétés internationales des marchés d'Afrique subsaharienne à l'exception de l'Afrique du Sud. Seul Total maintient une présence très active sur le continent et reste présente dans une majorité de pays. Le secteur est marqué par une ouverture et une libéralisation qui ont conduit à l'apparition de très nombreux indépendants.

■ **Orientations possibles :**

- améliorer la logistique;
- éviter la distribution frauduleuse;
- développer les stockages.

1.5.2 Le gaz naturel

Le gaz naturel est abondant en Afrique du Nord (Algérie, Égypte, Libye) où il est utilisé tant pour les usages domestiques qu'industriels ou pour la production d'électricité. Il est également abondant en Afrique de l'Ouest et en Afrique centrale mais dans ces régions, son utilisation se cantonne, soit à une production – encore modeste – d'électricité, soit à l'alimentation d'unités de liquéfaction. Ainsi, le Nigeria et la Guinée équatoriale exportent leur production vers l'Europe ou l'Amérique. Quelques rares cas d'utilisation du gaz pour des usages industriels sont à noter en Côte d'Ivoire, au Gabon, au Nigeria... Depuis quelques années, le secteur est en pleine croissance, avec la découverte d'importants gisements au large du Mozambique et de la Tanzanie.

Les grandes compagnies pétrolières investissent désormais la zone pour l'acquisition de gisements ou la mise en place de terminaux gaziers. Dans ces deux pays, une partie du gaz pourra être utilisée localement (ou exportée vers l'Afrique du Sud) mais l'essentiel devrait être exporté sous forme de GNL. La faiblesse des infrastructures et la nécessité de leur renforcement avant le démarrage de ces projets, la baisse récente du prix du brut font que les exportations ne commenceront que dans plusieurs années.

■ **Orientations possibles :**

- limiter le torchage du gaz associé au pétrole et utiliser ce gaz pour la satisfaction des besoins locaux, en particulier en électricité ;
- développer la création de pôles industriels à proximité des sources de gaz naturel permettant le développement économique grâce à une électricité bon marché et peu polluante (e.g. projet de développement du pôle industriel de la zone franche de l'île Mondki au Gabon).

1.5.3 Le charbon

L'Afrique du Sud reste le principal producteur africain de charbon avec environ 260 millions de tonnes produites en 2014⁶². Un peu moins de 2/3 de la production y est consommée principalement pour produire de l'électricité et le reste est exporté. Les plus grosses réserves se trouvent en Afrique du Sud et au Zimbabwe.

■ Orientations possibles :

- examiner les conséquences de l'utilisation massive du charbon pour la production d'électricité; examiner le potentiel de captage et de stockage du CO₂ ;
- examiner la faisabilité de nouvelles unités de liquéfaction du charbon.

1.5.4 Les gaz de pétrole liquéfiés (GPL)^{63 64}

Les débouchés des gaz de pétrole liquéfiés (propane et butane) se situent dans le secteur résidentiel et commercial (cuisine, chauffage dans les pays tempérés), le transport, la pétrochimie... La production mondiale de GPL est de l'ordre de 250 millions de tonnes par an. Environ 60% de cette quantité provient des installations de production de pétrole et de gaz, 40% des raffineries. La production de GPL est donc en particulier liée à la production de pétrole et de gaz naturel.

À cause de leur volatilité, les GPL doivent être transportés par navires et camions-citernes pressurisés (parfois réfrigérés pour les navires) et stockés sous pression (voire sous forme liquide). Cette logistique est coûteuse. C'est pourquoi, malgré des avantages certains en matière de cuisson par exemple (les GPL brûlent sans aucune émission de particules ni de polluants, contrairement au bois de feu, largement utilisé en Afrique et au kérosène également très utilisé dans certains pays comme l'Afrique du Sud), la demande en Afrique reste limitée.

La production de GPL en Afrique est de l'ordre de 20 millions de tonnes (soit 8% de la production mondiale). Dans le même temps, la demande en GPL n'est que d'environ 12 millions de tonnes (4,8% de la demande mondiale), faisant de l'Afrique la deuxième région exportatrice de GPL après le Moyen-Orient. Près de 85% de la demande africaine est concentrée sur la côte méditerranéenne.

Le manque d'infrastructures de stockage, le mauvais état de certaines routes et la faible densité du réseau de distribution font qu'il est souvent difficile de s'approvisionner en GPL. C'est une source d'énergie qui peut être dangereuse (risques d'explosion) en l'absence de normes de sécurité stricte et de régulations venant des États. Le GPL a ainsi acquis une mauvaise réputation dans certains pays: au Nigeria par exemple, certains propriétaires de logements interdisent à leurs locataires son utilisation. Cela pourra ralentir le développement de l'utilisation du GPL.

Pour limiter l'usage du bois, certains pays d'Afrique subsaharienne ont favorisé le développement du GPL. Ceci nécessite des subventions importantes, soit aux équipements (appareils de cuisson), soit au produit lui-même. Le GPL a néanmoins un fort potentiel en Afrique, au sein de structures hors-réseau⁶⁵ ou pour des dispositifs de cuisson (plus économique et plus efficace que le bois par exemple). Il est aussi moins coûteux que le kérosène (même si, dans certains pays, le kérosène est grandement subventionné et est de fait moins cher pour l'acheteur) et moins dangereux que ce dernier si il est utilisé dans de bonnes conditions.

■ Orientations possibles :

- développer les infrastructures logistiques nécessaires l'approvisionnement et au stockage du GPL ;
- créer un cadre légal permettant une utilisation sûre du GPL (normes de sécurité strictes);
- étudier la question des subventions, qui peuvent s'avérer très lourdes pour les budgets des États.

⁶²BP Statistical Review 2015.

⁶³ <http://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-23/processing/special-report-worldwide-gas-processing-stability-of-lpg.html>

⁶⁴ WEO2014 Africa Energy Outlook

⁶⁵ENEA Consulting, L'accès à l'énergie

1.5.5 L'électricité

Le continent africain est le moins électrifié au monde. Certes, depuis 1970 le taux d'électrification de l'Afrique est en net progrès (il est passé de 14 à 42%) mais le continent connaît une très forte disparité. En Afrique du Nord, il est proche des 100% tandis qu'en Afrique subsaharienne il avoisinait les 32% en 2012. Par ailleurs, l'essentiel de la population sans accès à l'électricité se situe dans les zones rurales. L'électrification y est inférieure à 5% dans plus d'une vingtaine de pays d'Afrique subsaharienne.

L'électricité produite en Afrique – et en particulier en Afrique subsaharienne – est en général chère. Or le pouvoir d'achat est très bas. La consommation en électricité est faible et en partie non payée dû au manque de solvabilité des populations. Par conséquent, la situation économique des compagnies électriques en Afrique est souvent précaire. Dans nombre de pays de taille moyenne, la capacité installée ne dépasse pas 500 ou 1000 MW. Il est donc difficile de construire des unités de grande taille qui pourraient faire jouer les économies d'échelle. En outre, ces installations utilisent souvent des produits pétroliers très coûteux car ils sont tout simplement les plus faciles d'utilisation et souvent la seule ressource disponible. C'est pourquoi le prix du kilowattheure est deux fois plus cher en Afrique (0,12 \$/kWh) que dans les autres pays en développement⁶⁶. Les installations sont souvent vétustes ou mal entretenues par manque de moyens. Dans les zones urbaines, de nombreux délestages ont lieu ne permettant l'accès à l'électricité que par tranches horaires et par quartiers. Pour pallier cette situation, de nombreux consommateurs font appel à des solutions peu optimales et très coûteuses comme les groupes électrogènes.

Les difficultés rencontrées dans l'extension de la diffusion de l'électricité ne résultent pas de problèmes de nature technique même si des enjeux de planification subsistent. La diversité continentale nécessite l'organisation des solutions techniques les plus adaptées à chaque contexte (extension de réseau/ mini réseau / centralisé ou décentralisé: recours aux renouvelables ou au thermique)⁶⁷. Dans les zones rurales, de petites infrastructures basées sur les énergies renouvelables doivent être favorisées en raison de la volatilité du prix des matières premières et de leur impact sur le budget des ménages. Malgré des efforts réalisés dans ce sens, le processus d'électrification est lent compte tenu de la quantité importante d'investissements nécessaires qui s'élèvent de 35 à 45 milliards de dollars par an, pour la seule Afrique subsaharienne, selon les estimations⁶⁸.

L'Afrique subsaharienne présente aussi des spécificités:

- Avec de faibles consommations, les réseaux sont peu interconnectés. Cette situation pénalise l'intégration de fortes capacités de production (équipement hydraulique d'Afrique centrale par exemple).
- Le taux de disponibilité des installations est très faible, le parc est souvent obsolète et la maintenance insuffisante: une part importante de la capacité installée est hors d'état de marche (cf. par exemple les turbines à l'arrêt sur les barrages d'Inga, de Cahora Bassa, la majorité des centrales nigérianes...). Les coupures d'électricité atteignent près de 60 jours par an et pénalisent les consommateurs et l'équilibre des compagnies d'électricité.
- Les consommateurs d'électricité utilisent souvent des appareils peu performants. Une pratique qui grève leur budget en raison de la consommation supplémentaire entraînée.
- Les branchements anarchiques sur le réseau électrique national constituent un danger permanent dans beaucoup de villes d'Afrique et un manque à gagner important pour les opérateurs. C'est le fait bien souvent de certains consommateurs qui se substituent à l'État en offrant illégalement aux populations un accès à l'électricité en tirant des lignes électriques de leurs propres compteurs vers un utilisateur en manque d'électricité moyennant une redevance financière.
- Une grande part de la consommation électrique est utilisée par des populations insolvables (factures

⁶⁶ Étude des pays ACP

⁶⁷ Pierre Radanne, Extrait de l'étude ADEA 2009

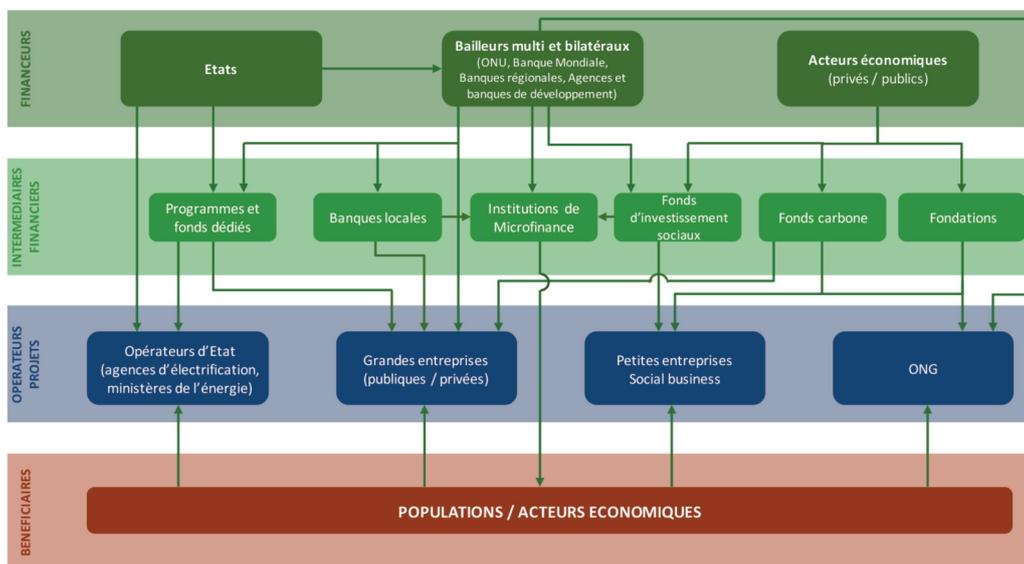
⁶⁸ Mac Kinsey: A brighter Africa (34 \$ milliards); Fondation Energies pour l'Afrique (36 milliards) AIE-Africa Energy Outlook (46 milliards)

impayées, raccordements sauvages). La plupart du temps, cette énergie est subventionnée par l'État. Conséquence: le déséquilibre des comptes rend impossible la maintenance correcte des réseaux pour ne pas parler de leur extension.

Les filières renouvelables, adaptées à la desserte de populations isolées, restent très coûteuses malgré la tendance baissière observée depuis quelque temps.

Toutefois, la croissance et les ressources énergétiques du continent constituent une opportunité majeure pour le reste du monde. Les investisseurs s'intéressent de plus en plus à l'Afrique, comme en témoigne l'augmentation de ses IDE entre 2012 et 2013⁶⁹.

Figure 5 - Acteurs et flux de financements de l'accès à l'énergie⁷⁰



1.5.5.1 L'électricité: moyens de production

Au niveau mondial, l'électricité est majoritairement produite à partir de charbon (40%), de gaz (20%), de nucléaire (11%), de pétrole (8%) et d'énergies renouvelables (21%, énergie hydraulique incluse). Environ 68% de la production est assurée par les énergies fossiles.

L'électricité est produite à partir de gaz et de fuel en Afrique du Nord, de charbon en Afrique du Sud, et surtout de produits pétroliers et d'installations hydrauliques en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud). La capacité installée de production d'électricité totale en Afrique est environ de 170 GW dont près de 100 en Afrique subsaharienne.

1.5.5.1.1 Le pétrole

Le pétrole, reste la principale source de production d'électricité en Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud). Le prix du pétrole est fluctuant et lorsqu'il a atteint des niveaux élevés, supérieurs à 100 \$ par baril, les pays consommateurs ont été souvent étranglés financièrement, la facture pétrolière dépassant 10% du PNB. Dans certains cas les importations devenaient simplement impossibles, conduisant à l'arrêt de centrales électriques fonctionnant au fuel.

L'Afrique du Nord s'appuie essentiellement sur le gaz naturel pour produire son électricité, l'Afrique du Sud sur le charbon.

⁶⁹ Global Trend Monitor, n°15, 28 Janvier 2014

⁷⁰ L'accès à l'énergie, ENEA Consulting, juillet 2014

1.5.5.1.2 Le gaz

Les centrales dites à cycle combiné ont de nombreux avantages: faible coût de construction, rendement élevé, absence de pollution. C'est une solution à recommander dans les pays disposant de ressources en gaz et d'un marché d'une taille suffisante (Algérie, Égypte, Nigeria). C'est également une solution pour des pays comme le Maroc, pour les pays proches du Nigeria (*West Africa Gas Pipeline*), pour le Mozambique et la Tanzanie.

1.5.5.1.3. Le charbon

L'essentiel de la production d'électricité en Afrique du Sud provient du charbon. La société nationale Eskom dispose de 27 centrales électriques dont 13 centrales au charbon pour une capacité installée totale de 42 GW (85 % de sa capacité de génération). L'impact environnemental est toutefois extrêmement important.

1.5.5.1.4 Le nucléaire

À long terme, le nucléaire peut s'inscrire comme une alternative énergétique pour le continent. Seule l'Afrique du Sud dispose actuellement de centrales nucléaires mais d'autres pays travaillent à l'élaboration d'un programme nucléaire. Pour ce faire, l'Algérie a mis en place en 2011 un institut algérien de formation en génie nucléaire chargé de former des ingénieurs et des techniciens et d'étudier la faisabilité d'un premier réacteur de 1000 MW pour 2025. Il permettrait à l'Algérie de répondre à la demande annuelle croissante en électricité du pays, supérieure à 10 % sur les dernières années, et de réduire sa dépendance énergétique grâce à ses réserves d'uranium non négligeables.

En Afrique de l'Ouest, le nucléaire est envisagé par certains pays afin de répondre aux besoins énergétiques. L'Agence internationale atomique de l'énergie (AIAE) accompagne le Nigeria, qui possède un programme de recherche nucléaire depuis 1976. La proximité du Niger, important producteur d'uranium (environ 4 % de la production mondiale), permettrait d'envisager la construction de centrales. Le Niger demande depuis 2012 une régionalisation du nucléaire au sein de la Cédéao.

Néanmoins, le nucléaire ne peut être envisagé sans un réseau de distribution développé. La construction de centrales nucléaires en Afrique nécessite par conséquent une forte volonté politique et/ou une coopération régionale. Par ailleurs, la capacité des pays africains à sécuriser les installations et à traiter les déchets radioactifs doit être étudiée au préalable.

1.5.5.1.5 Les sources d'énergie alternatives

Gaz, charbon et nucléaire restent des modes conventionnels d'alimentation en électricité dont l'Afrique subsaharienne pourrait se servir, pour diminuer l'importance du pétrole dans ses approvisionnements énergétiques, tout en les sécurisant. Mais le recours aux énergies renouvelables présente aussi de très intéressantes perspectives.

• L'hydroélectricité

L'Afrique est le continent qui renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non exploité au monde. Celui-ci représente 12 % du potentiel mondial. Ce potentiel est essentiellement localisé en Afrique centrale, particulièrement au Congo-Kinshasa (50 % du potentiel africain), au Cameroun, dans la région du Nil (cf. paragraphe énergie en Afrique de l'Est), au Mozambique et également en Guinée. Pourtant, en termes de production, le continent reste à la marge. Il ne produit, en effet, qu'une part faible de l'énergie hydroélectrique mondiale, et n'utilise que 7 % de son important potentiel. L'exploitation de ce potentiel hydraulique offrirait une énergie « propre » et des coûts unitaires de production faibles; elle nécessite néanmoins des installations conséquentes (barrages) et coûteuses pour lesquelles les investissements font défaut, à l'image des centrales au gaz. Cependant l'installation de mini-barrages moins coûteux et adaptés à la population rurale doit être envisagée.

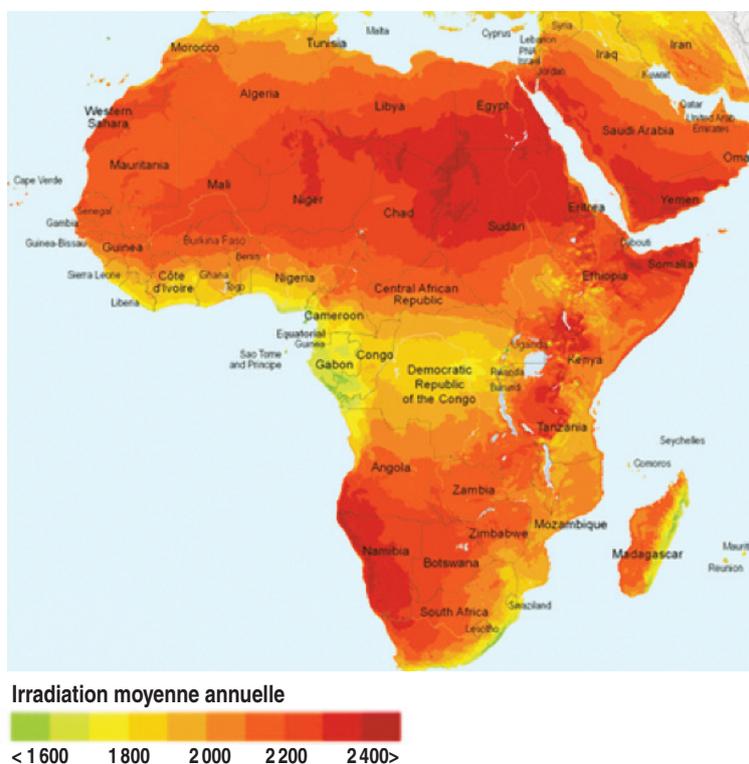
Les projets de barrages hydrauliques sont également contestés en raison des contraintes environnementales qu'ils représentent et le déplacement des populations qu'ils entraînent, comme le projet Gilgel Gibe III en Éthiopie. D'autres paraissent en bonne voie comme Inga III au Congo.

• **Le solaire**

L'Afrique bénéficie d'un ensoleillement important, notamment au Sahara, en Afrique du Nord et en Afrique australe. L'énergie solaire pour la production d'électricité peut être exploitée de deux manières :

- solaire thermique très onéreux, pour la production d'électricité via la production de vapeur ;
- solaire photovoltaïque, dont les coûts sont en baisse constante, utilisable notamment pour l'électrification rurale décentralisée.

Carte 7 - Le potentiel solaire en Afrique et Moyen-Orient



Bénéficiant d'une moyenne de 320 jours d'ensoleillement par an pour les zones les plus favorisées, le potentiel de génération solaire dépasse la demande totale électrique africaine mais exige de grands espaces. Le coût du solaire a beaucoup baissé depuis deux ans. Une étude récente réalisée par l'ADEA pour la Fondation *Énergies pour l'Afrique* montre que le coût d'un projet photovoltaïque est actuellement de 2000 \$/kW contre 1600 pour un cycle combiné et entre 2 000 et 3 000 pour de l'hydro. Selon l'AIE, le coût moyen du MWh produit par photovoltaïque est de 175 dollars⁷¹.

On peut envisager le photovoltaïque sous trois formes :

- centrales électriques solaires de plusieurs mégawatts raccordées au réseau ;
- centrales plus petites jusqu'à 100 kW alimentant un mini-réseau ;
- des kits solaires, de petites installations solaires munies d'une batterie à usage domestique, d'ampoules et de prises pour des systèmes hors-réseaux.

Ainsi, le Maroc a mis en place un Programme solaire de cinq centrales solaires pour une capacité de 2 000 MW à l'horizon 2020. Sur le site d'Ouarzazate une centrale de type CSP (*Concentrated Solar Power*) de 150 MW est en construction. A terme, une capacité finale de 500 MW devrait être atteinte grâce à l'installation de deux

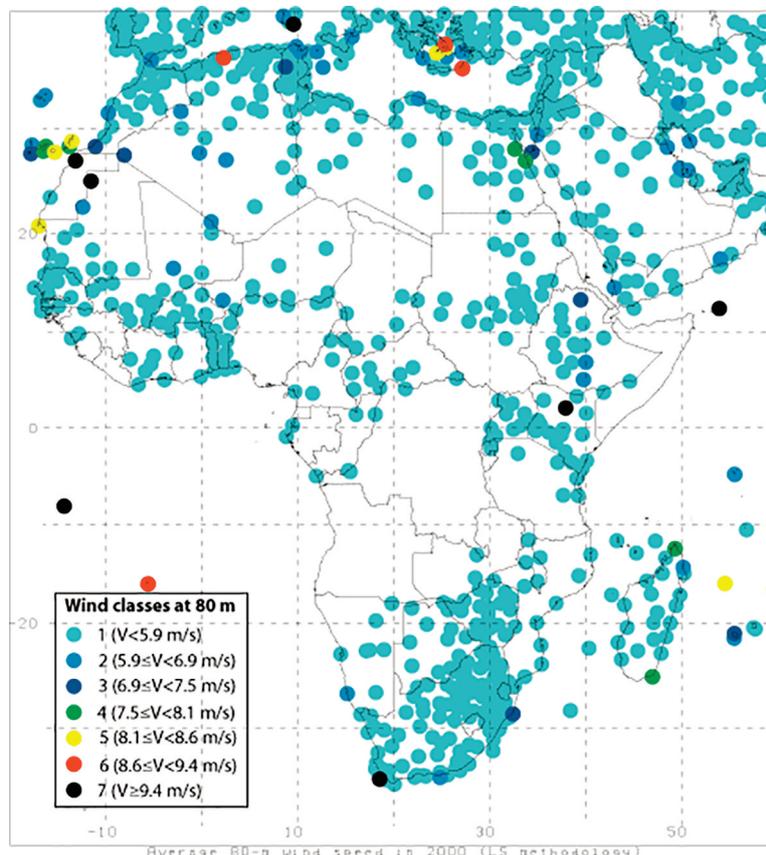
⁷¹ World Energy Outlook 2014, AIE

nouvelles centrales : Noor I et Noor II. L'Afrique du Sud a de son côté inauguré en 2011 sa première centrale solaire photovoltaïque. Remarquons cependant que, excepté l'Afrique du Sud qui est dotée d'une usine de production de panneaux solaires, les autres pays n'en possèdent pas. Des choix politiques doivent être faits au niveau national ou régional pour amorcer la production sur place de panneaux solaires PV.

• L'éolien

Certaines régions africaines, proches des côtes notamment, bénéficient d'une bonne exposition aux vents. 87 % des ressources de haute qualité se situent dans les zones côtières du Sud et de l'Est du continent. Elles restent cependant très largement inexploitées. Les principaux producteurs d'énergie éolienne en Afrique sont la Tunisie, le Cap-Vert et l'Afrique du Sud. La carte des potentiels éoliens de l'Afrique (cf. carte ci-dessous) montre que ceux-ci sont très localisés. L'énergie éolienne nécessite par ailleurs toujours une source de substitution pour pallier aux périodes sans vent. 90% des capacités éolienne installées en cours de développement émanent de producteurs privés selon l'AFD.

Carte 8 : Le potentiel éolien en Afrique⁷²



L'énergie éolienne est ainsi sans doute très utile dans des zones géographiques très circonscrites, mais ne saurait se présenter comme une alternative à grande échelle pour le continent africain. La vitesse du vent optimale pour la production d'électricité doit être comprise entre huit et neuf m/s et supérieure à six m/s. En-deçà, l'opportunité économique n'est pas satisfaisante puisque le coût de production de l'électricité est directement lié à la vitesse du vent. En Afrique, en raison de l'absence de grues de force suffisante, les génératrices sont limitées à 850 kW pour un coût de production compris entre 0,10 et 0,13 dollar par kilowattheure⁷³.

⁷² GENI library (Bibliothèque du GENI) <http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/africa/wind-africa/index.shtml>

⁷³ L'énergie pour le développement durable, Secrétariat du groupe ACP

Encadré 5 : Le Cap-Vert et l'énergie éolienne⁷⁴

Le Cap-Vert dispose d'un potentiel éolien exceptionnel. L'archipel, fortement dépendant des importations énergétiques, a mis en place un projet de développement éolien, Cabeolica, sur quatre sites (Boa Vista, Sao Vicente, Sal et Santiago) pour une production de 28MW.

Financé par la Banque africaine de développement, l'AFC (*Africa Finance Corporation*) et la Banque Européenne d'Investissements, le projet devrait fournir 25% des besoins en électricité du pays.

La réalisation du projet, d'un montant total de 84 millions de dollars, a été confiée à l'entreprise Cabeolica sous la forme d'un contrat de partenariat public privé (PPP)⁷⁵.

Un contrat d'achat d'électricité d'une durée de vingt ans a été permis par la garantie du gouvernement cap-verdien et l'exemption d'impôts et de droits de douane.

• La géothermie

Le potentiel géothermique africain estimé entre 7 et 15 GW est essentiellement limité à la vallée du Rift en Afrique centrale mais seulement 1 % du potentiel du continent est exploité. Au Kenya existe une centrale de 125MW. La géothermie nécessite des investissements initiaux importants en raison des coûts de forage et d'exploration mais les coûts opératoires sont faibles.

1.5.5.2 L'électricité : des mesures de privatisation inadaptées⁷⁶

Comme indiqué en note ce paragraphe est largement inspiré de l'étude de Pierre Radanne : Les Conditions de l'accès à l'énergie.

Plus un pays a un taux d'électrification bas, plus il peine à combler son retard car les principes de gouvernance du secteur électrique qui se sont développés depuis près de vingt ans leur sont nettement défavorables. Lors du Sommet de Johannesburg en 2002, il avait été souligné qu'aucun pays n'avait jusqu'à présent dans le monde assuré l'accès à l'électricité en en faisant supporter le coût directement par les nouveaux raccordés. Pour financer les réseaux, deux modèles peuvent être utilisés :

- des compagnies nationales gérant un monopole public et s'appuyant sur le produit des impôts et des aides extérieures pour financer les réseaux ;
- des compagnies privées bénéficiant d'une délégation de service public selon des schémas qui peuvent varier mais qui incluent toujours une péréquation tarifaire ville/campagne et une contribution publique et une caution de l'État ou des collectivités locales pour les investissements dans les réseaux.

Le développement de l'électrification dans les pays en développement a été pénalisé par le changement de gestion dans les pays industrialisés ces 20 dernières années. Dans les pays industrialisés, les réseaux étant parvenus à maturité et toute la population étant raccordée, les réflexions se sont orientées vers l'amélioration de la gestion. La croissance de la consommation, devenue assez faible en Amérique du Nord et en Europe, ne nécessitait plus un mode de gouvernance qui privilégie l'investissement dans les ouvrages. La mise en concurrence s'est aussi nourrie de la diversification des sources d'énergie et des progrès de l'électronique qui permettent de gérer les réseaux d'une manière plus décentralisée. Elle s'est également reposée sur la disponibilité de compétences locales variées et réactives par rapport aux besoins du marché (technique, juridique, conseil, informatique, institutionnelle). Ce mouvement de privatisation a été conceptualisé, imposé et généralisé notamment par la Banque mondiale. Sa transposition aux pays africains, qui n'avaient pas achevé

⁷⁴Source : http://www.diplomatie.gouv.fr/fr/IMG/pdf/2013-02_12_Assises_Chantier_5_TR3_CABEOLICA_Eolien_IPP_cle8a269d.pdf

⁷⁵ En droit français, un contrat de partenariat public privé est « un contrat administratif par lequel l'État ou un établissement public de l'État confie à un tiers, pour une période en fonction de la durée d'amortissement des investissements ou des modalités de financement retenues, une mission globale ayant pour objet la construction ou la transformation, l'entretien, la maintenance, l'exploitation ou la gestion d'ouvrages, d'équipements ou de biens immatériels nécessaires au service public, ainsi que tout ou partie de leur financement à l'exception de toute participation au capital. », Ordonnance n° 2004-559 du 17 juin 2004 sur les contrats de partenariat

⁷⁶ Pierre Radanne : Les conditions de l'accès à l'énergie.

leur électrification, a été un échec généralisé. Les obligations de rentabilité des compagnies privatisées les obligent à considérer des temps de retour très courts, ce qui les amène à contourner les populations pauvres à la solvabilité insuffisante. L'échec du système actuel ne porte pas sur l'ouverture à la concurrence de la production, mais sur son inadéquation pour le transport et la distribution.

Le modèle suivi dans le montage des projets d'électrification a cherché à associer des projets industriels avec la qualité technique et économique requises et la mobilisation de grands acteurs économiques (aide publique au développement, grandes banques). Mais les flux d'investissement sont restés faibles. Ces conditions, certes indispensables, ne suffisent pas. Deux autres conditions sont indispensables : un cadre de planification et de financement national plus assuré et un ancrage plus fort du côté des populations locales.

■ Orientations possibles :

- développer une démarche globale d'organisation de la desserte à trois niveaux: (i) territorial, en visant l'électrification du pays, (ii) technique, en associant différents modes d'électrification (centralisé et décentralisé), à même de valoriser le potentiel local des renouvelables et (iii) financier en mobilisant plusieurs types de ressources de toutes les parties concernées (collectivités, nouveaux abonnés, usagers déjà connectés, banques de développement);
- appuyer la mise en œuvre des solutions adaptées aux trois segments de bénéficiaires. La démarche globale de programmation de la desserte se décline en effet en général autour de trois types d'intervention:
 - la desserte des centres et bourgs secondaires, réunissant les critères de forte densité de population et de potentiel d'activités économiques, doit constituer une priorité d'intervention. Ces programmes d'aménagement du territoire, couplant objectifs sociaux (raccordement des infrastructures sociales et/ou foyers domestiques) et appui au développement d'activités productives permettent à la fois d'espérer une certaine perspective de rentabilité et donc de durabilité et une maximisation des impacts à la fois sociaux et économiques pour un niveau d'investissement donné;
 - la desserte des zones et populations isolées, qui ne pourront jamais bénéficier de solutions de réseau et pour lesquels les bénéficiaires ont des capacités à payer souvent limitées;
 - la desserte des populations défavorisées en zones périurbaines.
- réunir des conditions de continuité dans la durée pour s'assurer la confiance des populations et la mobilisation des acteurs financiers;
- s'appuyer sur une demande forte portée par les responsables politiques locaux pour mobiliser les financements publics et bancaires nationaux;
- accorder une place importante aux activités économiques et aux services publics fondamentaux (agriculture, pompage, éducation, santé, artisanat, communication) afin de générer des revenus;
- établir un cadre économique pérenne pour une contribution progressive des clients raccordés même si des phases de transition sont nécessaires pour les populations les plus pauvres. Un clair engagement des acteurs politiques locaux est indispensable;
- associer les projets à des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique pour assurer le coût – et le prix – le plus faible possible;
- faire émerger des entreprises locales qui assurent les installations puis leur maintenance après un effort initial de formation;
- organiser la gestion des projets, notamment des Sociétés de services décentralisées, afin de s'adapter en fonction de l'évolution des prix des énergies, des changements de contexte et de la maturation des projets.

1.5.5.3 L'électricité : les problèmes de gouvernance⁷⁷

■ Gouvernance globale, orientations possibles :

L'objectif doit être de sécuriser l'investissement en trouvant un équilibre entre l'implication des capacités du pays et l'aide publique au développement et le paiement des services par les usagers. Il faut :

- impliquer les institutions internationales dans le financement des investissements de production, de transport, de distribution et d'accès à l'énergie en zones rurales non raccordées
- élaborer un cadre de planification des investissements pour assurer l'articulation indispensable entre les engagements publics et la mobilisation des financements privés ;
- mieux coordonner les différentes sources d'aide publique au développement ;
- renforcer le recours aux partenariats publics-privés. Les États doivent apporter des garanties aux entreprises en termes de transparence et de viabilité.

■ Gouvernance locale, orientations possibles :

Le nouveau modèle de gouvernance renforçant les fonctions de transport et de distribution doit s'appuyer sur les communautés et les institutions locales. Le modèle européen le plus proche serait celui de l'Allemagne avec une commande publique locale forte soutenue par des entreprises bien implantées localement et de statut public ou privé – quand elles existent. Il faut :

- renforcer le rôle des collectivités locales et territoriales dans les pays. Les réussites se caractérisent toujours par une implication des structures communautaires ;
- s'appuyer sur les collectivités locales pour collecter de l'épargne locale ou nationale ;
- faciliter le concours de collectivités locales des autres continents dans le cadre de coopérations décentralisées. Ceci permet de renforcer des actions par des jumelages de collectivités locales qui s'inscrivent dans la durée et peuvent assurer un soutien de fond en matière de formation et d'assurance.

1.5.5.4 L'électricité : stratégies d'électrification

Le choix de la solution technique à utiliser afin d'électrifier une zone dépend de plusieurs facteurs, dont les principaux sont la densité de population de la zone à électrifier et sa proximité au réseau existant. Le plus souvent, l'extension de réseau est la solution à privilégier lors de l'électrification d'aires urbaines. Les solutions mini-réseaux ou hors-réseaux sont quant à elles souvent utilisées pour électrifier les zones rurales.

L'extension de réseau⁷⁸

Le coût de l'électricité fournie par un réseau électrique est bien plus faible que celui de l'électricité fournie par des systèmes mini-réseaux ou hors-réseaux. Néanmoins, il faut aussi prendre en compte le coût du raccordement au réseau, le plus souvent assez faible, et l'investissement nécessaire à l'extension du réseau, qui peut être important suivant la taille de l'extension.

Lorsque la zone à électrifier est densément peuplée, cet investissement devient faible rapporté au MWh d'électricité consommée et l'extension de réseau est alors la solution la plus rentable.

L'extension de réseau est aussi la solution à privilégier lorsque la zone à électrifier est proche du réseau existant. Plus cette distance est importante, plus l'investissement nécessaire augmente et le coût du MWh d'électricité devient important. On peut comparer le coût complet (en anglais le LCOE – *Levelized Cost Of Energy*) pour quelques solutions d'électrification. La Figure 6 donne des fourchettes de ces coûts (en prenant différentes estimations du coût du diesel et de l'irradiation solaire) dans le cas de l'Afrique subsaharienne. Le LCOE minimum pour l'extension de

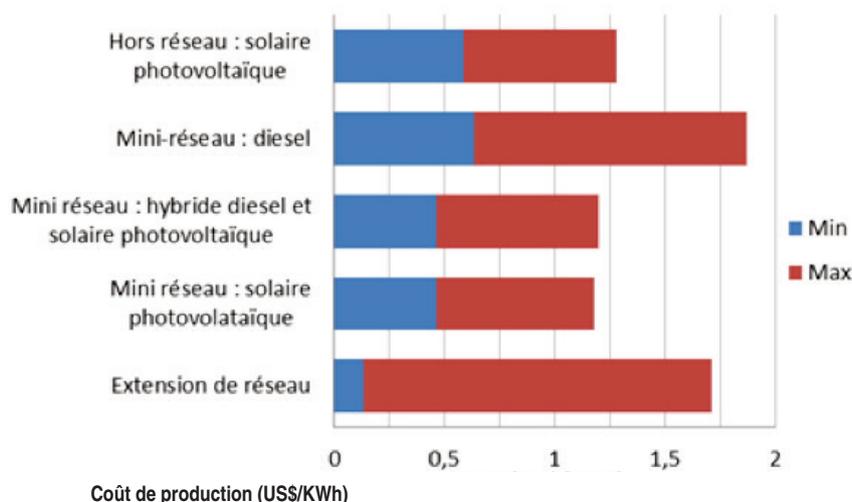
⁷⁷ Pierre Radanne, *Les conditions d'accès à l'électricité*.

⁷⁸ WEO2014 *Africa Energy Outlook*

réseau correspond à une extension de un kilomètre avec cent connexions par kilomètre, tandis que le LCOE maximum correspond à une extension de trente km avec trois connexions par km. On comprend que l'extension de réseau peut aussi bien être la solution la plus rentable que la plus chère, suivant les situations considérées⁷⁹.

La distance maximale jusqu'à laquelle il est rentable de procéder à une extension de réseau a diminué ces dernières années : le coût du mégawattheure d'électricité produit à l'aide de solution mini-réseaux et hors-réseaux a baissé. Néanmoins, dans le même temps, les réseaux électriques ont vu leur taille augmenter, ce qui tend à réduire la distance des zones à électrifier aux réseaux électriques.

Figure 6 : Estimations du coût complet de plusieurs solutions d'électrification



Les solutions mini-réseaux et hors-réseaux

Le coût généralement élevé de l'extension d'un réseau électrique rend économiquement plus attractif la mise en place de systèmes décentralisés, fondés sur les sources renouvelables d'énergie, lorsque la zone à électrifier est peu densément peuplée et qu'elle est située loin du réseau électrique existant.

Il convient de distinguer les solutions mini-réseaux des solutions hors-réseau. Ainsi une solution mini-réseau est une solution consistant à relier à une source d'énergie des communautés regroupant d'une dizaine à quelques milliers de foyers, pour une puissance comprise entre 30kW – 500kW. Les systèmes hors-réseau concernent eux des populations se situant dans des zones très faiblement peuplées et éloignées du réseau. Ils permettent un accès aux services les plus basiques (éclairage ou recharge de téléphone portable par exemple)⁸⁰.

Les options techniques⁸¹ sont nombreuses et de plus en plus éprouvées : elles vont des systèmes photovoltaïques, à la construction de micro ou mini-barrages pour exploiter les cours d'eau, à l'installation d'éoliennes, à l'utilisation rationnelle de la biomasse. Des mini-réseaux, des plateformes multi fonctionnelles (moteur qui alimente une batterie, une dynamo pour l'éclairage public, une décortiqueuse, un arbre mécanique, etc.) peuvent être mis en place. Ces mini-réseaux laissent imaginer un raccordement progressif au réseau.

La ressource hydroélectrique est encore largement inexploitée, en Afrique subsaharienne surtout. La durée de vie des centrales est d'environ 50 ans sans gros investissement (selon l'AIE, il s'élève à 1 300 €/kW en moyenne en Europe de l'Ouest). Le coût de production dépend du régime hydrologique et météorologique. La petite hydraulique est considérée comme une des options les moins onéreuses pour une électrification rurale suffisante pour développer des activités économiques.

⁷⁹ Ryan Anderson, Marissa Jackson, Piyush Sanju (NORPLAN), *Cost-benefit analysis of rural electrification*, 2012

⁸⁰ Rapport L'Accès à l'énergie, ENEA Consulting.

⁸¹ Voir Rapport UNECA/UNEP cité page 103 et suivantes : *Technical options for improving access to the poor*.

Le solaire photovoltaïque représente un coût d'investissement élevé, surtout en site isolé (non raccordé au réseau et utilisant des batteries de stockage). La courbe d'apprentissage historique montre que les coûts ont été divisés par deux à l'échelle mondiale à chaque décuplement de la production. L'objectif est d'atteindre 2 000 €/kWc en 2020 pour les systèmes connectés au réseau, ce qui en fait toujours une énergie chère mais facile d'installation.

Le solaire thermodynamique est une opportunité intéressante en Afrique. Sur le site de Cadarache du Commissariat français à l'énergie atomique (CEA) est actuellement étudié par la société Schneider Electric un prototype de mini centrale solaire thermodynamique, le Microsol, capable de produire à la fois de l'électricité, de la chaleur et de l'eau potable et capable d'alimenter 24h/24 environ 500 personnes. Il doit pouvoir produire chaque année 50 MWh de courant électrique, 1 000 m³ d'eau potable et environ 800 MWh par an d'énergie thermique. Il n'émet pas de gaz à effet de serre et n'utilise pas de bois. Le Kenya a été choisi comme pays pilote dans le but d'une commercialisation fin 2015.

L'utilisation de l'énergie éolienne est intéressante pour l'électrification au-delà d'un certain seuil de taille unitaire des machines (passée de 20kW en 1985 à 1,5 MW aujourd'hui) et en fonction du régime des vents. Elle est largement utilisée quand le régime des vents s'y prête (Maroc par exemple).

Les coûts d'accès et la solvabilité des ménages restent l'obstacle majeur.

L'électrification rurale est une petite électrification, mais d'importance majeure, parce qu'infiniment multipliée. Elle requiert donc des dispositifs institutionnels et financiers particuliers. Dans ce but, de nombreux pays africains se sont dotés d'agences, telles l'Aser au Sénégal, l'Amader au Mali. Des expériences réussies, comme celle du Maroc (Perg, Programme d'électrification rurale globale) ou de l'Afrique du Sud, peuvent servir de modèle. Mais la spécificité locale sera toujours à prendre en compte. Elle traduit le fait que l'État ne peut se désengager du secteur, qu'il en reste un acteur principal, même si l'intervention du secteur privé est requise. Une politique de subventions reste inévitable. Elle peut s'accompagner de subventions croisées, quand les mini réseaux qui sont mis en place incluent de petits ensembles urbains ou de gros villages dans lesquels l'activité économique se concentre⁸².

1.5.5 L'électricité: l'importance des *Power Pools*

C'est assez récemment, à partir de 1995, que l'Afrique s'est regroupée en marchés et organisations régionales: les *Power Pools*. La rapide croissance de la demande en électricité sur le continent justifie cette approche. En effet, les échanges énergétiques, au sein d'un *pool* ou entre plusieurs *pools*, ont plusieurs avantages. Grâce à des économies d'échelle, le coût du kWh d'électricité diminue. Il devient possible grâce aux *pools* d'avoir un mix énergétique étendu (des échanges entre des pays produisant de l'électricité hydraulique avec ceux produisant de l'énergie grâce au thermique par exemple): cela permet d'utiliser des énergies ayant des avantages complémentaires. Enfin, ces dispositifs apportent une certaine fiabilité aux réseaux électriques: la panne d'une installation alimentant le réseau se fait alors moins ressentir si le pays concerné peut importer de l'électricité de ses voisins pendant l'incident⁸³.

Une interconnexion des réseaux européen et nord-africain est en cours entre Algérie-Maroc-Espagne et Tunisie-Italie, dont la finalisation est prévue à l'horizon 2015-2016. Toutefois la région n'est pas encore exportatrice nette comme l'illustre l'exemple marocain-espagnol. Les deux pays ont lancé la construction d'un deuxième réseau d'interconnexion électrique. En 2012, 17% de l'électricité consommée au Maroc était issue d'importations venant d'Espagne⁸⁴ car la production locale coûte plus cher.

⁸² Telle est par exemple l'option retenue pour l'électrification de la vallée de la Sava au Nord de Madagascar, qui comporte deux petites villes, entreprise par EDF avec le soutien du E8, avec le concours d'un opérateur privé et de l'opérateur national, Jirama, et bénéficiant de subventions pour l'électrification des villages, financées grâce au concours de la Facilité énergie de l'Union européenne.

