

L'Afrique de l'Ouest face aux défis de son approvisionnement en électricité

Prof. Dr. Edgard Gnansounou

Contenu

- 1. Introduction**
- 2. Les principaux défis**
- 3. Les réponses apportées**
- 4. L'alternative proposée**
- 5. La nécessité de la formation**
- 6. Conclusion**

Introduction (1/3)

- **Pénurie importante d'électricité en Afrique sub-saharienne depuis plusieurs décennies**
- **Délestages à caractère endémique**
- **40 - 70% de la population sans accès à l'électricité**

Introduction (2/3)

- **Persistance des déficits malgré les efforts des pouvoirs publics**
- **Pourtant l'Afrique Subsaharienne et l'Afrique de l'Ouest, en particulier, disposent d'importantes ressources énergétiques**

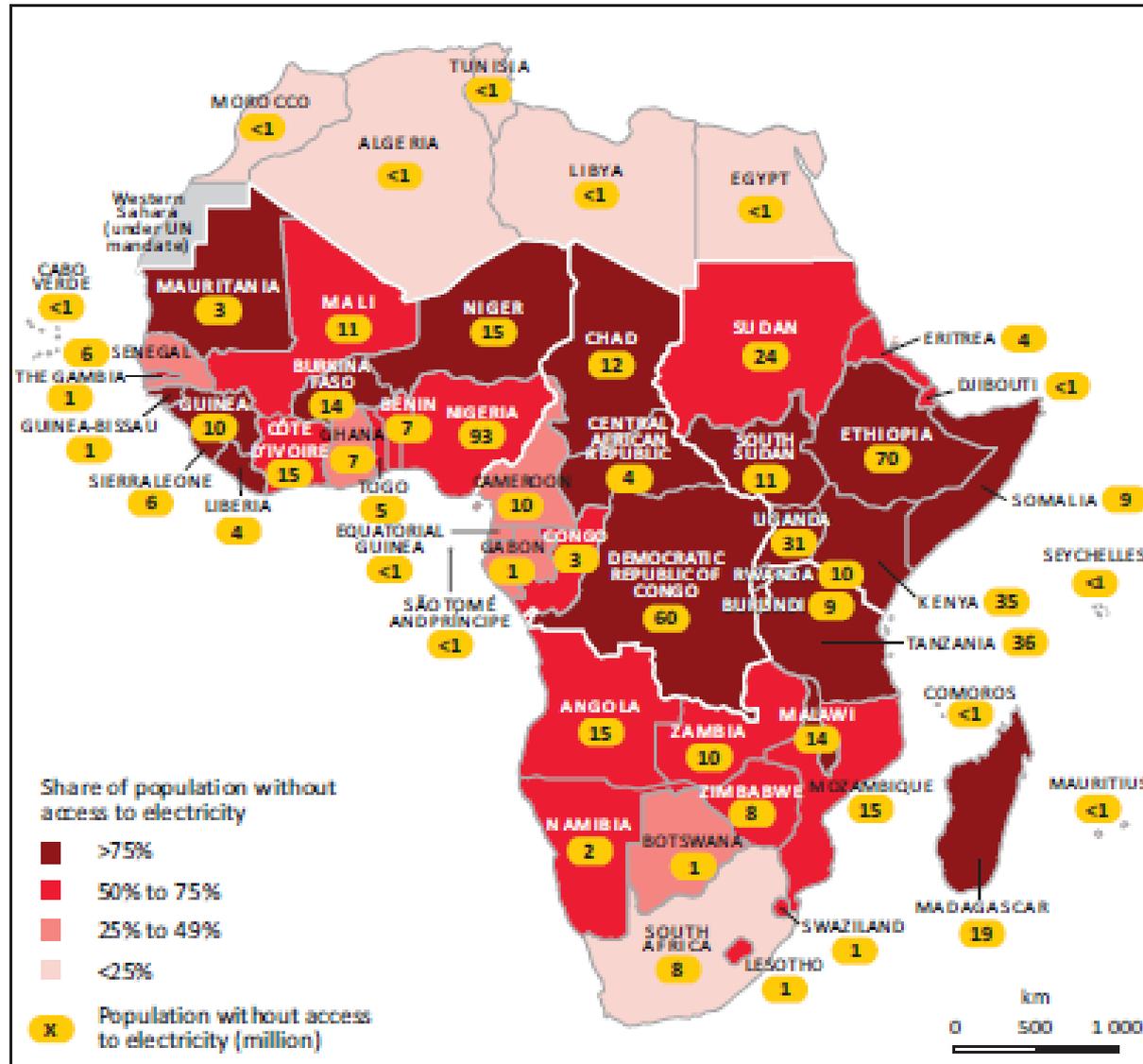
Introduction (3/3)

- **Quelle sont la situation et les perspectives prévues?**
- **Une meilleure anticipation est-elle possible?**
- **Quelles devraient être les conditions-cadres ?**

Les principaux défis (1/9)

- **Satisfaire les besoins en électricité de la population et de l'économie**
- **Disposer d'une énergie électrique à un prix équitable**
- **Développer un approvisionnement durable en électricité**

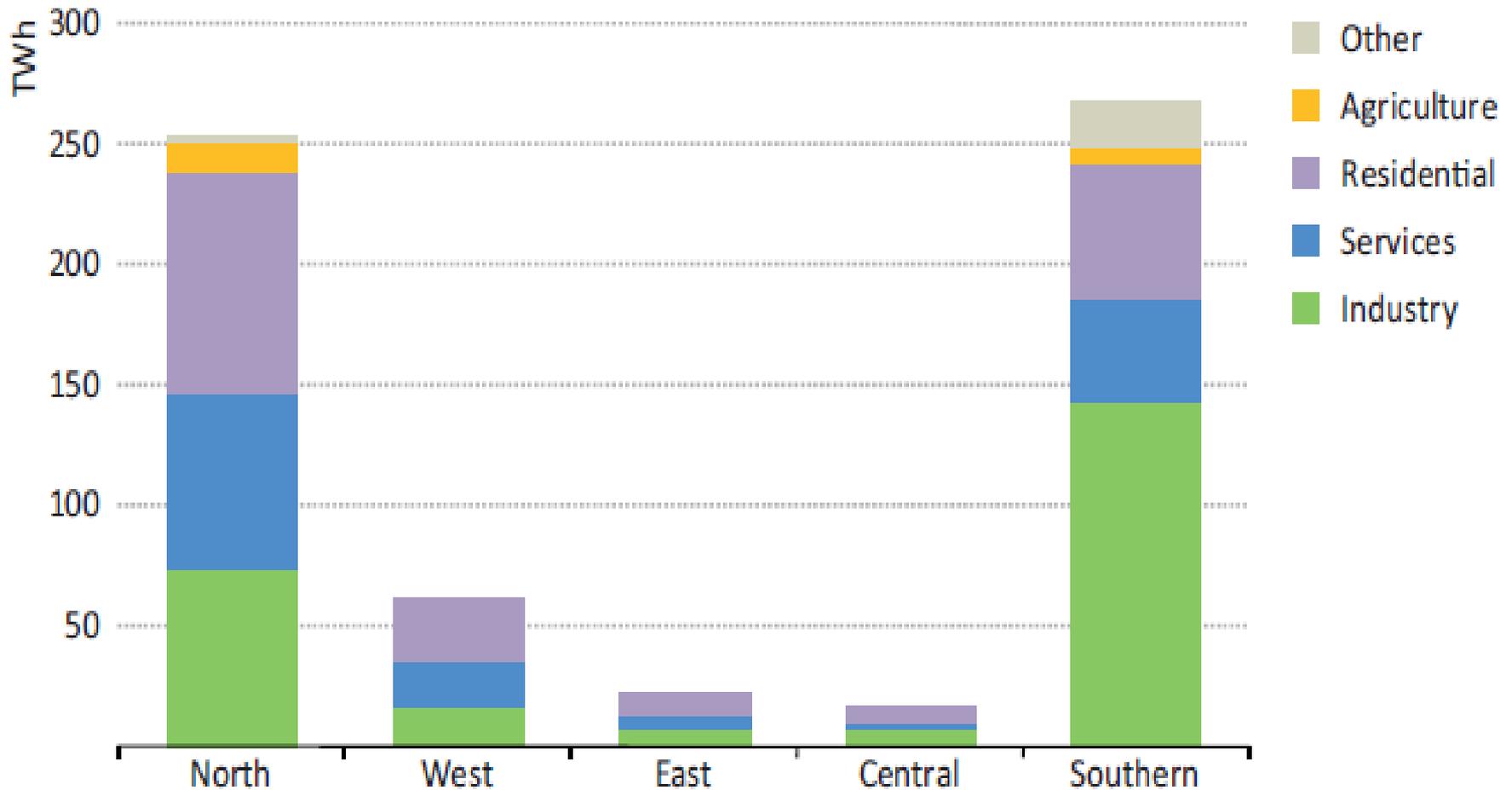
Les principaux défis (2/9)