⁸³ Article de Callixte Kambanda pour le site de la Banque africaine de développement <http://www.afdb.org/fr/blogs/integrating-africa/post/power-trade-in-africa-and-the-role-of-power-pools-12101/>

⁸⁴ <http://www.lavieeco.com/news/economie/17-de-l-electricite-consommee-au-maroc-provient-des-importations-d-espagne-22933.html>

⁸⁵ Programme d'électrification rurale global, Bilan, Office national d'électricité

En Afrique subsaharienne, l'organisation des *Power Pools* apparaît comme un facteur clé d'évolution du secteur, en structurant l'espace énergétique africain en des ensembles globalement homogènes, permettant la coordination des politiques énergétiques pour mieux répondre aux besoins de croissance et sécuriser l'accès à l'énergie.

En Afrique de l'Ouest, le WAPP, qui réunit 14 des États membres de la Cédéao, a permis le lancement des interconnexions côtières notamment le projet d'interconnexion de 225 kV entre la Côte d'Ivoire, le Liberia, la Sierra Leone et la Guinée.

En Afrique de l'Est, l'Éthiopie et peut-être la République démocratique du Congo sont en passe de devenir toutes deux de grands exportateurs d'hydroélectricité au sein de leur *Power Pool*. Le financement ne viendrait pas nécessairement des ressources nationales, mais pourrait être garanti dans une certaine mesure par les pays importateurs comme l'illustre le projet Inga III sur le fleuve Congo. Longtemps en sursis faute d'investisseurs, l'accord signé avec le Congo-Kinshasa et l'Afrique du Sud, qui s'engagerait à acheter 2500 MW des 4800 MW produits en phase finale du projet, a permis de renforcer la crédibilité d'un projet qui pourrait être lancé en 2015.

L'existence des *Power Pools* régionaux permet donc une réduction des risques et des pannes⁸⁵ et facilitera la mise en place de grands projets bénéficiant d'économies d'échelle tel IngaA III ou Gilgel Gibe III en Ethiopie (1 800 MW).

Les stratégies du WAPP (*West African Power Pool*) et de l'EAPP (*East African Power Pool*), liés à l'ECOWAS (ou Communauté économique des Etats d'Afrique de l'Ouest en français, Cédéao) et à l'*East African Community* font figure de modèle: accès à des services énergétiques modernes d'éclairage et de réfrigération, d'information et de communication, accès à une force motrice alimentée par l'électricité pour toutes les communautés...

Encadré 6

Un exemple d'électrification rurale: Les impacts économiques du Perg⁸⁶ au Maroc

En 2003, l'ONE a réalisé une enquête auprès de 305 villages électrifiés et non électrifiés pour évaluer les impacts socio-économiques de l'électrification rurale. Voici les impacts économiques :

- Ménages
 - gain d'1 heure de travail en moyenne ;
 - augmentation du travail de nuit ;
- Développement des commerces
 - 72 % des commerçants ont enregistré une augmentation de leur chiffre d'affaires ;
 - 55 % des commerces ont vu leur champ d'activité s'élargir ;
 - allongement des heures d'ouverture de 18 heures à 22 heures ;
 - taux d'équipement en réfrigérateur de 60 % contre 15 % ;
 - tous les commerces créés en 2002 et 2003 ont été créés dans des villages électrifiés ;
- Développement de la petite industrie
 - les activités de petite industrie concernent 25 % des villages ;
 - toutes celles créées entre 1998 et 2003 ont été créées dans des villages électrifiés ;
- Développement de l'agriculture
 - selon 20 % des villages l'électrification a amélioré l'agriculture du village ;
 - 24 % des puits d'irrigation sont électrifiés ;
- Développement énergétique
 - 55 % des foyers électrifiés considèrent que leurs dépenses énergétiques ont baissé sensiblement après électrification.

⁸⁵ Analyse Agence Ecofin, *Les interconnexions électriques, une nécessité pour un approvisionnement fiable et compétitif en Afrique de l'Ouest*

1.5.6 Les énergies renouvelables

La biomasse, sous sa forme la plus simple, bois et charbon de bois, joue un rôle dominant en Afrique subsaharienne et représente plus de 50% de la consommation d'énergie.

La consommation de bois est un handicap sérieux au développement : le temps passé à la collecte est souvent considérable, l'utilisation du bois conduit à la désertification de certaines régions, la combustion du bois se fait dans de mauvaises conditions et émet des polluants (particules, monoxyde de carbone ...) qui provoquent de nombreuses maladies respiratoires. Ces maladies respiratoires provoquent plus de morts (400 par jour selon l'Organisation mondiale de la santé) que le paludisme.

L'après-conférence de Bonn sur les énergies durables (2001) a eu le mérite de faire éclore plusieurs initiatives concrètes en Afrique menées sur le plan national ou régional tels que le livre blanc de la Cédéao en 2006, la création d'Agences d'Énergies renouvelables et de Maîtrise de l'énergie dans la majorité des pays africains... Le Partenariat Afrique-UE pour l'énergie (PAEE) a fixé des objectifs quantifiables comme la construction de 10 000 MW d'installations d'hydroélectrique, 5 000 MW de capacité éolienne et 5 000 MW de capacité solaire d'ici 2020⁸⁷. Ces objectifs concrets témoignent à la fois d'une considération croissante des énergies renouvelables dans le développement énergétique et d'un potentiel encore insuffisamment exploité.

La diminution des réserves mondiales de ressources fossiles, la volatilité de leurs prix, l'augmentation de la population et des besoins énergétiques font des énergies renouvelables une alternative crédible et nécessaire à la réduction de la pauvreté et à la protection de l'environnement tout en garantissant un meilleur accès des populations aux services énergétiques. Les énergies renouvelables ne pourront pas écarter totalement l'utilisation des ressources fossiles mais elles doivent prendre une part plus importante dans le mix énergétique africain.

Dans cette démarche de promotion des énergies renouvelables, les opérateurs privés auraient un rôle moteur. Cela suppose l'appui des pouvoirs publics, des institutions intergouvernementales régionales (CILSS, Comité permanent inter-États de lutte contre la sécheresse dans le Sahel, UEMOA, etc.), des structures de recherche et de la société civile. Les contrats de partenariats publics privés apparaissent comme une solution à privilégier à court et moyen terme. Quand bien même certains privés ne s'y retrouvent pas dans la gestion de contrat de concession faute de rentabilité, certains ont pris le pari de percer les marchés africains. Ils restent très peu nombreux comme on peut le constater.

C'est le cas de l'Office national d'électricité du Maroc (ONE) qui a entrepris d'exporter son expertise dans les pays africains car la réussite du programme marocain d'électrification rurale convainc. Ainsi, l'ONE a remporté, en 2008, l'appel d'offres lancé par la Banque mondiale pour la construction du réseau et la concession pour 25 ans de l'axe Saint-Louis-Dagana-Podor au Sénégal. Un projet dont les retombées bénéficient déjà à 360 000 personnes. L'investissement, estimé à 160 millions de dirhams, est venu concrétiser la volonté du Maroc de devenir le premier partenaire en électrification de l'Afrique de l'Ouest, puisque déjà en 2006, l'ONE avait réussi à décrocher une concession de production de sept mégawatts (MW) à Nouadhibou, en Mauritanie. À cela s'ajoute sa présence à Freetown, en Sierra Leone, pour une production de 15 MW. Cette politique d'exportation de la maîtrise de l'ONE donne corps à une stratégie bien étudiée et affichée du Maroc, visant à profiter de leurs connexions dans les réseaux, espagnol et algérien, pour se positionner comme un carrefour énergétique entre l'Europe, le Maghreb et l'Afrique subsaharienne.

De même, EDF, associée à son partenaire sénégalais Matforce, a remporté la concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou fin 2010 pour une durée de 25 ans. Ce programme a démarré mi-2011. La concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou couvre une population rurale répartie sur plus de 2 000

⁸⁷ Programme d'électrification rurale global, Bilan, Office national d'électricité

villages. L'objectif du programme était d'apporter, dans une première phase de trois ans, l'électricité à 180 000 personnes avec une totale liberté technologique. Les principaux moyens retenus étaient les kits photovoltaïques et le raccordement au réseau électrique national.

Encadré 7 - L'initiative régionale pour l'énergie durable (IRED)

L'initiative régionale pour l'énergie durable (IRED) est une stratégie communautaire pour résorber le déficit énergétique dans les états membres de l'UEMOA.

La politique des énergies renouvelables de l'IRED est mise en œuvre par le Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la Cédéao (CEREEC) basée au Cap-Vert. Elle vise à appuyer une utilisation active des services d'énergies renouvelables tels que l'énergie solaire, éolienne, des centrales hydroélectriques et la bioénergie.

Aussi le Programme de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (PRODERE) a pour objectif en sa phase 1 d'installer entre autres 1360 lampadaires solaires et 168 kits communautaires dans les régions de Dosso et Tahoua ainsi que le remplacement des lampes d'éclairage non efficace dans les bâtiments administratifs par des lampes basses consommation d'énergie à Niamey.

Le lancement a eu lieu en juillet 2014 à Niamey.

En vue de pérenniser la politique énergétique de l'UEMOA, certains pays ont déjà manifesté leur intérêt pour la poursuite du PRODERE par un renforcement de composantes déjà entamées.

La phase 2 du PRODERE consiste en l'installation de centrales solaires d'une puissance totale de 200 MW à raison de 25 MW par État membre, pour un coût global de 350 milliards de FCFA, dont la gestion et la réalisation seront confiées au secteur privé.

Ces centrales seront installées dans les zones urbaines, périurbaines et rurales dans la période 2015 à 2020. Pour appuyer le secteur privé dans ses investissements, la Commission de l'UEMOA, la BOAD et la SABER (La Société Africaine des Biocarburants et des Energies Renouvelables) vont mettre en place un nouveau mécanisme de financement dénommé Facilité régionale d'accès à l'énergie durable (FRAED).

1.6 La situation de l'énergie en Afrique par secteur

1.6.1 Les transports

Les transports africains sont essentiellement routiers (80 à 90% du trafic interurbain et inter-Etats de marchandises) et représentent un élément indispensable à l'intégration économique des populations et le seul accès aux zones rurales.

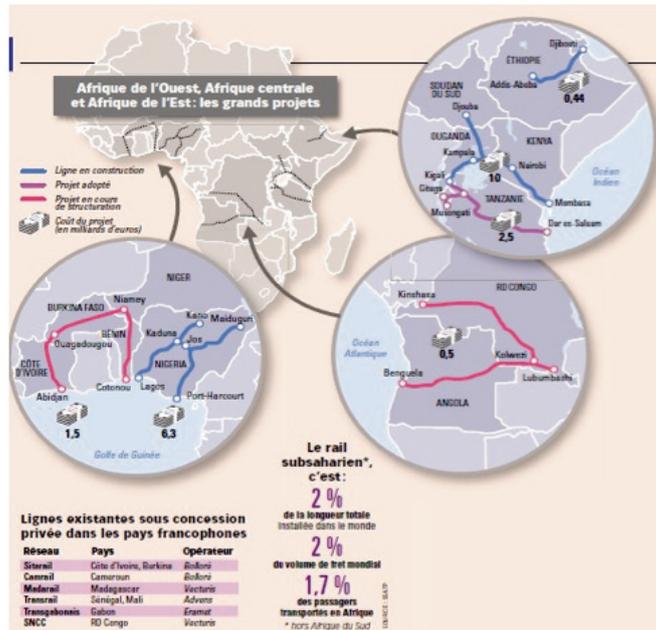
Le réseau routier est pourtant de faible densité (6,84 km pour 100 km) et surtout mal entretenu. Le parc automobile constitué en grande partie de véhicules d'occasion importés d'Europe est, surtout en Afrique subsaharienne, ancien, en mauvais état, polluant et fortement consommateur de produits pétroliers. Les transports publics de passagers sont une activité économique structurellement déficitaire dans les pays africains, raison pour laquelle l'État ne s'y intéresse pas ou très peu et le laisse gérer par des privés.

Les transports en ville sont opérés par les taxi-motos ou taxis ville.

Le réseau ferré est lui aussi de faible densité et mal entretenu, et peu interconnecté particulièrement en Afrique occidentale et centrale. Une quinzaine de pays ne disposent pas aujourd'hui d'un réseau ferroviaire qui se caractérise souvent par des écartements de voies différents au sein d'une même région⁸⁸.

Les choses tendent à s'améliorer et l'intégration par le réseau ferroviaire pourrait devenir une réalité en Afrique. Les projets ferroviaires se multiplient au sud du Sahara, comme l'illustre la Carte 9.

Carte 9 - Les grands projets ferroviaires



Les travaux de la boucle ferroviaire ouest-africaine ont officiellement démarré le 7 avril 2014 à Niamey (Niger). D'une longueur de 2 800 km, elle traversera Abidjan, Ouagadougou, Niamey, Cotonou et Lomé. Ce sera la première ligne aux normes internationales reliant cinq métropoles africaines, dans une véritable logique d'intégration sous-régionale. En connectant les mines et les plaines agricoles de l'intérieur aux ports du littoral, elle doit faciliter les échanges commerciaux et doper les exportations des pays de l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA).

Carte 10 - La boucle ferroviaire ouest-africaine



Les Chinois s'attendent au redémarrage du rail nigérian: *China Civil Engineering Construction Corporation* (CCECC) a signé en 2006 un contrat de 6,3 milliards d'euros prévoyant la modernisation de l'ensemble du réseau du pays, et en particulier la transformation en double voie des 1 315 km entre Lagos et Kano.

En Afrique de l'Est, la construction de l'axe ferroviaire reliant la ville portuaire kényane de Mombasa à Kampala, puis à Kigali et Djouba, est l'un des projets phares du chef de l'État Uhuru Kenyatta. Financé par la *China Exim Bank* et construit par *China Road and Bridge Corporation* (CRBC): il coûtera dix milliards d'euros

⁸⁸ Programme de Coopération Afrique-UE dans le domaine des énergies renouvelables (RECP)

au total, dont près de trois milliards pour la première tranche Mombasa-Nairobi.

Cette ligne permettra au train d'avancer à plus grande vitesse (jusqu'à 150 km/h), pour acheminer en quatre heures marchandises et passagers de Mombasa jusqu'à Nairobi dès 2017 (contre 12 heures actuellement).

En Afrique centrale, les entreprises chinoises sont sollicitées par Kinshasa pour ses grands projets ferroviaires : pour développer ses industries minières et agroalimentaires, les chemins de fer coloniaux reliant Lubumbashi à Kinshasa et Benguela (Angola) vont être rénovés et/ou remplacés.



Carte 11 - Réseaux de transports en Afrique

Les efforts à réaliser pourraient être ainsi résumés :

- développer les réseaux ferrés en prolongeant la réforme des compagnies ferroviaires; améliorer l'infrastructure routière en augmentant les investissements alloués à l'entretien des routes;
- construire les tronçons routiers manquants au niveau régional et sous régional et développer l'interconnexion;
- mettre en place un cadre réglementaire et les procédures d'entretien des infrastructures;
- développer les transports collectifs et améliorer la qualité des bus (« cars rapides ») utilisés dans de nombreux pays afin de diminuer les encombrements;
- se doter de ponts bascules pour contrôler le poids maximal autorisé des camions en circulation car ils sont le plus souvent en surpoids, ce qui accroît l'endommagement des infrastructures routières existantes et de nombreux accidents de la route;
- réglementer la circulation des poids lourds sur des routes en latérite lors de la saison pluvieuse;
- favoriser l'implantation d'usines d'assemblage, pouvant produire des véhicules neufs à un prix plus bas.
- encourager la création de garages bien équipés en pièces détachées et pouvant assurer une bonne maintenance des véhicules;
- développer les voies d'eau intérieure (lacs, fleuves, etc.) qui nécessitent certains aménagements;
- étudier pour l'avenir la production et l'usage des biocombustibles.

Les difficultés financières des pays africains les empêchent de développer correctement leur réseau. C'est pourquoi la mise en place de partenariats public-privé est indispensable. À court terme, développer les possibilités de substitution du pétrole dans le secteur des transports permettrait de réaliser des économies substantielles mais ces possibilités doivent correspondre aux caractéristiques du pays. Ainsi, un pays produisant du gaz naturel pourrait développer l'utilisation du gaz naturel comprimé (CNG).

1.6.2 Les usages domestiques

1.6.2.1 La cuisson

La biomasse et notamment le bois de feu répond à une problématique très particulière de cuisson et de chauffage. Cet usage représente 60 à 80% des consommations d'énergie en Afrique subsaharienne et la production de charbon de bois a progressé en Afrique de 65% entre 1992 et 2007. Les inconvénients de cette énorme consommation sont connus: déforestation, et pollution domestique. Au Nigeria ou en Éthiopie, la collecte du bois peut représenter une activité de quatre heures par jour⁸⁹. Diminuer le temps consacré à la collecte du bois est également un moyen de permettre l'accès à l'éducation des femmes et des enfants. La première des priorités, principalement menée par les ONG, est de remplacer les foyers «trois pierres» par des foyers améliorés plus performants énergétiquement afin de limiter la déforestation, les maladies respiratoires et les dépenses en bois des ménages.

Les pistes de développement:

- développer l'usage de foyers et de cuisinières améliorés. Les impacts sont encore faibles notamment parce que:
 - les ménages utilisent parfois simultanément un foyer amélioré et un foyer «trois pierres» pour cuire plusieurs plats en même temps;
 - la consommation de combustible est différente selon qu'il s'agit du petit-déjeuner, déjeuner ou dîner, du comportement des ménages... Les économies réalisées grâce à un foyer amélioré sont donc potentielles et de l'ordre de 29 à 43% par rapport à un foyer «trois pierres»⁹⁰;
- le GPL est déjà utilisé par les ménages citadins dans certains pays. Le prix de ce combustible devrait décider de son avenir, mais il doit être la source d'énergie à privilégier en zone urbaine. Le GPL permet de réaliser des économies significatives de bois et est facile à mettre en place dans les pays producteurs d'hydrocarbures. Ce type d'énergie doit être subventionné en raison du coût d'acquisition du premier équipement et se heurte encore aujourd'hui à des blocages socioculturels tenaces (craintes d'explosion, habitudes culinaires)⁹¹.

La valorisation énergétique des résidus constitue également une solution à moindre coût pour réduire les consommations énergétiques mais également pour réduire l'impact environnemental. Le Programme national de biodigesteurs au Burkina Faso (PNB-BF) a permis la construction de 3 500 biodigesteurs. Un éleveur peut désormais utiliser les déjections de son bétail pour produire du biogaz qui une fois connecté au foyer couvre ses besoins de cuisson mais aussi d'éclairage. Ce programme s'inscrit dans le cadre d'un programme plus large de développement des biogaz (le Programme de partenariat de biogaz en Afrique – ABPP) dans six pays (Burkina Faso, Éthiopie, Kenya, Ouganda, Sénégal, Tanzanie).

1.6.2.2 Chauffage ou climatisation

Les effets du réchauffement climatique, l'augmentation du niveau de vie et le doublement de la population africaine d'ici 2050 entraîneront un besoin croissant de climatisation.

⁸⁹ Africa solutions : <http://www.africasolutions.info/afrique.html>

⁹⁰ OMS 2006

⁹¹ Évaluation d'impact des foyers améliorés au Burkina Faso, Évaluation de l'IOB, Ministère néerlandais des Affaires étrangères, 2013

Encadré 8 - Les Foyers améliorés au Burkina Faso

Contexte : Les Pays-Bas et l'Allemagne ont mis en place une aide au secteur des énergies renouvelables dans les pays en développement, le *Energising Development* (EnDev). Ce programme est soutenu par le Programme de promotion des énergies renouvelables (PREP). Ce partenariat finance, notamment, le programme consacré aux Foyers améliorés au Burkina Faso (FAFASO), élaboré en 2005.

Un rapport a été réalisé pour évaluer l'adoption par les ménages et les unités de production des foyers améliorés et l'impact de ceux-ci sur la consommation de bois, le temps économisé et la santé dans les zones urbaines de Ouagadougou et Bobo-Dioulasso.

Résultats : un marché des foyers améliorés s'est développé avec une production locale par des ferblantiers et un contrôle de qualité exercé par les associations de fabricants. Ainsi le foyer Roumdé est devenu un cadeau fort apprécié et imité. 107 000 foyers améliorés à usage domestique ont été vendus atteignant plus de 500 000 personnes pour un prix par unité compris entre 3 et 4,50 euros.

85% des propriétaires d'un foyer amélioré à usage domestique les utilisent régulièrement. L'investissement de départ est rapidement amorti par les économies réalisées en bois estimées à 1,74 dollar par mois.

Les tests de cuisine contrôlée ont montré une réduction de la consommation de bois allant de 29 à 43% mais inférieure de 20% dans la réalité car les ménages cuisinent davantage de plats. Dans les brasseries, les économies réalisées sont de 36 à 38% dans le cas où elles n'utilisent qu'un foyer amélioré et de 18% si l'utilisation du foyer amélioré est combinée à un foyer traditionnel. Ces résultats sont mitigés : additionnées, les économies de combustibles de bois réalisées par les ménages et les brasseries représentent 15 000 tonnes par an mais seulement 1% de la consommation annuelle du Burkina Faso.

Par ailleurs, les ménages étudiés vivant en zone urbaine, ceux-ci achètent généralement leur bois de chauffe à un détaillant. Le gain de temps apporté par l'utilisation d'un foyer amélioré se limite à la cuisson et est minime de l'ordre d'une dizaine de minutes par jour.

Les économies réalisées de 1,74 euro par mois sont insuffisantes pour avoir un effet significatif sur les autres postes du budget des ménages mais leur permettent de le rentabiliser en moins de quatre mois.

Les foyers Roumdé sont concurrencés par des contrefaçons moins efficaces mais à prix concurrentiels.

Malgré certaines limites, le programme FAFASO reste une promesse d'amélioration énergétique au Burkina Faso. Le coût du programme reste relativement faible puisqu'il correspond à une dépense de cinq euros par personne bénéficiaire.

Pour limiter autant que possible l'impact de l'augmentation des besoins, il est urgent comme c'est déjà le cas dans les pays membres de la Cédéao d'adopter des normes de construction pour les nouveaux bâtiments afin de réaliser des économies d'énergie :

- calculer la performance énergétique des bâtiments ;
- encourager l'écoconstruction à partir des briques en terre compressée ou en briques de terre stabilisée (méthode ancestrale) assurant ainsi une certaine résistance, une bonne étanchéité aux murs et un appréciable confort thermique ;
- fixer des exigences minimales de performance énergétique pour les bâtiments nouveaux et existants ;
- recouvrir les vitres de films limitant l'entrée de la chaleur ;
- optimiser la circulation d'air ;
- intégrer les énergies renouvelables à la performance énergétique comme le solaire pour le chauffage de l'eau ;
- développer des fours à charbon de bois fixes ou semi-fixes.

Le matériau terre connaît actuellement un regain d'intérêt dans les métropoles africaines suite à la crise du logement. Contrairement au ciment, au béton ou à l'acier, la terre à l'état naturel peut être utilisée comme matériau de construction pratiquement sans dépense d'énergie, elle présente de nombreux avantages environnementaux, sociaux et culturels et permet de valoriser les matériaux locaux.

1.6.3 Les usages industriels

Les usages industriels recouvrent de très nombreuses situations :

- les mines : elles sont fortement consommatrices d'électricité. Un exploitant doit s'assurer de la présence d'une source d'électricité continue et de qualité près de la mine. Il faut renforcer les capacités de production notamment sur les sites peu ou pas raccordés aux réseaux nationaux;
- les cimenteries : elles peuvent consommer tous les types de combustible (y compris les pneus usagés). Il faut recourir à une énergie qui résulte d'un optimum entre coût, disponibilité et impact sur l'environnement ;
- les industries chimiques : elles recourent généralement au gaz et/ou aux produits pétroliers. Il faut examiner la possibilité d'utiliser le gaz, dont le coût d'opportunité est moins élevé, lorsque cela est possible;
- les autres industries : elles ont recours aux ressources locales. Des audits sont à conduire pour examiner les moyens de réduire les consommations et choisir la/les énergies les plus adaptées.

1.6.4 L'agriculture

L'agriculture est un secteur clé en Afrique : elle emploie 65 % de la population active africaine, et participe à hauteur de 32 % au PIB africain⁹². Si la production agricole a presque triplé en 30 ans, ce secteur connaît une stagnation de sa productivité. Ainsi, durant les 30 dernières années, la productivité d'un travailleur agricole a augmenté d'un facteur 1,6 en Afrique, contre 2,5 en Asie⁹³.

Certaines raisons à cette mauvaise performance sont liées à la question énergétique⁹⁴:

- l'agriculture africaine est très faiblement mécanisée (en 1994, il y avait 387 ouvriers agricoles par tracteur, contre 36 en Amérique Latine, et seulement trois en Europe);
- l'accès à l'eau, et donc l'irrigation, reste un problème dans de nombreux pays : seulement 4 % de la surface agricole africaine est irriguée;
- l'utilisation d'engrais reste faible, à moins de 20 kg par hectare (contre plus de 60 en Amérique du Sud et près de 180 en Asie).

L'énergie est donc aujourd'hui un enjeu majeur pour le développement de l'agriculture en Afrique : une plus forte mécanisation de l'agriculture Africaine augmenterait la demande en pétrole, l'irrigation nécessite une fourniture en électricité et le transport de l'engrais lui aussi nécessite de l'énergie. L'agriculture pâtit encore de la faible électrification du continent et de l'accès parfois difficile à l'énergie.

1.7 Quelques enjeux

1.7.1 Les contraintes techniques et les goulots d'étranglement

Il n'y a pas réellement de problèmes techniques. Il y a surtout des problèmes d'éducation, de formation, de gouvernance et d'investissements :

- éducation: sensibiliser la population au coût de l'énergie, l'inciter à payer un prix – même modeste compte tenu des faibles ressources financières de cette population – pour obtenir de l'énergie, inciter à l'entretien des installations, en particulier pour la production d'électricité en zone rurale;
- formation: formation de techniciens et cadres dans tous les secteurs aussi bien pour la production

⁹² Réunion du think-tank Énergie pour l'Afrique du 28 novembre 2013, propos d'Henri Beaussant.

⁹³ World Bank, Fact Sheet : The World Bank and Agriculture in Africa

⁹⁴ NEPAD, Agriculture in Africa, Transformation and Outlook

et l'entretien que pour les aspects gestion: recherche et production du pétrole et du gaz, raffinage et commercialisation des produits pétroliers, production, transport et distribution d'électricité, production d'énergie décentralisée en zone rurale, entretien d'installations, de véhicules, etc.;

- gouvernance: il faut mettre en place des équipes capables de gérer le secteur dans le sens de l'intérêt général sans pressions politiques excessives;
- investissements: qu'ils soient publics ou privés, locaux ou étrangers, ils doivent être développés.

Dans le secteur du pétrole, il est souhaitable d'accroître la participation locale (*local content*). Le Nigeria, l'Angola ou l'Afrique du Sud ont déjà imposé des contraintes dans ce domaine (part des équipements devant être construits sur place, participation de personnel local...).

Dans le secteur du gaz, l'interdiction du torchage doit être maintenue ce qui incitera à l'utilisation du gaz soit pour l'exportation, soit pour la production d'électricité.

C'est sans doute dans le secteur de l'électricité que la situation est la plus critique. Le problème n'est pas technique. Il est dans la volonté de mettre en place les infrastructures nécessaires. La faiblesse de la demande entraîne un coût élevé de la production qui à son tour décourage la demande. Ce cercle vicieux doit être brisé.

Encadré 9 - Le torchage du gaz

Lors de l'extraction pétrolière de grandes quantités de gaz naturel – gaz associé - sont libérées. Une partie de ce gaz peut être utilisée pour les besoins en énergie des installations de production.

Ce gaz peut également être réinjecté pour maintenir la pression du gisement et favoriser la production de pétrole. Le gaz sera produit un peu plus tard. Le gaz excédentaire est ensuite commercialisé (production d'électricité, usages résidentiels et commerciaux ...).

Une part non négligeable du gaz est souvent brûlée faute de pouvoir le réinjecter dans des conditions économiques ou faute de débouchés commerciaux rentables. Ce « torchage » du gaz était particulièrement important en Afrique subsaharienne, au Nigeria en particulier. La situation a changé avec tout d'abord la construction des usines de liquéfaction de Bonny, qui depuis 1999 exportent des quantités importantes de GNL vers l'Europe. Une unité de GNL fonctionne également depuis quelques années en Guinée équatoriale et une unité a également été mise en place en Angola.

Malgré les efforts des compagnies pétrolières et du gouvernement, une partie du gaz continue à être brûlée. Le gaz brûlé au Nigeria par exemple représente une perte sèche estimée à plusieurs milliards de dollars par an. Sur l'ensemble du continent africain, le volume annuel de gaz torchés est estimé à 40 milliards de mètres cubes⁹⁵ soit une fraction importante de la consommation d'énergie du continent. Par ailleurs, le torchage du gaz génère d'importants rejets de CO₂ nuisant à l'environnement et à la santé des populations locales. On retrouve également d'autres substances nocives telles que le dioxyde de soufre ou le dioxyde d'azote. Ces produits peuvent provoquer des maladies respiratoires voire la cécité pour les populations amenées à vivre ou à travailler à proximité des torchères.

Le Nigeria prévoit de construire des centrales électriques supplémentaires fonctionnant au gaz afin de limiter le torchage et permettre l'utilisation de ce gaz sur les réseaux. Aux termes d'un accord avec le gouvernement nigérian, Chevron Nigeria Ltd s'est engagé à fournir du gaz à la centrale électrique nigériane d'Egbin. En avril 2013, la Banque mondiale a décidé d'apporter une garantie partielle des risques à hauteur de 145 millions de dollars afin de soutenir le projet.

Soulignons que la Banque mondiale a mis en place un *Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés* (GGFR). Il s'agit d'un partenariat public-privé regroupant des gouvernements et des compagnies pétrolières afin de développer l'utilisation du gaz naturel lié à l'extraction pétrolière. L'Algérie (Sonatrach), l'Angola, le Cameroun (SNH), le Gabon, le Nigeria sont partenaires du programme.

⁹⁵Banque mondiale, 2006.

1.7.2 L'environnement commercial

1.7.2.1 Les marchés de pétrole et de gaz

La production pétrolière et gazière est partagée entre la Société Nationale ou l'État dans les pays où la société nationale n'existe pas et les compagnies étrangères. Les compagnies étrangères vendent le brut qui leur revient et paient ensuite impôts et taxes selon des mécanismes inscrits dans les contrats d'opération.

Les quantités de pétrole qui reviennent aux Sociétés Nationales sont vendues selon des procédures qui dépendent des États. Typiquement en Afrique de l'Ouest, la société nationale disposera sur place et dans des places pétrolières comme Londres d'équipes chargées de suivre le marché pour évaluer le prix auquel le brut peut être vendu. Le brut est effectivement vendu dans la plupart des cas à des traders qui eux même le revendront au client final (raffineur).

Ces ventes de pétrole qui représentent des sommes considérables et l'essentiel des ressources des pays sont peu transparentes. La volatilité du marché du pétrole (variations de plusieurs dollars d'un jour à l'autre), les différences de prix entre les différentes qualités de brut – un brut léger et de bonne qualité du Nigeria peut avoir un prix très supérieur au brut Tchadien qui est lourd et d'assez mauvaise qualité. Ces différentiels eux même fluctuent largement.

■ Orientations possibles :

- L'Initiative de Transparence des Industries Extractives devrait permettre de progresser vers une meilleure connaissance des sommes réellement versées et perçues. Elle devrait également faire en sorte que ces sommes ne soient pas sous évaluées du fait de prix insuffisants;
- la mise en place d'équipes de cadres compétents et acquis à l'intérêt national est évidemment nécessaire;
- soulignons enfin que ces problèmes ne sont pas nouveaux, qu'ils ont fait déjà l'objet de recommandations similaires et que des progrès restent à réaliser.

1.7.2.2 Les acteurs

Nombreux sont les acteurs sur la scène énergétique africaine : les deux principales catégories d'acteurs sont les États et les compagnies opératrices. Les États tentent d'assurer l'organisation du secteur avec pour objectif une maximisation de la rente pétrolière ou gazière pour les pays producteurs, un accès des consommateurs à l'énergie dans les meilleures conditions de coût et de sécurité. Le rôle régalien des États est de plus en plus assuré par des Agences de régulation : Agences de régulation du secteur électrique, Comité national des hydrocarbures, etc. Le rôle de ces agences est de se prononcer sur les prix (des produits pétroliers, de l'électricité) aux consommateurs. Ces prix sont souvent fixés par les gouvernements sur recommandation des agences.

Les opérateurs non gouvernementaux sont essentiellement les compagnies opératrices. Dans le secteur de la recherche et de l'exploration du pétrole, la plupart des pays disposent d'une compagnie nationale qui représente l'État et lui permet d'être présent dans des activités qui sont stratégiques. Le degré d'intervention de ces sociétés n'est pas le même. On peut distinguer les sociétés nationales comme en Afrique du Nord capables de mener seules la plupart des opérations et les sociétés d'Afrique de l'Ouest et du Centre où l'essentiel des opérations est réalisé par des sociétés internationales. Dans les grands pays producteurs (Nigeria, Angola, Guinée équatoriale, Tchad, etc.) les sociétés présentes sont essentiellement les majors : Exxon, Shell, BP, Chevron, Total, Agip, CNPCI.

Ces sociétés sont aussi présentes au Congo ou au Gabon, mais dans ces pays des sociétés plus petites reprennent des champs en déclin et s'intéressent à des gisements de petite taille.

■ **Orientation possible:**

- veiller au maintien de codes pétroliers attractifs donc susceptibles d'attirer des acteurs de qualité et de toute taille – sous réserve bien entendu de la capacité de ces acteurs d'effectuer correctement les opérations.

Dans le secteur du gaz naturel, les projets sont moins nombreux et en général de très grande taille (ils aboutissent à des exportations massives sous forme GNL ou par gazoduc). Ces projets sont dans les mains des grandes sociétés nationales et des majors. Notons cependant que des petites sociétés sont tout à fait capables de développer des productions de gaz de taille plus modeste mais susceptibles d'aider le bilan énergétique du pays où elles produisent.

■ **Orientations possibles:**

- veiller dans les pays qui ne sont pas des producteurs importants à permettre à des petites structures de développer une production qui peut être très intéressante pour la production d'électricité.

Dans le secteur du raffinage, les opérations sont de plus en plus dans les mains de sociétés locales, largement contrôlées et soutenues par les Etats. Les majors (Exxon, Shell, BP) autrefois majoritairement présents dans les raffineries africaines se retirent de plus – sauf en Afrique du Sud.

Dans le secteur du marketing et de la commercialisation des produits pétroliers, la situation est semblable avec un retrait – moins marqué que dans le raffinage – des majors des opérations de distribution et une entrée massive de nouveaux opérateurs dont l'arrivée est la conséquence:

- des mesures d'ouverture des marchés prônées par les organismes internationaux;
- de la volonté des États de casser un quasi-monopole des majors.

■ **Orientations possibles:**

- pour le raffinage, après examen de la viabilité des raffineries existantes, et en cas de décision favorable au maintien en activité, renforcer la structure financière de ces sociétés;
- pour la distribution, si l'ouverture des marchés est un fait acquis, s'assurer que les nouveaux distributeurs disposent des capacités techniques et financières pour assurer correctement la commercialisation;
- vérifier que les capacités de stockage sont suffisantes pour éviter les ruptures d'approvisionnement.

1.7.3 Le contexte international: aspects géopolitiques

• **Le pétrole**

L'Afrique est clairement un enjeu très important de la géopolitique pétrolière mondiale. L'Afrique de l'Ouest, de la Mauritanie à la Namibie est l'une des rares régions à la fois très ouverte à la compétition internationale et où un potentiel important de découvertes existe encore. Le pétrole produit est de bonne qualité (léger et peu sulfureux). Les principaux clients ont été longtemps les États-Unis ou la Chine (l'Europe importe surtout son pétrole de l'Afrique du Nord, et bien entendu de mer du Nord, de Russie et du Moyen-Orient).

Alors qu'après le 11 septembre 2001, les États-Unis avaient annoncé vouloir réduire leur dépendance pétrolière vis-à-vis du Moyen-Orient et porter à 25 % de leurs importations les flux de pétrole en provenance d'Afrique de l'Ouest, le développement de la production de pétrole de schiste aux États-Unis a réduit à un niveau infime les importations de brut Africain (pétrole de schiste et pétrole d'Afrique de l'Ouest ont des qualités semblables). Cependant Washington, par la mise en place de programmes d'aide au développement, montre clairement sa volonté de s'inscrire comme partenaire privilégié du continent.

La Chine, deuxième consommateur de pétrole au monde derrière les États-Unis, voit ses besoins en ressources énergétiques en perpétuelle augmentation et cherche à assurer son approvisionnement. Ses importations depuis l'Afrique ne cessent de progresser.

- **Le gaz**

Les ressources en gaz de l'Afrique du Nord (Algérie et Égypte surtout) jouent un rôle clé dans l'approvisionnement énergétique européen: les exportations algériennes couvrent plus de 10% des besoins européens en gaz.

Les ressources en gaz naturel de l'Afrique de l'Ouest (Nigeria, Guinée équatoriale, Angola) jouent un rôle important sur le marché GVL.

1.8 Conclusion

L'Afrique dispose d'importantes ressources en énergies, tant fossiles que renouvelables. La consommation d'énergie du continent reste faible et permet des exportations importantes de pétrole, de gaz et de charbon.

Le développement économique passe par une consommation accrue d'énergie. La priorité, maintes fois répétée, est celle de l'électrification. Mais la disponibilité de carburants pétroliers et de gaz naturel est également une nécessité avant, dans un avenir beaucoup plus lointain, le recours massif aux renouvelables.

2 - Synthèse des études prospectives

2 - Synthèse des études prospectives

La première partie a été une analyse de la situation actuelle du secteur énergétique africain qui a conduit à formuler un certain nombre de recommandations pour l'amélioration de son fonctionnement à court et moyen termes. La deuxième partie va quant à elle consister en une synthèse de différentes études proposant des scénarios énergétiques à long terme.

Le but de cet exercice est d'identifier les points de convergence et de divergence entre les résultats de ces différentes études. Cela nous permettra d'extraire des tendances fortes concernant le secteur énergétique, mais aussi de mettre en lumière les points de désaccords qui existent.

Cette synthèse s'appuie principalement sur trois études : l'étude *World Energy Scenarios*, publiée par le Conseil mondial de l'énergie (CME) en 2013, l'étude *New Lens Scenarios*, publiée par Shell en 2013 et enfin l'étude *World Energy Outlook*, publiée par l'Agence internationale de l'énergie en 2014. Dans chacune de ces études, plusieurs scénarios sont envisagés :

- **Scénarios du Conseil mondial de l'énergie (CME)**

- Le scénario « *Jazz* » est focalisé sur l'équité énergétique. Dans ce scénario ce sont les acteurs privés qui ont le plus d'influence sur les questions énergétiques.
- Le scénario « *Symphonie* » donne plus d'importance à la question environnementale. Le secteur public (gouvernements, ONG...) détermine les politiques et choix énergétiques.

- **Scénarios de Shell**

- Le scénario « *Océans* » est focalisé sur la prospérité mondiale. Ce sont les acteurs privés et les consommateurs qui influencent le plus les choix énergétiques.
- Le scénario « *Montagnes* » est focalisé sur la stabilité, et anticipe un monde dans lequel les réglementations et les lois ont une grande influence sur les choix énergétiques et la question environnementale.

- **Scénarios de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), repris par l'ADEA**

- Dans le scénario « *New Policies* », les mesures énergétiques promulguées (jusqu'à la mi-2014) sont appliquées, et des mesures dans la continuité de celles-ci sont adoptées.
- Le scénario « *Current Policies* » suppose que les mesures et politiques énergétiques se limiteront à celles promulguées jusqu'à la mi-2014.
- Le scénario « *450* » considère que des mesures seront mises en place afin de limiter le réchauffement climatique à long terme à 2°C.

Les études du CME et de Shell fournissent des résultats jusqu'en 2050 et 2060. L'étude de l'AIE ne fournissant des données chiffrées que jusqu'à 2040, l'ADEA a décidé d'utiliser ses propres scénarios. Ces derniers reprennent intégralement les scénarios de l'AIE (noms, hypothèses émises, résultats chiffrés jusqu'à 2040) et y adjoignent des données chiffrées pour 2050. Ces données ont été obtenues par extrapolation des données fournies par l'AIE, puis ont été corrigées et validées par le comité scientifique de l'ADEA : elles n'engagent donc pas l'AIE.

1. Enseignement des études sur la situation mondiale en 2050

Avant de s'intéresser à l'Afrique, et plus particulièrement d'esquisser des scénarios énergétiques pour l'Afrique à l'horizon 2050, il nous faut évoquer le contexte mondial à cette date. Ce contexte n'est pas seulement énergétique. Il est nécessaire d'esquisser aussi le contexte démographique, tant ceux-ci sont liés : on ne peut connaître la demande, et a fortiori l'offre, en énergie sans connaître certaines données démographiques.

A. Démographie

Les dernières projections établies par les Nations unies¹, dans la révision de 2012 de leur document *Perspectives de la population mondiale*, font état de 9,5 milliards de personnes en 2050. Les Nations unies prennent la précaution d'encadrer ces projections par des bornes inférieures et supérieures : respectivement 8,3 et 10,9 milliards d'habitants.

Les hypothèses de l'AIE et du CME sont cohérentes avec le travail des Nations unies, quoique les projections avancées par ces deux études soient dans l'ensemble plus faibles que celles des Nations unies. Une tendance se dégage : la population va augmenter jusqu'en 2050, et atteindre une valeur comprise entre 8,7 et 9,6 milliards de personnes. De plus, on remarque que, si la population va augmenter d'ici à 2050, elle ne va pas exploser. En fonction du scénario, la vitesse d'augmentation sera stable ou diminuera. Cette population, plus nombreuse, sera aussi plus urbaine. Le CME projette un taux d'urbanisation mondial en 2050 compris entre 64 % et 68 %, et l'AIE de 64 % en 2040. Quant aux Nations unies, elles prévoient un taux d'urbanisation de 66 % en 2050. Ces projections sont à comparer avec le taux d'urbanisation global de 2012, qui est de 53 %.

B. Demande en énergie

L'humanité va donc, au cours des prochaines décennies, être confrontée à un problème de taille : des hommes plus nombreux et urbains. Une majorité d'entre eux, en particulier les plus pauvres, aspirera à une vie meilleure. Or, dans nos sociétés modernes, vie meilleure est synonyme d'accès à davantage d'énergie : on peut donc s'attendre à une augmentation de la demande en énergie d'ici 2050 sûrement plus que proportionnelle à l'augmentation de la population.

• Demande en énergie primaire

Les chiffres seront exprimés soit en milliards de tonnes d'équivalent pétrole, soit en exajoules (1 Tép = 42 gigajoules).

Cette intuition est confirmée par les différentes études : la demande en énergie primaire va augmenter d'ici à 2050. En fonction du scénario considéré, cette augmentation sera plus ou moins rapide, pour atteindre une demande en énergie primaire allant de 690 à 980 EJ (entre 16,5 Gtep et 23,4 Gtep), contre environ 560 EJ en 2012 (13,4 Gtep).

Au niveau mondial, la demande en énergie primaire va donc augmenter. Mais cette augmentation est à mettre en perspective avec l'augmentation parallèle de la population mondiale. En réalisant cet exercice, on observe qu'il n'existe pas de consensus. Si l'étude de Shell conclut à une hausse de la demande en énergie primaire par personne dans ses deux scénarios, les études du CME et de l'AIE sont plus partagées : cela dépendra de l'importance qu'accorderont les pouvoirs publics aux problématiques climatiques et environnementales.

• Demande en électricité

La consommation électrique mondiale augmentera dans tous les scénarios² : entre 70 % et 140 % entre 2012 et 2050.

Encadré 1 : Les exajoules

Utilisée dans cette partie du rapport, l'exajoule est une unité de mesure d'énergie. Une exajoule vaut 10^{18} joules, l'unité de base de mesure d'énergie du Système International (SI).

Facteurs de conversion :

1 EJ = 280 TWh

1 EJ = 23,88 millions de TEP

¹ Par le département des Affaires économiques et sociales.

² L'étude de Shell ne contient pas ces données.

C. Mix énergétique

Les combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, assurent aujourd'hui de l'ordre de 82 % de l'énergie (biomasse comprise) utilisée dans le monde. Cela pose deux problèmes importants : les problèmes environnementaux associés à l'utilisation de ces énergies, et le fait qu'il n'existe sur Terre qu'une quantité limitée d'énergies fossiles. Ces deux éléments laissent penser que, à terme, la part des énergies fossiles dans le mix énergétique devrait diminuer. Cette baisse est annoncée par tous les scénarios, mais ces derniers sont partagés concernant l'ampleur de cette baisse.