This map is without prejudice to the status of sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source IEA

Les principaux défis (3/9)



Source IEA

Les principaux défis (4/9)

- **La non disponibilité d'énergie électrique en quantité suffisante**
- **Défaut d'ajustement à moyen et long terme entre la demande et l'offre d'électricité**
- **Mauvaise qualité de service de la fourniture d'électricité**

Les principaux défis (5/9)

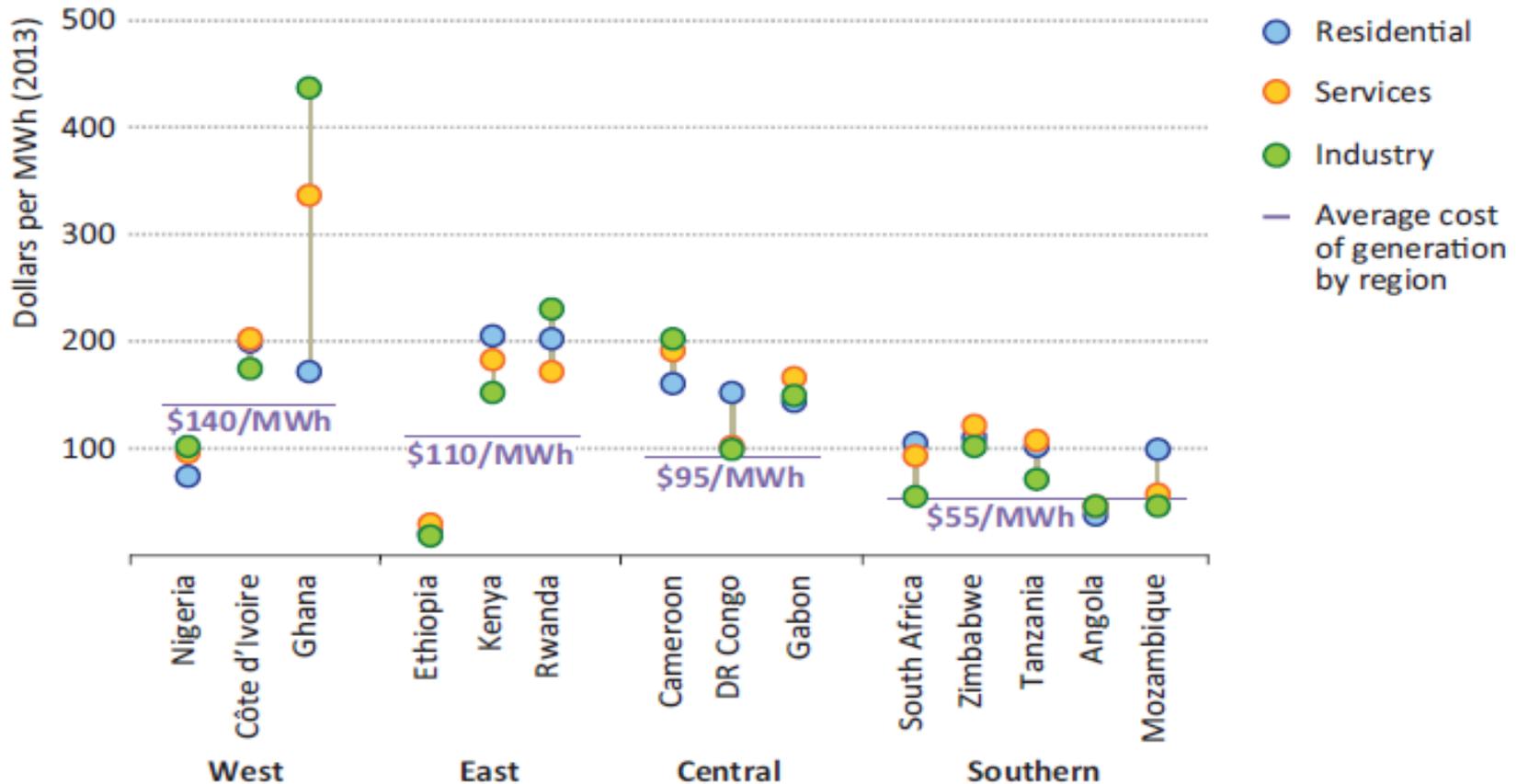
- **La non disponibilité de l'énergie électrique en quantité suffisante:**
 - **Inconfort des ménages**
 - **Faible productivité de l'industrie et des services**
 - **Pertes d'opportunité de développement économique**

Les principaux défis (6/9)

- **Le prix de l'électricité n'est pas adéquat:**
 - **Il ne reflète pas souvent les coûts de fourniture de l'électricité**
 - **Il n'est pas adapté au pouvoir d'achat de beaucoup de consommateurs**
 - **Il est asymétrique et ne pénalise pas la mauvaise qualité de service**

Les principaux défis (7/9)

Grid electricity prices by end-use sector in selected countries, 2013



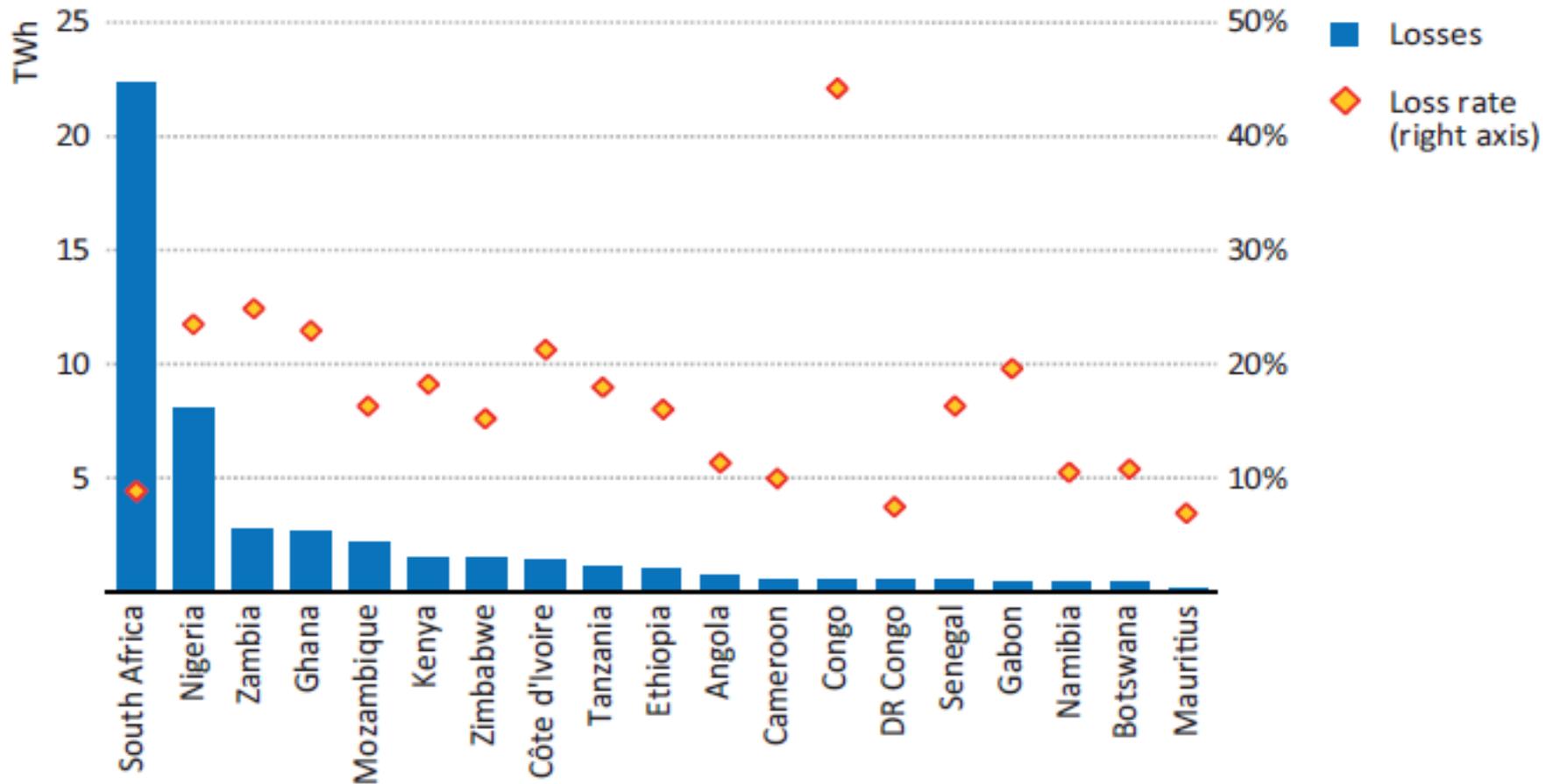
IEA

Les principaux défis (8/9)

- **L'offre et la demande d'électricité en Afrique de l'Ouest ne sont pas durables**
- **80% de l'offre à partir d'énergie fossile**
- **Pertes importantes de la distribution d'électricité**
- **Rendements faibles de la production d'électricité**
- **Faible maîtrise de la demande d'électricité**

Les principaux défis (9/9)

Transmission and distribution losses and loss rates, 2012



IEA

Les réponses apportées (1/8)

- **La stratégie de la CEDEAO**
- **Les organismes interétatiques comme l'OMVS, l'OMVG, la CEB**
- **Les systèmes nationaux**

Les réponses apportées (2/8)

CEDEAO

- **Le système d'échanges d'énergie électrique Ouest-Africain (WAPP)**
- **Plan directeur de la production et du transport d'énergie électrique (Tractebel et GDF SUEZ, 2011)**
- **Le gazoduc Ouest-Africain (GAGP)**

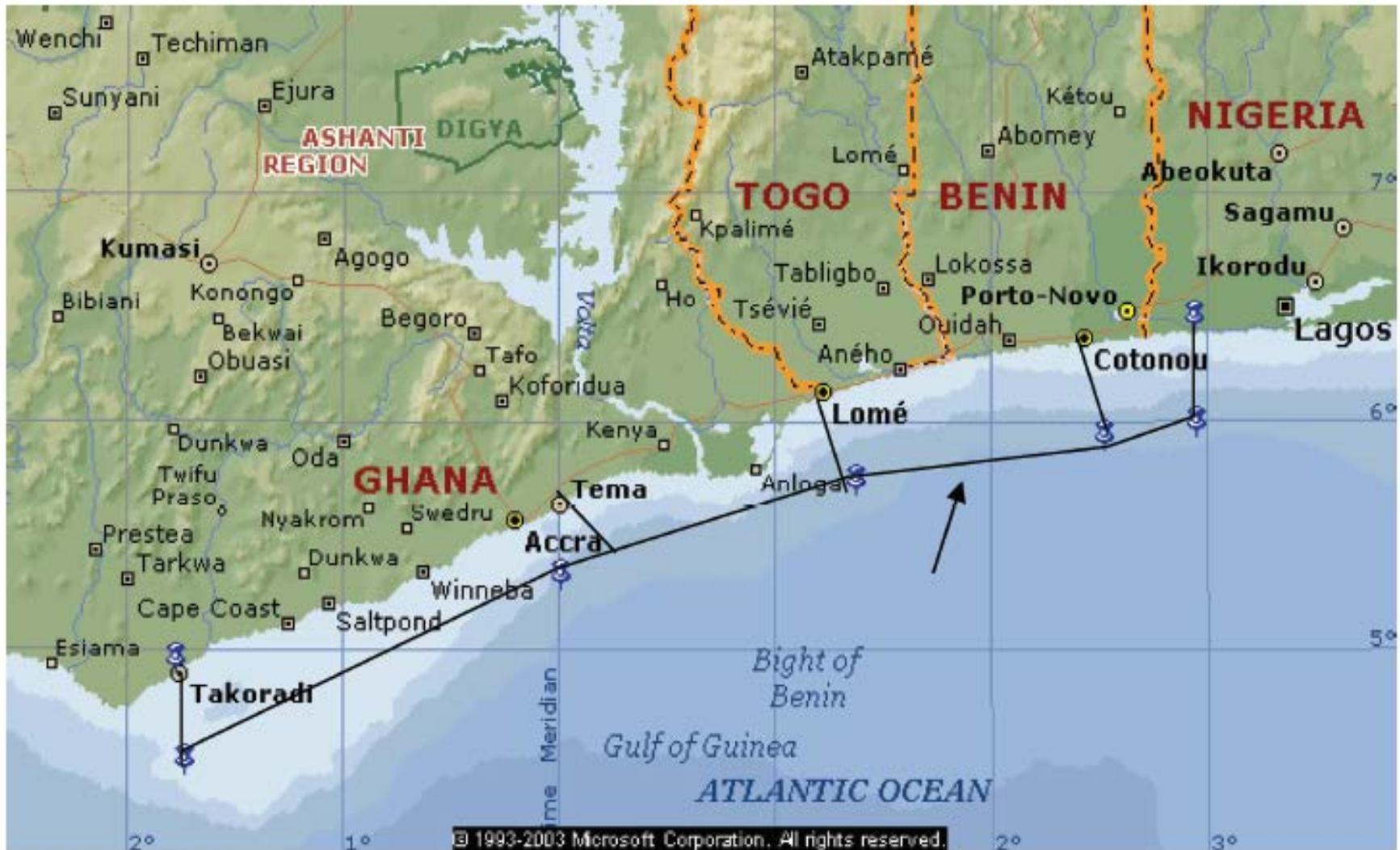
Les réponses apportées (3/8)



This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval.