Le mix énergétique en 2050 reposera toujours principalement sur les énergies fossiles. Même si leur importance relative diminue, elle reste très supérieure à celle des énergies renouvelables. Les énergies fossiles représentent entre 49 % et 80 % de la demande en énergie primaire totale (contre 82 % en 2012).

L'énergie hydraulique garde dans tous les scénarios une importance limitée dans le mix énergétique mondial de 2050 (moins de 5 %). L'énergie nucléaire stagne, sauf dans les scénarios dans lesquels ce sont les pouvoirs publics qui ont le plus d'influence sur les questions énergétiques (scénarios « Montagnes » de Shell, « Symphonie » du CME et projection 2050 du scénario « 450 » de l'AIE) : le nucléaire atteint dans ces scénarios une part dans le mix énergétique comprise entre 10 et 13 %, contre environ 5 % actuellement.

Enfin, la part des énergies renouvelables (hors énergie hydraulique : biomasse, éolien, solaire, géothermie...) dans le mix énergétique augmente : elle atteindra entre 13 et 34 %, contre seulement 11 % actuellement.

Il faut néanmoins garder à l'esprit que ces organismes font des projections en fonction des connaissances dont ils disposent actuellement. Le mix énergétique en 2050 sera influencé par des facteurs qu'on ne peut pas prévoir avec précision, comme par exemple les instabilités régionales (terrorisme, rejet d'une technologie par les populations locales...) ou les avancées scientifiques (amélioration du stockage de l'électricité, maîtrise de la fusion nucléaire...).

2. Enseignement des études sur la situation de l'Afrique en 2050³

Commençons par résumer ce que nous avons vu dans la partie précédente :

- la population mondiale va croître, et atteindra probablement entre 8,3 et 10,9 milliards de personnes ;
- la demande en énergie primaire va augmenter, tout comme la production d'électricité ;
- le mix énergétique sera toujours basé sur les énergies fossiles, mais la part des énergies renouvelables va progresser.

Comment va s'insérer l'Afrique dans ce cadre mondial ? Du fait de la faiblesse (ou l'extrême faiblesse) des produits intérieurs bruts par tête sur une grande partie du continent, la porte est ouverte à un rattrapage rapide comme en ont connu d'autres régions du monde (l'Asie par exemple). De plus, rappelons que les ressources en énergie sont globalement sous-exploitées sur le continent : énergie hydraulique, énergie solaire, énergie de la biomasse abondante dans les zones les plus arrosées, pétrole et gaz dont la prospection a commencé plus tard que sur les autres continents et qui est loin d'être terminée, de sorte que de nouvelles ressources pourraient jouer un rôle plus important à l'échelle mondiale au cours des prochaines décennies.

Ce chapitre s'appuiera principalement sur la partie consacrée à l'Afrique de l'étude *World Energy Outlook*, de l'AIE. Dans cette partie, nommée « *Africa Energy Outlook* », l'AIE considère deux scénarios : le scénario « *New Policies* », qui a déjà été présenté précédemment et que l'AIE considère comme étant le plus probable parmi ses scénarios mondiaux, et le scénario « *African Century Case* ». Dans ce scénario, l'AIE suppose que les

³ Sauf mention contraire, le découpage géographique utilisé dans cette partie sera celui de l'AIE (cf. annexe).

mesures suivantes seront prises en Afrique subsaharienne en plus de celles du scénario «*New Policies*» :

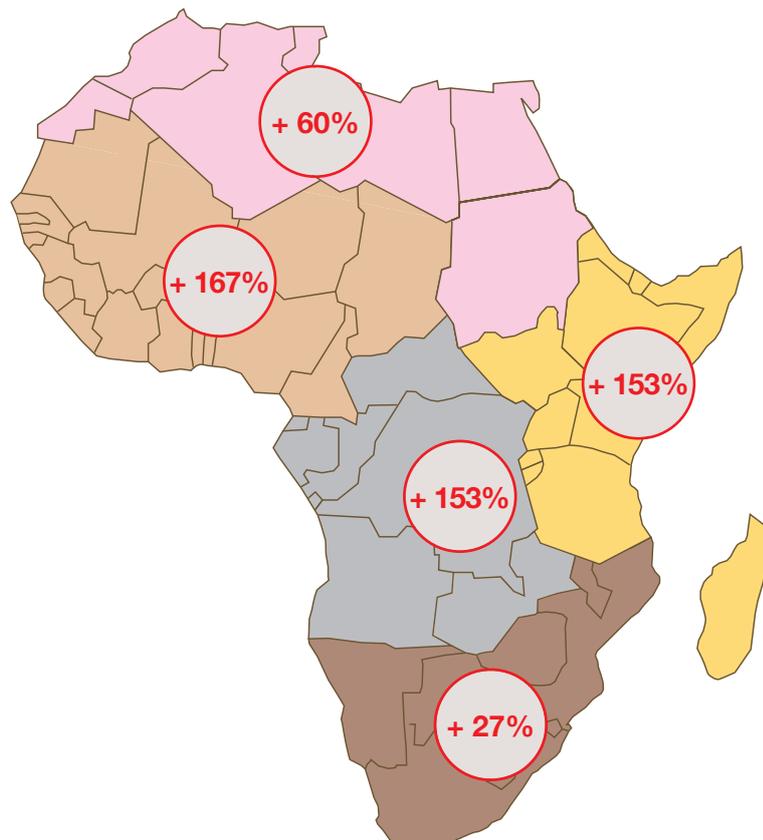
- 450 milliards de dollars d'investissements supplémentaires dans le secteur électrique par rapport à ce qui est prévu par le scénario «*New Policies*»⁴, afin d'améliorer considérablement la qualité du réseau et l'accès à l'électricité;
- une plus grande part des revenus issus de l'exploitation du pétrole et du gaz réinvestie dans les infrastructures;
- une coopération régionale plus développée, permettant la construction d'infrastructures de grandes tailles, le développement des *power pools* et leur interconnexion.

Les projections de l'AIE concernant l'Afrique du Nord sont identiques dans ces deux scénarios.

A. Démographie⁵

L'Afrique va connaître une croissance démographique très importante d'ici 2050. Les projections des Nations unies font état d'une augmentation de la population en Afrique d'environ 130% par rapport à 2010: la population africaine atteindra vraisemblablement 2 400 millions de personnes en 2050, contre environ 1 030 millions en 2010. Sur la même période, la population mondiale ne devrait augmenter que d'environ 40%: on comprend le défi qui attend l'Afrique. Néanmoins, cette augmentation de la population ne sera pas répartie de la même façon sur le continent.

Carte 1 : Augmentation de la population africaine entre 2010 et 2050



La Carte 1 illustre la présence de deux situations démographiques différentes :

- une augmentation de la population en Afrique australe et en Afrique du Nord, proche de l'augmentation mondiale (plus faible en Afrique australe, plus forte en Afrique du Nord). Dans ces

⁴ 1,3 % du PIB africain investi par an dans le secteur électrique d'ici 2040 pour le scénario «*New Policies*», contre 1,5 % dans le scénario «*African Century Case*».

⁵ Sauf mention contraire, les chiffres cités sont ceux des Nations unies. Le découpage géographique n'est pas identique à celui de l'AIE (voir définition en annexe).

deux régions, les taux de fécondité, déjà relativement bas (proches de 3 en 2010), vont diminuer et atteindre respectivement 1,9 et 2,2 d'ici 2050;

- une explosion démographique entre ces deux régions, avec une augmentation de la population d'environ 160%. Ces régions vont voir leurs taux de fécondité, actuellement très élevés (entre 5,4 et 6,2), diminuer drastiquement, mais rester néanmoins relativement hauts à l'horizon 2050 (entre 3 et 3,6).

L'Afrique sera démographiquement plus importante sur le plan mondial : sa population représentera 25 % de la population mondiale en 2050, contre seulement 15 % en 2010. De plus, parmi les dix pays les plus peuplés en 2050, deux seront africains: le Nigeria et l'Éthiopie, avec respectivement 440 et 188 millions d'habitants (contre 177 et 97 millions en 2014).

L'urbanisation va progresser sur l'ensemble du continent: le taux d'urbanisation passera de 40 % en 2014 à 56 % en 2050. Si la population sera majoritairement urbaine en Afrique en 2050, cela ne sera pas vrai pour toutes les régions: ainsi l'Afrique de l'Est restera en grande partie rurale (avec un taux d'urbanisation de 44 % en 2050, celui des autres régions étant compris entre 60 % et 75 %). Sur les 13 pays majoritairement ruraux en 2050, seuls 3 ne seront pas en Afrique de l'Est: le Tchad, le Swaziland et le Niger.

B. Demande en énergie

• Demande en énergie primaire

La demande en énergie primaire est très faible en Afrique. Mais plusieurs facteurs laissent envisager une augmentation de cette demande: l'augmentation de l'urbanisation du continent, un développement de l'économie africaine, l'émergence d'une classe moyenne consommatrice d'énergie...

Comme cela a été précédemment évoqué, la demande en énergie primaire au niveau mondial va fortement augmenter: ainsi entre 2012 et 2050, cette demande augmentera entre 23 et 74 %, suivant le scénario considéré.

Cette augmentation sera plus importante en Afrique. L'ADEA prévoit que la demande en énergie primaire, qui était en 2012 de 31 EJ (740 Mtep), atteindra en 2050 65 EJ (1 560 Mtep) dans le scénario «*New Policies*», et pourrait approcher les 74 EJ (1 760 Mtep) si les mesures envisagées dans le scénario «*African Century Case*» étaient mises en œuvres. L'augmentation serait donc comprise entre 110 et 140 %.

• Demande en électricité

La production électrique annuelle africaine devrait connaître une très forte augmentation, comprise entre 310 % et 430 %, suivant le scénario considéré (contre 70 % à 140 % au niveau mondial). Elle atteindrait ainsi en 2050 entre 3 000 et 3 800 TWh (respectivement pour les scénarios «*New Policies*» et «*African Century Case*»).

C. La situation en Afrique du Nord

• Demande en énergie primaire et mix énergétique

En se basant sur l'étude de l'AIE, la demande en énergie primaire ne devrait augmenter que de 90 % entre 2012 et 2050, pour atteindre 13,7 EJ (326 Mtep) d'après les projections effectuées par l'ADEA, contre 7,2 EJ en 2012 (171 Mtep environ).

Concernant le mix énergétique, l'Afrique du Nord connaît une situation très différente de celle du reste de l'Afrique. La biomasse ne représente que 2,3 % du mix énergétique en 2012, contre plus de 61 % en Afrique subsaharienne. Le pétrole et le gaz sont les énergies sur lesquelles repose le mix énergétique nord-africain, représentant, ensemble, plus de 93 % du mix énergétique en 2012.

Les énergies fossiles resteront majoritaires en 2050, avec une part d'environ 79 % en 2050, contre près de 96 % en 2012. Le pétrole perdra sa place de première énergie, sa part baissant de 48 % à 30 % du mix

énergétique entre 2012 et 2050, pour atteindre 4 EJ. La demande en gaz atteindra les 6,2 EJ en 2050 (contre 3,5 EJ en 2012), ce qui en fera la première énergie du mix énergétique nord-africain, avec une part de 45%. Si la demande en charbon triplera presque, elle n'excédera pas les 0,5 EJ (soit une part de 3,6%).

Les parts des bioénergies et de l'énergie hydraulique dans le mix énergétique nord-africain resteront faibles, avec respectivement 2,8% et 0,9% en 2050 (contre 2,3% et 1,2% en 2012): la demande en bioénergies s'approchera des 0,4 EJ, celle en énergie hydraulique devrait dépasser 0,1 EJ. Le nucléaire sera encore absent du mix énergétique nord-africain en 2050.

Ce sont les autres énergies renouvelables (comme le solaire, l'éolien ou la géothermie) qui vont connaître la plus forte progression: leur part passera de 0,6% à près de 18% en 2050. La demande en énergie renouvelable atteindra ainsi 2,4 EJ, soit environ 60 fois la demande actuelle.

Tableau 1 : Tableau récapitulatif (Afrique du Nord)

| (en EJ) | Pétrole | Gaz | Charbon | Nucléaire | Bioénergies | Hydraul. | Autres Renouv. | Total |
|-----------|---------|------|---------|-----------|-------------|----------|----------------|-------|
| 2012 | 3,48 | 3,27 | 0,17 | 0 | 0,17 | 0,08 | 0,04 | 7,2 |
| 2050 ADEA | 4,03 | 6,20 | 0,49 | 0 | 0,38 | 0,13 | 2,43 | 13,7 |

• **Production d'électricité**

En Afrique du Nord, l'ADEA, se basant sur les données de l'AIE, prévoit que la quantité d'électricité produite augmentera considérablement: elle devrait atteindre 818 TWh en 2050, contre seulement 301 TWh en 2012.

Le mix électrique nord-africain restera principalement basé sur le gaz selon les prévisions de l'AIE, même si sa part dans le mix électrique baissera légèrement: les projections de l'ADEA indiquent qu'elle passera ainsi de 74% en 2012 à 66% en 2050.

Seule la production d'électricité à base de pétrole baissera sur la période 2012-2050, avec seulement 15 TWh générés à partir de cette énergie en 2050, contre près de 49 TWh en 2012. De fait, la part du pétrole dans le mix électrique nord-africain plongera, passant de 16% à 2%.

L'utilisation du charbon et de l'énergie hydraulique pour générer de l'électricité se poursuivra, ces deux énergies conservant en 2050 des parts dans le mix énergétique proches de celles qu'elles occupent en 2012: respectivement 5,7% et 4,8%, contre 4,0% et 5,3% en 2012. L'AIE ne prévoit pas que l'énergie nucléaire soit utilisée en Afrique du Nord à l'horizon 2040, bien que plusieurs pays aient fait part de leur volonté de se tourner vers le nucléaire.

Les bioénergies feront leur apparition dans le mix électrique en 2050, mais ne compteront que pour une part infime (autour de 0,6%). La production d'électricité hydraulique doublera, passant de 16 TWh en 2012 à 39 TWh en 2040 (soit autour de 5% du mix nord-africain).

Finalement, ce seront les autres énergies renouvelables (solaire, éolien, énergie géothermique...) qui connaîtront la plus forte croissance. Ces énergies serviront à générer, en 2050, 170 TWh, soit 85 fois plus qu'en 2012 (2 TWh).

Tableau 2 : Tableau récapitulatif de la production d'électricité en Afrique du Nord

| (en TWh) | Pétrole | Gaz | Charbon | Nucléaire | Bioénergies | Hydraul. | Autres Renouv. | Total |
|-----------|---------|-----|---------|-----------|-------------|----------|----------------|-------|
| 2012 | 49 | 222 | 12 | 0 | 0 | 16 | 2 | 301 |
| 2050 ADEA | 15 | 544 | 47 | 0 | 5 | 39 | 169 | 818 |

D . La situation en Afrique subsaharienne

• Demande en énergie primaire

L'augmentation de la demande en énergie primaire devrait être bien plus forte en Afrique subsaharienne qu'en Afrique du Nord. Dans les scénarios de l'ADEA, l'augmentation serait de 115 à 150% sur la période 2012-2050, la demande atteignant 52 EJ (1 230 Mtep) dans le scénario «*New Policies*», et un peu plus de 60 EJ (1 440 Mtep) dans le scénario «*African Century Case*».

Le scénario «*Montagnes*» de Shell est plus réservé sur cette augmentation de la demande en Afrique subsaharienne, et ne prévoit que le doublement de la demande en énergie primaire d'ici 2050, pour atteindre près de 48 EJ (1 140 Mtep). Les deux scénarios du CME font preuve de la même réserve, la demande n'atteignant qu'entre 46 EJ (1 100 Mtep) et 50 EJ (1 200 Mtep) en 2050, respectivement pour les scénarios «*Symphonie*» et «*Jazz*». Le scénario «*Océans*» de Shell anticipe lui une bien plus forte augmentation: la demande en énergie primaire passerait de 23,8 EJ (570 Mtep) en 2012 à 92,5 EJ (2 210 Mtep) en 2050, soit une augmentation de près de 290%.

• Mix énergétique

L'Afrique subsaharienne concentre aujourd'hui un quart de la demande mondiale et près de 99% de la demande africaine en énergie primaire à base de bioénergies. Actuellement piliers du mix énergétique de l'Afrique subsaharienne, les bioénergies devraient continuer d'occuper ce rôle à l'horizon 2050.

La majeure partie de cette demande en énergie primaire à base de bioénergies s'explique par la consommation de biomasse solide pour des usages domestiques (cuisson par exemple). Cette consommation pose plusieurs problèmes: pénibilité de la collecte de bois (qui prend du temps et surtout effectuée par les femmes), contribution à la déforestation, problèmes de santé liés à l'inhalation des fumées dans les habitations... Les bioénergies seront utilisées à l'horizon 2050 sous des formes plus modernes, comme les biogaz ou les granulés de bois, et de manière plus efficace, via l'utilisation de foyers améliorés par exemple. Le CME prévoit une demande en bioénergies en 2050 comprise entre 18 EJ et 19,3 EJ suivant le scénario considéré (respectivement «*Jazz*» et «*Symphonie*») contre 14,6 EJ en 2012. Les projections 2050 des scénarios de l'AIE indiquent aussi une hausse de la demande, atteignant 20,7 EJ dans le «*New Policies*» et 17,3 EJ dans le scénario «*African Century Case*».

Si les bioénergies restent encore importantes dans le mix énergétique de l'Afrique subsaharienne en 2050, leur importance relative va diminuer. Comptant pour plus de 61% dans le mix énergétique aujourd'hui, les bioénergies devraient représenter entre 32 et 42% de la demande en 2050 selon le CME. Les projections de l'ADEA basées sur l'étude de l'AIE confirment cette baisse: la part des bioénergies serait de 40% en 2050 dans son scénario le plus probable (29% dans le scénario optimiste «*African Century Case*»).

La part de l'énergie nucléaire augmentera légèrement dans les deux scénarios de l'AIE, mais restera très faible, à moins de 2% du mix énergétique africain en 2050 (entre 0,8 et 1,1 EJ contre 0,1 EJ en 2012). Le scénario «*Jazz*» du CME prévoit lui aussi une faible augmentation, pour une part similaire en 2050 (0,5 EJ). Seul le scénario «*Symphonie*» du CME prévoit un développement plus significatif du nucléaire africain, atteignant 1,8 EJ en 2050 (2,6% du mix énergétique): le développement du nucléaire en Afrique n'est envisageable que s'il existe une volonté politique pour le soutenir. Actuellement, seule l'Afrique du Sud dispose d'installations nucléaires (2 réacteurs): il est probable que la production d'énergie nucléaire reste limitée à l'Afrique du Sud à l'horizon 2050, même si certains pays comme le Nigeria ou l'Éthiopie pourraient y avoir recours.

La part des énergies fossiles va globalement augmenter en Afrique subsaharienne (pour atteindre entre 45 et 55% en 2050, contre moins de 37% en 2012), néanmoins la situation varie beaucoup énergie par énergie.

• C'est le gaz naturel qui va connaître la plus forte progression parmi les énergies fossiles, atteignant 13,9%

en 2050 (projection ADEA) dans le scénario le plus probable de l'AIE (soit 7,1 EJ), et 17,1 % dans le scénario optimiste (soit 10,3 EJ). Le Nigeria sera responsable de près de la moitié de l'augmentation de la demande en gaz, et utilisera principalement ce gaz pour sa production électrique et son industrie. L'Afrique australe, et plus particulièrement la Tanzanie et le Mozambique, devrait aussi connaître une augmentation de sa demande en gaz.

Les projections du CME sont cohérentes avec celles réalisées par l'ADEA, la demande en gaz atteignant entre 8,1 EJ et 9,2 EJ en 2050, pour une part dans le mix énergétique autour de 18%. Le CME prévoit lui aussi une hausse de la consommation de gaz en Tanzanie, au Mozambique et en Ouganda, suite à de nouvelles découvertes de réserves de gaz naturel dans ces pays.

- S'appuyant sur les hypothèses du scénario «*New Policies*» de l'AIE, les calculs de l'ADEA prévoient que la demande en pétrole en Afrique subsaharienne va plus que doubler d'ici 2050, et dépasser le charbon pour devenir la deuxième source d'énergie, derrière les bioénergies. La part du pétrole dans le mix énergétique subsaharien passera ainsi de 15 % en 2012 à 17,8 % en 2050 (de 3,6 EJ à 9,2 EJ). Parmi les causes de cette augmentation de la demande primaire en pétrole, on peut citer le développement du secteur des transports, qui sera responsable de 60% de cette augmentation. Pour le scénario «*African Century Case*» de l'AIE, l'ADEA prévoit une augmentation plus forte, la part du pétrole dans le mix énergétique atteignant plus de 22 % en 2050 (soit environ 13 EJ).

Le CME prévoit une augmentation similaire de la demande en pétrole, et ainsi une demande de 7,4 EJ dans son scénario «*Symphonie*», et de 9,5 EJ pour son scénario «*Jazz*» (respectivement 16 % et 19 % du mix subsaharien).

- La demande en charbon augmente dans les projections de l'ADEA, passant de 4 EJ en 2012 à 7,4 EJ en 2050 pour le scénario «*New Policies*» (9,4 EJ pour le scénario le plus optimiste). Néanmoins, sa part dans le mix énergétique d'Afrique subsaharienne baisse, passant de 18 % à 15 % entre 2012 et 2050.

Le scénario «*Jazz*» du CME est semblable, avec une demande en charbon atteignant 8,15 EJ en 2050 (16,3 % du mix énergétique). Par contre, le scénario «*Symphonie*» prévoit une quasi-stagnation de la demande en charbon, et donc une chute importante de sa part dans le mix énergétique subsaharien : 4,8 EJ en 2050, soit 10,4 % du mix. L'action des pouvoirs publics pourrait donc freiner l'utilisation du charbon.

La demande en charbon reste importante en Afrique du Sud, responsable de la moitié de l'augmentation de la demande en charbon (que le pays utilise dans son secteur électrique ou qu'il liquéfie). Cette demande se développe aussi au Nigeria et en Afrique de l'Est.

Tableau 3: Tableau récapitulatif (Afrique subsaharienne)

| (en EJ) | Scénario | Pétrole | Gaz | Charbon | Nucléaire | Bioénergies | Hydraul. | Autres Renouv. | Total |
|-----------|----------------------|---------|-------|---------|-----------|-------------|----------|----------------|-------|
| 2012 | Situation actuelle | 3,56 | 0,92 | 4,23 | 0,13 | 14,58 | 0,34 | 0,04 | 23,8 |
| 2050 ADEA | New Policies | 9,18 | 7,17 | 7,37 | 0,79 | 20,70 | 1,88 | 4,51 | 51,6 |
| | African Century Case | 13,26 | 10,28 | 9,37 | 1,14 | 17,28 | 3,46 | 5,33 | 60,1 |
| 2050 CME | Jazz | 9,50 | 9,20 | 8,15 | 0,50 | 18,00 | 0,75 | 3,90 | 50,0 |
| | Symphonie | 7,41 | 8,05 | 4,78 | 1,20 | 19,27 | 1,79 | 3,45 | 46,0 |

L'énergie hydraulique va continuer de se développer, pour atteindre en 2050 une part dans le mix énergétique africain de 3,6 % dans le scénario «*New Policies*» de l'AIE (1,90 EJ contre environ 0,3 EJ en 2012), et environ 6 % dans le scénario optimiste «*African Century Case*» (près de 3,5 EJ). Ce développement devrait selon l'AIE se faire sur tout le continent. Le CME estime quant à lui que le développement de l'hydraulique dépendra des principaux acteurs dans le secteur de l'énergie en 2050 : le développement de l'hydraulique se fera grâce à la volonté et à l'intervention des États africains.

- Si les pouvoirs publics deviennent les principaux acteurs du secteur énergétique (scénario «*Symphonie*»), l'hydraulique pourra se développer, et il représentera près de 4 % du mix énergétique en 2050 (soit 1,8 EJ).
- Si, a contrario, les acteurs privés le deviennent, le développement de l'hydraulique sera considérablement freiné: sa part dans le mix énergétique subsaharien ne passera que de 1,4% à 1,5% entre 2012 et 2050, pour atteindre 0,75 EJ.

Enfin, l'AIE et le CME prévoient un développement très rapide des autres énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermie...). Selon les projections ADEA, la demande en énergie primaire issue de ces énergies passera probablement de 2 EJ en 2012 à 4,5 EJ en 2040 (5,3 EJ dans le scénario optimiste). La part de ces énergies dans le mix énergétique africain deviendra non négligeable: entre 8,7% et 8,9% en 2050, contre 0,3% en 2012.

- L'énergie solaire sera surtout exploitée en Afrique du Sud et en Afrique de l'Ouest (Nigeria).
- L'Afrique de l'Est connaîtra une forte augmentation de son utilisation de la géothermie.
- Enfin, l'éolien se développera en Afrique du Sud et en Afrique de l'Est.

Le CME prévoit, quant à lui, que la demande sera comprise entre 3,5 EJ (7,5% du mix énergétique) et 3,9 EJ (7,8%). C'est dans le scénario où le secteur privé joue le rôle le plus important que le développement de ces énergies est le plus grand (en particulier pour l'énergie photovoltaïque).

• Production d'électricité

Alors que la production était de seulement 440 TWh par an en 2012, l'Afrique subsaharienne va connaître une augmentation considérable de sa production. L'ADEA anticipe une production de 2 200 TWh en 2050 (scénario «*New Policies*»), qui pourrait atteindre un peu plus de 3 000 TWh si le scénario «*African Century Case*» de l'AIE se réalisait.

Il est important de souligner l'importance disproportionnée de l'Afrique du Sud dans la production d'électricité de l'Afrique subsaharienne (environ 58% de la production d'électricité en 2012).

Les projections du CME concernant la production d'électricité en Afrique subsaharienne vont dans le même sens. La production devrait ainsi atteindre entre 2 840 TWh et 3 090 TWh en 2050, selon le scénario du CME que l'on considère.

En 2012, l'électricité en Afrique subsaharienne était principalement générée à partir de charbon (56% du mix électrique) et d'énergie hydraulique (22%). Le mix électrique en Afrique subsaharienne sera bien plus diversifié en 2050 qu'en 2012. Ainsi, dans chacun des quatre scénarios, aucune énergie ne comptera pour plus de 35% du mix électrique.

Parmi les énergies fossiles, les quatre scénarios ont des conclusions similaires: le charbon et le pétrole verront leur part décliner, tandis que le gaz deviendra un des piliers du mix électrique subsaharien.

- Concernant le charbon, sa part dans le mix énergétique devrait baisser continuellement entre 2012 et 2050: de 56% en 2012, sa part dans le mix énergétique passera à 22% en 2050 selon les calculs effectués par l'ADEA en se basant sur le scénario «*New Policies*» de l'AIE (la baisse est plus rapide dans le scénario «*African Century Case*», avec une part de 18%). En 2050, le CME prévoit une part comprise entre 14% et 16% selon le scénario considéré.
- Le pétrole devrait à terme être beaucoup moins utilisé pour la génération électrique: les projections 2050 réalisées par l'ADEA indiquent que sa part dans le mix déclinera, atteignant 3,5% en 2050 dans les deux scénarios de l'AIE (contre 9% en 2012). Le CME est lui plus catégorique, et prévoit que, à l'horizon 2050, le pétrole ne sera plus utilisé pour générer de l'électricité, et ce dans ses deux scénarios.
- Le gaz devrait occuper une place de plus en plus importante dans le mix électrique subsaharien. Si seulement 40 TWh sont générés grâce à des centrales aux gaz en 2012 (9% de l'électricité générée), cette quantité devrait atteindre, en 2050, 664 TWh selon l'extrapolation ADEA basée sur le scénario «*New Policies*» de l'AIE (30% du mix), et près de 950 TWh en considérant le scénario «*African Century Case*» (31,5%).

Le CME envisage deux évolutions possibles d'ici 2050. Dans son scénario «Jazz», le gaz devient le premier contributeur au mix électrique subsaharien, avec une quantité d'électricité produite de 1 096 TWh (35 % du mix). L'évolution est moins importante dans son scénario «Symphonie»: le gaz occupe la deuxième place derrière les énergies renouvelables (hors hydraulique et bioénergies), avec 683 TWh générés, soit près de 25 % de la quantité totale d'électricité générée.

La part du nucléaire dans le mix électrique de l'Afrique subsaharienne restera faible: entre 1 et 2 % en 2050 d'après le CME, contre 3 % en 2012. L'AIE fait des prévisions similaires, la part du nucléaire restant proche de 3 % en 2050 d'après les projections ADEA.

Concernant l'hydraulique, sa part dans le mix électrique subsaharien reste très incertaine: si les quatre scénarios s'accordent pour dire que la production d'hydroélectricité va augmenter, ils ne s'accordent pas sur l'importance de cette augmentation. Ainsi la production d'hydroélectricité, qui était en 2012 de 96 TWh (soit 22 % du mix), devrait atteindre dans les scénarios de l'AIE entre 500 et 930 TWh en 2050 (respectivement 26 et 31 % du mix électrique), tandis que le CME prévoit que cette production n'atteindra qu'entre 210 et 510 TWh en 2050 (respectivement 7 et 18 % du mix).

Tableau 4: Tableau récapitulatif de la production d'électricité en Afrique subsaharienne

| (en TWh) | Scénario | Pétrole | Gaz | Charbon | Nucléaire | Bioénergies | Hydraul. | Autres Renouv. | Total |
|-----------|----------------------|---------|------|---------|-----------|-------------|----------|----------------|-------|
| 2012 | Situation actuelle | 40 | 40 | 247 | 13 | 2 | 96 | 2 | 440 |
| 2050 ADEA | New Policies | 84 | 665 | 476 | 72 | 70 | 569 | 274 | 2210 |
| | African Century Case | 101 | 949 | 543 | 86 | 60 | 933 | 341 | 3013 |
| 2050 CME | Jazz | 0 | 1096 | 500 | 17 | 266 | 212 | 997 | 3088 |
| | Symphonie | 0 | 683 | 401 | 67 | 274 | 507 | 904 | 2836 |

Enfin, l'utilisation des bioénergies et des autres énergies renouvelables (solaire, éolien, énergie géothermique) pour la génération d'électricité va connaître une forte augmentation.

- Si les bioénergies sont actuellement très utilisées en Afrique subsaharienne (près de 61 % de la demande en énergie primaire en 2012), ces dernières sont peu utilisées pour générer de l'électricité: seulement 2 TWh d'électricité ont été générés à partir des bioénergies en 2012, soit environ 0,5 % de la quantité totale générée.

Cette quantité augmentera d'ici 2050 dans les scénarios de l'AIE: entre 60 et 70 TWh seront générés à partir de bioénergies en 2050 (entre 2 et 3 % du mix électrique). Le CME pense que la hausse sera plus rapide, et que la quantité générée en 2050 sera comprise entre 266 TWh pour le scénario «Jazz» et 274 TWh pour le scénario «Symphonie» (respectivement 9 % et 10 % du mix électrique subsaharien).

- Concernant les autres énergies renouvelables (solaire, éolien, énergie géothermique...), les deux études s'accordent à dire que ces énergies seront beaucoup plus utilisées pour la génération d'électricité. Ces énergies seront utilisées en 2050 pour générer entre 11 et 12 % de l'électricité produite en Afrique subsaharienne dans les scénarios proposés par l'AIE (entre 270 TWh et 340 TWh d'après l'extrapolation effectuée par l'ADEA, contre seulement 2 TWh en 2012).

Le CME fait preuve de bien plus d'optimisme. Dans son scénario «Symphonie», 35 % de l'électricité est générée à partir de ces énergies, soit 904 TWh. Ce pourcentage est un peu plus faible dans le scénario «Jazz», à 32 %, soit 997 TWh. Dans les deux scénarios, la majeure partie de cette électricité (75 %) sera obtenue grâce à l'énergie solaire.

E. Les progrès de l'électrification du continent africain

D'ici 2050, la production électrique annuelle devrait très fortement augmenter en Afrique subsaharienne. Cette augmentation de la production sera nécessaire pour soutenir le développement économique et social de l'Afrique.

De plus, une production plus importante d'électricité, couplée à des politiques volontaires d'aide à l'accès à l'électricité et au soutien financier d'initiatives internationales (comme *SE4ALL*, *Power Africa* ou la récente initiative de Jean-Louis Borloo proposant un plan Marshall pour électrifier l'Afrique), devrait permettre de faire fortement baisser le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité sur le continent.

En 2012, près de 622 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité en Afrique selon l'AIE, dont 621 millions en Afrique subsaharienne. Si l'électricité sera accessible à tous en Afrique du Nord bien avant 2050, il en sera autrement pour l'Afrique subsaharienne.

Le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité en Afrique subsaharienne devrait baisser d'ici 2050. Néanmoins, les scénarios du CME prévoient qu'il y aura encore en 2050 entre 260 et 400 millions d'Africains sans accès à l'électricité : entre 75 % et 85 % de la population mondiale qui n'aura pas accès à l'électricité en 2050 vivra en Afrique, contre 46 % en 2010.

Le scénario «*African Century Case*» de l'AIE est quant à lui beaucoup plus ambitieux. Si les réformes qu'il préconise sont adoptées en Afrique, et si des investissements conséquents viennent soutenir l'Afrique, alors il serait possible de réduire drastiquement le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité entre 2045 et 2050.

Enfin, il est important de se rendre compte que la situation sera très différente dans les différentes régions africaines. L'Afrique centrale et l'Afrique de l'Est continueront d'être les régions les moins électrifiées d'Afrique quel que soit le scénario considéré, tandis qu'entre 80 % et 90 % de la population ouest-africaine aura accès à l'électricité en 2040. Enfin, l'Afrique du Sud aura en 2040 fini son électrification.

F. Les investissements nécessaires au secteur électrique

Dans son scénario «*New Policies*», l'AIE estime que 1 624 milliards de dollars devront être investis dans le secteur électrique sur la période 2014-2040, dont environ 78 % bénéficiera à l'Afrique subsaharienne. Près de 460 milliards de dollars supplémentaires seraient nécessaires pour suivre le scénario «*African Century Case*». Ces investissements supplémentaires viseraient exclusivement l'Afrique subsaharienne : ils permettraient entre autres de faire baisser drastiquement le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité.

Dans les deux scénarios proposés par l'AIE, les investissements se répartiraient presque également entre infrastructures de génération d'électricité (48 %) et réseaux électriques (52 %).

G. Les émissions de CO₂, et leurs conséquences pour l'Afrique

Les émissions de CO₂ en Afrique devraient fortement augmenter d'ici 2050 : elles devraient probablement passer de 1 050 millions de tonnes par an en 2012 à près de 2 200 millions de tonnes en 2050, soit une augmentation de près de 110 %. Si le scénario «*African Century Case*» de l'AIE devait se réaliser, les émissions de CO₂ pourraient même dépasser les 2 700 millions de tonnes en 2050 selon les calculs d'extrapolation effectués par l'ADEA.

Il convient néanmoins de rappeler que l'Afrique émet proportionnellement à sa population relativement peu de CO₂. Ainsi, si elle concentrait en 2012 près de 15 % de la population mondiale, elle n'était responsable que de 3,3 % du total des émissions de CO₂. En 2050, ce pourcentage devrait dépasser les 4,5 % en se basant sur les projections ADEA établies par le scénario «*New Policies*» de l'AIE, tandis que près d'une personne sur quatre sera africaine.

Si l'Afrique est peu responsable des émissions de CO₂, elle pourrait énormément pâtir du changement climatique selon le GIEC⁶ : accroissement de l'ordre de 5 à 8% de la superficie des terres arides ou semi-arides, basses terres littorales fortement peuplées frappées par l'élévation du niveau de la mer, ou encore baisse du rendement de l'agriculture pluviale.

3. Conclusions pour l'Afrique

L'Afrique va connaître d'ici 2050 une forte croissance démographique, plus forte encore que la croissance démographique mondiale : il y aura probablement plus de 2,4 milliards d'Africains en 2050, contre seulement 1 030 millions en 2010. La croissance démographique sera semblable à la croissance mondiale en Afrique du Nord et en Afrique du Sud, mais sera bien plus importante ailleurs. La fécondité baissera partout en Afrique, mais restera élevée (plus de 3) en dehors de l'Afrique du Nord et de l'Afrique du Sud.

La demande en énergie primaire, ainsi que la production d'électricité, va fortement augmenter sur le continent. Néanmoins, les situations énergétiques et électriques resteront très différentes en Afrique du Nord et en Afrique subsaharienne.

- En Afrique du Nord, la demande en énergie primaire devrait presque doubler d'ici 2050, pour atteindre environ 13,7 EJ – 326 Mtep (7,2 EJ – 171 Mtep en 2012). Le gaz remplacera le pétrole, prenant la première place dans le mix énergétique avec une part de près de 45%. La demande en pétrole augmentera peu, et sa part dans le mix énergétique baissera, dépassant de peu les 29%. Enfin, la demande en énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique) sera multipliée par 60 d'ici 2050, pour représenter près de 18% du mix énergétique.

Concernant la production électrique, elle devrait approcher les 820 TWh en 2050 (300 TWh en 2012). Si le gaz restera le pilier du mix électrique (66% de la production d'électricité), la part des énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique) augmentera considérablement : elle sera d'environ 20%.

- En Afrique subsaharienne, l'augmentation de la demande en énergie primaire devrait être plus importante qu'en Afrique du Nord. Cette demande devrait probablement être proche de 50 EJ – 1 200 Mtep en 2050 selon la majorité des scénarios étudiés (contre 23,8 EJ – 567 Mtep en 2012). Ces derniers ne s'accordent pas sur la composition du mix énergétique subsaharien de 2050. Néanmoins, certaines conclusions sont partagées. Le mix énergétique sera toujours basé sur les bioénergies, même si leur part devrait baisser d'au moins 20%. La part des énergies fossiles devrait augmenter de 7% à 18% : la part du charbon diminuera, tandis que celle du gaz augmentera très fortement (d'au moins 10%). Enfin, les énergies renouvelables (hors bioénergies et hydraulique), négligeables dans le mix énergétique de 2012, devraient compter pour entre 7 et 9% du mix.

Concernant la production électrique, elle devrait être comprise entre 2200 et 3 100 TWh en 2050, contre seulement 440 TWh en 2012. Il n'y a pas vraiment de consensus sur la composition du mix électrique subsaharien entre les différents scénarios de l'AIE et du CME, mais on peut entrevoir une tendance commune : le pétrole et le charbon seront moins utilisés, tandis que l'utilisation du gaz et des énergies renouvelables augmentera très fortement.

La part de la population ayant accès à l'électricité en Afrique du Nord est déjà proche de 100%. Par contre, en Afrique subsaharienne, entre 250 et 400 millions de personnes seront encore privées d'accès à l'électricité à l'horizon 2050 – l'Afrique du Sud étant pour son compte à peu près complètement électrifiée.

Enfin, l'Afrique émettra plus de CO₂ en 2050 qu'en 2012 (entre 2,2 et 2,7 milliards de tonnes, contre environ 1,1 milliard en 2012), mais ses émissions ne compteront que pour une faible part des émissions mondiales, d'autant plus si l'on tient compte du poids démographique de l'Afrique. Le continent pourrait souffrir des conséquences du changement climatique, si les émissions mondiales de gaz à effet de serre ne diminuent pas.

⁶« Contribution du Groupe de travail I, II, III au quatrième Rapport d'évaluation du GIEC », GIEC.

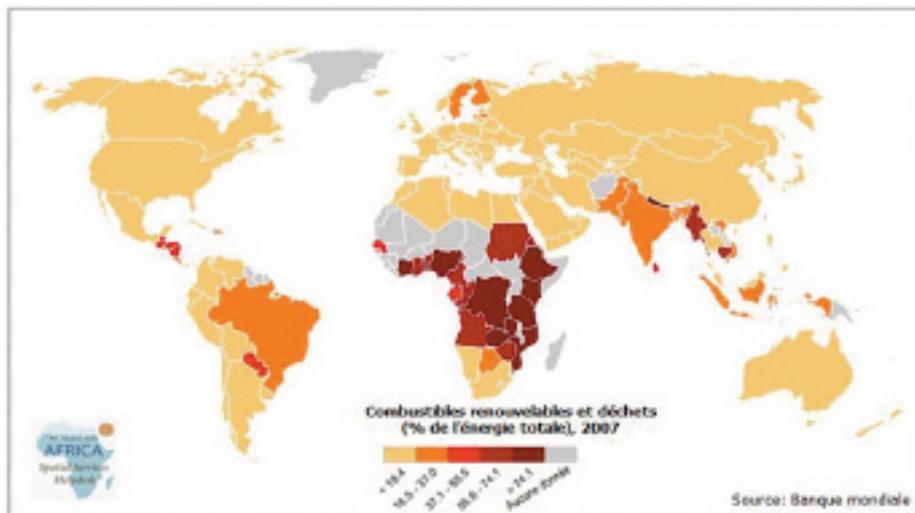
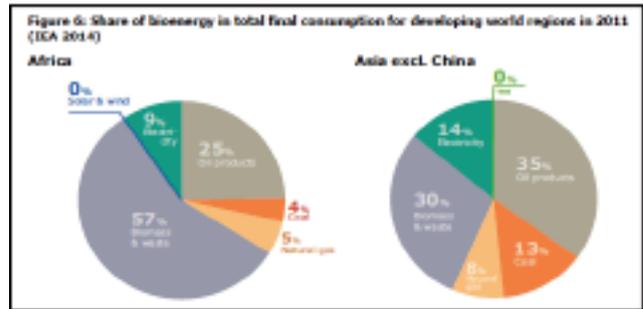
3 - Zooms

Zoom n°1

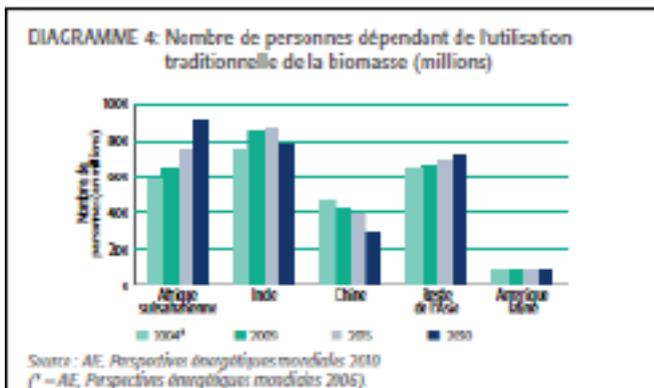
La biomasse en Afrique

Par Mathieu Gobin, Ingénieur Project Manager, Etc Terra

Si l'électricité et les carburants sont assimilés à l'énergie dite « moderne », l'énergie dite « traditionnelle » est essentiellement basée sur l'usage de la biomasse, d'origine végétale (bois, résidus agricoles...) ou animale (fumiers notamment dans les zones sahéliennes). En Afrique, la biomasse représente encore 57% de l'énergie consommée en 2011, quatre africains sur cinq ont recours au bois-énergie (bois ou charbon de bois) pour la cuisson¹.



La part de la biomasse dans le mix énergétique est très variable selon les pays, dans la zone CEDEAO elle est estimée à plus de 80%, alors qu'elle est de moins de 20% en Afrique du Sud ou dans les pays d'Afrique du Nord.



La croissance de la population en Afrique engendre une augmentation tendancielle de cet usage. L'exode rural y participe également en substituant le charbon de bois au bois et aux résidus agricoles utilisés dans les villages. En effet, la carbonisation traditionnelle du bois, le plus souvent issue d'activités informelles, réduit l'efficacité de l'usage du bois-énergie² et aggrave les dégradations des forêts.

¹ <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/africa-energy-outlook.html>

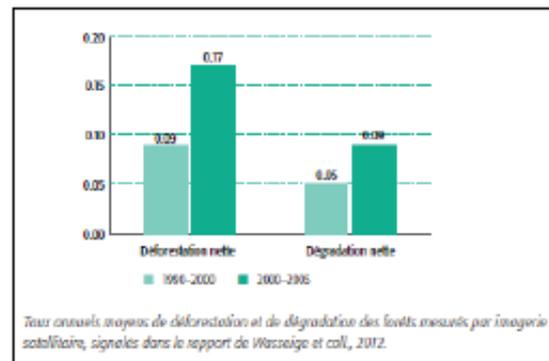
² Le faible rendement du four à charbon traditionnel en terre signifie qu'environ 7 kg de bois sont nécessaires pour produire un kg de charbon, soit moins de 15% de rendement.