The information in this site is provided for information purposes only and does not constitute a representation of interconnection standards or projects. Tractebel Engineering assumes no responsibility regarding the accuracy of the maps and use for the information they contain. Les informations contenues sur ce site sont destinées à titre d'information seulement et ne constituent pas une représentation de standards interconnectés ou de projets. Tractebel Engineering décline toute responsabilité sur ce site concernant l'exactitude des cartes et l'utilisation des informations qu'elles contiennent.

Les réponses apportées (4/8)



Les réponses apportées (5/8)

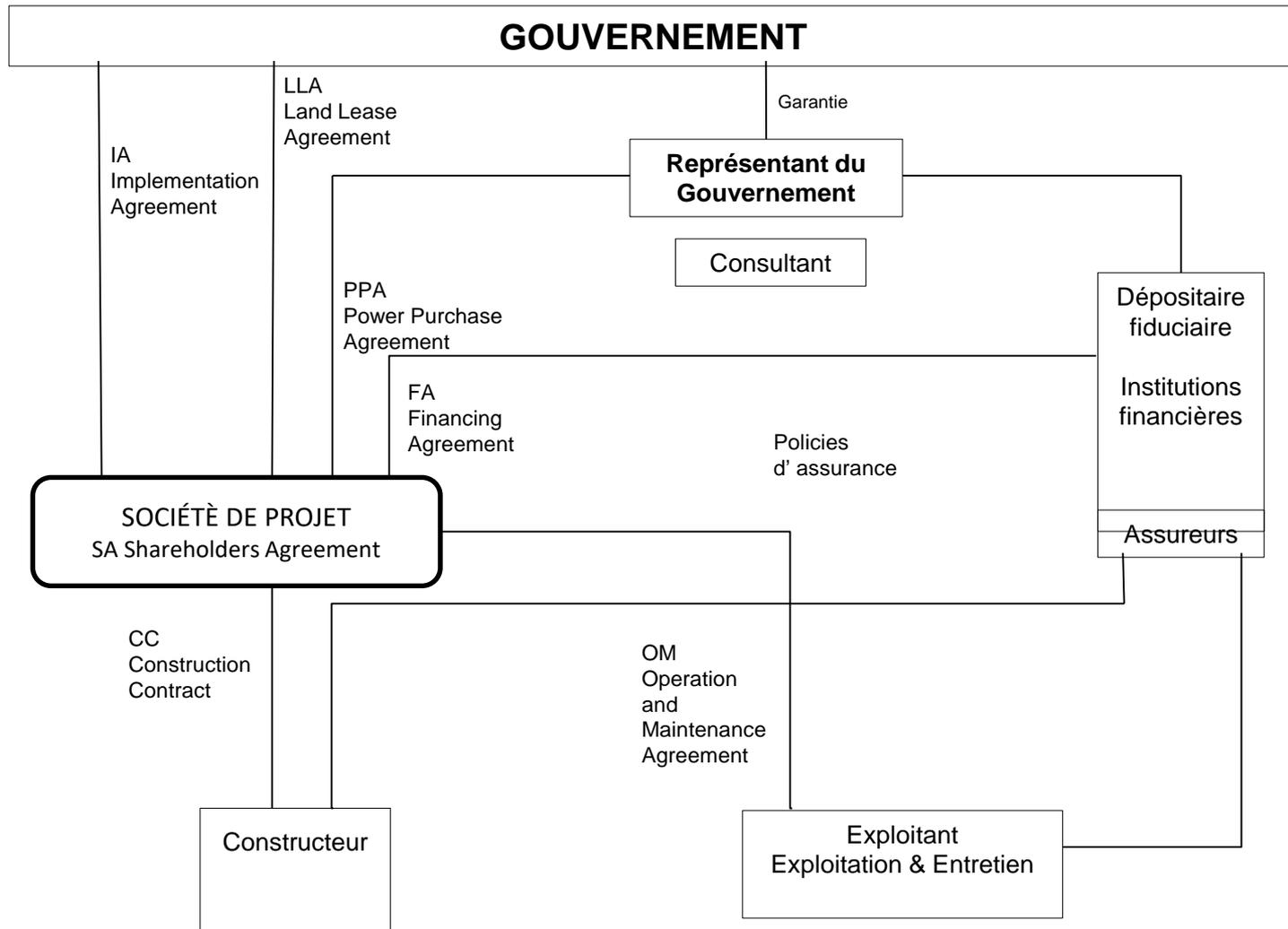
- **Plans directeurs de la production et du transport d'électricité des organismes interétatiques**
- **Plans directeurs de la production et du transport d'électricité nationaux**
- **Tentative pas toujours réussie de cohérence entre les niveaux CEDEAO, interétatiques et nationaux**

Les réponses apportées (6/8)

- **Solution à prédominance autarcique**
- **Expérience interétatique plombée par l'endettement des compagnies nationales d'électricité et par les impayés de l'administration**
- **Processus de financement lent et souvent onéreux**
- **Solutions d'urgence**

Les réponses apportées (7/8)

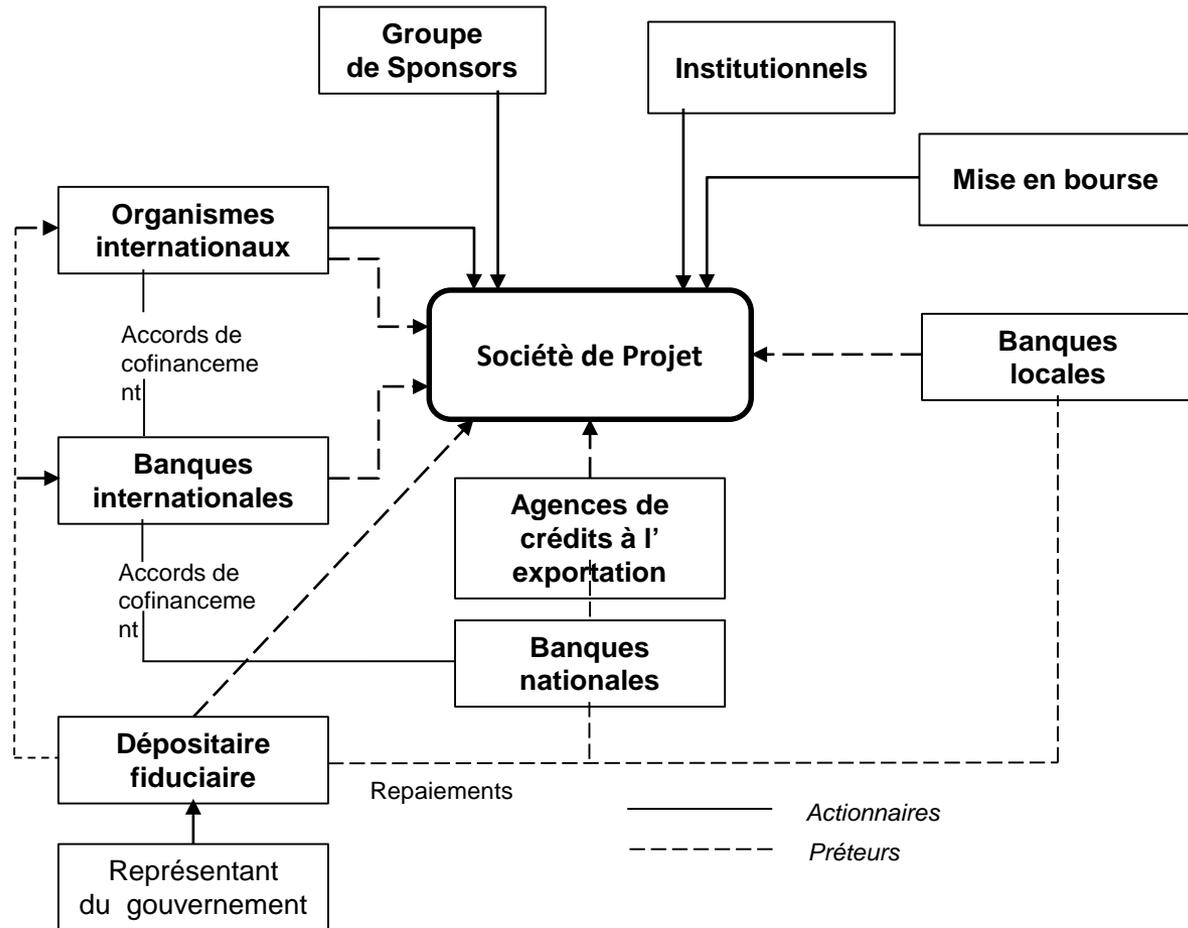
Modèle de financement BOOT



Source:
Hidalgo, 1994

Les réponses apportées (8/8)

Structure financière des projets BOOT



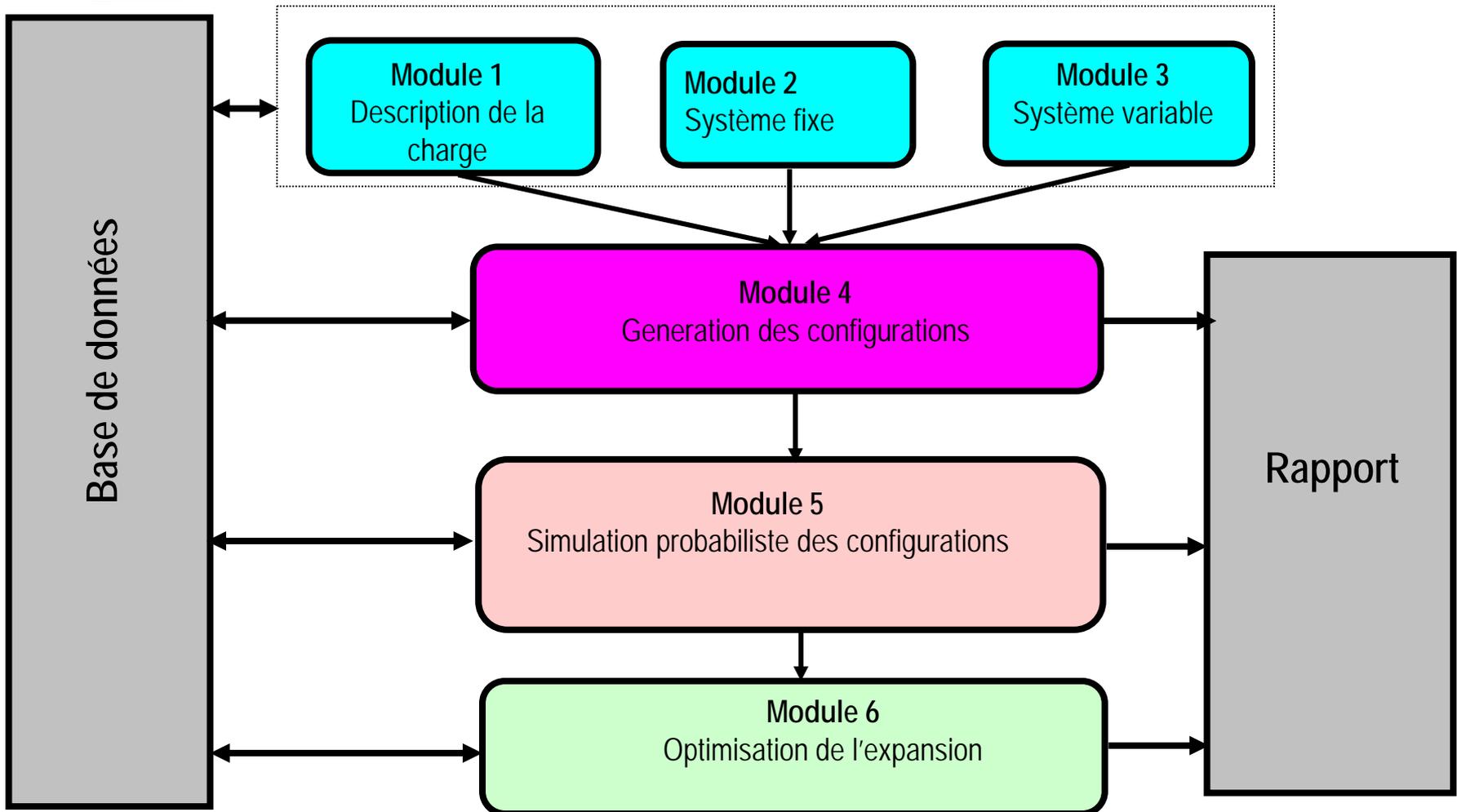
Alternative proposée (1/21)

Question

Autarcie versus marché sous - régional de l'électricité ?

Source: Herman Bayem sous la Direction de Edgard Gnansounou (2006)

PLANELEC-PRO



Alternative proposée (3/21)

Simulation PlanElec (Optimisation du parc de production)

- **Génération des configurations**
 - calcul des configurations qui satisfont demande et contraintes (réserves et LOLP)
- **Simulation des configurations**
 - Simulation par une méthode probabiliste en tenant compte des coûts, de la monotone de charge, des taux d'indisponibilité des centrales
- **Optimisation du plan d'expansion**
 - Problème de programmation dynamique formulé pour notre cas de la façon suivante :
F= coût total du plan d'expansion(fonction objectif)