Dans son dernier rapport sur l'énergie en Afrique, l'AIE estime qu'en 2040 la demande en bioénergies aura augmenté de 40% alors que 650 Millions d'africains continueront à utiliser la biomasse de façon inefficace et dangereuse pour la santé.

Impacts de l'usage traditionnel du bois-énergie

Le bois-énergie est une des causes majeures de la déforestation en Afrique et dans le cas où les émissions liées à la consommation de la biomasse ne sont pas compensées par la croissance naturelle de la ressource, la biomasse ne peut pas être considérée comme une source d'énergie renouvelable et contribue aux émissions de gaz à effet de serre.

La déforestation et la dégradation des forêts en Afrique sont actuellement associées à l'expansion des activités de subsistance (agriculture et énergie) et sont largement concentrées autour des zones densément peuplées. Le taux de déforestation dans le bassin du Congo a doublé au cours de la dernière décennie, alors que plus de 90 % du volume total de bois récolté servirait de bois de feu³.

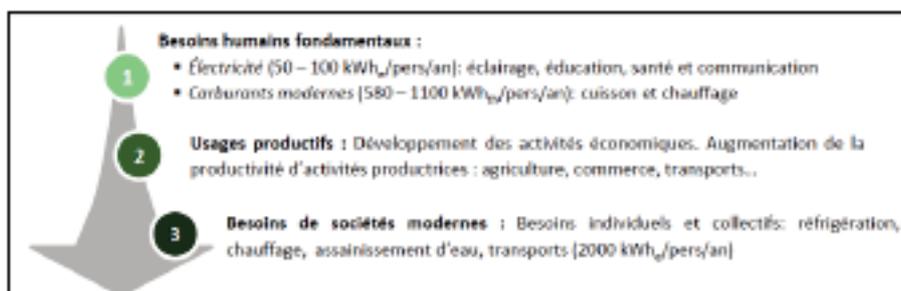


Ce phénomène est aggravé par l'inefficacité de procédés traditionnels tout au long de la chaîne de valeur, que ce soit au niveau de la carbonisation du bois, de la distribution ou de la consommation finale.

Les fours et foyers de cuisson traditionnels (consistant parfois uniquement de trois pierres au sol) habituellement utilisés en Afrique ont des rendements faibles et produisent des fumées nocives du fait d'une combustion non optimisée, entraînant à long terme des problèmes respiratoires et des décès. Les niveaux de particules émises par la combustion de la biomasse solide dans les foyers sont dix à cinquante fois supérieurs aux valeurs prescrites par l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS). Il a été prouvé que la pollution de l'air intérieur causée par l'utilisation de combustibles solides avait pour conséquence des maladies comme la pneumonie infantile (REF). Cet usage serait responsable d'environ 1,6 million de décès par an selon l'OMS⁴.

Accès à l'énergie et biomasse moderne

Le groupe consultatif sur l'énergie et le changement climatique de l'ONU a défini trois niveaux de besoins en énergie (voir figure ci-dessous réalisée par Enea Consulting⁵). Outre certains usages de l'électricité, les besoins fondamentaux sont la cuisson et le chauffage dans les pays où le climat le rend indispensable. Ces deux besoins sont le plus souvent comblés par l'usage de la biomasse.



³ <http://www.profor.info/sites/profor.info/files/docs/Dynamiques-deforestation-Congo-FR-resume.pdf>

⁴ <http://www.who.int/mediacentre/news/statements/2004/statement5/fr/>

⁵ <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/ENEA-Consulting-Lacc%C3%A8s-%C3%A0-l%C3%A9nergie.pdf>

Par opposition à l'usage traditionnel de la biomasse, l'usage est dit « moderne » lorsque qu'il est issu d'une exploitation durable de la ressource et qu'il est efficace tant au niveau énergétique que de l'évacuation des fumées.

La biomasse peut également apporter la chaleur nécessaire à certains procédés de transformation et des biocarburants pour les transports, ou même de l'électricité.

Les différentes bioénergies et procédés

On retrouve la biomasse à tous les stades de l'activité humaine, il s'agit de la fraction biodégradable de produits, déchets ou résidus provenant :

- de l'agriculture, d'origine végétale et animale, et de la sylviculture (sources primaires),
- des industries du bois, des agro-industries (sources secondaires),
- de la consommation des ménages (sources tertiaires).

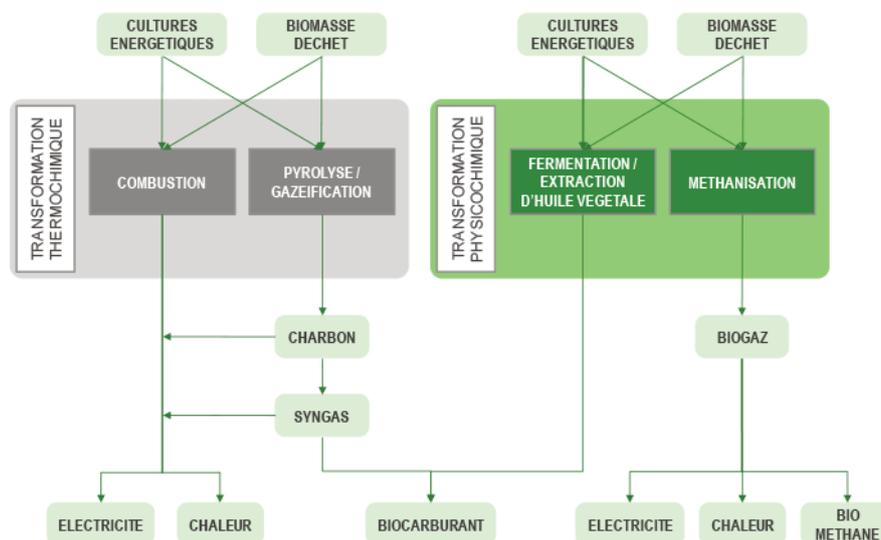
On distingue trois constituants principaux, auxquels correspondent des procédés de valorisation spécifiques :

- La biomasse ligno-cellulosique, ou lignine, tels le bois, les pailles, la bagasse de canne à sucre... La valorisation se fait plutôt par des procédés par voie sèche, dits conversions thermo-chimiques, comme la combustion ou la pyrolyse.
- La biomasse riche en substance glucidique facilement hydrolysable, tels que les céréales, les betteraves sucrières, les fumiers...La valorisation se fait plutôt par fermentation (comme la méthanisation) ou par distillation dits conversions biologiques.
- La biomasse oléagineuse, riche en lipides, tels que le colza, le palmier à huile...qui peut être utilisée comme carburant. Il y a deux familles de biocarburants : les esters d'huiles végétales (par exemple à partir colza ou de jatropha) et l'éthanol (par exemple à partir de maïs ou de betterave).

Outre l'énergie, la biomasse contribue aux usages suivants (et donc rentre en concurrence) :

- Alimentation humaine et animale
- Amendements organiques et minérales des sols
- Biomatériaux

Les procédés de conversion des biomasses en chaleur, électricité ou carburants sont nombreux, le schéma ci-dessous (Enea Consulting, 2010) représente les principaux procédés.



La production durable de bois énergie

Le bois restant la principale source d'énergie en Afrique, il est impératif de se préoccuper d'abord des filières de production de bois et de charbon de bois, qui sont le plus souvent informelles et non durables.

Les filières biomasses emploieraient environ 13 millions de personnes en Afrique Subsaharienne, dont 290 000 personnes rien que dans la zone d'approvisionnement de la ville de Kinshasa. Au Malawi, le secteur du bois énergie représente 56 % des échanges commerciaux d'énergie (qu'ils soient formels ou informels) contre 27 % pour les produits pétroliers et 12 % pour l'électricité⁶. Il est également estimé que seulement 2 à 3 % du charbon de bois destiné à Kinshasa provient de ressources durables, 6 % pour l'approvisionnement de la ville de Ouagadougou.

Il est important de prendre en compte la question de durabilité tout au long de la chaîne de valeur du bois énergie en commençant par la gestion améliorée des ressources notamment :

- Mise en place de zones de gestion des forêts avec la formalisation de concessions,
- La taxation des exploitations forestières qui finance les services publics forestiers et la promotion du reboisement et de l'agroforesterie (qui sont moins rentables que les productions agricoles).
- La promotion des cultures énergétiques (telles que l'acacia et l'eucalyptus) peut comprendre l'apport de capitaux de démarrage et de l'assistance technique,
- Les services publics forestiers doivent être suffisamment développés et formés pour contrôler l'ensemble de la filière et garantir l'application des taxes forestières,
- Cette gestion doit être décentralisée pour permettre la diffusion des pratiques (par exemple réintroduction d'arbres dans les pratiques agricoles) et faciliter l'accès au foncier avec les communautés locales.

La deuxième intervention majeure consiste à augmenter l'efficacité énergétique de la carbonisation du bois. La mise en place de fours améliorés peut engendrer un doublement du rendement (de 15 % traditionnellement à 30 % avec des moyens modernes). Là encore, il est nécessaire de favoriser l'accès à des financements à l'investissement et de l'assistance technique.

Enfin, les pouvoirs publics doivent encourager le développement des alternatives à la biomasse ligneuse dont le potentiel est très important mais qui, comme pour la production de bois durable, nécessite d'être soutenu financièrement et techniquement.

Les combustibles solides alternatifs

Dans les régions où le bois est une ressource rare (Sahel, Sahara...), les populations utilisent également pour leur besoin de cuisson des résidus de récoltes et des déjections animales séchées. Dans les zones agricoles, les paysans ont également l'habitude d'utiliser des résidus de récoltes comme des pailles de mil, la balle de riz ou des coques d'arachides, mais ces usages sont souvent peu efficaces.

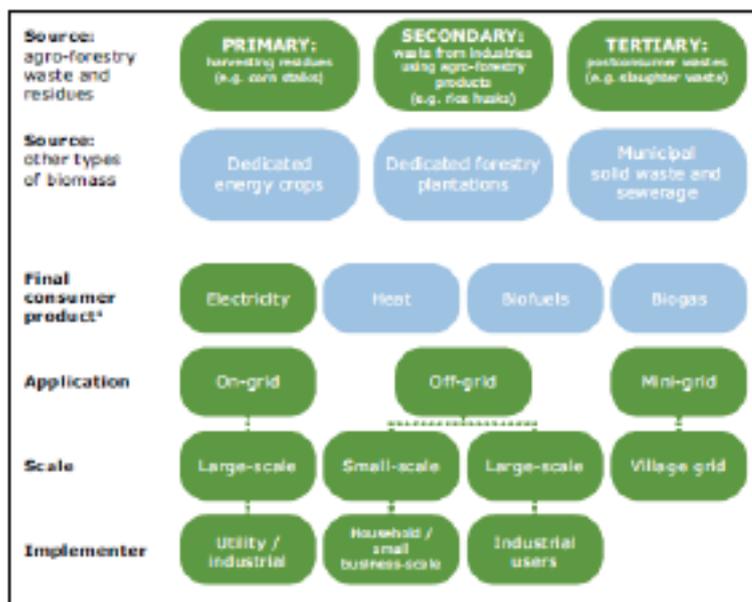
Des sources abondantes de biomasse inexploitées sont issues de transformations agro-industrielles, l'industrie du bois mais aussi des transformations agricoles : coque d'anacarde, d'arachide, de noix de coco, parche de café ou de cacao, tourteaux de karité, drêche de brasserie, bagasse... Ces sous produits sont en général partiellement valorisés, notamment pour les besoins en énergie du process, mais une partie devient un déchet, alors qu'avec des procédés relativement simples, cette biomasse peut-être transformée sur place en électricité ou en briquettes ou buchettes pour être vendues.

⁶ Openshaw, K. (2010). *Biomass energy: Employment generation and its contribution to poverty alleviation*.

D'autres sources peuvent être issues directement de cultures énergétiques dédiées mais cela pose la question de la concurrence des sols avec l'agriculture. Certains résidus de récoltes peuvent aussi être valorisés, mais il faut tenir compte des usages traditionnels qui peuvent être tout aussi importants comme l'alimentation du bétail ou l'amendement des sols.

Enfin, il existe également les déchets ménagers ou assimilés (issus des activités tertiaires) que les municipalités doivent collecter et traiter. Une des valorisations les plus rentables qui se propage dans plusieurs villes d'Afrique est la fabrication de briquettes à partir des poussières de charbon de bois, une fois la logistique amont et aval mise en place, une unité peut produire plusieurs tonnes de briquettes reconstituées par jour.

Ces nombreuses sources de biomasse peuvent être transformées selon différents procédés le plus souvent par combustion, mais aussi par méthanisation, ou cogénération pour produire de l'électricité. Comme un des enjeux majeurs de la biomasse est la logistique, les productions doivent être adaptées à la localisation des gisements et des foyers de consommation. C'est pour cela que la biomasse offre des opportunités d'électrification rurale hors réseau ou pour des mini réseaux ruraux. Un manuel des bonnes pratiques a été réalisé par SNV (ONG hollandaise spécialisée dans les bioénergies) en 2014⁷.



Le biogaz

Si la biomasse lignine est destinée aux valorisations thermo-chimiques telles que la combustion, l'autre gisement important est la biomasse glucidique qui est fermentescible (ou hydrolysable). Ces sources organiques peuvent alimenter des productions de compost pour amender les cultures mais sont également méthanisées pour produire du biogaz.

Après avoir participé à la généralisation du biogaz rural en Asie, l'ONG SNV a développé des programmes nationaux dans 5 pays Africains (Burkina Faso, Éthiopie, Kenya, Ouganda, Tanzanie), avec à ce jour plus de 40.000 bio-digesteurs installés⁸.

Alimentés essentiellement par des déjections animales (bouse de vache, fumier de porcs) et humaines mélangées à de l'eau, les bio-digesteurs domestiques fournissent tous les besoins en cuisson des ménages et parfois en éclairage (lampes à gaz) et génèrent ainsi une économie de temps liée à la collecte fastidieuse du bois ou d'argent si le bois est acheté. Ces installations, d'une durée de vie de vingt ans contribuent à la réduction de la consommation de bois et à la fertilisation des sols avec la production de digestat, un engrais organique stabilisé résultant de la méthanisation.

Comme pour les combustibles solides, la méthanisation peut également être promue au sein d'exploitations agro-industrielles (élevages, effluents liquides comme la drêche des brasseries...) et ainsi produire de l'électricité.

⁷ <http://www.snvworld.org/en/redd/publications/biomass-waste-to-energy-toolkit-for-development-practitioners>

⁸ <http://africabiogas.org/fr>

http://www.snvworld.org/files/publications/biogaz_a_des_fins_domestiques_prisme_snv_iepf.pdf

Les biocarburants

Les biocarburants ou agro-carburants peuvent constituer une alternative à l'usage des carburants fossiles, même si leur développement aux Etats-Unis, au Brésil ou en Europe est subventionné.

On compte aujourd'hui de nombreuses productions de biocarburants à une moindre échelle en Afrique, notamment dans la zone CEDEAO où un fonds dédié est géré par la BIDC (Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO)⁹. La culture du Jatropha, un arbre à huile non alimentaire, a récemment suscité beaucoup d'engouement. La canne à sucre et le palmier à huile sont aussi des sources potentielles pour produire du biodiesel.

Actuellement, seuls les biocarburants de première génération sont matures, or leur production rentre en concurrence directe avec la production alimentaire, ce qui constitue une menace sérieuse pour la sécurité alimentaire¹⁰. Le Jatropha permet des rendements acceptables mais doit être cultivé sur des terres arables.

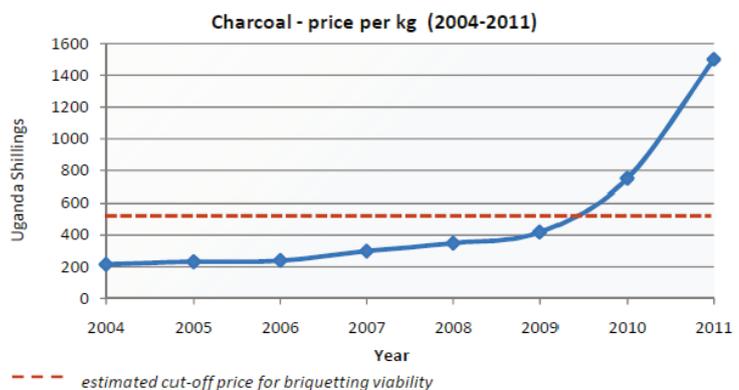
Potentiel et contexte en Afrique

Alors qu'il est difficile d'évaluer le potentiel des biomasses, l'IRENA a commandé un bilan pour l'Afrique en 2013 au Centre de Recherche Allemand sur la Biomasse (DBFZ) qui fait la synthèse de plusieurs études¹¹. Si la consommation africaine actuelle en bioénergies est d'environ 300 Millions de tep, essentiellement de bois-énergie non durable, le potentiel de biomasse issue de résidus et de déchets est estimé entre 50 et 125 Mtep, ce qui est loin d'être négligeable. En tête on trouve notamment les déchets de l'industrie du bois pour environ 10 Mtep et la bagasse pour environ cinq Mtep. Si les institutions africaines n'ont pas encore pris les mesures suffisantes au développement généralisé des bioénergies alternatives, elles y sont de plus en plus incitées du fait surtout de deux paramètres :

- La lutte contre la déforestation, une des principale cause du changement climatique, est soutenue par des mécanismes internationaux comme le REDD+ qui permettent l'accès à des financements importants pour la protection des forêts et les actions sur les causes, comme le bois énergie,
- L'exploitation incontrôlée et non durable des forêts engendre une augmentation des prix du bois-énergie, bien de consommation primaire.

Sans attendre les interventions publiques, l'augmentation des prix du bois énergie a engendré de nombreuses initiatives surtout dans les pays du Sahel où la pression sur la ressource est beaucoup plus importante que dans les pays d'Afrique Centrale. Par exemple, en Ouganda où il est estimé une disponibilité d'environ 1,2 million de tonnes de résidus agricoles, le prix du charbon de bois est passé au dessus du prix de rentabilité moyen pour les briquettes.

Outre les organismes onusiens dédiés à l'énergie, la FAO (*Food and Agriculture Organisation*) s'investit beaucoup sur ce thème, avec par exemple la création d'un portail dédié à l'énergie issus des pratiques agricoles: <http://www.fao.org/energy/fr/>



⁹ <http://www.bidc-ebid.org/fr/fondsbiocarburant.php>

¹⁰ <http://www.fao.org/docrep/011/i0440f/i0440f07.htm>

¹¹ http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-DBFZ_Biomass%20Potential%20in%20Africa.pdf

Zoom n°2

L'aval pétrolier africain en émergence

par Stanislas Drochon, Director - Africa Oil & Gas at PFC Energy/IHS

Une demande tirée par les besoins de transports et la démographie

La demande en produits pétroliers en Afrique subsaharienne est de l'ordre de deux millions de barils-jour, soit un peu plus de quatre-vingts dix millions de tonnes par an, composée à quatre-vingts pour cent d'essence et de gasoil. Elle a augmenté rapidement, de 4.3% par an depuis 2000, ce qui équivaut à un quasi-doublement et constitue une des croissances les plus rapides au monde, juste derrière l'Asie. Cependant, il faut relativiser ces chiffres car la taille de la demande, constituée des 51 marchés de la sous-région, est inférieure à celle de la seule Allemagne. La consommation en produits pétroliers de l'Afrique subsaharienne, même si elle jouit d'un des plus forts taux de croissance au monde, représentait en 2014 moins de 3% de la consommation mondiale. Il convient donc de relativiser les chiffres: nous partons de volumes faibles concernant cinquante et un marchés agrégés mais qui augmentent rapidement, ouvrant par là des opportunités à long terme. En effet, nous estimons que la croissance de la consommation de produits pétroliers va rester soutenue à court et moyen terme, en raison des croissances économiques et démographiques que nous anticipons comme généralement fortes et qui auront un impact direct sur la demande en pétrole.

De plus, l'augmentation substantielle de la classe moyenne (et de ses besoins de transport individuel) ainsi que des activités minières énergivores vont a priori se poursuivre. La capacité ou non des pays de la sous-région à produire de l'électricité non dépendante des produits pétroliers jouera également un rôle important. Ces tendances bénéficieront principalement au gasoil et dans une moindre mesure à l'essence. Evidemment, parlant de plus de cinquante marchés, les tendances seront très différentes selon les cas particuliers. La Réunion ou Maurice ne connaîtront pas la même croissance de consommation que le Mozambique ou l'Ethiopie. Et cette croissance sera à risque pour un certain nombre de pays, en raison des risques d'instabilité politique, de la gouvernance, du prix des matières premières minières ou pétrolières ou tout simplement de la croissance économique mondiale.

La demande en produits pétroliers à l'horizon 2050 pourrait être tout à fait substantielle, ne serait-ce que du fait de la taille de la population de la sous-région – l'ONU estime en effet que d'ici là, elle sera de l'ordre de deux milliards environ. Soit 20% de la population mondiale et deux fois plus qu'aujourd'hui! S'ajoutent à cela des facteurs tels que l'augmentation du niveau de vie de la population ainsi que de ses besoins en transport et en énergie moderne (80% de la population dépend actuellement d'énergies traditionnelles, telle que le charbon de bois) vont être de très puissants facteurs de croissance de la consommation en produits pétroliers.

Cependant, la grande inconnue, au-delà des risques énumérés ci-dessus, demeure liée au développement des énergies renouvelables à deux niveaux. Le premier niveau concerne la production d'électricité, à la fois sur les gros projets (tel le Grand Inga en RDC) mais aussi sur les petits projets décentralisés – pour ces derniers, le développement de technologies à bas coûts d'accès pourrait être une révolution. Le second niveau concerne le transport – si on assiste dans les pays à hauts revenus à un fort (bien que limité pour l'instant) développement des voitures électriques, ce n'est pas encore le cas sur le continent. Mais d'ici 2050, tout est évidemment envisageable.

L'avenir du raffinage africain reste incertain.

La demande en produits pétroliers peut être satisfaite soit par l'approvisionnement local à partir d'une raffinerie soit par l'importation de produits raffinés à partir d'une raffinerie située dans un pays tiers. S'il est généralement admis qu'une raffinerie est un instrument essentiel de la sécurité d'approvisionnement des marchés, cela doit être nuancé. En effet, pour un pays non producteur de pétrole brut, importer du pétrole brut ou du produit raffiné ne change rien à la sécurité d'approvisionnement – on est dans tous les cas dépendant des importations.

Nous considérons, dans un contexte où construire une raffinerie coûte plusieurs milliards de dollars au bas mot, que la compétitivité d'une raffinerie repose sur un certain nombre de critères, dont la taille (économie d'échelle), la complexité (capacité à raffiner un pétrole « difficile », donc moins cher), l'intégration à l'amont et/ou au marché (pour économiser les coûts de transport) etc. La réalité est que sur les dix dernières années, malgré une centaine de projets de construction de nouvelles raffineries annoncés, seulement deux se sont concrétisés en Afrique subsaharienne, qui ont par ailleurs les mêmes caractéristiques : de petite taille (vingt mille barils/jour), enclavées, construites par la compagnie chinoise CNPC dans la perspective d'avoir ainsi accès à des blocs dans l'amont pétrolier. Dit d'une autre façon : alors que les importations nettes de produits pétroliers ont été multipliées par presque dix depuis 2011, aucun investisseur ne s'est intéressé au raffinage *per se* dans la sous-région. Il faut également dire que l'Europe souffre de surcapacités de raffinage, que les Etats-Unis sont devenus des exportateurs de produits très compétitifs, que le Moyen-Orient et l'Inde disposent de raffineries très performantes et/ou compétitives, alors que la plupart des raffineries africaines sont de petite taille, peu complexes, endettées à cause de leur subvention des marchés locaux liée à la politisation de leurs activités. Le taux d'utilisation moyen des raffineries dans la sous-région est d'à peine 50% ! C'est dans ce contexte que la raffinerie de Mombasa a fermé en 2013 et que d'autres, en Afrique de l'ouest et en Afrique australe, fermeront probablement dans les prochaines années.

Un des principaux challenges pour les raffineries africaines est d'être compétitives au-delà de leur marché national face aux exportations américaines, européennes, moyen-orientales et indiennes dans un contexte de faible intégration régionale et de petite taille des marchés. À ce titre, le projet de raffinerie de Dangote au Nigeria est un des rares qui réunissent la plupart des facteurs clés de succès élaborés ci-dessus, même si d'autres menaces concernent ce projet.

Quoi qu'il en soit et étant donné les déficiences structurelles du complexe de raffinage de la sous région, il est apparu clair que la consommation additionnelle de produits pétroliers de la quasi-totalité des pays, si ce n'est tous, devra être importée, ce qui suppose de lourds mais nécessaires investissements dans les capacités d'importation (SBM, jetées), dans le stockage mais également dans le transport. C'est un créneau qui est de plus en plus prisé par les traders, tel Trafigura via sa filiale Puma Energy, qui cherchent à intégrer la chaîne d'approvisionnement. Le trading de produits pétroliers doit être pensé comme global. Le contrôle des points d'imports est devenu un enjeu concurrentiel critique : le déficit croissant de l'Afrique subsaharienne en produits pétroliers attire les convoitises pour les investisseurs qui y voient des perspectives d'investissement – non pas pour le raffinage mais pour l'import.

L'évolution du rôle de l'État – libéralisation et réglementation des marchés

Jusqu'aux années 1990, la plupart des pays de la sous-région avaient un régime réglementaire où l'Etat avait un rôle prépondérant : contrôle des importations, des prix voire monopole sur le stockage et la distribution. La plupart des marchés étaient oligopolistiques, contrôlés par les Majors pétrolières et/ou la compagnie nationale. Un mouvement de libéralisation a suivi, incluant pour beaucoup de pays la privatisation des actifs étatiques au profit d'acteurs privés nationaux et internationaux, un système de prix et d'importations libres, voire la fin des subventions. Cette déréglementation a notamment permis l'émergence de compagnies

privées locales, dont certaines ont à présent une présence régionale. Cependant, la fin des années 2000 et l'augmentation brutale du prix du pétrole ont conduit de nombreux pays, tel le Kenya, à mettre un terme à ce mouvement de libéralisation, conduisant les autorités à re-réguler les prix pour des raisons sociopolitiques, à mettre en place des systèmes d'importation centralisés etc.

La question des subventions reste cependant un sujet politiquement explosif comme on a pu le voir au Nigeria, même s'il est prouvé que les subventions aux produits pétroliers bénéficient dans leur immense majorité aux classes aisées de la population – elles ne sont pas du tout ciblées. Pour un certain nombre de pays, la baisse récente du prix du brut ouvre une fenêtre d'opportunité pour remplacer ce système des subventions des produits pétroliers par un système qui ciblerait les populations les plus fragiles; cependant, il y aura beaucoup d'élections présidentielles les deux prochaines années... Qu'ont fait les autorités Nigériennes suite à la baisse du prix du pétrole, qui a par ailleurs des conséquences inquiétantes sur l'économie et le budget du pays? Dans le contexte des élections présidentielles d'avril, par ailleurs perdues par le président sortant Goodluck Jonathan, l'Etat n'a pas baissé les subventions mais au contraire baissé le prix à la pompe en janvier 2015.

Le remodelage de l'aval pétrolier avec l'émergence de nouveaux acteurs et le départ de nombreux majors.

Le raffinage est, hors Afrique du Sud, contrôlé par les Etats, parfois avec Total comme actionnaire minoritaire comme au Cameroun, au Sénégal, en Côte d'Ivoire ou au Gabon. D'autres actionnaires sont présents de façon minoritaire, comme la compagnie publique Chinoise CNPC (Niger, Tchad), la société de BTP saoudienne Bin Laden Group (Sénégal) ou la compagnie publique angolaise Sonangol (Côte d'Ivoire).

Lorsque les Majors ont vendu leurs actifs dans le raffinage, les Etats furent les acquéreurs par défaut. Alors que les Majors pétrolières (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Total) détenaient vingt deux parts dans différentes raffineries existantes en 2004, ce chiffre s'est réduit à huit aujourd'hui: dans tous les cas, les Majors ont vendu leurs actions aux Etats où étaient présentes les raffineries, sauf dans trois cas où des investisseurs externes ont repris une partie des actifs pour des motifs non liés à un intérêt pour le raffinage. En réalité, le secteur du raffinage n'attire pas les investisseurs dans la région, sauf exception à confirmer au Nigeria (Dangote) et en Ouganda (RT Resources).

Le secteur de la distribution témoigne par contre d'un environnement concurrentiel beaucoup plus hétérogène et dynamique. Alors que BP, Shell, Chevron ou ExxonMobil étaient présents dans la quasi-totalité des pays de la région en 2004, elles ont quasiment vendu tous leurs actifs de distribution (hors Afrique du Sud) pour des raisons stratégiques, ce qui représente plus de 80 filiales en Afrique – et la vente des actifs restant de BP, Shell et Chevron en Afrique du Sud est anticipée. Si Total a été acquéreur de nombre de ces actifs vendus par les Majors anglo-saxonnes (notamment dans 15 pays pour ExxonMobil et en Afrique de l'Est pour Chevron), les compagnies régionales telles OiLibya, Engen ou Corlay ont acquis 35 filiales de ces Majors de 2005 à 2010. Il faut donc noter que Total a non seulement conservé sa présence dans l'aval pétrolier régional, mais a même accru son réseau de stations-service de 18% depuis 2004.

Une troisième vague d'acquisitions des actifs des Majors anglo-saxonnes a eu lieu de 2010 à 2015, où des traders (ou quasi-traders) ont racheté la plupart des actifs restant des Majors – c'est ainsi que Vitol (via Vivo Energy) et Trafigura (via Puma Energy) ont acquis 23 de ces filiales ces cinq dernières années. Alors que les Majors n'ont, hors Afrique du Sud, quasiment plus de filiales de distribution à vendre, on assiste à des acquisitions plus opportunistes de compagnies privées locales de la part de Total, des compagnies régionales et des traders. C'est ainsi que ces deux dernières années au Zimbabwe, Puma Energy a racheté Sakunda et Redan et que le Glencore a racheté Zuva Petroleum.

Car le mouvement de déréglementation a abouti à ce que les « indépendants » accroissent leur part de marché substantiellement et ce de façon organique. Entre 2005 et 2014, elle est passée de 5 % à 32 % au Kenya, de 13 % à 38 % au Sénégal et en Zambie. Avec des coûts de fonctionnement moindres que les grandes sociétés et une approche plus « flexible » de la marche de leurs affaires, elles représentent une épine dans le pied des grandes et moyennes compagnies pour capturer la croissance des marchés. D'autres rachats, notamment de compagnies régionales telles qu'Engen ou KenolKobil, sont également à anticiper et les traders seront certainement sur les rangs, désireux d'intégrer leurs activités de supply-trading avec des actifs physiques de stockage-distribution. Une consolidation des indépendants n'est pas non plus à exclure, avec l'émergence de champion sous-régionaux mais dont la capacité de financement sera le nerf de la guerre.

Zoom N°3

Énergies renouvelables en Afrique subsaharienne. Freins actuels et propositions d'actions pour attirer les capitaux privés

Par Karim Megherbi, responsable du Développement pour l'Afrique de l'Ouest chez Access Power MEA

Les scénarios énergétiques des pays de l'Afrique subsahariennes élaborés par les institutions régionales et internationales, tout comme la plupart des schémas directeurs de ces pays, mettent essentiellement en avant le rôle de l'énergie hydraulique et des énergies fossiles. Dans ce cadre, le développement des interconnexions sert essentiellement, du point de vue économique, à réaliser des économies d'échelle en augmentant la taille des marchés - et donc des centrales - ainsi qu'à diffuser les coûts de production les plus bas auprès des pays voisins. Ces scénarios laissent aux énergies renouvelables – hors hydraulique – une part minoritaire.

Plusieurs institutions proposent toutefois des visions alternatives reposant notamment sur l'utilisation massive des énergies renouvelables pour accompagner le développement économique des pays de l'Afrique subsaharienne. Ainsi les scénarios de l'IRENA, ou bien de l'ECREEE en Afrique de l'Ouest proposent des taux de pénétration pouvant aller jusqu'à 20%, et que l'essentiel des nouvelles installations à partir de 2030 se basent sur les énergies renouvelables. Dans ce cadre, outre les rôles mentionnés précédemment dans le cas des scénarios conventionnels et centralisés, le développement des interconnexions permet également d'accroître le taux de pénétration des énergies renouvelables en participant à la stabilité du réseau.

À la lecture de ces différents scénarios, nous souhaiterions revenir sur certaines contraintes inhérentes au développement des projets énergétiques en Afrique subsaharienne et, par là, émettre des suggestions à l'attention des politiques de développement du secteur pour attirer les capitaux privés.

1. Malgré une forte croissance du PIB, l'Afrique pourrait rester pauvre énergétiquement en 2050

Une forte croissance démographique sur tout le continent

Une croissance de la demande annuelle en énergie électrique de l'ordre de 10% en moyenne sur le continent a été enregistrée en Afrique subsaharienne au cours de ces dix dernières années et cette croissance restera soutenue dans les années à venir. Elle est tirée essentiellement par la croissance démographique, qui atteint pour certains pays des niveaux très importants. Ainsi d'ici 2050 la population devrait doubler.

Une demande en électricité essentiellement liée aux besoins du secteur résidentiel

La consommation en énergie du continent reste majoritairement localisée au niveau du secteur résidentiel. Si en 2012 celle-ci représente en Afrique subsaharienne plus de 65% de la consommation totale en énergie, elle devrait toujours représenter plus de 50% d'ici 2050 (à comparer avec l'Afrique du Nord par exemple où ces chiffres atteignent respectivement 20% et 25%). Alors qu'aujourd'hui plus de 60% de la population du continent vit en milieu rural, l'urbanisation du continent continuera de s'accroître et d'ici 2050 plus de la moitié de la population vivra en milieu urbain – entraînant ainsi une forte croissance de la consommation électrique des ménages.

La forte croissance du PIB malgré un faible taux d'électrification crée des opportunités d'investissement considérables.

Près de deux personnes sur trois n'ont pas accès à l'électricité en Afrique subsaharienne. Lorsque les ménages disposent d'un générateur diesel pour alimenter quelques équipements électriques – ampoules, télévision, réfrigérateur – environ 25 % de leur revenu est utilisé pour l'achat du fuel. De même, la facture en fuel des entreprises disposant de générateurs s'est élevée à plus de 5 milliards de dollars en 2012. En moyenne, les pertes de réseau sont estimées à près de 20 %. Selon les estimations de la Banque Mondiale, près de 5 % des revenus des entreprises sont perdus faute d'accès à l'électricité, alors même que les prix de l'électricité de la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne sont parmi les plus élevés du monde.

Ces chiffres indiquent bien à la fois les défis du secteur de l'énergie mais également l'impact important que peut avoir le développement des infrastructures énergétiques en Afrique, tant au niveau social qu'économique. En effet, la justification économique des investissements dans ce secteur est immédiate, tant au niveau des coûts évités qu'au niveau des revenus induits par la présence d'une électricité fiable et meilleur marché, permettant également des rentabilités sur fonds propres très attractifs. Le continent connaît en moyenne une croissance de 6 % du PIB malgré ces contraintes énergétiques fortes, avec un potentiel d'investissement à réaliser dans les années à venir considérable. Pourtant, selon le scénario « *New Policies* » de l'AIE, malgré un volume d'investissements de 46 milliards de dollars annuels dans les années à venir, plus de 40 % de la population n'aura toujours pas accès à l'électricité en 2040.

2. Les contraintes du développement du secteur de l'électricité

On estime à vingt milliards par an les besoins d'investissements annuels dans les infrastructures électriques que devrait fournir le secteur privé. Malgré l'opportunité de croissance industrielle et financière que cette somme représente pour les entreprises du secteur, il est paradoxal de voir que les investissements privés restent limités en Afrique subsaharienne et que les projets prennent des retards de plusieurs années, lorsque ceux-ci ne sont pas tout simplement abandonnés.

Le financement des projets de production d'électricité

Quelles que soient les technologies considérées, la problématique du financement des actifs électriques reste la même : il s'agit de trouver la garantie adéquate pour rentabiliser les investissements réalisés et rembourser les prêts contractés.

Dans le cadre d'un projet public, le remboursement des prêts est garanti directement par l'Etat. L'Etat disposant d'une capacité d'endettement limitée, le nombre ou la taille des projets pouvant être réalisés selon ce mode de financement reste limité. En particulier, les ratios prudentiels fixés par le FMI sont souvent déjà atteints par de nombreux Etats et impliquent que l'affectation de prêts publics doit se limiter quasi exclusivement aux secteurs où le secteur privé est totalement absent. Le cas des grands programmes énergétiques, comme le grand programme hydraulique de l'Ethiopie ou géothermique du Kenya, font partie de ces projets dont les risques associés sont difficilement acceptables pour le secteur privé et doivent donc recourir largement aux financements publics.

Dans le cadre d'un projet privé, le remboursement des prêts est garanti seulement indirectement par l'Etat. En effet, le producteur d'électricité indépendant vend sa production électrique à l'opérateur électrique national et les revenus ainsi générés permettent de rembourser le prêt contracté pour financer la construction du projet ainsi que de distribuer des dividendes aux actionnaires qui ont apporté les fonds propres nécessaires. Ce mode de financement est appelé « structuré, sans recours ».

Le risque ici est celui de défaut de l'opérateur électrique : si celui-ci ne peut plus payer les factures émises par le producteur d'électricité indépendant, les banques et investisseurs réalisent des pertes. Bien que les opérateurs électriques soient pour la plupart détenus par les Etats, ce cas de figure peut se présenter. Ainsi

ce sont bien des difficultés financières qui empêchent parfois certains opérateurs d'acquérir le carburant nécessaire pour faire fonctionner leurs générateurs, entraînant des délestages importants, comme cela a pu être le cas au Sénégal en 2010.

La capacité des États de fournir des garanties est donc un frein majeur dans la mise en place des financements des projets, quel que soit le mode choisi.

Les contraintes techniques et commerciales

Les promoteurs, publics ou privés, se trouvent face à des défis techniques majeurs pour structurer au mieux leurs projets en énergies renouvelables.

D'une part, ces projets, souvent décentralisés, nécessitent des informations très détaillées concernant la demande locale, les flux d'énergies électriques sur les réseaux, et les prévisions de demande et de production. Or ces informations soit n'existent pas, soit sont extrêmement délicates à obtenir/estimer. Les raisons sont autant techniques – les opérateurs électriques ne disposent pas de tous les outils d'information nécessaires ou bien les appareils dont ils disposent manquent de précision – que structurelles. Ainsi étant donné le faible degré de maturité du secteur, les estimations concernant la demande latente – les consommateurs non raccordés mais qui pourraient l'être si l'énergie électrique était disponible – ou bien encore les probabilités de réalisation des projets de production et de transport, tout comme leur date de réalisation certaine, restent encore difficiles à calculer.

La disponibilité de la ressource, qu'elle soit hydraulique ou fossile, locale ou à l'importation, reste également complexe à estimer. Ainsi étant donné la croissance forte de la demande intérieure des pays exportateurs d'électricité ou de gaz, tout comme les problèmes techniques que connaissent de nombreuses centrales du continent ainsi que les aléas climatiques ayant influencé les débits des cours d'eau, les exportations en électricité restent aléatoires et les minimums de puissance garantie dans les contrats tendent à diminuer, en attendant la réalisation de nouveaux projets dans les pays exportateurs.

D'autre part, le développement des interconnexions reste encore limité, ce qui induit dans la plupart des cas à considérer les réseaux nationaux comme des îlots électriques dont la sécurité ne peut être assurée que par les infrastructures nationales. Cette contrainte technique freine considérablement le développement des énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire, et entraîne des coûts de développement plus importants puisque des études poussées de réseau doivent être effectuées. Surtout, elle entraîne des risques de développement accrus pour les développeurs de projets puisque, de fait, une sélection technique s'effectue sur une base « premier arrivé, premier servi ».

Ces contraintes de développement ne sont pas encore bien comprises par tous les acteurs.

3. Vers la levée des freins au développement des énergies renouvelables

Il est possible de réaliser une rupture concernant le développement des énergies renouvelables mais celle-ci ne peut se matérialiser que si des actions sont menées de façon conjointe – notons l'importance de la composante temporelle – à différents niveaux, aussi bien techniques, juridiques, commerciaux que financiers et des capacités humaines et techniques de gestion des projets et programmes.

Nous avons identifié trois axes stratégiques de développement qui permettraient d'attirer plus de capitaux privés, à moindre coût.

Axe 1 : améliorer les infrastructures du réseau : communication, distribution et gestion commerciale

1 - L'amélioration des systèmes de distribution, de facturation et de recouvrement

Avec 20% de pertes en moyenne sur le réseau, le potentiel d'augmentation de l'offre en énergie électrique est significatif mais il est difficile pour le secteur privé de contribuer aux investissements sur ce segment. L'enjeu est à la fois technique et financier: améliorer la gestion commerciale du secteur (le recouvrement des créances et la lutte contre les raccordements non déclarés) ainsi que la qualité du réseau de distribution permet tout à la fois de faire baisser le coût du kWh, d'augmenter l'offre en énergie électrique et d'améliorer les finances des opérateurs.

La production décentralisée, intégrée dans la planification énergétique et dans le plan de développement du réseau, peut contribuer à la réalisation de ces objectifs en produisant près des consommateurs – induisant une prise de conscience des clients – et en limitant les pertes du réseau de transport.

2 - L'amélioration du système d'information et de gestion

Les relevés manuels existent encore dans de nombreux pays et comportent de nombreuses erreurs. En outre, les informations produites sont souvent partielles et ne permettent pas d'avoir une vision réelle de la situation du secteur (offre, demande, réseau). L'exploitation des données est elle-aussi souvent manuelle, parfois les données ne sont pas exploitées.

Les opérateurs doivent pouvoir équiper leurs infrastructures des outils d'information disponibles sur le marché, à la fois pour améliorer la planification énergétique, mieux gérer les réseaux et les pannes éventuelles mais aussi pour pouvoir gérer la production intermittente des centrales de production utilisant les énergies renouvelables.

Axe 2 : accroître les capacités en matière de gestion des projets en énergies renouvelables

1 - Le renforcement des capacités à pouvoir lancer des appels à projets en BOO(T) (build, own, operate and (transfer)) et encadrer les projets portés par les producteurs privés indépendants.

Il s'agit ici d'un point fondamental: les énergies renouvelables sont confrontées aux mêmes problématiques de financement que les autres énergies. Naturellement, les projets solaires et éoliens sont plus simples à monter, puisque moins de contrats sont nécessaires et qu'il n'existe pas de risque en approvisionnement, mais les structurations juridiques et financières sont globalement les mêmes.

Or les projets sont bien souvent de plus petite taille et rendent l'amortissement des frais de développement, en moyenne autour de deux millions de dollars, lourd à porter pour les promoteurs privés qui sont obligés d'augmenter le tarif du kWh qu'ils proposent.

Quant aux spécificités techniques, elles sont notamment liées au caractère intermittent de l'électricité générée: une centrale solaire ou éolienne ne produit que quand la ressource (vent, soleil) est disponible, ce qui reste aléatoire et ne peut être garanti par les opérateurs privés. La fonction particulière de ces centrales sur le réseau doit ainsi se refléter dans les contrats de vente de l'électricité, qui présentent une structure différente que ceux des centrales thermiques ou hydrauliques avec barrage.

Il est important dès lors que les acteurs prennent conscience de ces problématiques financières en amont, afin d'éviter une douloureuse période d'apprentissage qui entraîne souvent un rejet des énergies renouvelables au final: les charges de développement finissent par atteindre des niveaux insupportables pour les promoteurs privés, alors même que les opérateurs électriques et les Etats changent de stratégie en cours

du développement des projets du fait de l'expérience acquise pendant leurs échanges avec ces mêmes promoteurs.

2 - Le renforcement des capacités à encadrer les études et les schémas directeurs du secteur de l'électricité.

Afin d'éviter ces situations de blocage, il est important que les puissances publiques réalisent en amont des études de qualité – études réseau, études économiques et financières, études juridiques – afin de définir une stratégie adéquate et de proposer aux partenaires privés des programmes réalistes, ou bien de les encadrer au mieux dans leurs démarches.