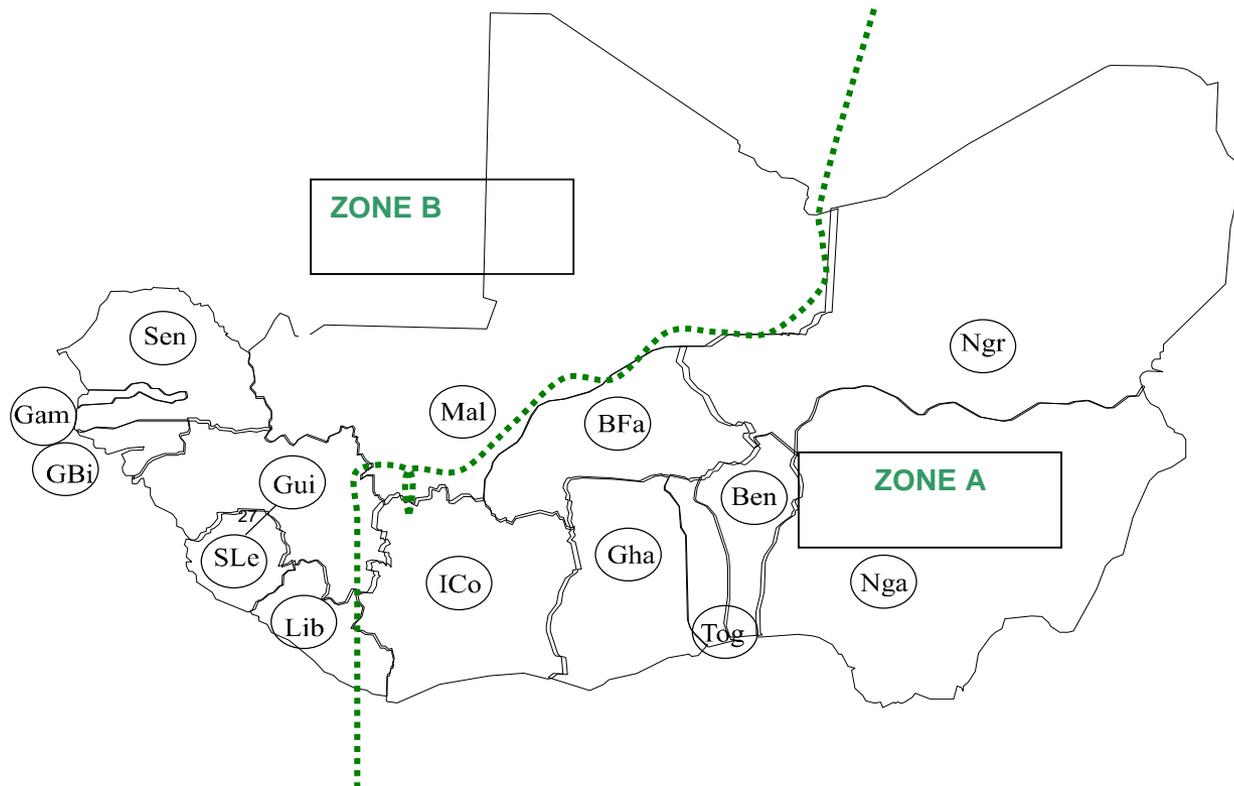
$$\min F = \sum_{t=1}^T [I_{j,t} - VR_{j,t} + CC_{j,t} + OM_{j,t} + CO2_{j,t} + ENF_{j,t}]$$

Alternative proposée (4/21)

Zone CEDEAO

(Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest)

- Pour les besoins de l'étude, l'espace cedeao a été divisée en 2 zones :



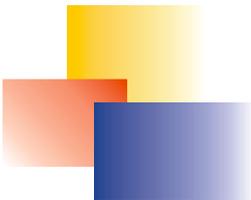
Alternative proposée (5/21)

Secteur électrique de la zone CEDEAO (situation en 2003)

- **Capacité installée 9,8 GW; 57,8% thermique et 42,2% hydro**
- **Production : 31 milliards de kWh**
 - Principaux producteurs : Nigeria , Ghana et Côte d'Ivoire avec 15,7; 8,8 et 5,1 milliards de kWh
- **Consommation totale : 28,4 milliards de kWh**
 - Principaux consommateurs : Nigeria (14,5 milliards de kWh), Ghana (5,1 milliards de kWh), Côte d'Ivoire (3,4 milliards de kWh) et Sénégal (1,2 milliards de kWh).

Alternative proposée (6/21)

- **Poursuivre la logique actuelle fondée sur des accords bilatéraux (Stratégie autarcique)**
- **Intégration sous-régionale (Stratégie de libre échange)**



Alternative proposée (7/21)

Évaluation des stratégies d'expansion

● Stratégie autarcique

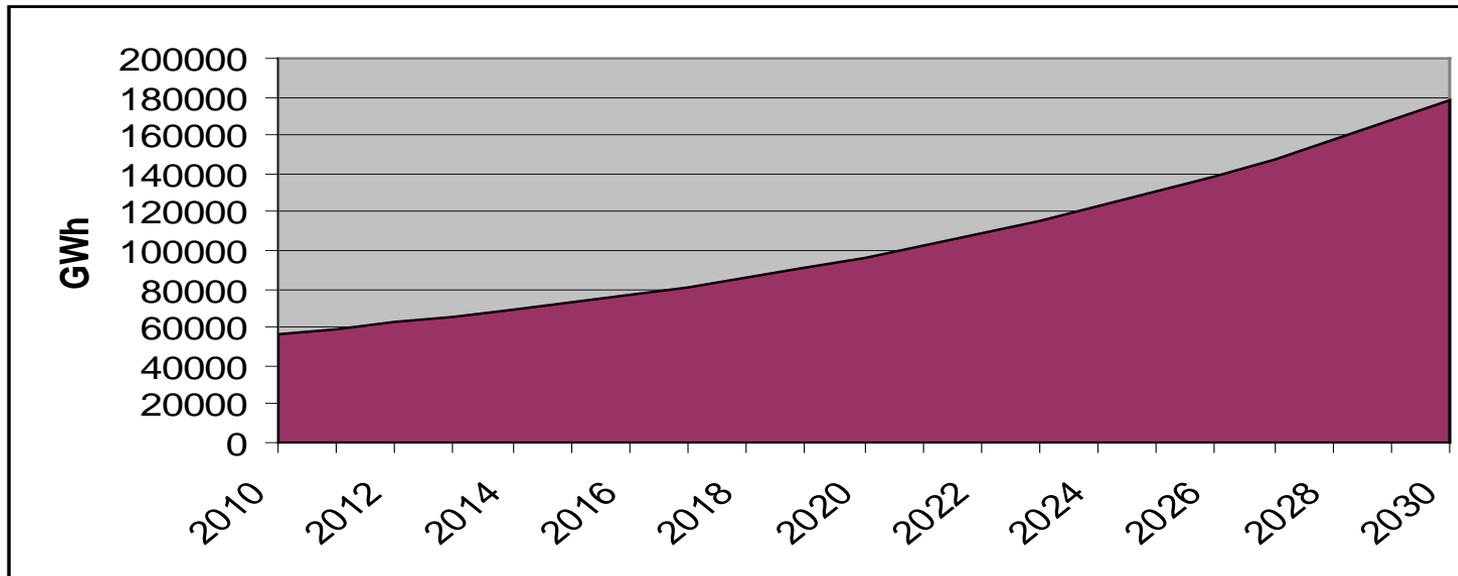
- Chaque pays développe en priorité sa production nationale
- Simulation du parc des pays importateurs; l'importation étant considérée comme option d'expansion du parc
- Simulation des pays exportateurs avec ajout de l'exportation à leur demande

● Stratégie intégrée

- Le parc de production de l'Afrique de l'ouest est considéré de façon intégrée; une optimisation de tout le parc est réalisée.

Alternative proposée (8/21)

- **Évolution de la demande en Afrique de l'Ouest**



Alternative proposée (9/21)

> Electricity demand* in Africa in the New Policies Scenario (TWh)

	2000	2012	2020	2030	2040	2012-2040	
						Delta	CAAGR**
Africa	385	621	852	1 258	1 869	1 248	4.0%
North Africa	116	253	338	447	572	319	3.0%
Sub-Saharan Africa	269	368	514	812	1 297	929	4.6%
West Africa	29	61	107	216	417	356	7.1%
Nigeria	14	37	68	146	291	254	7.7%
Central Africa	9	16	26	45	74	58	5.7%
East Africa	9	23	44	95	177	154	7.6%
Southern Africa	222	268	337	456	630	361	3.1%
Mozambique and Tanzania	4	16	30	60	99	83	6.6%
South Africa	190	212	248	298	364	152	2.0%

* Electricity demand is calculated as the total gross electricity generated, less own-use in the production of electricity, less transmission and distribution losses. ** Compound average annual growth rate.

Alternative proposée (10/21)

Hypothèses

- **Qualité de service et taux d'actualisation**
 - LOLP maximum : 0,55% soit 2 jours par an
 - Marges de réserves : entre 5 et 30%
 - Taux d'actualisation : 10%

Alternative proposée (11/21)

Du point de vue global

- **Avantage économique :**
 - Diminution des réserves nécessaires globalement
 - Une plus grande sécurité d'approvisionnement due à une diversification des sources

Alternative proposée (12/21)

Indice de profitabilité

$$Ip_j = \frac{-(C_{l,j} - C_{a,j})}{C_{a,j}} \cdot 100\%$$

Avec :

j : indice du pays

l pour stratégie libre marché

a pour stratégie autarcique

$C_{l,j}$: coût moyen actualisé dans la stratégie de libre marché

$C_{a,j}$: coût moyen actualisé dans la stratégie autarcique

Alternative proposée (13/21)

Indices de profitabilité des pays			
	$C_{i,j}$ (c\$/kWh)	$C_{a,j}$ (c\$/kWh)	lp_j
Benin	6	6,1	1,64%
Burkina Faso	6,2	7,2	13,89%
Gambie	6,9	14,1	51,06%
Guinée Bissau	5,4	12,4	56,45%
Liberia	6,4	7,4	13,51%
Mali	2	5	60,00%
Niger	2,9	9,7	70,10%
Sénégal	5,9	10,6	44,34%
Sierra Leone	1,9	5,4	64,81%
Togo	6,1	7,5	18,67%
Côte d'Ivoire	3,1	5,9	47,46%
Ghana	2,5	4	37,50%
Guinée	0,6	10,6	94,34%
Nigeria	2,7	6,6	59,09%



Alternative proposée (14/21)

- **Stratégie « libre échange »** avantageuse du point de vue technique et économique par rapport à la stratégie autarcique
- **Stratégie « libre échange »** nécessite un fort développement des capacités de transport. Son coût reste limité (3,5% du coût total)
- **Nette réduction du coût du kWh** pour chaque pays
- **Résultats concordants** à ceux obtenus dans une étude faite par l'Université de Purdue sur la période 2001-2020

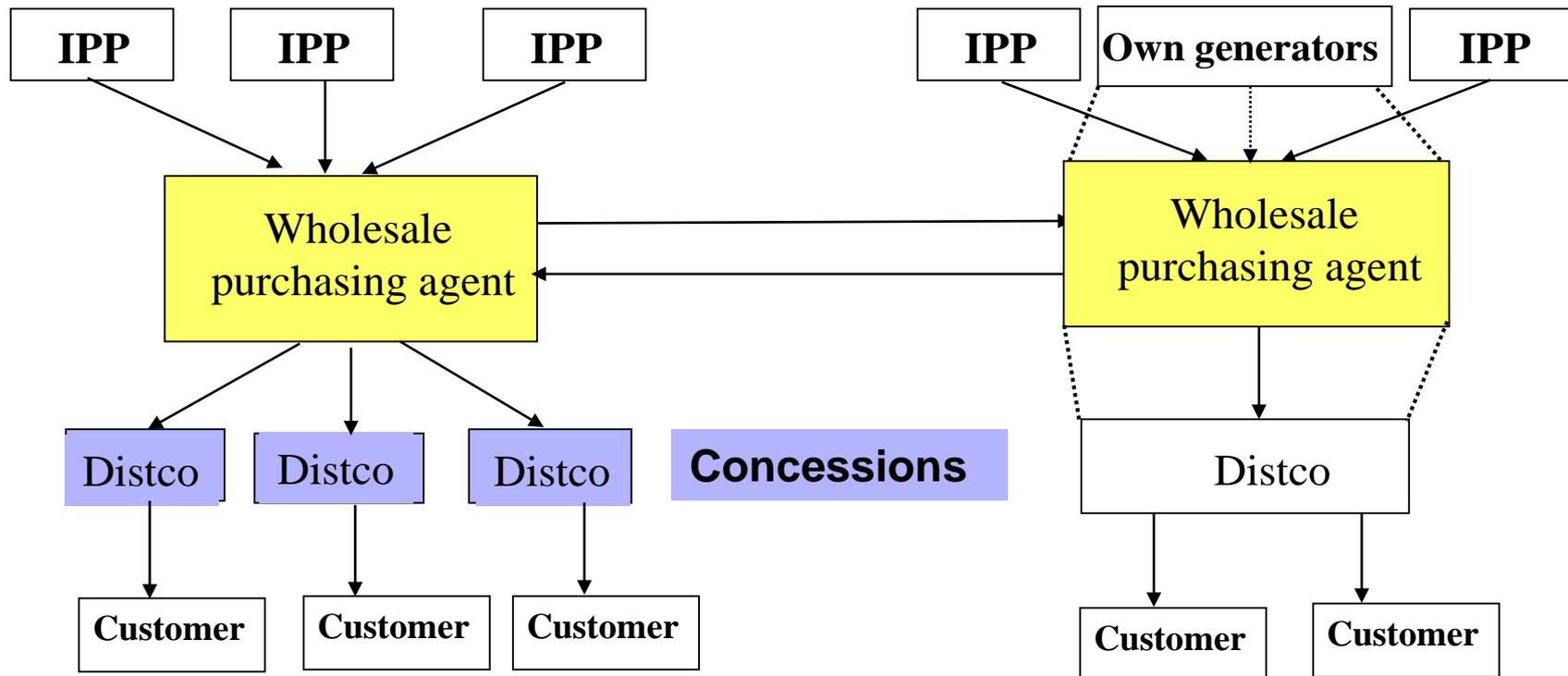
Alternative proposée (15/21)

Changer d'orientation

- **Transition vers un marché sous-régional d'électricité**
- **Phase 1: Modèle de l'acheteur unique (transition)**
- **Phase 2: Modèle du marché de gros**

Phase 1

– Modèle de l'acheteur unique –

● *Deux variantes*

Source: Hunt and Shuttleworth

Alternative proposée (17/21)