Il s'agit là encore d'un enjeu capital. La qualité des études est déterminante pour la réalisation de programmes de développement de qualité, et ce n'est qu'à partir de celles-ci que les schémas directeurs pourront sérieusement intégrer les technologies renouvelables. Il est d'ailleurs remarquable de voir qu'en Afrique de l'Ouest aucun des programmes renouvelables en cours de développement par les Etats n'est intégré dans les schémas directeurs.

Dans tous les cas, seule une équipe d'experts nationaux et éventuellement internationaux peuvent encadrer avec succès de tels programmes, et ces experts doivent se reposer sur des études poussées pour pouvoir les encadrer de façon efficace.

Axe 3: améliorer le cadre juridique et accroître le niveau des garanties

1 - Le renforcement des garanties publiques

Le renforcement des garanties souveraines est lié à deux aspects. D'une part, il existe un aspect technique constitué par la rédaction de la garantie elle-même, qui au final devrait être préparée par l'Etat en amont et validé en accord avec les institutions financières de développement impliquées dans les financements publics ainsi que le FMI. D'autre part, il existe un aspect macroéconomique lié à la santé des finances publiques et au risque de crédit de l'Etat tel que noté par les principales instituts de notation.

Sur ce dernier aspect, on pourrait imaginer – outre les politiques nationales qui visent naturellement à accompagner la croissance nationale tout en limitant l'endettement public – la création d'un fonds de garantie au niveau de chaque *pool* énergétique, financé par les pays concernés et les bailleurs de fonds.

Nous pensons que ce fonds de garantie, s'il est bien structuré, pourrait, outre rendre possibles des projets qui sans cela ne pourrait voir le jour, faire diminuer les seuils de rentabilité visés par des investisseurs et par là-même contribuerait à la diminution du kWh. A noter d'ailleurs qu'un tel mécanisme serait sans nul doute bien plus efficace, transparent et respectueux du marché que les myriades mécanismes internationaux de subvention qui existent aujourd'hui.

2 - Le développement des centrales non connectées au réseau

Outre les cadres juridiques à destination des producteurs d'électricité indépendants, nous pouvons noter un enjeu de taille, celui de l'adaptation des cadres juridiques à la production en réseaux isolés. En effet, ce segment de marché, qui dispose d'un vaste potentiel en Afrique, est aujourd'hui délaissé par les acteurs importants du secteur de l'énergie. Pourtant, les défis techniques et financiers que représentent ces marchés sont de taille. En particulier, nous pouvons souligner trois défis majeurs: le risque de crédit des abonnés, la gestion opérationnelle du programme (production/distribution/facturation et collecte des paiements) et la taille modeste de chaque opération qui rend difficile la mise en place d'un «*business model*» soutenable à court terme.

Des législations adaptées devraient permettre de faire face à ces défis, en permettant aux opérateurs, par exemple :

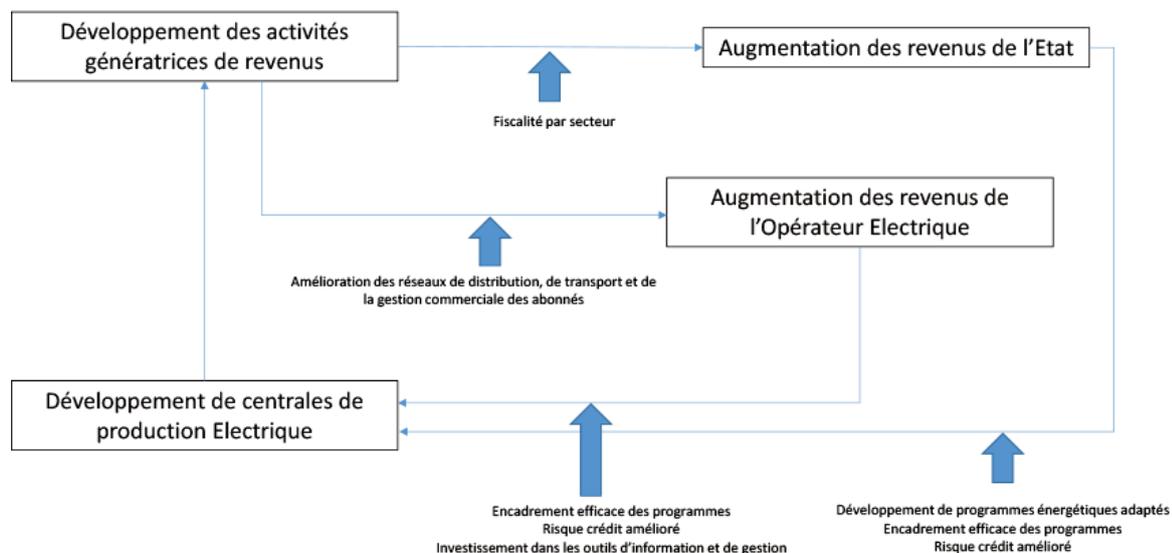
- de vendre leur électricité aux collectivités, à l'opérateur électrique national ou bien à toute autre institution publique qui bénéficierait d'un mécanisme de contre garantie au niveau national ;
- de sous-traiter aux collectivités ou à d'autres organismes locaux la collecte des paiements, voire de les décharger complètement de cette responsabilité.

Une allocation efficace des risques ainsi que la mise en place de garanties des revenus adaptées pourraient permettre de diminuer largement le coût de production du kWh de ces programmes, au travers notamment de la baisse des rendements attendus, de la possibilité d'allonger les maturités des prêts servant à financer les équipements et de la baisse des coûts de développement.

4- En conclusion : la création d'un cercle vertueux du développement

Le développement économique et celui des infrastructures électriques sont interdépendants. L'augmentation de la production et l'abaissement du coût de l'électricité permettent le développement des secteurs productifs et participent à la croissance du PIB, qui elle-même permet aux pays d'investir dans les infrastructures publiques, augmentant ainsi l'efficacité du secteur.

On peut décrire le cercle vertueux du développement, sous le prisme du secteur énergétique, de la façon suivante :



Les énergies renouvelables, dans ce cadre, peuvent constituer un outil de développement important, dans la mesure où leur production est décentralisée et leur déploiement rapide. Les actifs sont souvent durables, comme les centrales photovoltaïques par exemple qui restent simples à construire et à exploiter. Ces technologies constituent l'un des meilleurs instruments de gestion des risques du secteur de l'électricité : risques géopolitiques liés à l'importation des ressources, risque de volatilité des prix et de déficit de la balance des paiements, risque de retard dans le développement des grands programmes d'infrastructure énergétique, risque de pannes des centrales, etc...

Les cas de l'Afrique du Sud et du Maroc sont des exemples extrêmement encourageants, même si largement perfectibles, et permettent d'excellents retours d'expérience. Plus récemment, le programme en énergies renouvelables ougandais, reposant sur la petite hydraulique et le photovoltaïque représente également un excellent modèle. Nous espérons que ces exemples contribueront à la diffusion des politiques de développement des énergies renouvelables sur tout le continent.

Zoom n°4

Le Nigeria

par Jean-Pierre Favennec, Président de l'ADEA

Le Nigeria dispose des plus importantes réserves de pétrole (après la Libye) et de gaz en Afrique. C'est également le plus important pays producteur de pétrole en Afrique.

Le Nigeria est le pays Africain le plus peuplé (180 millions d'habitants) et sa population dépassera 300 millions d'habitants en 2040. Récemment, une réévaluation de son PNB (certains secteurs d'activité: télécommunications, transports, routes s'étaient trouvés insuffisamment revalorisés) en fait le pays le plus riche d'Afrique avant l'Afrique du Sud. Le Nigeria est un pays en plein développement mais dont les infrastructures restent très insuffisamment développées, y compris par comparaison avec les pays voisins. C'est un important producteur d'énergie mais qui doit importer l'essentiel de ses produits pétroliers et qui peine à développer l'utilisation d'un gaz naturel potentiellement abondant.

Le Nigeria consomme environ 100 Millions de tonnes d'équivalent pétrole par an, dont 80% de biomasse (bois et charbon de bois) et environ 15 millions de tonnes de produits pétroliers. Le taux d'électrification est de l'ordre de 40%. Plus de 100 millions de Nigériens n'ont pas accès à l'électricité.

Le pétrole et le gaz au Nigeria

Les réserves d'hydrocarbures se trouvent dans la région de l'embouchure du Niger. Le Nigeria dispose de 37 milliards de barils de réserves de pétrole (les deuxièmes réserves africaines après celles de la Libye) et de 180 milliards de pieds cubes de réserves de gaz (les plus importantes réserves d'Afrique). Le bassin de sédiments créé par les alluvions du Niger contient d'ailleurs également les gisements du Cameroun et de la Guinée équatoriale. Jusqu'au début des années 2000, l'essentiel de la production était onshore. La production nigérienne provenait de nombreux gisements, en général de taille moyenne. Les flux sortant de ces gisements sont souvent mélangés pour donner des bruts commerciaux exportés à partir des terminaux de Forcados, Escravos, Bonny dont ils portent les noms. Depuis plusieurs années de nombreux gisements de bonne taille ont été mis en production au large des côtes.

La production de pétrole

Une part importante (10, 20% ?) de la production pétrolière est volée. Ces vols se font souvent directement sur les installations de production et les oléoducs - provoquant des fuites et une pollution très importante. D'autres cargaisons sont purement et simplement saisies par les pirates. La région du Golfe de Guinée est devenue le principal centre de piraterie maritime, bien avant les côtes de Somalie. Une partie de ce pétrole est raffinée sur place dans des installations rudimentaires.

L'essentiel du pétrole est produit dans le cadre d'associations entre la NNPC (National Nigerian Petroleum Corporation) et les sociétés internationales: Shell - la plus ancienne -, Exxon (qui a repris les intérêts de Mobil, Chevron, Agip, Total (qui a repris les intérêts de Elf). Des sociétés Chinoises sont également présentes. Des sociétés plus petites, souvent nigériennes, jouent également un rôle.

L'essentiel du pétrole est exporté - y compris pour être réimporté sous forme de produits. Jusque

récemment, la majeure partie du pétrole nigérian était exportée vers les États-Unis, qui après les attentats du 11 Septembre s'étaient fixé comme objectif d'avoir une part de 25 % de pétrole africain dans leurs importations totales de brut (importations totales à l'époque de l'ordre de 12 Mb/j). Le pétrole africain, proche et de bonne qualité (léger) était bien adapté au marché américain. Le développement de la production de pétrole de schiste (LTO - Light Tight Oil) a réduit à très peu ces importations (même situation pour les autres producteurs africains). Désormais le pétrole du Golfe de Guinée se dirige vers l'Asie.

La production de pétrole a atteint un maximum de 2,44 millions de barils par jour en 2005. La production a ensuite diminué de 25 % jusqu'en 2009 du fait des attaques réitérées sur les installations pétrolières, en particulier par les militants du MEND (Mouvement pour l'Emancipation du Delta du Niger). Avec l'arrivée au pouvoir de Jonathan Goodluck, originaire du Sud et sensible à la situation de la région productrice, une amnistie est déclarée et la production remonte à 2,4 Mb/j. En 2014 le Nigeria produisait 2,4 millions de barils de brut et de condensat (un pétrole brut très léger souvent associé à la production de gaz). 2,05 Mb/j ont été exportés, l'Inde étant désormais le premier importateur (370 000 b/j) et l'Europe restant la première région importatrice (près d'un million de barils par jour). Les importations américaines qui se montaient à 1 Mb/j en 2005 sont tombées à quelques dizaines de milliers de barils par jour (1 % des importations américaines contre 10 % il y a dix ans).

L'avenir de la production pétrolière est incertain. De nombreux gisements ont été mis en évidence par les sociétés pétrolières. La production potentielle des gisements pour lesquels des plans de production ont été élaborés dépasserait 1,3 Mb/j. Mais leur mise en production a été repoussée dans l'attente du Petroleum Industry Bill, proposée la première fois au Parlement en 2008, proposée à nouveau en 2012 mais toujours en attente. Cette loi augmenterait les prélèvements de l'Etat ce qui freine les projets des sociétés pétrolières. La baisse récente du prix du pétrole est également un autre frein puissant au développement des projets. Autre facteur d'incertitude: la situation sécuritaire du Delta

La montée en puissance de la société civile: le cas de Shell au Nigeria

Parfaitement en phase avec le processus de mondialisation, de plus en plus d'ONG se mobilisent autour de questions « éthico-pétrolières », obligeant les compagnies à engager un dialogue avec les organisations de la société civile. Le cas de Shell au Nigeria a valeur d'exemple pour comprendre ce nouveau rapport de force entre compagnies pétrolières et société civile.

Au Nigeria, Shell est une institution plus ancienne que l'État lui-même. Sa présence dans le pays remonte à 1937, lorsque la compagnie (en association avec BP) se voit attribuer le droit exclusif de prospection par l'administration coloniale. Shell n'est plus, aujourd'hui, en position hégémonique, mais contribue néanmoins encore pour une part très importante à la production nationale. Pourtant, son implantation historique dans le pays et la concentration de ses activités dans une région parmi les plus densément peuplées d'Afrique ont établi un rapport de proximité très fort entre Shell et les communautés locales. La compagnie symbolise, pour les habitants du delta, l'industrie pétrolière dans son ensemble.

À la fin des années 1980, fleurissent au Nigeria, et particulièrement dans le delta du Niger, des organisations autonomistes à caractère identitaire. Elles se veulent des mouvements politiques et écologiques, militant pour l'autonomie régionale et la protection des cultures locales, dénonçant l'iniquité du partage de la rente pétrolière (dont elles estiment que les populations locales ne profitent pas à leur juste niveau) et les dégradations de l'environnement causées par l'extraction du pétrole. Parmi ces mouvements, le MOSOP fut le premier à véritablement articuler son discours, non plus autour de la question de la redistribution centre-périphérie, mais aussi autour de l'impact environnemental de l'exploitation pétrolière, réclamant à ce titre d'importantes compensations financières non seulement à l'État fédéral mais également aux compagnies pétrolières (Shell, Chevron et NNPC). Sous l'impulsion de

l'écrivain Ken Saro-wiwa, le MOSOP devint une organisation de masse, sur le modèle du mouvement américain pour les droits civiques. Rapidement très bien implanté localement, le MOSOP noua d'étroites relations avec d'autres ethnies « pétrolières » de la région, avec des partis d'opposition au niveau fédéral, ou surtout avec les milieux intellectuels, politiques et médiatiques à l'étranger.

La campagne politico-écologique engagée par le MOSOP contre Shell trouva ainsi un écho international par l'intermédiaire de grandes ONG transnationales comme Greenpeace ou Human Rights Watch. Sur place, les exactions contre Shell (sabotage des oléoducs, mitraillage de véhicules, agressions physiques contre le personnel expatrié ou nigérian, etc.) se banalisèrent au point que la compagnie décida, en janvier 1993, de se retirer du pays ogoni et d'y fermer ses installations, non rouvertes depuis lors. Cette décision, sans précédent dans son ampleur, provoqua un durcissement de la part des autorités nigérianes qui envoyèrent l'armée quadriller le territoire ogoni et accentuèrent la répression contre les dirigeants du MOSOP. L'arrestation, la condamnation à mort et l'exécution de Ken Saro-wiwa en 1995 provoquèrent une intense mobilisation internationale, diplomatique et médiatique, visant non seulement le régime du général Abacha mais également Shell, accusé de complicité, au moins passive. Le Mouvement pour l'émancipation du delta du Niger (MEND) créé en 2006 a fait baisser la production de pétrole de l'État de Rivers de plusieurs centaines de milliers de barils pendant plusieurs années. Ce mouvement vise au contrôle de l'argent du pétrole considérant que l'État ne prend pas en considération les demandes légitimes du peuple d'une répartition équitable des revenus ainsi qu'un plus grand respect des normes environnementales. Une trêve a été décrétée en 2009, la situation était suffisamment grave pour que le président Umaru Yar'adua décide de la création d'un organe dédié à la recherche de solutions pérennes aux problèmes de la région. Cette politique a été poursuivie par le président Jonathan Goodluck après la mort de Umaru Yar'adua.

Le raffinage au Nigeria

Le Nigeria dispose de 4 raffineries (2 à Port Harcourt dont l'une est relativement récente - 1992 - et de bonne taille - 200 000 b/j, une à Warri et une à Kaduna construites vers 1980 et chacune de 100 000 b/j environ). Les taux d'utilisation de ces raffineries ne dépassent pas 25 %. Le brut est en effet mieux valorisé à l'exportation que sur le marché local, les nombreux troubles dans les régions de production pénalisent en priorité ces raffineries, enfin il est difficile d'assurer une maintenance satisfaisante. Des projets de privatisation de ces raffineries n'ont pas abouti. Les syndicats y sont farouchement opposés. Un projet de raffinerie de 500 000 b/j a été lancé par le milliardaire Dangote. Il devrait être opérationnel avant 2018. Ce serait la plus grande raffinerie d'Afrique.

Le gaz naturel

Les réserves de gaz naturel du Nigeria se partagent à peu près également entre gaz associé à la production de pétrole et gaz non associé. Le Nigeria produit des quantités importantes de gaz naturel, associé à la production de pétrole, mais le torchage (ou brûlage) y reste particulièrement important faute de débouchés. La production de gaz est de l'ordre de 40 à 50 milliards de mètres cubes par an (40 à 50 Mtep). La production a régulièrement augmenté jusqu'en 2008 (40 Gm³) lorsque des attaques sur les installations de Shell conduisirent à un arrêt de plusieurs mois de la production. La production maximum a été atteinte en 2012 (50 Gm³) avant que de nouvelles perturbations ne réduisent la production.

Les 2/3 environ de la production sont liquéfiés dans l'usine de Bonny de NLNG (Nigeria LNG, une association entre NNPC, Shell, Total et ENI). L'usine dispose de six trains de liquéfaction d'une capacité totale de 22 millions de tonnes de GNL et peut également produire quatre millions de tonnes de GPL. Un septième train pourrait porter la capacité à 30 millions de tonnes de GNL. Le Nigeria est le cinquième exportateur de GNL après le Qatar, la Malaisie l'Australie et l'Indonésie. Le GNL nigérian fut longtemps surtout exporté vers

l'Europe (ENL fut le premier client et l'Europe importait 67% du gaz nigérian en 2010 contre 31% en 2013). Les importations américaines ont également considérablement chuté avec le développement de la production de gaz de schistes aux États-Unis. L'Asie (Japon après la catastrophe de Fukushima, Corée du Sud...) est désormais la première région importatrice de GNL nigérian.

D'autres projets de GNL existent (Brass LNG, OK LNG) mais connaissent des retards considérables. Leur avenir est incertain.

Le reste du gaz est surtout utilisé pour la production d'électricité. Une unité de GTL (Gas to Liquids est en construction à Escravos (avec des retards considérables). Elle devrait produire à partir de 2015 un peu moins de deux millions de tonnes par an de produits liquides, surtout du gazole. Le projet, d'un coût estimé à dix milliards de dollars, est développé par Chevron et NNPC. Le projet a été conçu par Chevron et Sasol la société sud africaine qui produit des liquides (essence, gazole) à partir de charbon en Afrique du Sud.

Un projet important est le gazoduc ouest-africain, WAGPL - West African Gas Pipe Line - conçu au début des années 2000 et entré en production en 2011. Ce gazoduc vise à alimenter le Bénin, le Togo et surtout le Ghana en gaz pour la production d'électricité. Sa capacité est d'environ 1,7 milliard de mètres cubes par an mais il ne transporte guère plus de 700 millions de mètres cubes. Le WAGPL est particulièrement destiné à alimenter la centrale de Takoradi au Ghana, mais son fonctionnement erratique ne favorise pas une bonne opération de cette centrale qui joue de malchance puisque la découverte (2007) puis la mise en production (2010) du champ de Jubilee au Ghana aurait pu permettre d'alimenter la centrale en gaz associé mais la mise en place des installations de traitement et de transport du gaz de Jubilee au Ghana a pris un retard considérable.

Pour être complet, mentionnons le projet de Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) qui relierait l'Algérie au Nigeria. Ce très ancien projet de 4 128 km a souvent attiré les investisseurs. Récemment (2009) Gazprom a proposé ses services pour la construction du pipeline en échange d'un accès privilégié aux réserves gazières du Nigeria. Mais ce projet, estimé à plus de vingt milliards de dollars présente des risques géopolitiques évidents, surtout dans le contexte d'un Sahel - par où devrait passer le gazoduc - en partie contrôlé par des groupes terroristes.

L'électricité

Le Nigeria dispose d'environ six GW de capacité de production d'électricité pour une population de 180 millions d'habitants. A titre de comparaison la France dispose de 128 GW de capacité pour une population environ trois fois plus faible. Les deux tiers des capacités fonctionnent au gaz naturel, les capacités hydrauliques étant d'environ deux GW. Il y a des capacités très limitées d'énergies renouvelables (bois et éolien). La situation est aggravée par le faible taux d'utilisation des capacités (50% environ), ce qui fait de la consommation d'électricité par tête au Nigeria l'une des plus faibles au monde. En raison des pannes et coupures d'approvisionnement fréquentes, de nombreux consommateurs sont équipés de petits générateurs fonctionnant au gazole. L'électricité ainsi produite est hors de prix.

Le gouvernement a récemment décidé la privatisation des sociétés de production (GenCos) et de distribution (DisCos), conservant le contrôle de la Transmission Company (qui conserve également l'une des six GenCos et l'une des 11 DisCos).

Des plans ambitieux d'augmentation des capacités ont été développés: le gouvernement souhaite porter à 20 GW la capacité thermique et à six GW la capacité hydraulique. L'une des difficultés du secteur tient cependant à la difficulté d'approvisionner en gaz les centrales électriques, la valorisation du gaz naturel sous forme de GNL étant très supérieure au prix de vente aux centrales électriques.

Zoom n°5

Le Pétrole au Tchad

par Jean-Pierre Favennec, Président de l'ADEA

Le Tchad est un producteur de pétrole récent, dont les premiers barils sont arrivés sur le marché mondial en 2003, après la mise en exploitation du pipeline Tchad-Cameroun.

Sedigi

Dès le milieu des années 1970, des réserves de pétrole avaient été identifiées autour du lac Tchad dans le nord du pays à Sedigi par un consortium réunissant Conoco, Exxon, Shell et Chevron (à l'époque Socal). Shell avait imaginé un projet de mini raffinerie (1 000 barils par jour!) à Ndjamenas pour alimenter un marché encore très limité. Face aux difficultés, Shell abandonne cette perspective et élabore un nouveau projet (mise en production de Sedigi, transport par un oléoduc de 300 km jusqu'à Ndjamenas, raffinerie et nouvelle centrale électrique toujours à Ndjamenas). Ce projet ne verra jamais le jour du fait de la guerre civile qui redémarre en 1979 (conflit entre Hissène Habré et Goukouni Ouedeye). En tout état de cause, ces réserves, trop limitées, ne pouvaient justifier la construction d'un oléoduc jusqu'à la côte camerounaise (distante de plus de 2 000 kilomètres) pour exporter le brut.

Le bassin de Doba - La mise en production de Doba et l'oléoduc Doba-Kribi

Poursuivant dans le sud les recherches entreprises au nord, le consortium Exxon - Shell - Chevron mit en évidence la présence de réserves importantes dans la région de Doba. Mais la mise en exploitation rendait nécessaire la construction d'un oléoduc de 1 300 kilomètres dont une grande partie à travers le Cameroun. Le projet a longtemps été retardé, en particulier par l'intervention des ONG qui mettaient en évidence les risques du projet : risques environnementaux car le pipeline traversait des zones fragiles, risques pour les populations de ces mêmes régions, en particulier pour des populations pygmées.

Le projet, dont le coût total (installations de production et oléoduc) atteint près de quatre milliards de dollars, a été mis en place grâce à l'intervention de la Banque mondiale qui, après de longues études, a finalement donné son feu vert et financé une partie des investissements. Cette « caution » était nécessaire à la construction.

Les conditions mises par la Banque Mondiale au financement du projet étaient très strictes : une partie des redevances du gouvernement (10%) devait être versée à un fonds pour les Générations futures. 80% des recettes du gouvernement devaient être consacrées à des dépenses de santé, d'éducation, de développement rural et à d'autres prestations sociales.

Il faut se souvenir qu'au moment où le projet est lancé le prix du pétrole est de ... dix dollars par baril. Dans les prévisions faites au moment de la préparation du projet, l'essentiel des revenus va au remboursement des coûts et dans les premiers mois d'exploitation le gouvernement ne récupère que ... quelques dollars par baril produit.



La sortie de la Banque Mondiale

En 2005, la situation change avec l'augmentation du prix du baril qui dépasse 50 dollars. Début 2006, le gouvernement tchadien remet en cause l'accord avec la Banque mondiale, décide de ne plus alimenter le fonds pour les Générations futures et d'utiliser cet argent « pour des objectifs de sécurité », en clair pour acheter des armes pour faire face à la menace des rebelles installés dans les régions frontières du Soudan. Réaction immédiate de la Banque mondiale qui suspend tous les prêts au Tchad. Un accord entre la Banque et le gouvernement Tchadien est trouvé en juillet 2006. Cependant, en septembre 2008, le Tchad grâce à ses revenus pétroliers (1,4 milliard prévu en 2008) rembourse la totalité du prêt contracté auprès de la Banque mondiale pour la réalisation du pipeline, soit 65,7 millions de dollars. La Banque mondiale n'a donc désormais plus de moyen de pression sur l'État tchadien concernant la gestion du pétrole.

Récents développements de la production pétrolière au Tchad

Le consortium exploitant le pétrole du Tchad fut un temps constitué de Exxon, Shell et Elf avant que Chevron et Petronas ne remplacent Shell et Elf. En 2014, le gouvernement a racheté les parts de Chevron dans l'exploitation du gisement Doba, avec le concours du conglomérat helvète-britannique Glencore et ceci à hauteur de 1,3 milliard de dollars. Glencore avait déjà pris en 2012 une participation de 25 % dans deux champs pétroliers de la société canadienne Griffiths – qui s'appelle désormais Caracal – dans le sud du Tchad, pour un montant de quelque 300 millions de dollars.

La société helvète-britannique via son entité Glencore Energy UK est aussi l'intermédiaire, grâce à un accord signé en septembre 2012, pour la vente d'une partie significative de la part de pétrole de l'Etat tchadien sur les permis de Doba (opérés par Exxon-Petronas-Chevron). La Société des hydrocarbures du Tchad (SHT), qui est normalement en charge de la commercialisation, a donné un mandat à Glencore pour effectuer cette tâche. Cette commercialisation directe de la part de l'Etat sur Doba a été rendue possible suite à des négociations en 2012 avec le consortium dirigé par Exxon. Les conclusions de l'accord prévoient que la SHT commercialise directement 12,5 % du débit total des champs. Auparavant, Exxon se chargeait de vendre 100 % du débit.

Le départ de Chevron n'a pas surpris les observateurs. En effet le Tchad souhaiterait acquérir 5% du consortium qui exploite les champs, composé d'Exxon, Chevron et Petronas mais voudrait que ces 5% soient cédés sans contrepartie financière. Le départ de Chevron serait dû aussi à la décroissance de la production du gisement exploité par ce consortium. Ainsi la production est passée d'une estimation à l'origine de 225 000 barils/jour, à une production réelle de 110 000 barils/jour, pour retomber aujourd'hui à 86 000 barils/jour.

La CNPC et la raffinerie de Djermaya

Autre acteur clé désormais: la CNPC (Chinese National Petroleum Corporation). Cette société, la plus importante compagnie chinoise et l'une des plus importantes compagnies mondiales) est présente au Tchad. CNPC est présente au Tchad comme dans de nombreux pays africains pour développer une production de pétrole destinée à assurer la sécurité d'approvisionnement de la Chine.

Le Consortium composé de la CNPCI Chad (90%), opérateur et Etat (10%) après une campagne d'exploration soutenue a découvert des gisements exploitables dans le bassin de Bongor, notamment dans les champs de Rônier et Mimosa qui sont en production.

La CNPC a construit la raffinerie de Djermaya, entrée en service en 2011. Cette raffinerie permet au Tchad de disposer de produits pétroliers qui auparavant devaient être importés depuis Douala. Le coût de transport de ces produits importés est exorbitant (2000 km par camion sur des routes difficiles). La disponibilité de produits à un coût accessible a considérablement développé le marché. En outre une bonne partie des produits part en fraude vers les pays voisins.

La Société de Raffinage de N'Djaména, dont la CNPCI détient 60% des parts et l'Etat 40% a été conçue pour une capacité de départ de 20 000 barils par jour pouvant être augmentée à 50 000 barils par jour. En plus de la production de ses différents produits pétroliers, la SRN dispose d'une capacité de production électrique de 40 MW dont 20 MW pour ses propres besoins et 20 MW rétrocédés à la Société Nationale d'Electricité (SNE). La SRN est alimentée par le pétrole brut en provenance des champs de Rônier et Mimosa, dans le bassin de Bongor opéré par la CNPCI Chad.

Le fonctionnement de la raffinerie a connu plusieurs incidents: conflit entre l'Etat Tchadien et la CNPC sur les prix de vente des produits, perturbations dans le fonctionnement suite à un conflit entre le gouvernement et la CNPC pour des problèmes de respect de l'environnement.

Mais répétons le, la disponibilité de produits pétroliers indispensables au bon fonctionnement du pays, dans de bonnes conditions de sécurité et de prix est un atout essentiel pour le Tchad.

Zoom n°6

L'Afrique du Sud : contextes et enjeux

par Pierre-Edouard Charpentier, stagiaire Sciences-Po à l'ADEA

Depuis 2008, l'Afrique du Sud est fortement impactée par des pannes et défaillances majeures de son système électrique. En raison de ces difficultés structurelles, elle a perdu sa place de leader économique africain au profit du Nigeria. Le secteur énergétique est primordial pour l'économie sud-africaine puisque celle-ci repose essentiellement sur son activité charbonnière. Confrontée aux changements du contexte énergétique mondial et à sa réalité économique, elle doit désormais repenser son mix énergétique pour allier des énergies propres et peu coûteuses. En revanche, ses ressources en pétrole et gaz naturel sont faibles. Une des priorités du gouvernement est d'augmenter l'offre d'électricité aux industriels et aux ménages. L'Afrique du Sud s'est engagée dans un processus d'expansion de ses capacités de génération pour éviter de nouvelles crises énergétiques. Elle a pour cela défini une nouvelle politique énergétique sur vingt ans alliant nucléaire, charbon et énergies renouvelables.

Organisation du secteur énergétique sud-africain

La politique énergétique de l'Afrique du Sud et sa mise en œuvre est définie par le *Department of Energy* (DoE) qui a également pour charge le contrôle de cinq entreprises d'État¹ et de leurs filiales. En 2013, l'Afrique du Sud produisait 38 % de la production totale d'électricité du continent, ce qui fait d'elle le premier fournisseur africain d'électricité. 95 % de l'électricité est produite par l'entreprise nationale Eskom, sous autorité du *Department of public enterprises* (DPE), les 5 % restants étant répartis entre municipalités, mines ou industries possédant leurs propres centrales et des producteurs indépendants. La capacité de génération nette installée de l'Afrique du Sud est de 44,56 GW².

Le charbon est prédominant dans la production d'électricité en Afrique du Sud. Sur les 27 centrales composant le parc électrique d'Eskom, on compte 13 centrales charbon (85 % de la capacité de génération), quatre centrales à gaz, huit centrales hydrauliques (dont deux sont des turbines-pompes) et une centrale nucléaire pour une capacité installée totale de 41 919 MW.

Bien qu'ayant connu une augmentation de sa demande électrique de 20 % durant la dernière décennie à laquelle elle a du mal à faire face, l'Afrique du Sud est devenue en 2013 exportateur net d'électricité. Ses exportations sont tournées vers le Mozambique, le Botswana, la Namibie, le Swaziland et le Lesotho. Elle importe également 4,3 % de son électricité du Mozambique, du Lesotho et de la Zambie.

Durant les vingt prochaines années, le gouvernement a planifié de construire 42 GW de capacités supplémentaires majoritairement renouvelables (18 GW) et nucléaire (9,6 GW) mais aussi charbon (6,3 GW). À l'horizon 2018/2019, la construction des centrales charbon de Medupi et Kusile (4 800 MW chacune et nécessitant respectivement la création de 60 et 35 nouvelles mines de charbon), de la centrale hydroélectrique d'Ingula (1 332 MW), d'un parc éolien dans le Western Cape (100 MW) et la remise en service d'anciennes centrales au charbon devrait permettre d'apporter 11 126 MW de capacités supplémentaires.

¹ Le NERSA (Régulateur en charge de la fixation des prix de l'énergie), la NECSA (Agence en charge de l'énergie nucléaire), la NNR (Autorité de sûreté nucléaire), la SANEDI (Agence en charge de l'efficacité énergétique) et le CEF (Fonds central de l'énergie).

² EIA U.S. Energy Information Administration.

À la tête d'un quasi-monopole, Eskom sur volonté du DoE devrait voir son activité concurrencée. Le DoE s'est ainsi fixé pour objectif d'accroître la part des Independent Power Producer (IPP) dans la production nationale d'électricité à 30%. Dans cette optique, le gouvernement avait lancé en 2010 une réforme institutionnelle visant la création d'un opérateur indépendant chargé de l'achat et de la revente de l'électricité. L'*Independent System and Market Operator* (ISMO) aurait également possédé et exploité des infrastructures de transport de l'électricité. Après de nombreuses discussions parlementaires, le Congrès national africain (ANC) a toutefois rejeté le texte en février 2015.

Le mix énergétique de l'Afrique du Sud et le charbon

En 2013, les consommations énergétiques de l'Afrique du Sud étaient les suivantes³:

- Pétrole: 570 000 barils par jour.
- Gaz naturel: 3,9 milliards de mètres cubes
- Charbon: 88,2 millions de tonnes équivalent pétrole
- Nucléaire: 1 million de tonnes équivalent pétrole
- Hydraulique: 0,3 million de tonnes équivalent pétrole
- Autres énergies renouvelables: 0,1 million de tonne équivalent pétrole

Avec une consommation totale d'énergie primaire de 122,4 millions de tonnes équivalent pétrole, l'Afrique du Sud est le premier consommateur d'énergie primaire du continent (environ 30% du total).

Deuxième consommateur de pétrole en Afrique derrière l'Égypte, l'Afrique du Sud possède peu et produit peu de pétrole. Avec 485 000 barils traités par jour⁴, elle possède également la deuxième capacité de raffinage du continent. Pour répondre à ses besoins, elle importe son pétrole principalement du Moyen-Orient et d'Afrique de l'Ouest et le traite localement dans ses quatre raffineries de brut ainsi que dans deux raffineries utilisant les procédés GTL et CTL. Son industrie très développée des carburants de synthèse lui permet de traiter presque tout le pétrole produit localement. Suite aux sanctions prises par les États-Unis et l'Union européenne elle a cessé d'importer le pétrole iranien. Ses plus importants fournisseurs sont l'Arabie Saoudite, le Nigeria et l'Angola.

Les hydrocarbures de synthèse issus de charbon et de gaz naturel représentent 90% de la production d'hydrocarbures du pays. Le gouvernement prévoit de relever les normes de qualité des produits pétroliers d'ici 2017 ce qui nécessiterait la mise à niveau des raffineries. En raison d'un faible retour sur investissements, les opérateurs de raffineries sont réticents à cette actualisation. Conjuguée aux investissements réalisés pour la construction d'un second pipeline reliant Durban et Johannesburg, les coûts de raffinage devraient augmenter. Pour y faire face la société PetroSA souhaite construire une nouvelle raffinerie d'une capacité de 400 000 barils par jour à Coega près de Port Elizabeth. Le projet est toujours en étude de faisabilité.

L'Afrique du Sud importe majoritairement son gaz naturel mais son réseau de pipelines est peu développé. Il relie le port de Durban à Secunda au sud de Johannesburg en passant par Richards Bay sur un trajet de 3 800 kilomètres. À titre de comparaison, le réseau pipelines français représente 193 000 kilomètres⁵. Néanmoins l'Afrique du Sud disposerait d'importantes réserves de gaz de schiste. Majoritairement situées dans la région semi-désertique du Karoo, les réserves techniquement exploitables sont estimées à hauteur de 390 milliards m³, ce qui en fait potentiellement les 8^e plus importantes du monde⁶. Selon le gouvernement sud-africain, 10% de ces réserves suffiraient à assurer la moitié des besoins en électricité du pays pour vingt ans.

³ Données :BP Statistical Review 2014.

⁴ Oil & Gas Journal, Janvier 2014.

⁵ L'énergie en Afrique du Sud, Ambassade de France en Afrique du Sud, Services économiques, Septembre 2013.

⁶ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, EIA U.S. Energy Information Administration, 13 Juin 2013.

En 2012, le gouvernement a levé le moratoire qu'il avait instauré, les premières explorations du Karoo devraient débuter en juillet 2015.

Les défis à venir

Dans l'attente de l'exploitation des gaz de schiste, la consommation sud-africaine de charbon ne devrait pas diminuer dans les prochaines années. Septième producteur du monde, le pays est également sixième exportateur en 2012⁷. Ses réserves sont majoritairement situées à l'est de son territoire et représentent 95 % des réserves globales du continent. 70 % du charbon consommé est destiné à la production d'électricité et 20 % à la production d'hydrocarbures par CTL. Malgré les récentes volontés de se tourner vers des énergies renouvelables moins polluantes, les projets de centrales au charbon portés par Eskom devrait maintenir la dépendance de l'Afrique du Sud vis-à-vis du charbon.

Dans un pays où 93 % de l'électricité est produite par la combustion du charbon, la marge entre le pic de la demande et l'électricité disponible est très petite. En novembre 2013, Eskom a demandé à ses plus gros clients industriels de réduire leur consommation électrique de 10 % durant les pics de demande afin d'éviter blackouts et délestages. Selon le rapport annuel 2013 du SAPP dont l'Afrique du Sud est membre, le pic de demande sud-africain atteignait 44 005 MW en 2013, soit pratiquement la capacité maximum nette installée. Le SAPP prévoit que le pic de demande augmente de 20 % (53 900 MW) d'ici à 2025. Pour répondre à ses besoins et diversifier son mix énergétique, l'Afrique du sud a lancé l'*Integrated Resource Plan 2010*. Axé principalement sur les énergies renouvelables, il est porteur de nombreux projets plus ou moins avancés afin de porter sa capacité installée en énergies renouvelables à 18 200 MW d'ici 2030.

⁷ L'énergie en Afrique du Sud, Septembre 2013.

Zoom n°7

L'importance de la formation et de l'information:

Réalités et perspectives

par Christèle Adedjoumon, Gestionnaire de projets solaires photovoltaïques à l'ONG ABED^{*1}
et Bernard Duhamel, Vice-Président de l'ADEA

La formation et l'information, points clés du système d'accès à l'énergie au même titre que le financement, agissent sur trois axes qui concourent *in fine* à la production d'une énergie de qualité et durable pour tous:

- Au niveau politique, lors de la formulation des politiques énergétiques des Etats qui doit se faire par des cadres compétents formés à cet effet, lesquels devront bénéficier de mesures d'accompagnement de renforcement de capacités dans le cadre de la formation continue.

- Au niveau technique, lors de la production et du transport de l'énergie.

La formation d'ingénieurs, de cadres, de techniciens lorsqu'on décide de produire à partir des énergies fossiles et fissiles (pétrole, gaz naturel, charbon, uranium) ou à partir des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse, hydraulique, géothermie, énergie des mers) doit être planifiée, adaptée à la demande de plus en plus croissante afin d'améliorer la sécurité énergétique et par conséquent amorcer le développement.

- Enfin au niveau de la distribution de l'énergie (aspect technique, marketing et communication).

L'information continue et pertinente à l'endroit du consommateur (écoute, sensibilisation au respect des ouvrages, meilleure lisibilité des factures émises, meilleure gestion des délestages, conseil en efficacité énergétique, multiplicité des moyens de recouvrement des factures etc..)

Aujourd'hui en Afrique subsaharienne, nous constatons une inadéquation entre l'offre et la demande de formation en énergie, facteur aggravant du déficit global en matière d'accès à l'énergie.

La demande de formations des acteurs de l'énergie: le constat

Sur le plan qualitatif

En matière de planification, les cadres et décideurs politiques chargés d'élaborer les politiques énergétiques sont en majorité des ingénieurs et des politiciens plutôt que des planificateurs, ce qui constitue une limite dans l'élaboration des projets (aspects contractuels, juridiques) et engendre des coûts supplémentaires, des réponses inadaptées aux variations du cours du pétrole, des délais d'exécution plus longs que prévus dans l'élaboration des projets énergétiques quels qu'ils soient, des tarifs du kWh qui ne reflètent pas le coût de production. Or nul n'ignore que les politiques gouvernementales sont importantes par leur capacité à créer un environnement favorable pour mobiliser les ressources et encourager les investissements du secteur privé.

Pour exemple, peu de pays africains contrairement aux pays asiatiques ont su tirer profit des financements issus du MDP (Mécanisme de Développement Propre), à cause de la pénurie de compétences et de capacité analytique pour persévérer jusqu'à la conclusion des processus assez lents de la négociation et de l'approbation qui en accompagnent les mécanismes.

¹ ABED : Association Béninoise pour l'Eveil et le Développement

Ceci pourtant aurait pu contribuer à améliorer le taux d'électrification rurale de certains pays.

En matière de production de l'énergie et de gestion des ouvrages, (raffineries, centrales thermiques, centrales à gaz, ouvrages hydroélectriques) construits et opérés aujourd'hui en Afrique subsaharienne (par exemple au Bénin, Togo, Ghana...), on constate une forte présence d'experts expatriés s'expliquant par une pénurie de main d'œuvre locale qualifiée, ce qui alourdit les coûts de production de l'énergie.

Certains pays africains détenteurs de sources d'énergies fossiles n'arrivent pas à les exploiter à bon escient, c'est-à-dire au bénéfice de leur population, et sont ainsi notamment dans l'obligation d'importer des hydrocarbures à cause d'un déficit de compétences.

Cette pénurie de personnel qualifié sur le terrain et l'absence de stratégies de diffusion efficaces se retrouvent notamment dans les domaines des énergies renouvelables.

Et pourtant, les compétences techniques acquises dans le secteur informel par les apprenants en électricité et en mécanique pourraient leur permettre de relever le défi du développement de ces énergies dans les zones rurales. C'est le cas en Afrique de l'Ouest, du Mali, du Bénin, du Burkina Faso et du Sénégal où plusieurs techniciens solaires formés à la maintenance des systèmes solaires, gèrent les installations solaires et participent à la production d'une énergie de qualité pour leur communauté.

Les connaissances techniques sont nécessaires pour constituer une masse critique de spécialistes en matière de politiques de l'énergie, de responsables économiques et d'ingénieurs qui seront capables de gérer tous les aspects du développement des renouvelables. La formation d'une main d'œuvre capable d'installer et de réparer des équipements pour les énergies renouvelables constitue un préalable au succès de leur diffusion.

Les Africains doivent être en mesure d'acquérir le savoir-faire dans la fabrication des équipements des renouvelables. Exemple est la récente ouverture d'une usine de fabrication de panneaux solaires dans la province de Bebeluane (Mozambique) produisant 15MwC d'électricité par an. Les techniciens Mozambicains qui vont la gérer ont été formés en Inde. En 2011, le Sénégal avait annoncé la construction d'une usine de production de panneaux solaires par la SPEC (Sustainable Power Electric Company). La même année, le Congo avait annoncé une unité d'assemblage et de production des panneaux solaires dans la localité d'Edou (Copasol), à plus de 500 km au nord de Brazzaville, fruit de la coopération sino-congolaise, mais malheureusement ces deux projets sont toujours en gestation. Cela prouve que la volonté politique existe pour la fabrication en Afrique des panneaux solaires et qu'il reste à la concrétiser.

Enfin concernant la distribution de l'électricité, la gestion de l'information envers les clients-usagers, gérée plus ou moins efficacement selon les pays, se fait à deux niveaux :

- sur le plan technique : le coût élevé de l'électricité n'est pas synonyme de qualité pour le client-usager. Au sein même des zones électrifiées, l'acheminement n'est pas fiable. Les pannes, conséquence d'un système électrique insuffisamment entretenu, et les délestages, seule véritable solution de gestion du réseau électrique en l'absence de moyens de production suffisants, surviennent fréquemment. On constate dans certains pays une gestion intelligente du délestage où les clients sont informés à temps du moment du délestage, ce qui leur permet de prendre des précautions et de prévenir les risques de dommages matériels.