Phase 1

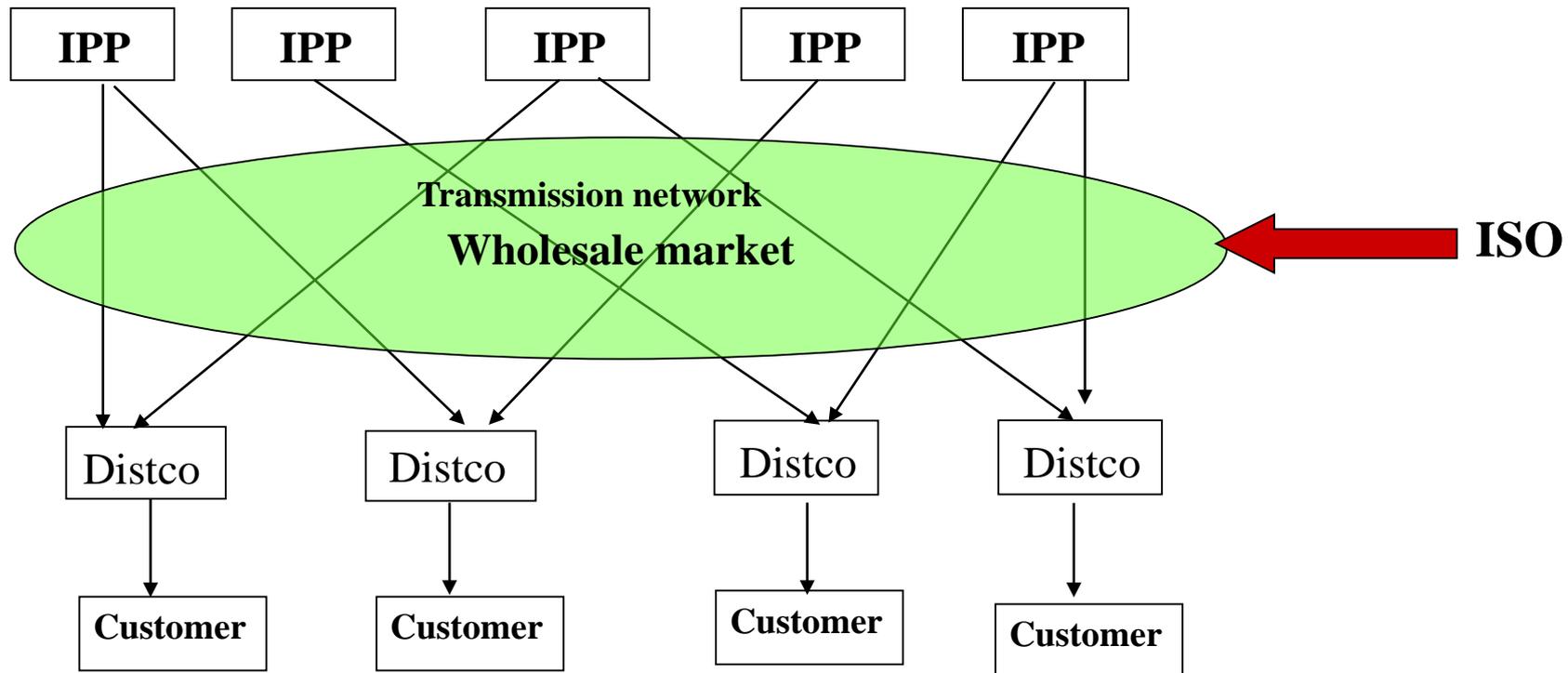
- **Proche de la situation actuelle**
- **Les entreprises nationales d'électricité deviennent des acheteurs uniques**
- **Des concessions sont données à des entreprises mixtes pour développer la distribution d'électricité**
- **Investissement dans les nouvelles capacités par BOOT ou BOO**

Phase 2

(18/21)

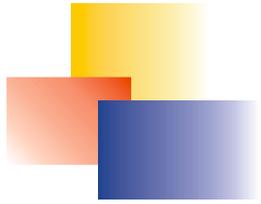
– Développement d'un marché de gros –

La nécessité d'un accès équitable au réseau de transport d'électricité



Source: Hunt and Shuttleworth

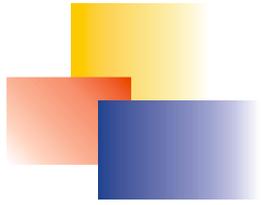
Alternative proposée (19/21)



Phase 2

- **Ouverture du marché de gros à la compétition sous-régionale**
- **Réduction des coûts de transaction**

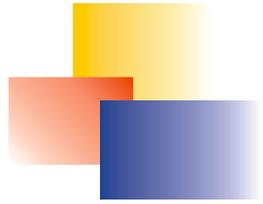
Alternative proposée (20/21)



Phase 2

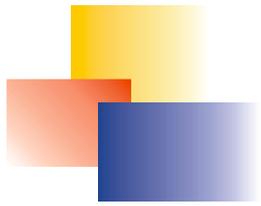
- **Plus forte attractivité de la sous-région aux investissements dans le secteur de l'électricité**
- **Nécessité d'un gestionnaire sous-régional du réseau de transport et d'un marché sous-régional de l'électricité**

Alternative proposée (21/21)



Phase 2

- **Cette vision implique de:**
- **Changer de paradigme pour la conception des réseaux de transport et d'interconnexion**
- **Modifier la conception patrimoniale actuelle des infrastructures d'énergie électrique**

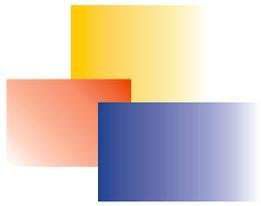


Nécessité de la formation (1/6)

- **La formation continue doit être renforcée dans les entreprises nationales d'électricité**
- **Les capacités de ces entreprises en matière de maintenance et d'entretien doivent être renforcées**

Nécessité de la formation (2/6)

- **Un Master professionnel en stratégie énergétique devrait être développé au niveau sous-régional**
- **Il s'agira de développer nos propres capacités à maintenir le cap stratégique dans la durée et à réduire les délais de mise en œuvre**



Nécessité de la formation (3/6)

Contenu potentiel du Master

- **Maîtrise de la consommation d'électricité**
- **Prévision de l'évolution de la demande d'électricité**
- **Prévision des courbes de charges**

Nécessité de la formation (4/6)

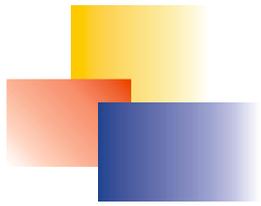
Contenu potentiel du Master

- **Technologies de production et de transport d'électricité**
- **Planification du développement des capacités de transport d'électricité d'un système**
- **Planification du développement des capacités d'un parc des moyens de production d'électricité**

Nécessité de la formation (5/6)

Contenu potentiel du Master

- **Evaluation économique de projets et de stratégies de production et de transport d'électricité**
- **Evaluation environnementale de projets et de stratégies de production et de transport d'électricité**
- **Financement du secteur de l'électricité et contracting**



Nécessité de la formation (6/6)

Contenu potentiel du Master

- **Electrification rurale par des systèmes hybrides (solaire / groupe diesel ou biomasse) et d'autres systèmes**
- **Mini-réseaux et smart grid**
- **Intégration avec le réseau national**

Conclusion(1/2)

- **Face aux défis de son approvisionnement en électricité, l'Afrique de l'Ouest doit sortir des sentiers battus**
- **Elle doit changer d'orientation puis maintenir le cap à long terme**

Conclusion (2/2)

- **Mais rien ne peut réussir si le développement économique n'est pas au rendez-vous**
- **Le développement du système d'approvisionnement en énergie électrique doit anticiper puis accompagner le développement économique de la sous-région**

Références

Edgard Gnansounou, Jun Dong, Opportunity for inter-regional integration of electricity markets: the case of Shandong and Shanghai in East China. *Energy Policy* 32 (2004) 1737–1751

Edgard Gnansounou, Herman Bayem, Denis Bednyagin, Jun Dong, Strategies for regional integration of electricity supply in West Africa. *Energy Policy* 35 (2007) 4142–4153

Edgard Gnansounou., Boosting the Electricity Sector in West Africa. An Integrative Vision International Association of Energy Economics, 2008

José-Maria