A contrario, dans d'autres pays africains, sévit un délestage sauvage qui entraîne des dégâts matériels et financiers pour l'utilisateur, qui en plus n'est pas dédommagé.

- Sur le plan commercial, les clients non seulement subissent un délai important dans l'obtention d'une ligne de raccordement à l'électricité conventionnelle mais ont encore trop souvent des raisons

de se plaindre de la non-lisibilité des factures qu'ils jugent arbitraires et trop chères, du délai d'attente important aux caisses des agences d'électricité, du manque d'écoute à la suite d'une surtension ayant entraîné des dégâts matériels d'appareils électroniques.

Le manque d'information et de sensibilisation de l'utilisateur est une cause importante du faible taux de recouvrement des factures d'électricité. Ajoutons que la sensibilisation à la lutte contre le gaspillage de l'électricité dans l'administration est embryonnaire. L'usage à profusion des appareils de climatisation par certains utilisateurs se fait au détriment d'autres clients qui souhaitent avoir accès aux autres usages de l'électricité.

Aussi, une sensibilisation à l'esprit citoyen, au respect des lois et règles, des droits des autres citoyens, au respect des ouvrages, devrait être encouragée pour dissuader les individus mal intentionnés, responsables de la gestion des « toiles d'araignées » à l'origine d'accidents et d'un manque à gagner dans les caisses du fournisseur d'électricité, public ou privé.

La sensibilisation à l'efficacité énergétique dans les foyers commence timidement. Ainsi, l'usage des ampoules à incandescence est interdit dans certains pays africains.

Le faible taux de recouvrement des factures par les sociétés nationales distributrices de l'électricité (un tiers en moyenne en Afrique subsaharienne) est essentiellement dû à une mauvaise organisation du système de recouvrement des factures et par l'incapacité des opérateurs à collecter efficacement les règlements.

Enfin, notons que plusieurs pays africains se sont dotés récemment d'une Autorité de régulation de l'électricité (Bénin, Côte d'Ivoire, Cameroun, Ouganda, Kenya...) dont la mission est notamment d'être à l'écoute des usagers, de défendre leur droits et de leur signifier leurs devoirs.

L'instauration d'une autorité de régulation de l'énergie qui joue pleinement son rôle, (contrôle de la société distributrice d'électricité et défense des usagers) conduira à la distribution d'une énergie de qualité et à un meilleur taux de recouvrement des factures d'électricité.

L'offre de formations des acteurs de l'énergie : le constat

L'offre du secteur formel en matière de formation initiale

En ce qui concerne la sous-région subsaharienne, il y a au moins une école d'ingénieurs et des universités qui forment des énergéticiens dans chaque pays le plus souvent issus du secteur public.

L'offre se fait par :

- des Centres de Formation Professionnelle qui forment des agents techniques au niveau Certificat d'aptitude Professionnelle (CAP)
- des Lycées Généraux et Technologiques qui forment au niveau Bac technique et professionnel et au BTS (Brevet de technicien supérieur)
- des Universités qui forment des DUT, des Licences, Master et Doctorat (LMD)
- des écoles d'ingénieurs

Au Mali par exemple, on peut noter l'offre de formation suivante :

- L'École Nationale d'Ingénieurs (ENI) qui forme des ingénieurs Bac+5.
- La Faculté des Sciences et Techniques (FAST) qui forme des universitaires de niveau Maîtrise Bac+4
- L'École Centrale, pour l'Industrie, le Commerce et l'Administration (ECICA) qui forme des techniciens (niveau bac technique)
- Le Centre de Formation Professionnelle qui forme des agents techniques (niveau Certificat d'aptitude Professionnelle CAP).
- Il y a des écoles privées qui forment aussi au niveau de technicien et au niveau CAP.

Certaines écoles se dégagent du lot, car elles sont à vocation régionale et proposent un enseignement de qualité.

Ce fut le cas de l'École Supérieure Inter africaine d'Électricité (ESIE) sise à Bingerville (Côte d'Ivoire) créée en juin 1978 avec l'appui d'EDF et dont la vocation était de dispenser une formation d'ingénieur électromécanicien bilingue à des étudiants venant des sociétés d'électricité membres. Si elle a formé en vingt ans plus de 250 ingénieurs, elle est, aujourd'hui, à l'abandon.

Actuellement à Ouagadougou (Burkina Faso), l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) à travers son « Master en Ingénierie option Génie électrique et énergétique » (MI-GEE) réputé, reçoit les étudiants de toute l'Afrique de l'ouest intéressés par les métiers de l'électricité, des énergies renouvelables et du génie climatique en vue de former des *« ingénieurs et managers rompus à la compréhension des enjeux énergétiques, environnementaux, économiques et sociaux dans le contexte énergétique du continent africain »*.

L'offre du secteur éducatif officiel en matière de formation continue

Il s'agit de partenariats existants entre les sociétés nationales d'électricité et différents partenaires techniques qu'ils soient du Nord ou du Sud.

Exemple 1 - Le Centre de Formation Professionnelle et Technique (CFPT) de Dakar, créé en 1984, avec le soutien du Gouvernement du Japon est l'un des premiers établissements de formation spécialisée dans la maintenance industrielle (notamment électromécanique et électrotechnique). La vocation sous régionale du Centre lui permet d'accueillir des élèves et étudiants non-sénégalais. Ainsi des ressortissants de 23 pays (Bénin, Burkina-Faso, Burundi, Cameroun, Comores, Cap Vert, Centrafrique, Congo, R.D. Congo, Côte d'Ivoire, France, Gabon, Guinée, Guinée Bissau, Liban, Mali, Mauritanie, Niger, Rwanda, Tchad, Togo et Sénégal) y ont suivi régulièrement des formations initiales et continues. L'expertise du CFPT, à travers ses formateurs en qualité d'experts de pays tiers, est également déployée dans la sous-région depuis 2006 pour le perfectionnement des formateurs.

Exemple 2 - l'ADEREE - Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique du Maroc (Ex CDER) fait du renforcement de capacités pour les cadres d'Afrique subsaharienne chargés de l'élaboration et de la mise en œuvre des politiques d'électrification utilisant les énergies renouvelables.

L'offre du secteur informel

Former les ruraux aux énergies renouvelables apportera un facteur multiplicateur pour le développement des zones rurales. Tout le tissu économique et social se trouverait impacté.

Plusieurs ONG œuvrent en Afrique subsaharienne (exemple l'ABED: Association Béninoise pour l'Eveil et le Développement, et le GERES: Groupe Energies Renouvelables, Environnement et Solidarités - au Bénin) en offrant des formations aux personnes ayant un faible niveau d'éducation à la base dans le secteur des énergies renouvelables.

Certains pays tels que le Bénin ont décidé de rendre diplômante la formation informelle par des textes officiels. Le Bénin a construit un système exemplaire de formation professionnelle dans le secteur de l'artisanat qui aboutit au bout de trois années de formation au certificat de qualification professionnelle (CQP) pour les apprentis du niveau d'instruction des cours moyens. Cet examen du CQP concerne, entre autres, les métiers concernés de la mécanique, le froid et la climatisation, l'électricité, la construction métallique, ...

En dehors du CQP, il est prévu également pour les artisans non instruits un diplôme national de certification de qualification aux métiers ou CQM à travers l'Examen de fin d'apprentissage traditionnel (EFAT).

Les perspectives

1- Réformer les programmes et nouer des partenariats pour accroître l'offre de formation

Il s'agit de former des cadres ingénieurs ainsi que des techniciens capables de maintenir les installations de manière à produire de l'énergie à un bon rendement, à assurer un transport et une distribution de l'énergie optimales.

C'est un secteur d'activité à haute technicité qui requiert d'avoir un Bac scientifique et des diplômes de techniciens supérieurs et d'ingénieurs.

Pour faire face au manque d'électriciens, certains pays avaient déjà décidé de réformer les programmes d'enseignement. Ainsi, en 2008, le gouvernement éthiopien a introduit une mesure destinée à réorienter les universités du pays vers les filières scientifiques et technologiques, au détriment des sciences humaines et de la littérature.

Il est en effet urgent de comprendre que, dans le contexte d'une explosion démographique de l'Afrique, bien avant la formation de techniciens et d'ingénieurs dans un domaine précis (l'électrification) l'acquisition de compétences techniques et professionnelles est seule en mesure de doter les jeunes arrivant sur le marché du travail de compétences pratiques, ce qui leur donnera les meilleures chances d'emploi. L'État et les entreprises doivent donc s'efforcer de coopérer plus étroitement et renforcer la participation des entreprises dans l'éducation des jeunes. Les entreprises pourraient ainsi être davantage associées à la formation et à l'enseignement.

Avec cet objectif, les pays d'Afrique doivent renforcer les partenariats avec le secteur privé à tous les niveaux d'éducation.

Un exemple est donné en Afrique du Sud par le « French-S.A Schneider Electric Training Centre » de la Vaal University of Technology (VUT), soutenu par le Ministère français de l'éducation, en vue de former des électriciens, techniciens et ingénieurs.

Le Ministère français et la VUT ont en charge l'infrastructure du Centre et la conduite du curriculum, tandis que Schneider Electric en Afrique du Sud fournit l'équipement adéquat pour la formation et la recherche.

2- Former les cadres de l'énergie chargés de l'élaboration des politiques énergétiques au concertalisme en matière d'élaboration des politiques énergétiques et leur procurer une formation continue.

Le concertalisme est un concept développé par un Docteur ès Sciences Economiques et Coopératives africain Emmanuel Kamdem basé au BIT à Genève qui prône la concertation dans la prise de décisions, laquelle constituait d'ailleurs le ciment dans la gestion des sociétés africaines d'antan.

Les décideurs doivent désormais faire preuve de concertalisme, en plaçant la concertation au cœur des systèmes économiques, managériaux, politiques et sociaux. Toutes les parties prenantes doivent travailler ensemble - les professionnels de l'énergie, mais également des représentants d'ONG, de l'enseignement supérieur et de la recherche, de la formation professionnelle, des centres de recherche et finalement des représentants des usagers pour adapter l'offre de formation à la demande.

Ces administrateurs, véritables managers, doivent être capables de gérer à bon escient le service énergétique de manière à ce qu'il soit rentable.

Il s'agit également de former des administrateurs du secteur capables d'opérer des choix judicieux pour produire l'énergie au meilleur coût.

La production de l'information scientifique et technique doit être continue notamment avec:

- Les décideurs qui doivent avoir accès à de la documentation actualisée sur les développements et les perspectives du secteur à travers: la publication de guides techniques sur les Energies renouvelables, Bulletins et fiches techniques, Atlas d'experts, systèmes d'information énergétique, etc.
- La création d'un site internet dans chaque Ministère de l'Energie pour recueillir les suggestions des usagers et améliorer le service qui leur est rendu.

3- Appuyer les centres de formation dans l'innovation en matière de développement d'outils pédagogiques et en matière de filières (énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie, etc.)

Les formations relatives aux technologies des énergies renouvelables et à leur gestion, qui n'exigent pas des capitaux très importants comparativement aux énergies conventionnelles, ni des degrés de formation très techniques permettront de former des acteurs du développement, le plus souvent situés en milieu rural pour un développement des énergies renouvelables et une création d'emplois de masse.

Les objectifs prioritaires sont identifiés:

- Le renforcement des capacités et des expertises locales;
- la promotion de services énergétiques de proximité en milieux rural et urbain;
- la promotion de l'approche qualité du service énergétique (équipements, installation, usage et exploitation);
- le renforcement des circuits énergétiques commerciaux.

Il est possible aujourd'hui pour un pays africain de jouer un rôle important sur le marché des équipements et des services d'énergie renouvelables à petite ou moyenne échelle. Par exemple, le Kenya est en train de devenir un leader en matière de développement de l'énergie géothermique. L'île Maurice est aussi considérée comme un leader en matière de cogénération à partir de la bagasse et le Mali est leader dans la fabrication de foyers améliorés.

Estimation prévisionnelle des besoins de formation et des coûts sur vingt ans

Sur le plan quantitatif

La démographie croissante de l'Afrique, la croissance économique des pays africains n'ont pas été accompagnés par une croissance aussi rapide des moyens de formation en énergie. Il manque cruellement du personnel qualifié dans tous les maillons de la chaîne, allant de la planification, de la production à la distribution, jusqu'au consommateur final.

Une extrapolation permet de quantifier la demande en personnel qualifié et le coût de leur formation sur vingt ans

Évaluation du coût global des besoins en formation, aux niveaux cadre et maîtrise, sur vingt ans:

Hypothèses: Pour rendre l'évaluation plus claire, nous escomptons qu'il faille installer une capacité de production additionnelle de 100 000 MW dans les vingt prochaines années en Afrique subsaharienne (cela correspond sensiblement à la puissance installée actuelle, et c'est également la puissance additionnelle qu'il faudrait installer au cours des vingt prochaines années). Comptons que cela implique la formation d'un «électricien» toutes catégories, cadre ou technicien (cadre ingénieur, agent de maîtrise, technicien niveau BTS, y compris les personnels administratifs et de gestion) par MW (le personnel d'exécution étant formé directement

sur le site de travail). Cela signifie qu'il faudra former 100 000 «électriciens» au cours des vingt prochaines années.

- Nous considérons que 12% de ces 100 000 «électriciens» seront des cadres (ingénieurs ou cadres administratifs tels que les forme le MI-GEE de l'institut ZiE
- 30% seront des agents de maîtrise.
- Les 58% restants seront des agents formés sur le tas comme cela se pratique habituellement.

Le calcul ci-dessous ne vise qu'à établir une estimation, certes très embryonnaire, du coût économique, en Euros 2015, du besoin de formation:

De l'exemple des coûts d'inscription au MI-GEE, on peut estimer à 6 000 €/an la formation d'un cadre, ingénieur électricien ou manager du secteur.

- Le coût de formation d'un agent de maîtrise n'est que légèrement inférieur (4/5), estimé à 4 800 €/an.
- Il en résulte un coût économique pour satisfaire directement le besoin de formation sur vingt ans de 216 000 000 €.
- En réalité ce coût est augmenté des frais de voyage, logement et subsistance des gens à former, que l'on peut estimer largement à 1 fois ce montant.

Au total, il faut prévoir que le coût économique (il n'a pas été question ici du coût financier prenant notamment en compte le taux d'inflation) de satisfaction du besoin de formation d'« électriciens » spécialisés se montera à $216\,000\,000 \times 2 = 432\,000\,000$ € sur 20 ans. soit 21 600 000 € par an.

Pour satisfaire ce besoin, il sera nécessaire de multiplier les initiatives et projets institutionnels, sur le modèle par exemple du MI-GEE de ZiE du Burkina Faso ou de l'ESIE. Il faudrait d'ailleurs réhabiliter l'ESIE (dont les locaux sont toujours existants) sous une forme ou une autre. Les initiatives impliquant le secteur privé comme « Schneider Electric » en Afrique du sud, mentionnée ci-dessus, devraient aussi être encouragées, avec engagement de la coopération internationale, bilatérale ou multilatérale.

Conclusion

Si aujourd'hui, l'accès à électricité pour le consommateur africain se définit comme un produit rare, cher, et de mauvaise qualité, cela est dû en partie à un manque de financement mais également à l'insuffisance de main d'œuvre qualifiée, à la diversité et à la qualité de la formation qui est proposée jusqu'alors aux professionnels de l'énergie en Afrique.

Le taux de l'électrification rurale, véritable plaie de l'accès à l'énergie en Afrique peut très rapidement s'améliorer à condition de diversifier les formations et d'offrir aux acteurs ruraux des formations qui leur sont adaptées en micro hydraulique, solaire photovoltaïque, biomasse, biogaz, ce qui apportera un facteur multiplicateur pour le développement des zones rurales car tout le tissu économique et social se trouverait impacté. La volonté politique des Etats africains doit se manifester pour mener à bien ce projet révolutionnaire.

À l'heure où l'électrification en Afrique est plus que jamais à l'ordre du jour et fait l'objet d'appels répétés aux investisseurs tant institutionnels que privés, il faudrait de façon urgente pouvoir compter sur l'apport essentiel d'une formation adaptée des professionnels du secteur de l'énergie. Plus spécifiquement, cette stratégie de formation devrait être complétée d'une information systématique du client-usager pour assurer l'efficacité dans le moyen et long terme des efforts financiers dont le montant dépassera plusieurs centaines de milliards de dollars.

Zoom n°8

Réchauffement climatique : l'Afrique face à l'un de ses plus grands défis

par Khaled Igue, manager, Eurogroup Consulting France

Les conséquences du changement climatique et son impact sur le continent africain

Un rapport sans précédent publié en 2015 par le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pointe du doigt la responsabilité grandissante de l'activité humaine sur notre environnement. Les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère sont désormais à un niveau jamais atteint depuis plusieurs siècles. Le rapport de la Banque mondiale intitulé « 4° Baissons la Chaleur » paru en juin 2013 témoigne également de la gravité de la situation. Il est démontré dans ce rapport que si rien n'est fait dans les prochaines années, le réchauffement de la planète sera inévitable et les conséquences qui en découleront auront un fort impact sur non seulement la faune et la flore mais aussi sur l'être humain.

Les simulations climatiques basées sur les éléments naturels (éruptions volcaniques, variations solaires) peuvent expliquer des variations de températures jusqu'aux années 1950. Mais depuis 1950, ces variations de températures ne sont explicables que si on intègre les activités humaines, qui apparaissent même comme le principal facteur causant le réchauffement constaté. Dans son dernier rapport, le GIEC met l'accent sur le lien entre la responsabilité humaine et le changement climatique : auparavant, ce lien était moins certain, il était évalué à un petit peu plus de 50 % en 1995 puis à 66 % en 2001. Aujourd'hui, cette responsabilité est estimée comme « extrêmement probable » (95 % de chances).

L'Afrique qui pour le moment est très loin de l'Europe, de l'Asie et de l'Amérique en termes de pollution et d'émissions de gaz à effet de serre pourrait paradoxalement se retrouver en première ligne du changement climatique. Certaines zones ont d'ailleurs commencé à subir les premiers effets : cyclones, inondations, vagues de chaleur, pénuries alimentaires. La Banque Mondiale a émis, l'année dernière, un rapport sur les menaces du réchauffement à l'échelle mondiale. Passé quasiment inaperçu, il met en avant la fragilité du continent africain face aux modifications climatiques. L'institution est très claire, d'ici 20 à 30 ans seulement, les Africains devront faire face à des phénomènes extrêmes. Ce sont les villes côtières qui seront les plus exposées. L'augmentation du niveau des océans menace directement plusieurs dizaines de millions de personnes. Quelles mesures au niveau mondial puis africain pour limiter les dégâts ?

Le changement climatique compromet déjà les progrès et les perspectives de développement du continent africain. Ses conséquences se font déjà sentir sur tous les pays et dans tous les secteurs, aussi bien en Afrique subsaharienne qu'au Maghreb. Des espèces disparaissent, des terres sont inondées et des moyens de subsistance sont menacés. La multiplication des épisodes de sécheresse, des inondations, des grosses tempêtes et des feux de forêts impose un lourd tribut aux particuliers, aux entreprises et aux pouvoirs publics. Les phénomènes climatiques extrêmes peuvent plonger les ménages sous le seuil de pauvreté, ce qui risque d'aggraver le problème de l'exode rural. On risque ainsi une complication des efforts de promotion de la croissance économique et d'éradication de la pauvreté et des inégalités. Il importe d'intervenir pour ralentir le rythme de l'évolution du climat et s'adapter aux impacts qui se font déjà sentir.

Il convient d'engager des actions dynamiques et décisives pour éviter un monde à + 4 °C. Il n'est pas trop tard pour plafonner le réchauffement planétaire vers + 2 °C et renforcer notre capacité d'adaptation aux hausses de températures et aux autres effets du changement climatique qui poseront probablement toujours une menace pour l'agriculture, les ressources hydriques, les infrastructures côtières et la santé humaine. Une nouvelle dynamique doit être mise en place. Nous avons besoin de changements technologiques radicaux, d'une volonté politique visionnaire et d'une solide coopération internationale pour parvenir à infléchir la tendance actuelle de l'évolution du climat afin de protéger les populations et les écosystèmes.

La Banque mondiale a élaboré par ailleurs un Plan d'Actions pour la gestion du climat, qui s'appuie sur les conclusions des rapports «4° Baissons la chaleur» paru en juin 2013, afin de placer le climat en priorité de ses futurs travaux et financements. Parmi les dispositions envisagées, elle entend aider les pays à concevoir des plans stratégiques et des projets d'investissement qui intègrent les risques et les opportunités liés au changement climatique, fournir les instruments dont les pays et les villes ont besoin pour mieux évaluer le changement climatique et s'y adapter, à travers notamment un suivi des émissions de gaz à effet de serre. De plus, elle souhaite tirer de ses projets les normes et les meilleures pratiques pour pérenniser des infrastructures pour les générations à venir et utiliser ses fonds dédiés au climat pour augmenter l'appui aux énergies propres, au développement sobre en carbone et à la résilience climatique.

Des études scientifiques, publiées ces dernières années, donnent à penser que compte tenu des émissions de gaz à effet de serre (GES) mesurées récemment et des tendances qu'elles affichent, ces émissions pourraient atteindre au cours du XXI^e siècle des niveaux plus élevés que ce qu'on prévoyait antérieurement. Dans ces conditions, et à défaut d'actions à court terme, la probabilité d'atteindre ou même de dépasser le seuil de + 4 °C augmentera. Il est impératif qu'un consensus émane au niveau mondial si nous voulons conserver notre environnement et éviter d'impacter fortement le développement de notre économie pour les prochaines décennies; ce qui ne manquera pas de fragiliser l'équilibre mondial.

Il y a quelques années, les plus gros émetteurs de gaz à effet de serre manifestaient encore des réticences à un accord mondial sur le climat. Cette fois-ci, il est plus qu'évident que les choses devront changer pour le bien de l'humanité.

Zoom n°9

Droit et politique de l'énergie en Afrique

L'exemple de l'Afrique de l'Ouest

Par Guillaume de Rubercy, docteur en Droit, avocat au Barreau de Paris, associé du cabinet Ravetto Associés

L'accès à l'énergie est une composante essentielle du développement économique, politique et social d'un continent. Or, malgré un fort potentiel en énergies fossiles et renouvelables¹, le continent africain présente des déficits énergétiques importants liés notamment à la sous-exploitation de ses ressources, à leur exportation sous forme brute voire à leur gaspillage lors de l'extraction ou du transport. En l'absence d'une offre satisfaisante, l'accès à l'énergie est réduit et la consommation domestique faible². Autrement dit, l'Afrique, ce géant énergétique par ses ressources, est un géant aux pieds d'argile quant aux capacités réelles sur lesquelles il peut s'appuyer pour soutenir son développement.

Face à ce constat alarmant, les États africains ont entrepris, notamment depuis la dernière décennie, de réformer l'organisation et la réglementation du secteur de l'énergie pour valoriser leur potentiel énergétique³.

Dans ce contexte, l'encadrement juridique et institutionnel du secteur de l'énergie a été modernisé à l'échelle nationale (1) et a émergé à l'échelle régionale (2). L'analyse se concentrera sur le cas de l'Afrique de l'Ouest.

1. La modernisation nationale de l'encadrement juridique et institutionnel du secteur de l'énergie

Malgré la diversité des systèmes nationaux, il existe un processus – commun à tous les États d'Afrique de l'Ouest – de modernisation du cadre juridique et institutionnel du secteur de l'énergie. Outre la construction d'un véritable droit de l'énergie (A), le cadre institutionnel a été renforcé jusqu'à ce que soient posées les bases d'une régulation dudit secteur (B).

A. La construction d'un droit de l'énergie

Depuis le début des années 2000, dans un souci de rationalisation, les États d'Afrique de l'Ouest se sont engagés dans un processus de codification des sources du droit de l'énergie. Ont ainsi été adoptés des codes sectoriels tels que les codes miniers⁴, les codes pétroliers⁵, les lois particulières portant régime des hydrocarbures⁶, les codes gaziers⁷ ou lois particulières régissant la commercialisation et la distribution du gaz ou encore les codes de l'électricité⁸.

¹ Le continent africain produit 12,4% du pétrole, 7% du gaz, 4,3% du charbon de la planète et dispose d'un fort potentiel en énergies renouvelables, avec toutefois une grande hétérogénéité selon les pays (données extraites de l'étude de l'Agence Française de Développement (AFD) et de la Banque Africaine de Développement (BAD), « L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050 », 2009).

² L'Afrique ne représente que 3,4% du pétrole, 3,1% du gaz et 0,5% du charbon consommés mondialement (même source).

³ Principes directeurs inclus dans la Convention de la Commission Africaine de l'Énergie signée à Lusaka le 11 juillet 2001.

⁴ Ex : loi n°2006-17 portant code minier et fiscalité minière en République du Bénin.

⁵ Ex : loi n°2006-18 du 17 octobre 2006 portant code pétrolier en République du Bénin.

⁶ Ex : loi n°99-003 portant code des hydrocarbures de la République Togolaise.

⁷ Ex : loi n°2002/013 du 30 décembre 2002 portant code gazier au Cameroun.

⁸ Ex : loi n°2014-132 du 24 mars 2014 portant code de l'électricité en Côte d'Ivoire ; loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité au Togo ; loi n°2006-16 du 27 mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin.

Parallèlement à cette harmonisation formelle du droit de l'énergie, on constate une harmonisation substantielle avec convergence du contenu des législations nationales. Plusieurs principes directeurs ont été consacrés dans la plupart des corpus juridiques nationaux. À titre d'illustration, des principes ont été posés pour encadrer la participation du secteur privé à l'optimisation du secteur énergétique national. En est-il ainsi du principe de souveraineté des États sur leurs ressources naturelles, lequel n'exclut pas le recours à la technologie, l'expertise et au financement des opérateurs internationaux via les contrats de concession⁹, partage de production¹⁰ ou le partenariat public-privé¹¹. Les acteurs privés se voient en outre imposer des obligations de service public¹² ou encore de travailler en partenariat avec les acteurs locaux afin de leur transmettre expérience et savoir-faire (principe de la préférence nationale ou du local content)¹³. Toutefois, pour équilibrer la relation avec les investisseurs et ne pas les faire fuir, les nouvelles législations nationales tendent aussi à mieux protéger leurs intérêts, via notamment les garanties de stabilisation juridique, fiscale et douanière¹⁴.

Les États d'Afrique de l'Ouest se sont donc engagés dans un processus d'élaboration d'une législation énergétique moderne tant sur la forme que sur le fond. Parallèlement à la construction de ce droit, le cadre institutionnel s'est renforcé pour améliorer le contrôle du secteur **(B)**.

B. Le renforcement du cadre institutionnel du secteur de l'énergie

Diverses institutions sont en charge du secteur de l'énergie. Dans la plupart des États, la planification et la mise en oeuvre des politiques publiques énergétiques relèvent généralement de la compétence directe du ministre de l'énergie¹⁵.

Concernant la régulation dudit secteur, la situation est plus disparate. Alors que la régulation du sous-secteur de l'électricité est souvent confiée à une autorité administrative, en théorie autonome et dont l'appellation varie selon les États (Commission de l'énergie¹⁶, Autorité de régulation¹⁷, Autorité de réglementation¹⁸), la charge de la régulation des sous-secteurs gazier et pétrolier relève généralement de la compétence directe du ministre de l'énergie¹⁹.

Sur le plan juridique, on observe une tendance des États à doter ces régulateurs d'une compétence quasi-juridictionnelle. Ils peuvent en effet être amenés à régler les litiges entre opérateurs²⁰, entre opérateurs et consommateurs, voire même à jouer le rôle d'instance d'arbitrage et de médiation²¹.

⁹ Ex : article 5 de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité au Togo.

¹⁰ Ex : ordonnance n°2012-369 modifiant la loi n°96-669 du 29 août 1996 portant code pétrolier en Côte d'Ivoire.

¹¹ Ex : le secteur de l'électricité de Côte d'Ivoire a été privatisé en 1990.

¹² Cf. article 3 de la loi n°2006-16 du 27 mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin pour un exemple de définition de l'obligation de service public.

¹³ Ex : Nigerian Oil and Gas Industry Content Development Act du 22 avril 2010 ou l'article 66 du code gazier camerounais. Les textes des autres États peuvent imposer l'obligation de transparence et de gestion des richesses en ressources naturelles au profit des citoyens, la prise en compte des intérêts des générations futures et de l'environnement, autant de principes qui constituent les prémices du local content.

¹⁴ Ex : article 12 du code pétrolier camerounais.

¹⁵ Ex : article 6 de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité au Togo.

¹⁶ Ex : Commission de l'Energie du Nigéria.

¹⁷ Ex : l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Electricité de Côte d'Ivoire.

¹⁸ Ex : l'Autorité de Réglementation du secteur de l'électricité au Togo : art. 9 et suivants de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité.

¹⁹ Ex : article 7 du code gazier camerounais.

²⁰ Ex : article 8 du code gazier camerounais – compétence du ministre en charge du pétrole et du gaz.

²¹ Ex : article 14 de la loi n°2000-012 relative au secteur de l'électricité au Togo – compétence de l'Autorité de réglementation.

Une réserve est également à émettre dans la présentation de ce paysage à l'égard de l'état embryonnaire de certains régulateurs, qui ne sont pas toujours opérationnels²² ou manquent d'autonomie vis-à-vis du pouvoir politique²³.

Malgré tout, on sent de la part des Etats une réelle volonté de renforcer le cadre institutionnel du secteur de l'énergie et une dynamique positive est enclenchée. Si l'essai a été marqué, il doit désormais être transformé. Parallèlement à ces tendances nationales, l'intégration régionale offre de nouvelles perspectives pour appréhender le droit et la politique de l'énergie **(2)**.

2- L'émergence d'un encadrement juridique et institutionnel du secteur de l'énergie à l'échelle régionale

Le processus d'intégration régionale visant le décloisonnement et l'intégration progressive des marchés nationaux permet une coordination et une harmonisation des droits et politiques nationaux de l'énergie (A), voire l'émergence d'un droit et d'une politique communautaires de l'énergie (B).

A. Une coordination et une harmonisation des droits et politiques nationaux de l'énergie

Pour appréhender efficacement les enjeux énergétiques, les Etats ont compris l'impérieuse nécessité de coopérer et d'apporter une réponse supranationale. Certains se sont donc entendus pour développer des projets communs²⁴. Parallèlement à ces démarches bilatérales, des institutions ont été créées tant à l'échelle continentale²⁵ que régionale. Concernant l'Afrique de l'Ouest, l'Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine (UEMOA)²⁶ et la Communauté Economique des Etats d'Afrique de l'Ouest (CEDEAO)²⁷ offrent le cadre et la matière nécessaires à la coopération des Etats autour de projets communs **(1)**, à l'harmonisation des normes **(2)** et aux pratiques nationales en matière d'énergie **(3)**. Pour illustrer chacun de ces points :

(1) a été élaborée au sein de l'UEMOA une Politique Énergétique Commune²⁸ visant, entre autres, la gestion optimale des ressources et développant, pour ce faire, l'interconnexion des réseaux nationaux, la réalisation d'ouvrages communs ou encore la mise en place d'une base de données régionale pour créer un système de projection de l'offre et de la demande d'énergie.

(2) la directive n°06/2001/CM/UEMOA du 26 novembre 2001 a procédé à l'harmonisation de la taxation des produits pétroliers des États membres de l'UEMOA.

(3) a été créé un Comité régional des régulateurs du secteur de l'énergie des Etats membres de l'UEMOA²⁹, qui assiste la Commission de l'Union dans l'élaboration et l'application des textes communautaires

²² Au Bénin, le processus de mise en place de l'Autorité de régulation de l'électricité est en cours de finalisation depuis 2007.

²³ P.17 du document de l'ARREC « Régulation régionale du secteur de l'électricité ouest-africain ; Phase II programme d'activités 2009-2013 ».

²⁴ Ex : en raison de leurs frontières et intérêts communs en matière d'électricité, le Bénin et le Togo ont adopté en plus de leurs législations nationales une législation commune relative au transport, à la distribution, à l'importation et à l'exportation de l'énergie électrique : ils ont conclu en 1968 un accord instituant un code de l'électricité commun, lequel a été révisé en 2003. L'article 7 prévoit qu'en cas de litige relatif à son interprétation ou à son application, les parties auront recours à un règlement à l'amiable et en cas d'échec, à la procédure arbitrale devant la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage de l'OHADA.

²⁵ Créée le 11 juillet 2001 à l'occasion du 37ème Sommet des Chefs d'Etats et de Gouvernement de l'Organisation de l'Unité Africaine (OUA) à Lusaka, la Commission Africaine de l'Energie (AFREC) est une structure continentale chargée d'assurer, de coordonner et d'harmoniser la protection, la conservation, le développement, l'exploitation rationnelle, la commercialisation et l'intégration des ressources énergétiques sur le continent africain.

²⁶ Créée à Dakar le 10 janvier 1994. Cf. article 4 du Traité révisé : l'UEMOA vise à « instituer une coordination des politiques sectorielles nationales, par la mise en oeuvre d'actions communes et éventuellement de politiques communes notamment dans les domaines suivants : [...] énergie, industrie et mines ».

²⁷ Instituée par un Traité du 28 mai 1975, révisé le 24 juillet 1993. Cf. article 28 du traité révisé : « Les Etats Membres conviennent de coordonner et d'harmoniser leurs politiques et programmes dans les domaines de l'énergie [...] ».

²⁸ Acte additionnel n°04/2001 du 19 décembre 2001.

²⁹ Décision n°02/2009/CM/UEMOA du 27 mars 2009.

et développe la coopération entre les autorités de régulation nationales. Cette régulation régionale naissante permet l'harmonisation des politiques, législations et pratiques nationales, préalable nécessaire à la construction d'un droit et d'une politique communautaires de l'énergie (B).

B. Vers un droit et une politique communautaires de l'énergie

La coordination et l'harmonisation des normes et pratiques nationales, l'interconnexion croissante des réseaux, le développement de projets communs³⁰ se font dans la perspective d'une gestion communautaire intégrée de l'énergie et permettront, à terme, de créer un marché commun de l'énergie ou, plus vraisemblablement, des marchés sectoriels communs. La dynamique de construction de droits et politiques sectoriels communautaires est donc enclenchée et d'ores-et-déjà manifeste dans certains domaines (les prémices d'un droit minier communautaire sont perceptibles, l'UEMOA ayant élaboré un code minier communautaire³¹).

C'est néanmoins le secteur de l'électricité qui offre aujourd'hui le cadre le plus propice à l'organisation d'un marché régional. Un Protocole sur l'énergie de la CEDEAO a été adopté en 2003³² pour établir le cadre juridique destiné à promouvoir une coopération durable dans le domaine de l'énergie au sein de la CEDEAO, en vue d'augmenter l'investissement et développer le commerce de l'énergie dans la région. Sur la base de ce Protocole et dans le cadre du Système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA)³³, a été créée en 2008 l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC)³⁴ chargée d'assurer la régulation des échanges transfrontaliers d'électricité. Cette dernière participe activement à l'instauration d'un cadre juridique et institutionnel propice au développement d'un marché de l'électricité ouest africain (elle projette notamment de mettre en place un code de réseau régional³⁵). Enfin, confortant ce processus d'intégration, la CEDEAO a adopté en 2013 une directive³⁶ définissant les principes généraux d'un marché régional de l'électricité.

En définitive, pour valoriser leur potentiel énergétique et assurer leur développement économique, les États ont compris la nécessité de doter le secteur de l'énergie d'un cadre juridique et institutionnel solide aussi bien à l'échelle nationale que régionale. La volonté est avérée et le droit de l'énergie est en construction active. Sur le plan politique, une politique efficace nécessite, au-delà d'un droit de l'énergie et de décisions industrielles, de mettre en oeuvre une cohérence financière. Autrement dit, comment finance-t-on une politique énergétique ? La question se pose aujourd'hui pour l'Afrique et une réponse concrète doit y être apportée.

³⁰Exemple de projet d'interconnexion des pays : le projet de Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (GAO), lancé sous l'égide de la CEDEAO, qui vise à assurer le transport du gaz naturel du Nigeria vers les clients du Bénin, du Togo et du Ghana.

³¹Règlement n°18/2003/CM/UEMOA du 23 décembre 2003.

³²Protocole ALP4/1/03.

³³Décision A/DEC.5/12/99 – Institution spécialisée de la CEDEAO créée dans l'objectif de promouvoir et fournir de l'énergie électrique dans la région. Elle vise à faire face au déficit d'électricité et à l'inégalité dans la distribution de l'énergie dans la région, par la réalisation d'interconnexions électriques et le développement d'échanges d'électricité entre les États membres.

³⁴Acte additionnel A/SA.2/1/08 ; Règlement C/REG.27/12/07.

³⁵Cf. p. 13 du rapport d'activités de l'ARREC 2012-2013 paru en juin 2014 et p.31 du document « Régulation régionale du secteur de l'électricité ouest-africain ; Phase II programme d'activités 2009-2013 ».

³⁶Directive C/DIR/1/06/13 sur l'organisation du marché régional de l'électricité : « CONVAINCU que la régulation régionale et le libre accès au réseau régional de transport d'électricité sont nécessaires pour le fonctionnement efficace, le suivi et le contrôle des échanges transfrontaliers d'électricité et constituent une condition sine qua non pour le développement du marché régional de l'électricité ; [...] DESIREUX de promouvoir à terme une approche régionale d'échanges transfrontaliers d'électricité, et de veiller à l'harmonisation des institutions et des règles au sein de la CEDEAO, en vue d'organiser le marché régional de l'électricité et de créer les conditions favorables au développement des investissements et des capacités dans les États membres ».

• Documents institutionnels :

CEDEAO/AFD/ARREC – Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité Ouest Africain – Programme d'activités et Budget Pluriannuel Phase 2: 2009-2013.

L'étude de l'Agence Française de Développement (AFD) et de la Banque Africaine de Développement (BAD), « L'énergie en Afrique à l'horizon 2050 », 2009.

• Doctrine :

Joseph KAMGA et Atinoukê AMADOU, « Droit et politiques de l'énergie en Afrique subsaharienne: les tendances d'harmonisation », *Revue des Juristes de Sciences Po*, automne 2013, n°8.

Altide CANTON-FOURRAT et Monesty Junior FANFIL, « Les sources du droit de l'énergie en Afrique et le droit international », *RDAI/IBLJ*, n°4, 2010.

• Webographie :

Sites de la CEDEAO: <http://www.ecowas.int/>

Site de l'UEMOA: <http://www.uemoa.int/Pages/Home.aspx>

Zoom n°10

Les différentes initiatives pour le développement de l'énergie en Afrique

Par Dorian Bilinski, ingénieur stagiaire SupElec.

L'Afrique est le continent qui souffre le plus du manque d'accès aux énergies modernes: ainsi, selon l'AIE, environ 622 millions d'africains n'avaient pas accès à l'électricité en 2012. De nombreuses initiatives cherchent à améliorer la situation énergétique de l'Afrique. L'aide qu'elles apportent n'est pas seulement financière: elle peut aussi être technique ou juridique.

Le but de ce Zoom est de présenter certaines initiatives, et d'expliquer brièvement quels sont leurs objectifs et les moyens dont elles disposent.

L'initiative « Sustainable Energy for All » (SE4ALL)¹

L'initiative « *Sustainable Energy for All* » (SE4ALL) a été lancée en 2011 par l'Assemblée Générale de l'ONU, à l'initiative de son Secrétaire Général Ban Ki-Moon. Ne se concentrant pas exclusivement sur l'Afrique, ce programme a pour but de mobiliser des acteurs publics et privés afin d'atteindre au niveau mondial trois objectifs d'ici 2030:

1. assurer un accès universel à des services énergétiques modernes;
2. doubler le taux mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique;
3. doubler la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.

Tableau 1 : Objectifs chiffrés de l'initiative SE4ALL

| | Objectif 1 | | Objectif 2 | Objectif 3 |
|-------------|---|---|---|--|
| | Part de la population ayant accès à l'électricité | Part de la population ayant essentiellement recours à des combustibles non-solides ² | Taux annuel d'amélioration de l'intensité énergétique | Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale totale |
| 1990 | 76% | 47% | - 1,3% | 16,6% |
| 2010 | 83% | 59% | - 1,3% | 18,0% |
| 2030 | 100% | 100% | - 2,6% | 36,0% |

¹SE4ALL, « 2013 Global Tracking Framework Report »

² Les combustibles non-solides (non-solid fuels) incluent les combustibles liquides (kérosène, éthanol...) et les combustibles gazeux (GPL, gaz naturel...).

L'initiative SE4ALL permettrait ainsi de progresser dans la réalisation des cibles liées au septième objectif du millénaire (assurer un environnement durable). Elle a reçu le soutien des pays développés et de plus de 85 pays en voie de développement. Elle a déjà collecté des dizaines de milliards de dollars pour atteindre ses trois objectifs.

Les investissements mondiaux actuels sont insuffisants pour pouvoir atteindre ces objectifs fixés par l'initiative: les investissements nécessaires pour les atteindre sont de l'ordre de 600 à 800 milliards de dollars (en plus des investissements existants), dont 80 % à 90 % serviront à l'amélioration de l'intensité énergétique et au développement des énergies. L'implication des acteurs privés dans cette augmentation du financement de l'énergie en Afrique sera nécessaire.

De nombreuses mesures nécessaires pour atteindre les trois objectifs sont préconisées par SE4ALL, parmi lesquelles: la fin des subventions pour les énergies fossiles, faire payer aux consommateurs leur énergie à un prix reflétant les coûts environnementaux, développer des standards d'efficacité énergétique, ou encore mettre en place des subventions pour l'électricité issue d'énergie renouvelable et pour les solutions de cuisson propres.

SE4ALL a développé un cadre strict afin d'évaluer la situation mondiale et les progrès à réaliser: l'initiative a décrit des indicateurs rigoureux, qui peuvent être calculés en utilisant des données déjà disponibles.

De plus, elle a mis en place une plate-forme accessible en ligne regroupant données et indicateurs ³.

La réalisation des trois objectifs dépendra beaucoup des actions menées par certains pays, jouant un rôle moteur en termes de potentiel de développement énergétique (*high-impact countries*). Ainsi, deux groupes de 20 pays asiatiques ou africains ⁴ (certains pays étant dans les deux groupes) sont responsables de 2/3 du déficit global en électrification et de 4/5 du déficit global en accès à des combustibles non-solides.

SE4ALL s'intéresse aussi à des pays qui sur la période 1990 – 2010 ont réalisé des progrès importants. Ces pays (*fast-moving countries*) peuvent servir d'exemples à suivre, afin d'atteindre les objectifs fixés pour 2030. Atteindre ces objectifs, en plus d'améliorer considérablement les conditions de vie d'une partie de la population mondiale, contribuerait à l'objectif de limiter le réchauffement climatique de l'ordre de deux degrés Celsius d'ici à 2100 (la probabilité passerait de 66 à 90 %).

L'initiative « Power Africa »⁵

L'initiative « *Power Africa* » a été lancée par le président Barack Obama en juillet 2013. Son objectif est de soutenir la croissance économique et l'accès à une énergie durable, propre et financièrement abordable, en Afrique. Plusieurs États africains ⁶, les États-Unis et des acteurs privés américains et africains participent à cette initiative.

La Banque Africaine de Développement (BAD) est un partenaire clé de l'initiative: elle s'est engagée à hauteur de 1,65 milliard de dollars pour financer des installations énergétiques dans les pays africains participant à *Power Africa*. L'initiative compte beaucoup sur les acteurs privés pour le financer les projets liés (18 milliards de dollars), et sur le gouvernement américain (sept milliards de dollars)⁷.

³Voir: <http://issuu.com/world.bank.publications/docs/globaltrackingframework>

⁴Parmi ces pays: Nigeria, Ethiopie, RDC, Tanzanie, Kenya, Soudan, Ouganda, Mozambique, Madagascar, Burkina Faso, Niger, Malawi et Ghana.

⁵<http://www.afdb.org/en/topics-and-sectors/initiatives-partnerships/power-africa-initiative/>

⁶Les pays africains participants sont: la Tanzanie, le Kenya, l'Éthiopie, le Nigeria et le Libéria.

⁷USAID Power Africa Report 2014

L'initiative s'est fixé un objectif chiffré : faire en sorte que la capacité de production d'énergie en Afrique subsaharienne augmente de 10 000 MW. En un an, le quart de l'objectif a été réalisé. Pour ce faire, Power Africa sélectionne en priorité des projets à retombées rapides (18 – 24 mois).

Des projets permettant de fournir une capacité de production d'électricité totale de 5 000 MW sont à l'étude ce qui, en ajoutant les 2 800 MW sur le point d'être atteints en Juin 2014, ferait un total de 7 800 MW, soit plus de trois quarts des 10 000 MW fixés comme objectif.

La BAD et Power Africa collaborent aussi dans le cadre d'autres programmes, dont :

- *Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA)*

SEFA est un fonds fiduciaire multibailleurs acceptant des fonds de nombreux de nombreux donateurs. Il vise à financer sur le long terme le développement des sources d'énergies renouvelables sur le continent.

- *African Legal Support Facility (ALSF)*

L'ALSF fournit une assistance aux pays participant à l'initiative lors de négociations de contrats dans le secteur énergétique. Des conseillers juridiques internationaux travaillent avec des avocats locaux afin de conseiller les gouvernements lors de négociations. L'ALSF travaille aussi pour développer des modèles réutilisables lors de futurs projets, ce qui pourrait à terme réduire les coûts de transaction pour les projets futurs.

- *Partial Risk Guarantee Support (PRG)*

Ce programme vise à assurer les investisseurs privés contre de possibles pertes liées au non-respect d'un contrat par un État ou un organisme gouvernemental.

Le Partenariat Afrique-UE pour l'Énergie (PAEE)⁸

Le Partenariat Afrique-UE pour l'Énergie est un partenariat fournissant un cadre pour une coopération et un dialogue entre l'Afrique et l'Union Européenne, pour tout ce qui concerne les problématiques énergétiques. Ce partenariat vise à établir une collaboration sur le long terme entre l'Afrique et l'UE.

Lors de la première conférence de haut niveau du partenariat, qui s'est tenue en septembre 2010, les différents acteurs du partenariat se sont fixé des objectifs chiffrés à atteindre avant 2020. Ces objectifs se répartissent en trois grandes catégories : l'accès à l'énergie, la sécurité énergétique, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

L'accès à l'énergie :

- donner accès à des services énergétiques modernes et durables à au moins 100 millions d'Africains supplémentaires d'ici 2020.

La sécurité énergétique :

- doubler la capacité des interconnexions électriques entre pays;
- doubler l'utilisation du gaz naturel en Afrique et les exportations de gaz naturel de l'Afrique vers l'Europe.

Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique :

- augmenter la capacité de production des installations hydroélectriques de 10 000 MW en tenant compte des critères sociaux et environnementaux;
- augmenter la capacité de production des installations éoliennes de 5 000 MW;
- augmenter la capacité de production des installations solaires de 5 000 MW;
- tripler la capacité de production des autres énergies renouvelables (géothermique, biomasse moderne, etc.);

⁸AEEP Status Report 2014

- améliorer l'efficacité énergétique en Afrique dans tous les secteurs, en commençant par le secteur de l'électricité.

Afin de suivre les progrès réalisés, le PAEE a créé un outil de surveillance qui permet de suivre l'activité du secteur énergétique en Afrique pays par pays et projet par projet. La base de données contient plus de 2 700 projets distincts. Ces données permettent d'informer régulièrement les preneurs de décisions des différents pays des progrès observés. Le PAEE récolte également des données sur les financements et les budgets accordés au secteur, aussi bien par l'UE que par les pays africains: par exemple, entre 2010 et 2012, le budget global des pays subsahariens consacré à l'énergie a été en hausse de 17 % par an.

D'ores et déjà, le PAEE considère que certains objectifs ne seront pas atteints (ceux concernant la sécurité énergétique). Néanmoins, si des mesures appropriées sont prises, les objectifs concernant l'accès à l'énergie restent atteignables.

Le PAEE réfléchit aussi à des objectifs à plus long terme, en travaillant en partenariat avec d'autres acteurs, comme la commission de l'Union Africaine, l'initiative « SE4ALL » ou encore la commission Européenne, afin de proposer un plan d'action concernant l'accès à l'énergie à l'échelle du continent.

Le Fonds vert pour le climat ⁹

Si sa création a été décidée lors de la conférence de Copenhague de 2009 sur le climat (COP 15), le Fonds vert pour le climat n'a été officiellement lancé qu'à la Conférence de Durban en 2011 (COP 17). Ce fonds, rattaché à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), a pour but de fournir des financements aux pays en développement dans le cadre de l'atténuation et de l'adaptation aux effets du changement climatique.

La gouvernance du fonds a été conçue de manière à être représentative. Le conseil du Fonds est composé de 24 membres, dont 12 représentant les pays développés, et 12 les pays en voie de développement. En particulier, les pays les moins développés et les petits États insulaires sont représentés dans le conseil du fonds. Le siège du fonds est situé à Songdo en Corée du Sud.

Son premier appel à financement a été lancé en 2014: 28 pays se sont engagés à verser un peu plus de 9,5 milliards de dollars¹⁰: les États-Unis sont les premiers contributeurs (trois milliards de dollars), suivis du Japon (1,5 milliard), du Royaume-Uni (1,1 milliard), de la France et de l'Allemagne (environ 950 millions). Ce montant est toutefois en deçà des attentes, comparé à l'objectif initial de lever 100 milliards de dollars par an d'ici 2020. De plus, en examinant les différents montants avancés, on remarque par exemple qu'une partie de la somme promise par la France sera prêtée et non donnée (un peu plus du tiers de la somme)¹¹, ou que les États-Unis se réservent le droit de réaffecter ces fonds si les progrès réalisés par le fonds ne sont pas assez rapides¹².

Les premiers projets devraient être validés d'ici la conférence de Paris sur le climat (COP 21), qui se déroulera du 30 novembre au 11 décembre 2015 ¹³.

⁹ <http://www.gcfund.org/>

¹⁰ Les fonds promis par les États sont dans des devises différentes : le total dépend donc des taux de change entre monnaies.

¹¹ « Green Climate Fund - A Status Update going into the Berlin Pledge Meeting », Heinrich Boll Foundation North America

¹² <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2014/11/15/fact-sheet-united-states-support-global-efforts-combat-carbon-pollution->

¹³ <http://news.gcfund.org/green-climate-fund-will-deliver-at-cop-21-in-paris/>

Le plan « Électricité – Objectif 2025 » de l'Association Énergies pour l'Afrique¹⁴

Cette initiative, qui a été présentée le 4 mars 2015 par l'ancien ministre français de l'écologie Jean-Louis Borloo, vise à électrifier le continent africain d'ici 2025. Pour ce faire, l'association préconise la création d'une agence pour l'électrification de l'Afrique ayant pour mission de bâtir un réseau électrique africain généralisé en dix ans, et recevant des financements publics internationaux. La gouvernance de cet organisme sera directement établie par les dirigeants africains.

L'association, se basant sur l'avis d'experts, estime que le coût de l'électrification du continent serait d'environ 200 milliards d'euros, et que par effet de levier, les investissements privés prendront le relais dès que 50 milliards d'euros auront été avancés. La somme nécessaire chaque année ne serait donc que de cinq milliards d'euros, montant que l'association estime être faible (en particulier au regard du Fonds vert pour le climat annoncé de 100 milliards de dollars par an):

- Cet investissement de 5 milliards par an ne représente que moins de 3 % du budget de l'Union Européenne.
- Électrifier l'Afrique serait un vrai relais de croissance pour l'Europe: une Afrique électrifiée pourrait apporter à l'Europe 3 % de croissance supplémentaire ¹⁵.

De plus, un plan de formation professionnelle de maintenance et un soutien extérieur seront mis en place, l'association estimant qu'un tel programme nécessitera l'amélioration de la qualité du cadre juridique et la mise à disposition d'un niveau de compétences exceptionnelles.

¹⁴ <http://www.energiespourlafrique.org/>

¹⁵ « Il faut un plan Marshall pour électrifier l'Afrique », *Le Monde* (03/03/15)

Zoom n°11

La nécessaire réforme des politiques de subventions aux produits énergétiques en Afrique

par Henri Beaussant, consultant international, Vice-Président de l'ADEA.

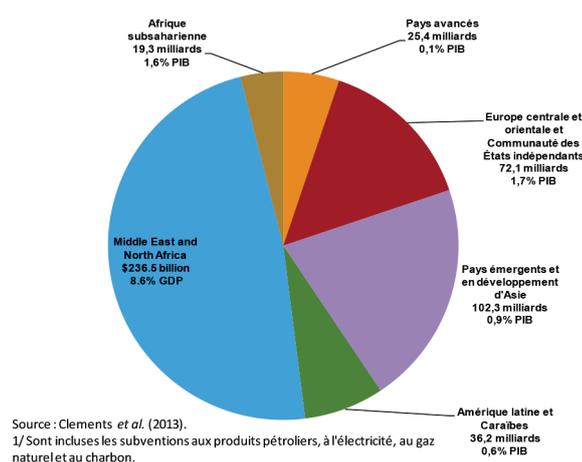
1- L'universalité des subventions

Aux plans politique et social, le principe des subventions repose sur l'idée que l'énergie est un bien fondamental de la vie courante, au même titre que l'eau ou l'alimentation, et que le fait de la subventionner aide les populations dans le besoin. Les subventions à l'énergie intéressent les gouvernements car elles sont plus aisées à administrer que d'autres instruments plus ciblés de protection sociale, tels que les dispositifs de transferts monétaires ou le soutien direct au revenu.

De ce fait les subventions aux produits énergétiques sont très répandues dans toutes les régions du monde, y compris dans plusieurs pays industrialisés. Elles concernent principalement les produits pétroliers et l'électricité, mais également le gaz naturel, voire le charbon. Les subventions se traduisent par des coûts budgétaires importants dans la plupart des régions en développement. Elles sont le plus courantes dans la région MENA, qui représente à elle seule environ la moitié de toutes les subventions à l'énergie dans le monde, notamment du fait que ce sont les pays producteurs et exportateurs de pétrole qui subventionnent le plus leur consommation intérieure.

Compte tenu du fait que la consommation d'énergie augmente à mesure que le revenu progresse, l'ampleur des subventions devrait s'accroître dans les régions où elles ne représentent aujourd'hui qu'une petite part du total mondial, comme en Afrique subsaharienne. Celle-ci représente environ 4 % des subventions versées dans le monde mais, au niveau régional, ces subventions représentent 1,5 % du PIB régional, et 5,5 % du total des recettes publiques. Dans trois pays (Mozambique, Zambie et Zimbabwe), elles dépassent 4 % du PIB.

Figure 1 : Subventions énergétiques totales avant impôts par région en 2011
(total: 492 milliards USD, soit 0,7 % du PIB mondial)



2. Des conséquences néfastes et des effets pervers

Le chemin de l'enfer étant pavé de bonnes intentions, les politiques de subventions, généreuses dans leur principe, engendrent de fait des effets néfastes et pervers dans de nombreux domaines d'activités : finances publiques, développement économique, environnement, et même sur le plan social, y compris celui de l'accès à l'énergie – pour ne citer que les plus affectés.

Finances publiques

L'une des conséquences les plus évidentes (et connues) est que les **subventions aggravent les déséquilibres budgétaires** dans des proportions qui peuvent devenir intenable pour les gouvernements. En Egypte, le montant des subventions aux produits énergétiques a atteint 120 milliards de livres égyptiennes (EGP) pour l'année fiscale 2013 (environ 17 milliards USD), soit 7% du PIB et 22% du budget national. Au Cameroun, les subventions ont coûté 944 milliards CFA (1,44 milliard EUR) entre 2009 et 2012. De plus, les conséquences dommageables sont aggravées par le fait que le système des subventions s'accompagne dans la plupart des pays d'un gel des prix intérieurs à la consommation sur de très nombreuses années¹, ce qui accélère mécaniquement le déficit budgétaire à proportion que (i) les cours internationaux (notamment des hydrocarbures) augmentent, et (ii) la consommation intérieure s'accroît en volume. Ainsi, la subvention aux produits pétroliers au Cameroun est passée de 145 milliards CFA en 2010 à 300 milliards en 2012 et 420 milliards en 2013. Elle était attendue à 450 milliards pour 2014, n'eût-ce été l'effondrement du baril lors du second semestre de l'année².

Développement économique

Les subventions à l'énergie plombent la croissance pour diverses raisons. Les effets des subventions sur la croissance vont au-delà de leur impact négatif sur les soldes budgétaires et la dette publique. Les subventions **découragent les investissements dans le secteur énergétique**. Les prix peu élevés de l'énergie se traduisent par des bénéfices moindres ou, le plus souvent, par des pertes pures et simples pour les opérateurs, ce qui rend l'expansion de la production énergétique difficile, voire impossible, pour les entreprises d'État. Au Cameroun les dettes cumulées du Trésor envers la raffinerie SONARA atteignaient 210 milliards CFA fin 2012 (335 millions EUR). Pour faire face à d'incessantes tensions de trésorerie, la SONARA a massivement emprunté auprès des banques, au point que les difficultés financières de la raffinerie handicapent tout le système bancaire et la relance de la croissance³. En Egypte, le non paiement par l'État des compensations dues aux entreprises pétrolières et gazières nationales au titre du remboursement des subventions a empêché jusqu'en 2014 ces entreprises de payer aux producteurs internationaux une part considérable du pétrole et du gaz qui leur était livré (les arriérés dus aux producteurs sont montés jusqu'à 6,4 milliards USD en 2014). L'absence de recettes s'est traduite par un gel, par les opérateurs, des opérations d'exploration et de production, voire de maintenance, qui a entraîné à son tour une baisse significative de la production, notamment gazière.

Le secteur public n'est pas le seul touché. Le secteur privé, tant national qu'international, ne peut guère être attiré par des investissements à la fois à court et long terme dans des activités où les incertitudes sur les modalités et la réalité même des paiements peuvent être considérées au-delà du risque acceptable, y compris dans les activités de l'aval pétrolier. Ainsi les 'structures de prix' qui régissent, entre autres, les marges des opérateurs aval (stockage, distribution, commercialisation des produits pétroliers et du gaz), qui sont fixées par les ministères de tutelle, ne reflètent généralement pas (ou plus) les coûts réels d'exploitation des opérateurs, afin de réduire – artificiellement – le coût final des produits et réduire d'autant le montant de la

¹ Le prix public de la bouteille standard de butane est resté inchangé pendant six ans en Egypte, et huit au Cameroun.

² Jeune Afrique, 13 juin 2013.

³ Jeune Afrique, 14 mai 2013.

subvention. Cette politique de limitation des marges a été l'un des facteurs qui ont conduit de nombreux opérateurs privés à délaisser l'aval pétrolier en Afrique.

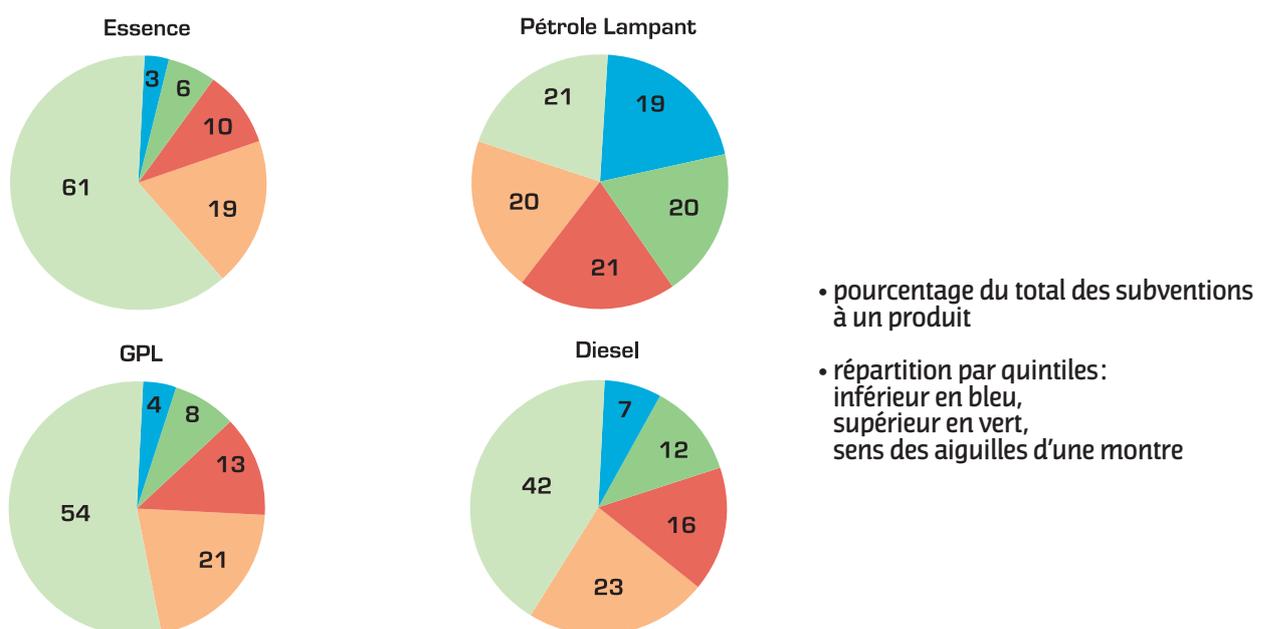
Dans le secteur électrique, les opérateurs ne pouvant pas investir dans le développement de la production, ni même dans le simple entretien courant du parc, la qualité du service se dégrade, les équipements sur-utilisés, à bout de souffle et victimes de pannes incessantes, ne peuvent assurer leurs performances de design et les coûts de production explosent. Pour remédier aux pénuries d'électricité, les ménages et les entreprises recourent massivement aux groupes électrogènes. Au Congo, la capacité privée de production des groupes électrogènes est presque le double de la capacité publique. On estime que le coût de l'autoproduction par les entreprises se situe entre 0,3 et 0,7 USD par kWh, environ trois à quatre fois le prix de l'électricité du réseau public⁴.

Les subventions créent des incitations à la contrebande. Le commerce illégal accroît le coût budgétaire pour le pays qui subventionne, tout en limitant l'aptitude des opérateurs du pays qui reçoit les articles de contrebande à gérer correctement la consommation intérieure d'énergie. Dans le golfe de Guinée, l'importation illégale massive de produits pétroliers nigériens a détruit le secteur de la distribution au Bénin, où l'on estime que les produits nigériens représentent désormais 80% de la consommation.

Accroissement des inégalités

De nombreuses études ont montré que les subventions à l'énergie sont extrêmement inéquitables car elles profitent principalement aux groupes à revenu plus élevé. Certes, les subventions profitent aux ménages à la fois par le biais d'une baisse des prix de l'énergie utilisée pour la cuisine, le chauffage, l'éclairage, mais aussi par le biais d'une baisse des prix des autres biens et services qui utilisent l'énergie comme intrant⁵. Cependant, l'objectif principal, qui est de redistribuer principalement les recettes publiques vers les plus défavorisés, est loin d'être atteint. Au niveau mondial, les avantages des subventions à l'ensemble des produits pétroliers sont six fois plus importants pour le quintile supérieur (les 20% des ménages les plus riches reçoivent 43% des subventions) que pour le quintile inférieur (les 20% des ménages les plus pauvres en reçoivent 7%).

Figure 2: Répartition des subventions aux produits pétroliers par groupes de revenus dans le monde



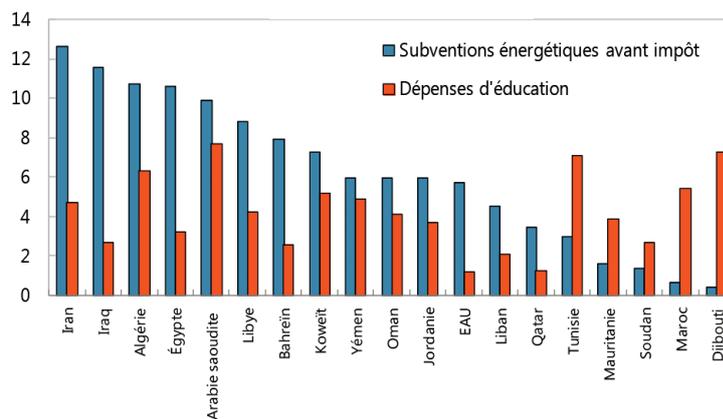
Source: FMI, Réforme des subventions à l'énergie: Enseignements et conséquences, janvier 2013

⁴ FMI, Réforme des subventions à l'énergie: Enseignements et conséquences, janvier 2013

⁵ FMI, Réforme des subventions à l'énergie: Enseignements et conséquences, janvier 2013

De surcroît, les subventions à l'énergie détournent les ressources publiques des dépenses qui seraient plus favorables aux pauvres. Dans nombre de pays qui offrent des subventions, il serait possible d'améliorer l'équité en réaffectant les dépenses vers les programmes mieux ciblés sur la santé, l'éducation et la protection sociale. Eu égard à la part élevée des avantages qui revient aux groupes à revenu supérieur, aux inefficacités que créent les subventions dans l'affectation des ressources, les subventions à l'énergie sont un instrument de politique beaucoup moins efficace pour distribuer la richesse que les autres programmes de dépenses publiques. La figure 3 ci-dessous présente, à titre d'exemple, le différentiel d'allocation, en pourcentage du PIB, entre les subventions énergétiques et les dépenses allouées par le budget national à l'éducation dans la région MENA.

Figure 3 : Subventions énergétiques avant impôt et dépenses d'éducation dans la région MENA



Source : FMI, *Subventions à l'énergie en MENA : enseignements pour la réforme*, mars 2014

Environnement

Enfin, les subventions engendrent des externalités négatives quant à l'amélioration des conditions environnementales et au déplacement de combustibles fossiles au profit d'énergies renouvelables, notamment du fait qu'une part importante des subventions va à la production électrique. Elles causent une surconsommation de produits pétroliers et réduisent les incitations aux investissements dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables

3- Objections au principe de l'abandon des subventions

La section ci-dessus dresse un tableau plutôt sombre et sans équivoque des lourds inconvénients des politiques de subventionnement des produits énergétiques. Cependant le principe des subventions continue d'avoir ses partisans et la mise en œuvre d'une réforme conduisant à leur abandon peut se heurter à de fortes oppositions.

Au plan politique, certains groupes qui bénéficient des subventions peuvent être puissants et bien organisés et bloquer les réformes. Par exemple, la classe moyenne urbaine, les transporteurs et le secteur industriel (qui bénéficie aussi des subventions) peuvent faire obstacle à la réforme, comme on a pu le voir au Nigeria en 2012. Par ailleurs, ceux qui vont de fait bénéficier de la réforme (par exemple, par la mise en place ou le maintien d'un filet de sécurité) sont souvent dispersés et moins organisés. Par conséquent, les stratégies de réforme ne doivent pas négliger les préoccupations des futurs « perdants ».

Plus importantes (et recevables) sont les objections concernant les impacts négatifs sur les populations les plus vulnérables. Bien que la plupart des avantages des subventions énergétiques reviennent aux groupes à revenus élevés, les augmentations des prix des énergies peuvent néanmoins avoir un impact substantiel sur les revenus réels des plus pauvres, que ce soit par l'effet direct du coût accru des énergies à usage

domestique (cuisson, éclairage, conservation des aliments en particulier) ou l'effet indirect du à l'impact de l'accroissement sur certaines activités, comme le transport (des biens ou des personnes). Cela souligne la nécessité absolue de mesures d'atténuation pour s'assurer que la réforme des subventions aux combustibles ne débouche pas sur une pauvreté accrue.

4. Définition et mise en œuvre d'une stratégie de réforme

Les propositions présentées dans cette section reprennent en substance les recommandations effectuées par le FMI, basées sur l'analyse des réformes mises en place dans 20 pays (majoritairement au cours des années 2000), dont 8 en Afrique subsaharienne.

Tableau 1 : Résultats synthétiques des réformes de certains pays d'Afrique subsaharienne

| Pays | Produit énergétique | Date de réforme | Résultat | Impact |
|----------------|---------------------|-----------------|--------------------|--|
| Afrique du Sud | Carburants | années 50 | Réussite | Réussit à éviter les subventions et maintenir l'offre |
| Ghana | Carburants | 2005 | Réussite partielle | Augmentation moyenne des prix de 50% |
| Kenya | Electricité | milieu années | Réussite | Subventions passent de 1,5 % du PIB en 2001 à zéro en 2008 |
| Mauritanie | Carburants | 2008 | Echec | |
| Mauritanie | Carburants | 2011 | Réussite partielle | |
| Namibie | Carburants | 1997 | Réussite partielle | gain 0,1% + du PIB |
| Niger | Carburants | 2011 | Réussite partielle | gain 0,9% du PIB |
| Nigéria | Carburants | 2011 | Réussite partielle | Subventions baissent de 4,7 % du PIB en 2011 à 3,6 % en 2012 |
| Ouganda | Electricité | 1999 | Réussite | Gain de 2,1% du PIB |

Source: FMI, *Réforme des subventions à l'énergie: Enseignements et conséquences*, janvier 2013

Tous les organismes et institutions qui travaillent depuis plusieurs décennies sur le thème du « désuventionnement » reconnaissent qu'il n'existe pas de recette infaillible et indolore pour réussir une transition harmonieuse vers la vérité des prix. Cependant, les propositions ci-dessous constituent une feuille de route qui vise à améliorer, sans toutefois les garantir, les chances de succès.

Programme de réforme exhaustif

La plupart des réformes réussies ont été bien planifiées dans le cadre d'une stratégie clairement définie. Un bon programme de réforme est souvent très long à élaborer. En Namibie, les autorités ont procédé à une planification approfondie impliquant une large consultation de la société civile et un programme bien conçu qui prévoyait l'introduction d'un mécanisme d'ajustement des prix des carburants et d'une subvention ciblée sur les habitants des zones reculées. À l'inverse, l'absence de planification efficace explique les moins bons résultats obtenus dans certains pays, comme au Nigeria en 2011.

Des objectifs à long terme clairement définis. Les réformes des subventions ont plus de chances de réussir et d'être durables si elles s'intègrent dans un programme global de réformes. Cette stratégie globale est particulièrement importante pour les réformes concernant l'électricité, où il existe une forte corrélation négative entre l'importance des subventions et la qualité du service offert, du fait que les subventions freinent l'investissement. L'expérience montre que les consommateurs peuvent être disposés à payer plus cher si la hausse s'accompagne d'améliorations qualitatives perceptibles, comme on a pu le constater en Arménie, au Brésil et au Kenya où la réforme faisait partie d'un plus large ensemble de mesures visant à remédier aux problèmes d'alimentation électrique.

Évaluation de l'impact des réformes. Pour concevoir une stratégie globale de réforme des subventions, il faut disposer d'informations sur l'impact probable des réformes sur les diverses parties concernées et sur les mesures susceptibles d'en atténuer les effets préjudiciables. Il est nécessaire, pour cela, d'évaluer les effets budgétaires et macroéconomiques des subventions et de déterminer quels seront les gagnants et les perdants de la réforme. Au Ghana, une étude d'impact social indépendante a été menée en 2005 pour établir à qui profitaient les subventions aux carburants et qui pâtirait de leur suppression.

Consultation des parties prenantes. Les parties prenantes doivent être invitées à participer à la formulation de la stratégie de réforme des subventions. Au Kenya, la hausse des tarifs de l'électricité s'est heurtée à une sérieuse opposition au début du processus de réforme, qui a été surmontée après d'intenses négociations avec les parties prenantes. En Namibie, le Conseil national de l'énergie, présidé par le Ministère des mines et de l'énergie, a chargé le groupe national sur la déréglementation d'examiner la question de la déréglementation des prix des carburants. Au Niger, les autorités ont établi le « Comité du différé » pour examiner la meilleure façon d'aborder les réformes des subventions aux carburants et les consultations à organiser par la suite avec toutes les parties prenantes.

Stratégie de communication

Une vaste campagne de communication menée pendant toute la durée du processus de réforme peut permettre de susciter l'appui indispensable des milieux politiques, économiques et syndicaux et de l'opinion publique. La campagne d'information doit exposer l'ampleur des subventions à l'énergie et leurs implications pour d'autres volets du budget, en soulignant les effets positifs de leur suppression, et en insistant notamment sur la possibilité d'utiliser une partie des économies budgétaires pour financer des dépenses hautement prioritaires dans les domaines de l'éducation, de la santé, des infrastructures et de la protection sociale. Des campagnes d'information ont favorisé le succès des réformes des subventions au Ghana et en Namibie (carburants), et en Ouganda (électricité), avec le soutien d'une bonne partie des médias qui ont considéré la hausse des tarifs comme une mesure en faveur des pauvres.

Echelonnement et modulation des hausses de prix

Il peut être souhaitable d'échelonner les hausses de prix et de les moduler différemment suivant les produits énergétiques. Dans les études de cas considérées, la réalisation des réformes des subventions réussies ou partiellement réussies a demandé, en moyenne, cinq ans environ.

Une hausse trop brutale peut susciter une intense opposition aux réformes, comme cela a été le cas en Mauritanie en 2008, et au Nigeria en 2012. Une progression par étapes laisse le temps aux ménages et aux entreprises de s'adapter, et aux autorités celui de renforcer leur crédibilité en montrant que les sommes épargnées au niveau des subventions sont utilement employées. En Namibie, elles ont été progressivement supprimées suivant un plan triennal de réforme. Une approche graduelle a également été adoptée pour l'électricité au Kenya où les autorités ont réussi à faire accepter progressivement des hausses du prix de l'électricité en améliorant les services fournis. Un facteur important de réussite est de profiter d'une baisse des cours internationaux pour lancer le programme de réformes. Certes, cet élément est hors du contrôle des autorités nationales, mais il s'agit d'un phénomène cyclique (1998, 2008, 2014) et, en cas de convergence avec une volonté politique de réforme, c'est le tempo idéal pour lancer le programme.

Amélioration de l'efficacité des entreprises énergétiques publiques

L'amélioration de l'efficacité des entreprises publiques peut permettre de réduire les charges que le secteur de l'énergie fait peser sur les budgets nationaux. Les producteurs d'énergie bénéficient en effet, souvent,

d'importantes ressources budgétaires — sous la forme de transferts courants et en capital — pour compenser leur manque d'efficacité au niveau de la production et de la perception des recettes. En étant plus efficaces, ces entreprises peuvent renforcer leur position financière et avoir moins besoin des transferts.

Les expériences nationales semblent indiquer qu'il est important de renforcer la gouvernance des entreprises publiques, d'améliorer la gestion de la demande et la collecte des recettes et de mieux exploiter les économies d'échelle pour améliorer l'efficacité de ces entreprises.

Mesures d'atténuation des effets des réformes

Il est indispensable d'adopter des mesures bien ciblées pour atténuer l'effet des hausses des prix de l'énergie sur les populations vulnérables si l'on veut rallier l'opinion publique aux réformes des subventions. Il faut, pour cela, commencer par évaluer les possibilités d'expansion des programmes sociaux à court terme (ou de mise en œuvre de nouveaux programmes).

On peut envisager des transferts non ciblés, ou ciblés. Les premiers sont plus faciles et rapides à administrer (montant uniforme par habitant ou par ménage), en limitant les recensements des populations concernées: si le montant des transferts est identique pour tous en valeur absolue, il représente, en proportion de leurs revenus, un transfert plus important pour les plus pauvres, pouvant aller jusqu'à annuler l'effet de la hausse. Les seconds assurent mieux la redistribution des économies réalisées et sont socialement plus justes puisqu'ils se concentrent sur les populations jugées plus vulnérables à la hausse des prix. Dans cette optique, le maintien (ou l'adoption) de compteurs permettant une tarification différenciée en fonction des volumes (d'électricité ou de gaz) consommés mensuellement par les ménages constitue une méthode satisfaisante d'effectuer ces transferts.

En cas d'impossibilité de recours aux transferts monétaires, d'autres programmes (pas nécessairement liés au secteur de l'énergie) peuvent être élargis pendant le développement des capacités administratives du pays. Il faut alors privilégier les programmes existants qui peuvent être rapidement élargis, en cherchant éventuellement à les rendre plus efficaces (repas scolaires, réduction des frais de scolarité et d'utilisation des services de santé, transports urbains, eau). Dans le cadre des réformes du secteur de l'électricité, le Kenya et l'Ouganda ont maintenu inchangé leur tarif minimal (« tarif social ») et concentré les hausses de prix sur les ménages consommant davantage d'électricité. Le Kenya a subventionné les frais de raccordement au réseau au lieu des prix de l'électricité, ce qui a permis d'étendre la couverture du réseau électrique à des ménages pauvres et à des ménages de zones rurales et reculées.

Dépolitisation de la fixation des prix de l'énergie

Un mécanisme dépolitisé de fixation des prix de l'énergie est indispensable au succès et à la durabilité des réformes. L'Afrique du Sud utilise avec succès, depuis plus d'une cinquantaine d'années, un mécanisme de fixation automatique des prix des carburants. Mais dans de nombreux pays, après avoir été supprimées avec succès, les subventions ont été rétablies quand les cours mondiaux du pétrole ont flambé en 2007-2008. Sur les 28 programmes de réforme observés par le FMI, 11 ont été considérés comme réussis en partie seulement, du fait que les subventions ont fait leur réapparition par la suite. Des mécanismes de fixation automatique des prix peuvent permettre de réduire les risques d'une remise en cause des réformes. Les gouvernements peuvent être moins impliqués dans la détermination des prix de l'énergie et faire apparaître plus clairement que l'évolution des prix intérieurs, reflétant celle des cours mondiaux, échappe à leur contrôle.

La responsabilité de la mise en œuvre du mécanisme automatique peut être confiée à un organisme indépendant. Les décisions techniques concernant la fixation des prix sont alors déléguées à une institution

indépendante pour permettre que la réforme des subventions se poursuive comme prévu. Plusieurs pays qui ont réussi la réforme de leurs subventions aux produits pétroliers (Afrique du Sud et Turquie, notamment) et à l'électricité (Arménie, Kenya, Philippines et Turquie, entre autres) ont confié à une agence indépendante la responsabilité de la réforme et de la réglementation des prix de l'énergie.

Une règle de lissage peut être intégrée dans le mécanisme de fixation automatique des prix pour éviter les hausses brutales de prix intérieurs. Les pays abandonnent souvent les mécanismes automatiques en cas de forte hausse des cours mondiaux. Un certain nombre de pays, dont le Malawi et le Nigéria, ont eu recours à des règles de lissage pour résoudre ce problème. Plusieurs autres pays d'Afrique subsaharienne, dont la Gambie, la Sierra Leone et le Togo, envisagent de recourir à de telles règles. Un mécanisme de lissage permet que les hausses brutales des prix mondiaux ne soient répercutées que progressivement sur les prix intérieurs.

Zoom n°12

Historique des rôles relatifs privé/public dans le financement de l'électrification

Par Patricia Florin-Van Horn, économiste, membre de l'ADEA

Avec un taux moyen d'électrification de 30%, l'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) accuse un retard encore très important sur les objectifs du millénaire de développement.

En prenant un peu de recul, on s'aperçoit que les Etats-Unis et de nombreux pays d'Europe n'ont véritablement parachevé leur électrification qu'après la seconde guerre mondiale. C'est avec le Plan Marshall que la France a pu construire de nombreux barrages dans les années 1950 qui ont à leur tour permis de dégager des rentes pour financer le programme nucléaire français des années 1970 et 1980. Aux Etats-Unis, c'est l'intervention massive du gouvernement fédéral qui a mis en place les structures et les grands financements de l'électrification sous Roosevelt.

Trois grandes périodes ont marqué l'histoire de l'électrification depuis la fin du XIX^e siècle :

- 1-** 1880 – 1914. L'électrification des grandes villes – ce processus a lieu presque partout dans le monde et s'accompagne des investissements industriels dépendant de l'électricité;
- 2-** 1914 – 1929. La Guerre suivie d'une première vague de nationalisations et la restructuration et renouvellement de l'industrie;
- 3-** 1929 – 1945. La dissémination de l'infrastructure basique, avec un accès à l'électricité partout ou presque pour certains pays et régions (surtout en Europe) et une stagnation ou régression pour d'autres.

On retrouve un maillage similaire côté financement qui reflète des basculements dans l'équilibre public – privé suite aux évolutions géopolitiques, avec deux périodes supplémentaires :

- a-** jusqu'en 1914 – une grande implication des entreprises multinationales et de la finance internationale;
- b-** 1914- 1929 – une première vague de nationalisations et une intervention accrue des organismes publics;
- c-** 1929 – 1945 – l'organisation à grande échelle du service public de l'électricité avec un mélange de nationalisations, régulation et plusieurs variantes du processus de 'domestication'¹;
- d-** 1945 – 1978 – le perfectionnement du modèle de dans le monde de l'OCDE, avec une série d'autres modèles dans les pays des Amériques Centrale et Sud, l'Asie et l'Afrique;
- e-** 1978 – 2007 – une nouvelle vague de privatisation avec la réémergence des grandes entreprises multinationales et la création des nouveaux marchés de l'électricité transnationale.

La première période d'électrification (1880-1914) a été marquée par deux grandes tendances. Les structures des entreprises chargées de l'électrification ont été inspirées par les modèles créés pour la construction des chemins de fer – les *Railroad Trusts* sont devenus des *Holding Companies*. Dans les deux

¹ Cette analyse prend comme source le livre 'Global Electrification – Multinational Enterprise and International Finance in the History of Light and Power, 1878-2007' de William Hausman, Peter Hertner and Mira Wilkins, Cambridge University Press, New York, New York, USA

cas, il était nécessaire d'innover dans les structures afin de mobiliser et gérer les investissements énormes qui rendait nécessaire la coopération et le partage des risques entre plusieurs acteurs. Aussi, dans les deux cas les grandes structures d'entreprises ont provoqué la méfiance des gouvernements et du public et entraîné de grandes poussées de régulation (technique, droit d'accès à la voirie, contrôle des prix). Il y avait deux approches – une approche industrielle, basée sur des investissements directs étrangers et liées aux activités de manufacture électro-technique (modèle des USA, de l'Allemagne et de la France) et le modèle de financier principalement utilisé par le Royaume-Uni, avec le Canada, comme acteur majeur pour l'Amérique centrale et sud.

Cette période a vu un essor de projets et des investissements massifs à l'échelle internationale. En 1914, l'Europe avait réalisé des investissements électriques dans 84% du monde. Toutefois, ces investissements restaient très enclavés, avec de forts liens avec la présence coloniale et une concentration sur les sites industriels, les gares et ports, les centres d'affaires des grandes villes et les résidences privés des élites coloniales, économiques et politiques.

La deuxième période (1914-1929) a vu une continuation de l'investissement multinational et de grands progrès techniques. L'industrie était secouée par les premières nationalisations (surtout la Russie) et la saisie des actifs de l'Allemagne ailleurs en Europe dans le cadre des réparations de guerre, mais l'activité multinationale a redémarré au milieu des années 1920 avec une deuxième période de croissance rapide, avec cette fois la prééminence des Etats-Unis. Toutefois, en réaction aux leçons de la Grande Guerre de 1914-1918 qui a clairement montré que l'électricité avait un lien fort avec la sécurité nationale, les autorités publiques s'impliquèrent beaucoup plus, soit par la régulation, soit en devenant propriétaire des unités de production. Les entreprises réalisant les investissements coopéraient avec cette transition du moment où elles recevaient une compensation 'raisonnable' - les industriels électro-techniques cherchant surtout un marché pour leurs produits et ayant trouvé que la production de l'électricité n'était pas en soi rentable. C'était le début du processus de 'domestication' par laquelle les actifs des multinationaux passaient sous le contrôle du pays.

La troisième période (1930 - 1945) fut marquée par deux phénomènes: la dissémination de l'infrastructure et les secousses financières et géopolitiques de la crise de 1929 suivie par la deuxième guerre mondiale. L'extension des réseaux de transport et de distribution a permis à certains pays européens d'atteindre un haut niveau d'électrification (en 1933: Danemark 100%, Pays-Bas 99%, Belgique 98%, France 93%). Ce succès est lié en partie à une géographie concentrée sans grands obstacles mais aussi à la bonne gestion publique des projets. Il a fallu attendre les années 1950 pour atteindre ces mêmes niveaux d'électrification aux Etats-Unis et au Canada. L'Europe a aussi réussi à désenclaver des investissements industriels pendant cette période, soit par le transfert des actifs industriels de production d'électricité vers des municipalités, soit par la création des branches 'fournisseurs d'électricité' au sein de ces entreprises industrielles (en Autriche en 1933, 64% de l'électricité produite par les industriels était vendu aux secteurs tertiaire et résidentiel).

Après la Guerre, est apparue une période d'accélération du processus de domestication (1945 - 1978) pendant laquelle l'électricité en Europe, aux Etats-Unis et au Canada est devenue un service public géré par des *utilities*, soit au niveau national (France) ou régional/municipal ailleurs (Allemagne, Etats-Unis, Canada). On voit cette même tendance en Afrique du Sud avec la prise de contrôle de Victoria Falls and Transvaal Power (privé, multinationale) par Escom (*public utility*) en 1948, et en Argentine avec la vente des actifs de «*American and Foreign Power*» et «*CADE*» au gouvernement en 1958.

À partir de 1978, il y a un mouvement de privatisation partielle aux États-Unis et en Europe qui donne lieu à de nouvelles structures public-privé et de nouvelles formes de coopération. Le contrôle des réseaux et des prix publics reste largement dans les mains des organisations publiques tandis que la production d'électricité et sa vente à travers des marchés de gros passent par la participation des entreprises privées au niveau multinational.

4 - Entretiens prospectifs

2050 est un horizon suffisamment lointain pour une prise en compte de scénarios volontaristes, qui permettent d'amorcer des virages, de conduire des alternatives. Les points d'inflexion sont multiples – percées technologiques, plans d'investissements massifs, tournants démographiques, l'investissement dans l'éducation, les coopérations renforcées, pour n'en citer que quelques-uns.

Afin de cerner ces potentialités, risques et opportunités, nous avons consulté plusieurs personnalités expertes des réalités socio-économiques, politiques et énergétiques du continent africain, à commencer par le professeur Philippe Hugon.

• Entretien avec **Philippe Hugon**

Philippe Hugon, directeur de recherche à l'Iris (Institut de Relations Internationales et Stratégiques)

Professeur des universités en Sciences économiques de l'université de Paris X, fin connaisseur de la géopolitique du continent africain, Philippe Hugon a rédigé plusieurs ouvrages de référence sur l'Afrique. Il est régulièrement interrogé par les médias, notamment sur les ondes de RFI et de France-Inter.

• **Regards prospectifs**

2050 est un horizon suffisamment lointain pour une prise en compte de scénarios volontaristes, qui permettent d'amorcer des virages, de conduire des alternatives. Les points d'inflexion sont multiples – percées technologiques, plans d'investissements massifs, tournants démographiques, l'investissement dans l'éducation, les coopérations renforcées, pour n'en citer que quelques-uns.

Afin de cerner ces potentialités, risques et opportunités, nous avons consulté plusieurs personnalités expertes des réalités socio-économiques, politiques et énergétiques du continent africain, à commencer par le professeur Philippe Hugon.

• **La prospective dans un monde de risques et d'incertitudes**

L'environnement énergétique est très incertain. Les incertitudes sont mondiales, régionales et africaines. Les incertitudes englobent aussi le modèle énergétique choisi: celui qu'ont mis en place les pays développés d'aujourd'hui ou un autre modèle? Il faut donc raisonner pour la prospective en termes de ruptures de tendances.

On raisonne dans un monde rempli d'incertitudes. Il y a des tendances que l'on peut distinguer par effet d'inertie. Par exemple, lorsque l'on construit une infrastructure comme une centrale hydraulique, on sait quelle sera l'offre fournie par la centrale dans 30 ans.

Dans d'autres domaines, c'est plus flou. Par exemple, la part des énergies renouvelables, ou la capacité à stocker de l'énergie. On peut aussi se poser des questions sur la certitude du modèle énergétique « carboné ».

Le modèle énergétique à instaurer devrait plutôt être celui de l'accessibilité ou de transitions.

Philippe Hugon a sélectionné plusieurs dimensions qui seront particulièrement importantes sur les dynamiques d'ici 2050 en Afrique.

• **La démographie et les migrations**

« Il n'y a pas une seule Afrique: l'Afrique est plurielle », souligne Philippe Hugon.

Il existe une Afrique sous-peuplée (Soudan, RDC, Angola...) et une Afrique surpeuplée (Burundi, Rwanda, plateaux malgaches, Comores...). Ces différences créent des mouvements migratoires: des pays surpeuplés vers les pays sous-peuplés, ou vers l'Europe. Les flux migratoires sont majoritairement des flux entre pays d'Afrique. Il s'agit de migrations internationales mais intra-africaines. Il faut différencier les migrations choisies et les migrations forcées (conflits, catastrophes « avec » dans certains cas les réfugiés, les déplacés...). Il faut également prendre en compte les migrations transfrontalières liées à la porosité des frontières.

Les principaux pays d'immigration sont l'Afrique du Sud, la Côte d'Ivoire, la RDC plus de nombreux petits pays tels le Gabon. Les pays d'émigration sont en Afrique australe, le Zimbabwe mais également les pays membres de la SACU et SADCC (exception faite de l'Afrique du Sud). Ce sont en zone UEMOA le Mali, le

Niger, en Afrique centrale le Rwanda et le Burundi.

Les migrations hors d'Afrique sont coûteuses (plus de 2 000 euros par migrant) et liées à des zones particulières et des réseaux d'entraide (ex-moyenne vallée du Sénégal en France avec les Maliens et les Sénégalais).

«*On peut distinguer trois ensembles démographiques*», nous indique Philippe Hugon :

- L'Afrique dont la population stagne. Ce sont des pays en déclin démographique (Afrique du Sud, Botswana). Ces pays vont devoir faire face à un vieillissement de leurs populations.
- L'Afrique qui explose. Ce sont des pays qui n'ont pas encore entamé leur transition démographique (pays sahéliens et Somalie). La fécondité y est très élevée (sept enfants par femme). La population de ces pays triplera d'ici 2050. La population est de plus en plus jeune.
- Le reste de l'Afrique qui a commencé sa transition démographique.

La population de ces pays doublera d'ici 2050, par effet d'inertie. La fécondité y est inférieure à cinq enfants par femme fécondable. Il y aura un dividende démographique à exploiter : du fait de la transition démographique, il y aura en proportion plus de personnes actives et moins de personnes à charge (jeunes et personnes âgées). Les dépenses de santé et d'éducation pèseront donc moins lourd pour ces pays. Le Nigeria fait partie de ce groupe. Un doublement de sa population y est attendu, ce qui laisse prévoir 350 millions d'habitants en 2050.

En 2015, 17 millions de jeunes (15-24 ans) arriveront sur le marché du travail à travers l'Afrique. Il y en aura environ 35 millions en 2050. Sur les 17 millions en 2015, 2/3 concernent le monde rural et 1/3 le monde urbain. En 2050, sur les 35 millions de nouveaux arrivants sur le marché du travail, 55% concernera le monde urbain (19 millions) et 45% le monde rural (16 millions).

Les demandeurs d'emploi en milieu rural seront majoritaires jusqu'en 2030.

«*Le défi majeur de l'Afrique reste : comment absorber ces jeunes sans perspective, exclus du système économique et politique ?*

Dans de nombreux pays, les jeunes sont exclus de la politique (les régimes sont « gérontocratiques »), de la propriété foncière en zone rurale (prix trop élevés, absence de droits), de l'emploi en ville...

On est dans la rupture, et pas dans la tendance. Il y aura sûrement des réformes politiques, économiques et sociales de taille. Les entreprises qui s'installeront dans une région devront en tenir compte et toujours penser à créer de l'activité sur place et favoriser le tissu économique local (utiliser des PME locales, employer des locaux...) sous peine de "clash"», pressent Philippe Hugon.

En résumé, les problématiques démographiques de l'Afrique sont plurielles.

- Comment gérer la migration ?
- Comment gérer l'accès aux terres ?
- Comment absorber les jeunes sans perspective d'avenir ?
- Comment gérer le dividende démographique ?

La démographie révèle un certain nombre de problèmes et il faudra des évolutions pour y faire face.

« Le modèle énergétique choisi ne pourra pas être similaire au cheminement historique qu'a poursuivi l'Europe en son temps. La biomasse s'avère être ruineuse dans les pays sahéliens (corvées de bois, déforestations). En revanche elle est envisageable dans les zones tropicales.

« La démographie impacte donc les options énergétiques car il faudra gérer les migrations, la gestion des terres, la migration vers les villes, et savoir comment tirer parti du dividende démographique », souligne Philippe Hugon.

• **Quel modèle de développement, quels indicateurs ?**

Il ne faut pas confondre croissance et développement, souligne Philippe Hugon.

Aujourd'hui, il n'y a pas de réel système de statistiques nationales en Afrique. Les informations dont on dispose ne viennent pas des pays, mais d'organismes internationaux (Banque mondiale, etc.) hors-sol.

Il faut se méfier des taux de croissance, qui sont relatifs et déformateurs : tout dépend de la pondération choisie. La variation du taux peut varier d'un facteur de 1 à 3 selon la pondération choisie.

Les informations disponibles (PIB, croissance et IDH) dépendent de conventions, il faut donc être extrêmement prudent. De plus, 80% de la population africaine travaille dans le secteur informel, ce qui représente près de 50% du PIB en Afrique subsaharienne. Comment prendre en compte ce fait ?

« On ne se pose jamais assez la question de la réalité des chiffres. La question n'est pas la croissance, mais le développement », rappelle Philippe Hugon. Une étude ghanéenne sur le développement a considéré d'autres critères que le PIB et l'IDH, dont :

- la diversification de l'économie ;
- les progrès en termes de productivité ;
- les dépenses dans la santé ;
- l'éducation.

On obtient alors une analyse vraiment différente de celle que l'on a en utilisant comme critères le PIB et l'IDH.

Philippe Hugon pense que d'autres indicateurs permettent de mieux juger de l'état d'un pays. Par exemple, les critères suivants indiquent qu'un pays progresse :

- inégalités en baisse (coefficient de Gini qui diminue) ;
- taux de scolarisation en hausse ;
- ménages ayant accès aux biens de grande nécessité.

Ce sont les indicateurs de croissance inclusive.

Quand on regarde les différentes études sur l'Afrique, on voit qu'il y a des transformations positives :

- l'égalité homme/femme progresse ;
- l'espérance de vie augmente ;
- la productivité augmente ;
- les économies se diversifient.

« Le scénario le plus probable, c'est que ces indicateurs continuent d'aller dans le bon sens. Néanmoins, les progrès ne sont pas uniformes : il y a des progrès (Côte d'Ivoire...), des stagnations (Madagascar...) et des situations chaotiques (Somalie, République centrafricaine...) », souligne Philippe Hugon.

• **L'économie**

Qu'est ce qui explique la dynamique des dix dernières années en Afrique ? Il existe des facteurs économiques endogènes et exogènes.

Les facteurs exogènes sont:

- l'amélioration des termes de l'échange, conséquence de la baisse des prix des biens d'équipements et de consommation (réfrigérateurs, etc.) par rapport aux prix des produits exportés (pétrole, cacao, gaz, minerais...);
- l'accès aux financements, multipliés par cinq depuis 2000: les fonds souverains, les transferts des migrants, les fondations...
- l'allègement de la dette (moratoires, annulations...);
- le passage d'une Afrique postcoloniale à une Afrique mondialisée.

Les facteurs endogènes sont:

- l'émergence des classes moyennes: environ 300 millions de personnes gagnant deux à dix dollars par jour, qui ont accès aux biens durables, avec un panier de la ménagère diversifié;
- la démocratie de plus en plus présente et la baisse globale du nombre de conflits;
- la formation, qui s'améliore;
- l'accès à l'école et à la santé en ville;
- la réduction des inégalités homme/femme;
- les dynamiques régionales apparaissent (Afrique de l'Ouest hors Nigeria, Afrique de l'Est, Afrique australe).

Les dynamiques régionales créent cependant des inégalités et des fractures territoriales.

L'Afrique reste relativement hors des chaînes de valeur mondiales à l'exception peut-être du Maroc et de l'Afrique du Sud.

L'Afrique importe plus de technologies qu'elle n'en crée. La technologie change la donne et le paysage de développement.

La consommation des ménages change de manière importante: aujourd'hui, les dépenses liées aux hautes technologies sont plus importantes que celles liées à l'alimentaire pour certains ménages (pas les plus pauvres). Ceci s'explique par une augmentation de la demande en haute technologie, mais aussi par une satisfaction plus importante des besoins alimentaires.

Le téléphone portable est un besoin vital, un élément de rupture par rapport aux prospectives antérieures.

- **Les fractures territoriales et zones de conflit**

L'Afrique est composée d'ensembles régionaux très différents où des leaders émergent, des puissances avec leurs spécificités.

Il faut aider l'épanouissement des capacités des différents pays.

Philippe Hugon entrevoit cependant trois grandes zones de conflictualité à l'horizon:

- la région soudano-sahélienne et le nord du Mali, avec l'installation forte et durable de groupes comme Boko Haram qui dispose d'ores et déjà d'un territoire étendu;
- la corne de l'Afrique (Somalie et peut-être Éthiopie);
- l'Afrique centrale (République centrafricaine, RDC), avec peut-être des mouvements sécessionnistes (Kivu, Katanga...).

D'autres zones de conflits pourront exister, mais ce seront des conflits plus ponctuels (par exemple dans la région de Cabinda en Angola).

La conflictualité est un facteur qui rétroagit considérablement sur la prospective.

La prospective peut imaginer un impact des instabilités vis-à-vis des frontières en se basant sur les problématiques énergétiques. Par exemple, le Soudan du Sud a pu faire sécession à cause du pétrole qu'il possède.

Au Nigeria l'énergie est un facteur central d'instabilité ainsi que la répartition territoriale des religions:

- sur les 36 États du Nigeria, trois connaissent la présence de Boko Haram et 12 vivent sous le régime de la Charia.

• Entretien avec **Gérard Malengé**

Gérard Malengé est ingénieur économiste et expert dans la conception et la mise en service d'ouvrages de production électrique (nucléaire, thermique, hydraulique et renouvelable). Après 40 années sur le terrain, notamment ces 17 dernières années sur les grands projets électriques africains, Gérard Malengé développe dans cet entretien un regard sur les dynamiques en cours, le besoin d'avoir une approche régionale pour certains projets, la place de l'hydraulique dans le contexte plus large énergie et agriculture, les interconnexions et les opportunités de l'éolien ou du solaire dans certaines régions de l'Afrique.

• **L'approche régionale, une clé pour le développement**

«L'électrification de l'Afrique est handicapée par le morcellement du continent en 54 pays, souligne Gérard Malengé. Ainsi, il n'y a pas assez de demande dans la plupart des pays pour des grandes unités de production avec des économies d'échelle et des coûts compétitifs. Il faut donc penser le développement énergétique en terme de régions, plutôt que de pays».

Les projets régionaux d'envergure peuvent être intéressants pour l'ensemble des pays d'une région. Prenons l'exemple de la Côte d'Ivoire et du Ghana. En Côte d'Ivoire, l'exploitant de la centrale d'Azito a décidé d'augmenter la puissance de la centrale, à 500 MW (cycle combiné par adjonction d'une turbine vapeur) au lieu des 300 MW initiaux. Le pays bénéficie alors d'une production plus importante et d'un coût de revient moyen plus faible (car le coût d'exploitation marginal est négligeable). La Côte d'Ivoire dispose ainsi d'électricité disponible pour l'exportation et le Ghana peut importer de l'énergie, dont il a besoin. Tout le monde est gagnant.

Les grands projets régionaux existent, exemple Inga en RDC. Mais après la construction d'Inga I et d'Inga II, la RDC s'est retrouvée à produire trop d'énergie. Pour vendre cette électricité, l'Etat a baissé les tarifs. Comme il n'y avait pas assez de consommation, on a incité la population à consommer plus (exemple: cuisinières électriques à Kinshasa). Suite aux crises économiques, les familles ne payent pas toutes leur électricité malgré les tarifs très bas. La société nationale d'électricité (SNEL) est perpétuellement dans le rouge ce qui ne permet l'entretien des barrages dont Inga 1 et 2.

M. Malengé a participé en tant qu'expert à la reprise du projet Inga, en charge du dimensionnement des unités et barrages. Il a été décidé de faire un barrage à étages, en commençant par un barrage bas niveau, et sans barrer le Zaïre, pour une capacité de 4800 MW dont 2400 MW sont destinés à l'Afrique du Sud et 2400 MW pour la RDC. La moitié de l'électricité, prévue pour l'exportation, est envoyée à Kolwezi, l'autre moitié de l'électricité reste en RDC.

On ne parle plus aujourd'hui de « grand Inga » (qui totaliserait 48 000 MW), mais d'Inga 3, 4, 5, 6... On fait une base, et on ajoute des étages (de 900 MW). Néanmoins, on n'obtient pas vraiment 900 MW, à cause des pertes.

Selon M. Malengé, l'ensemble RDC plus la Tanzanie aura une population de l'ordre de 250 à 280 millions d'habitants en 2050 et comparable à celle du Nigéria.

Le stockage de l'électricité permet de rentabiliser différentes ENR en adossant le solaire à l'hydraulique et préserver l'eau.

Le solaire photovoltaïque associé à l'hydraulique pour le stockage représente la solution la moins chère (exemple: au Ghana ou au Togo/Bénin). Mais il y a des problèmes:

- Il n'y a pas toujours présence d'eau dans les zones où il y a du soleil (exemple: au Mali). C'est possible au Niger, avec le fleuve Sénégal.

- Un autre problème c'est l'utilisation de l'eau pour l'agriculture. L'irrigation, programmée ou sauvage, diminue le potentiel des barrages (Sénégal, Niger...), et l'utilisation de l'eau pour l'irrigation est généralement prioritaire par rapport à la production électrique. Avec les besoins de l'agriculture pour répondre à la demande alimentaire cette opposition va s'accroître.

Le réchauffement climatique diminue la quantité d'eau aggravant ainsi problème de satisfaire aux besoins de l'irrigation.

Quand il y a des montagnes (ou de l'altitude), on peut faire du stockage de puissance avec des stations de pompage: 1000\$ le KW pour des projets de 1200 – 2000 MW. Il faut cependant que la station de pompage soit peu éloignée de la production. Le problème, c'est de répondre à deux exigences: altitude et production proche. Au Maroc, il n'y a que cinq ou six sites intéressants.

• **Quel avenir pour l'éolien et le solaire?**

Pour illustrer les potentialités selon les régions, Gérard Malengé choisit deux exemples concrets de programmes ambitieux en cours de réalisation, le Maroc et l'Afrique du Sud.

Le Maroc est bien positionné pour tirer parti des énergies renouvelables.

Le Maroc ne dispose pas de ressources pétrolières ou gazières importantes et l'hydraulique est de plus en plus réservée pour l'irrigation et la consommation domestique.

Le pays a choisi de miser sur le développement d'un système d'énergies renouvelables mixte: 2000 MW de solaire, 2000 MW d'éolien, soit 4000 MW. La puissance électrique installée du pays est de l'ordre de 6000-7000 MW actuellement, y compris les centrales thermiques classiques; à 6-7% de croissance annuelle elle peut doubler d'ici à 10 à 12 ans. L'objectif du Maroc est d'avoir 1/3 de sa puissance installée à base d'énergies renouvelables vers 2025-2027.

Les conditions sont idéales au Maroc:

- avec des barrages qui se remplissent avant l'hiver et restituent la production d'électricité en hiver;
- le vent dans le sud est maximal de mai à novembre et complémentaire à celui du nord du pays.

En été (lorsque la consommation est la plus forte), le soleil se couche après 20 heures, avec une pointe de consommation en soirée qui commence à partir de 20 heures. Un stockage de 3 heures, adossé à une centrale solaire thermodynamique (CSP) permet économiquement de passer la pointe du soir ou grâce à une station de pompage-turbinage qui peut aussi stocker l'énergie éolienne).

En partant sur ce schéma, le Maroc introduit de l'électricité solaire et éolienne très compétitive, avec des prix comparables à ceux du thermique à base de charbon.

Près de Marrakech, un système de pompage de 600 MW permettra ainsi de stocker de l'énergie qui viendra du sud du Maroc. La connexion n'est actuellement pas réalisée (projet de la COMELEC).

• **L'Afrique du Sud mise sur la diversification**

Le prix du charbon est très bas en Afrique du Sud: il est très inférieur aux prix de marché international qui est de l'ordre de 30\$ la tonne selon les qualités. Le pays n'a pas été capable d'augmenter les tarifs de l'électricité particulièrement bas, ce qui a eu pour conséquence pour la société d'électricité Eskom de ne pas

pouvoir investir massivement dans des nouveaux moyens de production (charbon, gaz et nucléaire) faute de revenus suffisants. Aujourd'hui, le pays aurait intérêt à exporter plus de charbon dédié à l'électricien à prix de marché proche de 50 dollars la tonne, et utiliser cette rente pour soutenir le développement de son programme ambitieux d'énergies renouvelables de 8000MW (50% éolien / 50% solaire).

Néanmoins, les conditions ne sont pas idéales :

- Il n'y a pas de foisonnement pour l'éolien installé sur le littoral entre Durban et Cape Town,
- Le solaire fournit très bien en été, mais la pointe de la demande est en hiver. En hiver, il n'y a plus de soleil après 16h, et la pointe de consommation est vers 20 heures. Il faut de ce fait réaliser des stockages (sodium ou STEP) pour restituer la puissance 6 ou 9 heures plus tard, ce qui est beaucoup plus coûteux.

L'insertion des énergies renouvelables sera beaucoup plus difficile et coûteuse dans le système électrique de l'Afrique du Sud (8000MW) que dans celui du système marocain (4000MW) bien que proportionnellement plus important.

• **Quelle vision pour l'énergie en 2050 ?**

Pour Gérard Malengé, le premier facteur, c'est la démographie. Certaines zones vont voir leur population faiblement augmenter (Maroc, Afrique du Sud...), d'autres exploser (RDC, Éthiopie, Nigeria...). Il va falloir fournir de l'énergie, et en particulier de l'électricité, à ces populations (en prenant aussi en compte l'augmentation des taux d'électrification). Les découvertes de gaz joueront un rôle pour certains pays. On a découvert en Afrique de grandes quantités de gaz, et on en trouvera sûrement encore. Si le coût de production est assez bas, cela peut être bénéfique pour un pays : par exemple, à Madagascar. Mais il faut que les revenus issus de l'exploitation soient bien utilisés (même chose que pour le pétrole, par exemple en Guinée Equatoriale).

La biomasse, actuellement première source d'énergie en Afrique, sera toujours utilisée. Il existe des projets de biocarburants, à base de typha ou de jatropha. Un projet à Madagascar, basé sur le jatropha, devrait être sur 10 000 hectares mais n'est toujours pas développé. Ces projets posent problème : problème de la consommation d'eau, de surface prise à l'agriculture alimentaire...

L'éolien : il faudrait déployer du solaire à grande échelle du Maroc au Sénégal en zone côtière soit 20 000 à 30 000 MW de capacités.

Enfin, il faut savoir quel sera le taux d'urbanisation en Afrique pour faire des hypothèses sur l'importance des solutions de production électrique décentralisées par rapport aux solutions centralisées.

Il faudra de l'énergie en grandes quantités (Inga peut en apporter une partie par exemple) et des réseaux interconnectés.

• Entretien avec **Lionel Taccoen**

Lionel Taccoen est président de Global Electrification, association qui a pour but l'information sur les systèmes électriques à travers le monde. Contrôleur Général d'EDF honoraire, Lionel Taccoen est Directeur de la lettre Géopolitique de l'Electricité. Dans cet entretien, il développe le rôle éminent de la Chine pour l'électrification de l'Afrique aujourd'hui.

• **Les trois Afriques de l'électricité**

«Aujourd'hui il y a trois Afriques du point de vue niveau de développement en infrastructures électriques, estime Lionel Taccoen: l'Afrique du Nord, l'Afrique subsaharienne (sans l'Afrique du Sud) et l'Afrique du Sud.

L'Afrique du Sud est un pays moderne. Le gouvernement, pour des raisons sociales et politiques, n'a pas voulu augmenter les prix de l'électricité depuis un certain nombre d'années, ce qui a eu des conséquences néfastes, difficiles à rattraper aujourd'hui. En Afrique du Nord, la situation n'est pas idéale mais le problème de l'électricité est plutôt avancé. Entre les deux, en Afrique subsaharienne, l'électricité est un problème de taille.

• **Les financements nécessaires**

Le PNUD estime qu'il faudrait 700 milliards de dollars pour fournir de l'électricité aux 1,2 milliard de personnes qui ne disposent pas d'un accès à l'électricité dans le monde. Spécifiquement, il faudrait 400 milliards pour l'Afrique subsaharienne où se trouvent plus de 600 millions de personnes sans accès actuellement, dans un contexte de doublement de la population subsaharienne d'ici 2050.

Pour sa part, l'Agence Internationale de l'Energie estime l'aide nécessaire à 20 milliards de dollars par an de plus que l'effort actuel d'ici 2030.

Il est difficile de trouver des données chiffrées concernant les financements chinois. Selon les calculs d'AidData, entre 2000 et 2012, les financements dans le domaine de l'électricité pour toute l'Afrique ont été de:

- 16 milliards de dollars pour la Chine (41 % des financements);
- sept milliards de dollars pour l'UE (19 % des financements);
- ½ milliard de dollars pour les Etats-Unis (moins de 1 % des financements).

Sur les 16 milliards de financements chinois, il n'y avait presque rien à destination de l'Afrique du Nord ou de l'Afrique du Sud. Par contre, 40 % des sept milliards européens et 30 % du demi milliard américain sont destinés à l'Afrique du Nord.

Les chinois se concentrent donc sur l'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) et sur les domaines suivants:

- 61 % des financements pour l'hydroélectricité;
- 16 % pour le thermique;
- 5 % pour l'électrification rurale;
- 4 % pour les énergies renouvelables;
- 15 % pour les lignes.

Dans ces 16 milliards, 4 pays ont reçu plus de 1,5 milliard de dollars chacun: l'Éthiopie (3,8 milliards), les deux Soudan (3,1 milliards), le Nigéria (1,9 milliard) et le Ghana (1,6 milliard).

En plus de ces pays, l'effort chinois se concentre sur le Cameroun, le Zimbabwe, les deux Guinée et les deux Congo.

- **La Chine, investisseur leader en Afrique**

La Chine a déjà fortement développé son secteur électrique. D'ici 2020, la Chine disposera d'une production électrique de 8 000 TWh, soit entre 12 et 15 fois la production française actuelle.

« Les Chinois sont techniquement excellents, estime Lionel Taccoen. Ils ont la meilleure technologie du monde dans plusieurs domaines, comme les lignes à haute tension, et particulièrement pour le transport d'électricité à très longue distance. Dans le domaine de l'hydroélectricité, ils ont une production qui est supérieure à la production totale française en électricité ».

La Chine a toujours donné une priorité à l'électricité, considérant que d'avoir une électricité fiable, abondante et pas chère est une condition préalable du décollage économique.

- **Des priorités différentes pour la Chine**

La Chine estime que l'Afrique subsaharienne est dans la même situation qui était la sienne il y a 30 ans. La Chine a développé son réseau électrique suivant un schéma classique (thermique 75-80% et hydraulique 20%) et interconnecté, sans se poser de questions idéologiques : il faut de l'électricité, donc il faut en produire. Il faut comparer cette approche à celle de l'Union Européenne et d'une grande partie des pays européens, pour qui les grands principes pour l'Afrique sont la décentralisation ; la priorité au rural et aux énergies renouvelables.

Lionel Taccoen a souligné ce rôle particulier de la Chine à travers l'exemple de l'Éthiopie et le méga projet du barrage Renaissance.

Après les années Mengistu, Meles Zenawi qui prend la tête de l'Éthiopie souhaite exploiter le potentiel hydraulique de son pays. Sa politique commence vraiment à partir de 2000 (après la guerre contre l'Érythrée).

Meles Zenawi avait deux problèmes :

- le problème de financement ;
- le problème du partage des eaux du Nil avec l'Égypte.

Auparavant, plusieurs barrages avaient été construits grâce au financement de l'Union Européenne, de la Banque Européenne d'Investissement, etc... Il n'y avait que deux barrages jusqu'en 2000.

En 2005, le gouvernement Éthiopien lance un ambitieux plan d'électrification sur 25 ans. Un certain nombre d'ONG attaquent violemment les financements occidentaux. Suite à une campagne de lobbying, ils réussissent à couper presque tous les financements occidentaux pour le barrage Gilbel Gibe 2. Cela stoppe le plan hydraulique Éthiopien.

Les Chinois prennent alors le relais et financent.

On ne trouve pas de documents détaillant les investissements chinois en Afrique, mais l'Éthiopie est le plus grand bénéficiaire de financements chinois. Par exemple, le barrage Éthiopien sur le Tekezé : officiellement, la Chine a financé à hauteur de 40 millions de dollars, mais des sources taiwanaises indiquent que l'ouvrage a été intégralement financé par Pékin (224 millions de dollars). Autre exemple : Gilbel Gibe 3 (en

puissance fournie équivalent à un réacteur de type EPR), avec un coût estimé à 1,5 milliard de dollars, dont officiellement 470 millions prêtés par la Chine.

Pourquoi ce secret autour des financements? À cause du problème du partage des eaux du Nil avec l'Égypte.

Un traité, datant de 1929, signé entre les britanniques et l'Égypte, donnait à l'Égypte une primauté sur les eaux du Nil. Néanmoins, l'Éthiopie ne se considère pas engagée par ce traité (l'accord n'incluait pas l'Éthiopie en 1929, et il a été ratifié par Mussolini pendant l'occupation de l'Éthiopie par l'Italie).

Un nouveau traité, remettant en cause la maîtrise de l'Égypte sur les eaux du Nil, a été signé avec la Tanzanie, l'Ouganda et le Rwanda en 2010. Le même jour, le barrage de Tana est inauguré. C'est un tournant important pour l'Éthiopie.

Pendant les mois de contestation contre Hosni Moubarak en Égypte, Meles Zenawi profite des troubles pour annoncer le barrage Renaissance (qui fournira autant de puissance que trois réacteurs EPR): les travaux, prévus auparavant, commencent immédiatement. Cette annonce passe inaperçue à cause des troubles en Égypte. En 2013, Morsi réagit, mais il est chassé du pouvoir deux semaines après.

Zenawi rallie le président soudanais Béchir au traité: l'Égypte se retrouve alors isolée. En décembre 2014, des discussions entre l'Égypte, l'Éthiopie et le Soudan ont lieu et en mars 2015 un nouvel accord incluant l'Égypte est annoncé.

Officiellement le projet de barrage Renaissance est financé par des retenues sur des salaires et des contributions populaires.

Le barrage Renaissance sera rentable car il y aura une demande, qui se crée avec la croissance Éthiopienne (7 ou 8% par an). D'après un rapport de l'ambassade de France à Nairobi, un réseau interconnecté basé sur les barrages éthiopiens est vraisemblable à l'avenir, reliant l'Éthiopie, le Soudan, le Mozambique, Djibouti et le Rwanda.

« On a pu définir avec précision la provenance des ressources du Nil: le cours d'eau est alimenté à 86% par les affluents de l'Est [provenant d'Éthiopie], soit 59% des eaux du fleuve par le Nil Bleu, 14% par le Sobat, 13% par l'Atbara. Le Nil Blanc représente 14% en provenance de l'Ouest [donc d'Afrique Centrale]. »

• **L'approche chinoise en matière d'investissements énergétiques**

Les Chinois trouvent que l'Afrique est un continent « compliqué »: à cause de sa fragmentation, de la diversité des coutumes, des lois et taxes très différentes entre les pays...

Leur stratégie se développe suivant cette réflexion.

Le plus simple c'est de vendre des équipements: transformateurs, câbles... Une fois la vente effectuée, il n'y a plus de risque. Exemple: Dong Feng Electric avec une croissance énorme et un chiffre d'affaires de 1,5 milliard de dollars.

Second aspect, se concentrer sur des gros projets: si il y a des démarches à faire, ça vaut le coup de les faire. Ils se concentrent donc sur des gros barrages, sur des lignes importantes... Ils ne se diluent pas sur des petits projets comme les Européens.

Troisième règle, ne pas s'impliquer dans les compagnies d'électricité, qui sont des compagnies d'État, avec des prix le plus souvent fixés par les États: trop d'ennuis et trop de difficultés à gagner de l'argent.

Quatrième pilier: pour lutter contre les problèmes de paiement, les Chinois utilisent des contrats permettant des paiements en matières premières. Cela est plus sûr pour eux, car ils ont besoin de matières premières et disposent déjà de beaucoup de devises.

«Les Chinois sont donc prudents, très présents et ils s'installent principalement là où les occidentaux ne sont pas présents. Ils n'ont pas d'ONG pour les freiner, les entrepreneurs sont libres de faire des affaires» conclut Lionel Taccoen.

• **Entretien avec Ananda Covindassamy**

Dr Ananda Covindassamy est expert international en développement de l'énergie et spécialiste des questions d'infrastructures énergétiques en Afrique. Il a été Secteur Manager Energie Afrique à la Banque Mondiale et auparavant Directeur du Département Energie à la BERD. Il est aujourd'hui directeur exécutif de Sequoia Emerging Markets Finance. Il nous livre ici son point de vue sur les problématiques auxquelles doit faire face l'Afrique subsaharienne pour se doter en énergies accessibles et durables.

• **Choisir des objectifs réalistes et soutenables**

Vouloir 100% d'électrification, 100% de distribution d'eau, 100% de routes, ce sont des supra-objectifs absolus, mais il faut aussi faire attention aux niveaux soutenables tant du point de vue des coûts d'entretien des installations qu'impliquent ces objectifs que du point de vue de la capacité à payer des ménages à bas revenus, sachant que des subventions d'État ne sont pas soutenables budgétairement et que les subventions croisées pénaliseraient lourdement des industries locales déjà en mal de compétitivité, souligne Ananda Covindassamy. Combien de déclarations d'aide internationale sont restées sans lendemain, combien de programmes se sont arrêtés subitement? On déploie ici ou là quelques milliers de foyers améliorés puis tout s'arrête avec « l'argent cadeau ». On ne peut réaliser que moins de 20% des projets économiquement justifiés (sans parler d'accès universel) sur la base de dons et aides prévisibles à moyen et long terme. Et cette aide s'applique trop souvent à des projets qui ne fonctionnent qu'à coups de subventions et qui ne sont pas reproductibles.

S'agissant des perspectives de développement énergétique à l'horizon 2050, si l'on regarde d'abord 30 ans en arrière, on s'aperçoit que les choses n'ont malheureusement pas beaucoup changé en Afrique subsaharienne. L'accès a peu progressé, sauf dans quelques cas particuliers et en tout cas, pas plus rapidement que le revenu par habitant. Il faut donc réfléchir sur les points de blocage, ou les impasses et fixer des objectifs plus réalistes.

• **Quel modèle énergétique ? L'énergie de qualité ne peut être gratuite**

Pour Ananda Covindassamy, le modèle économique est clé. Un secteur qui ne génère pas de cash-flow ne peut pas se développer. Il n'y aura pas d'investissements privés tant que les cash-flow du secteur de l'électricité seront négatifs car sans cash-flow l'investisseur ou le prêteur privés potentiels sont alors sûrs de ne pas être payés. Et lorsque les cash-flow existent, il faudrait aussi s'assurer que l'Etat ne les confisque pas après. « *Un investissement privé c'est fondamentalement l'achat d'un cash-flow futur* », souligne Dr Covindassamy.

L'objectif numéro un pour assurer des financements énergétiques notamment dans l'électricité serait de rétablir un cash-flow fiable par une tarification raisonnable, un programme de raccordement intègre fondé sur une demande solvable, un bon système administratif et de recouvrements. Il est évident que les dons ne sont pas à la hauteur des besoins, de très loin, et les initiatives internationales trompetées à grand bruit n'apportent en fait aucune ressource supplémentaire.

• **L'Aide au développement : au coeur du problème énergétique ?**

« *L'aide au développement pour l'énergie en Afrique est-elle bonne pour le développement ou fait-elle partie du problème?* » s'interroge Dr Covindassamy. Elle n'incite pas à l'efficacité et à la rigueur dans la gestion pour commencer ».

« Tant que le financement sera composé majoritairement de dons et d'aides, il y aura de l'abus et peu de progrès dans l'efficacité de la gestion: une addiction aux aides se crée. Cela mène facilement à des effets pervers. Exemple: les installations construites ne sont pas entretenues et une fois qu'il faut les remplacer les pays redemandent des aides pour reconstruire des installations au lieu de pratiquer un entretien convenable et d'utiliser les aides pour satisfaire (au moins en partie) les besoins de croissance ».

- **Les compétences : existe-t-il un brain drain africain ?**

La capacité à gérer les projets est un problème fondamental. Préparer et gérer des projets d'infrastructure demande beaucoup de temps et de ressources. Les sociétés du secteur énergie, à commencer par les sociétés nationales d'électricité, sont très hiérarchisées en Afrique. Une personne ne reste que deux ou trois ans à un même poste, avant d'être mutée par un système qui privilégie parfois des critères politiques ou l'âge sur la compétence. Du coup, nombre de personnes compétentes partent à l'étranger ou, si elles restent, se plient à la volonté de la direction, quitte à agir de façon irrationnelle.

L'émigration vers l'Europe crée un vivier de gens formés, qui pourraient revenir si les conditions s'amélioraient en Afrique, et cela s'est produit dans certains cas. De plus, ces gens peuvent créer des associations ou des coopératives pour agir en Afrique (mais cela dépend de la culture du pays). « Actuellement trop d'Africains éduqués à l'étranger et y ayant travaillé des années ne veulent pas retourner en Afrique car ils seront rejetés par la pression du système socio-culturel des sociétés d'Etat africaines, où la compétence n'est pas toujours reconnue », souligne Dr Covindassamy.

L'émigration de personnel qualifié de l'Afrique vers l'Europe va s'accélérer et créer un vivier de futurs cadres du pays dont certains vont vouloir rentrer. Il faut favoriser la formation « sur le tas » hors d'Afrique et le retour des cadres et techniciens compétents et formés, à qui il faut offrir des perspectives professionnelles conformes à leurs aspirations à travailler dans une « méritocratie ».

- **Les dynamiques en présence – un regard prospectif**

Les technologies vont encore évoluer dans les décennies qui viennent: solaire, nucléaire, etc... mais le solaire ou l'éolien resteront marginaux dans l'ensemble, pour des raisons techniques. La grande inconnue, c'est le gaz qui présente des caractéristiques intéressantes du point de vue coût, disponibilité abondante, impact environnemental limité et souplesse d'utilisation. En se basant sur l'étude Pida (même si la demande est peut-être un peu surévaluée), on voit que la part d'hydroélectricité augmentera puis diminuera quand les sites identifiés économiquement exploitables qui sont en nombre limité, malgré les sites « géants » présents en Afrique, auront été presque tous équipés, et c'est le thermique (gaz ou charbon) qui nourrira la croissance, même si la part des énergies renouvelables moderne est destinée à augmenter. »

Le problème du charbon, ce sont les déchets, sachant que le problème des émissions de CO₂ est ou est en voie d'être, techniquement résolu. Que faire des déchets ? Il existe aussi une grosse résistance socio-politique. Le gaz est quant à lui considéré comme une énergie « propre ». De plus, il y a eu des découvertes récentes (Mozambique, Ghana...). Le gaz semble être une ressource d'avenir.

L'essentiel des besoins seront satisfaits par des sources traditionnelles, les énergies renouvelables modernes ne représenteront vraisemblablement que moins de 10% de la production. C'est déjà un objectif ambitieux, considérant que leur part est actuellement négligeable en Afrique.

La biomasse traditionnelle (bois essentiellement) représente en Afrique subsaharienne plus de 80% de la consommation actuelle en énergie, avec un impact désastreux sur l'environnement et la santé. Si on veut

changer les choses, c'est le premier levier de changement. Mais il est très difficile d'agir. En effet, l'utilisation de biomasse est très importante en milieu rural, ce qui rend très difficile la mise en place de projets d'envergure: ce sont des projets très difficiles à gérer, qui nécessitent beaucoup d'efforts pour des résultats limités.

«Il faut que les foyers améliorés soient plus largement répandus. Or on connaît les foyers améliorés depuis au moins une cinquantaine d'années, et depuis rien ne se développe réellement. On ne comprend pas pourquoi les initiatives n'ont pas marché, et du coup d'autres initiatives sont lancées régulièrement pour disséminer les foyers améliorés, sans résultats plus significatifs», souligne Ananda Covindassamy.

- **Gestion des forêts**

Un autre enjeu important lié à la biomasse c'est la gestion des forêts. On n'arrive pas actuellement à mettre en place une gestion des forêts, sauf dans quelques cas (Sénégal). Pour qu'une gestion des forêts fonctionne, il est nécessaire de mettre en place une parafiscalité et un système de gestion du bois de chauffe et du charbon de bois. En l'absence de parafiscalité, les forêts constituent une ressource gratuite dont la gestion durable est impossible. Il faut repérer les initiatives qui ont bien marché comme celle du Sénégal.

Les projets liés à la biomasse sont très diffus et décentralisés donc très difficiles à mettre en œuvre pour les institutions de développement.

- **Quelle stratégie d'électrification ?**

Dans les pays développés, l'électrification ne s'est pas faite par extension de réseaux, mais par la création de mini réseaux, qui sont ensuite devenus des réseaux autonomes régionaux et par la suite ont été raccordés entre eux. Alors que le credo actuel est de favoriser l'extension du réseau comme solution économiquement et techniquement optimale, lorsque l'on constate les problèmes de gestion et de gouvernance auxquels les réseaux interconnectés sont confrontés, il faudrait peut-être accepter un sous-optimum économique mais avec des solutions plus applicables du point de vue de la gestion et de l'appropriation par les populations.

L'importation et l'exportation d'électricité, dont les avantages économiques et techniques sont connus, se heurtent à la volonté d'indépendance énergétique. L'argument de la sécurité énergétique est contestable: il y a des risques quand on importe de l'électricité, mais il y en a aussi quand on importe des produits pétroliers ou du charbon pour ses centrales thermiques par exemple, à commencer par le risque sur les prix mondiaux et le risque de coupure des réseaux de transport pour les pays enclavés.

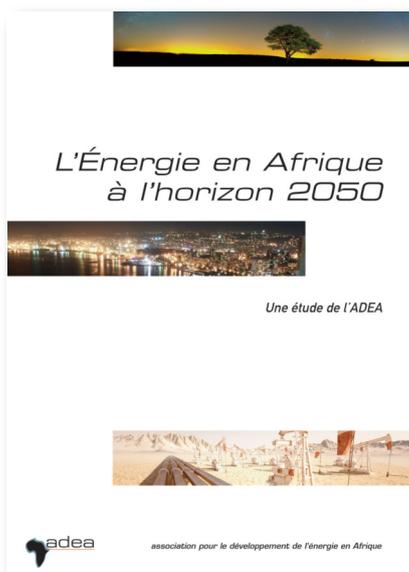
«Il faut mettre en lumière les obstacles et conditions pour avancer. Se projeter en 2050, voir les potentialités mais mettre en lumière les obstacles et conditions pour avancer dans cette direction. Il y a 40 ans en arrière on était face aux mêmes problèmes. Combien d'études coûteuses et importantes ont pris de la poussière et été rangées dans des tiroirs. Le secteur de l'énergie en Afrique est à la recherche d'un nouveau paradigme de gestion et de développement. On ne peut que regretter qu'aujourd'hui on en est à continuer d'essayer d'appliquer des modèles dont la faible efficacité est démontrée par la modestie des résultats obtenus ces dernières décennies», conclut le Dr. Covindassamy.

• Table des matières

| | |
|--|----|
| Remerciements | 3 |
| Quand l’Afrique s’illuminera | 5 |
| Préface de Jean-Louis Borloo | |
| Résumé et recommandations | 7 |
| 1 -État des lieux: analyse et orientations possibles | 17 |
| 1.1 - L’Afrique: un continent de fractures énergétiques..... | 18 |
| 1.1.1 - Fracture entre le continent et le monde..... | 18 |
| 1.1.2 - Fracture entre une Afrique du Nord une Afrique du Sud et une Afrique «du milieu»..... | 18 |
| 1.1.3 - Fracture entre le monde rural et le monde urbain..... | 21 |
| 1.1.4 - Fracture entre exportation des ressources et sous-consommation locale..... | 21 |
| 1.1.5 - L’utilisation de la rente pétrolière..... | 21 |
| 1.2 - Les défis majeurs..... | 22 |
| 1.2.1 - Le défi économique: l’énergie comme source et conséquence du développement..... | 22 |
| 1.2.2 - Le défi démographique..... | 24 |
| 1.2.3 - Le défi climatique..... | 25 |
| 1.2.4 - Le défi de la gouvernance..... | 26 |
| 1.3 - L’efficacité énergétique en Afrique..... | 29 |
| 1.3.1 - Des constats..... | 29 |
| 1.3.2 - Des exemples de projets d’amélioration de l’efficacité énergétique..... | 30 |
| 1.4 - La situation par régions..... | 31 |
| 1.4.1 - L’Afrique du Nord..... | 32 |
| 1.4.2 - L’Afrique de l’Ouest..... | 35 |
| 1.4.3 - Afrique Centrale..... | 38 |
| 1.4.4 - L’Afrique de l’Est..... | 40 |
| 1.4.5 - L’Afrique australe..... | 43 |
| 1.5 - La situation par énergies..... | 44 |
| 1.5.1 - Le pétrole..... | 44 |
| 1.5.2 - Le gaz naturel..... | 47 |
| 1.5.3 - Le charbon..... | 48 |
| 1.5.4 - Le gaz de pétrole liquéfié (GPL)..... | 48 |
| 1.5.5 - L’électricité..... | 49 |
| 1.5.6 - Les énergies renouvelables..... | 60 |
| 1.6 - La situation de l’énergie en Afrique par secteur..... | 61 |
| 1.6.1 - Les transports..... | 61 |
| 1.6.2 - Les usages domestiques..... | 64 |
| 1.6.3 - Les usages industriels..... | 66 |
| 1.6.4 - L’agriculture..... | 66 |
| 1.7 - Quelques enjeux..... | 66 |
| 1.7.1 - Les contraintes techniques et les goulots d’étranglement..... | 66 |
| 1.7.2 - L’environnement commercial..... | 68 |
| 1.7.3 - Le contexte international: aspects géopolitiques..... | 69 |

| | |
|---|-----|
| 2 -Synthèse des études prospectives | 71 |
| 1 - Enseignement des études sur la situation mondiale en 2050..... | 72 |
| 2 - Enseignement des études sur la situation de l'Afrique en 2050..... | 74 |
| 3 - Conclusion pour l'Afrique..... | 83 |
| 3 -Zooms | 85 |
| 1 - La biomasse en Afrique..... | 86 |
| 2 - L'aval pétrolier africain en émergence..... | 92 |
| 3 - Le développement des énergies renouvelables en Afrique subsaharienne..... | 96 |
| 4 - Le Nigeria..... | 102 |
| 5 - Le Pétrole au Tchad..... | 106 |
| 6 - L'Afrique du Sud: contextes et enjeux..... | 109 |
| 7 - La formation et l'information..... | 112 |
| 8 - Réchauffement climatique..... | 119 |
| 9 - Droit et politique de l'énergie en Afrique..... | 121 |
| 10 - Initiatives pour le développement de l'énergie..... | 126 |
| 11 - Réforme des politiques de subventions aux produits énergétiques..... | 131 |
| 12 - Historique du financement de l'électrification..... | 139 |
| 4 -Entretiens Prospectifs | 141 |
| 1 - Entretien avec Philippe Hugon..... | 142 |
| 2 - Entretien avec Gérard Malengé..... | 147 |
| 3 - Entretien avec Lionel Tacoen..... | 150 |
| 4 - Entretien avec Ananda Covindassamy..... | 154 |

L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050



L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050 est le fruit d'un travail collaboratif réalisé par un groupe d'experts membres ou proches de l'Association pour le Développement de l'Énergie en Afrique.

L'Énergie en Afrique à l'horizon 2050 a bénéficié du regard diversifié d'experts du monde de l'énergie, du monde académique, acteurs du terrain, membres d'ONG et chercheurs renommés qui se sont réunis au sein du comité scientifique de l'ADEA.

Avec cet ouvrage l'objectif de l'ADEA est d'apporter sa contribution au débat sur la transition énergétique en Afrique à horizon 2050, notamment à quelques mois de la grande conférence du COP21 à Paris. L'Afrique subit de plein fouet les conséquences du réchauffement climatique. Elle doit donc être au cœur des solutions imaginées pour un développement énergétique durable.

Cette étude a été réalisée sous la direction de Jean-Pierre Favennec, Président de l'ADEA, l'Association pour le développement de l'énergie en Afrique, et avec la coordination de Philippe Lambert, Vice-Président de l'ADEA.

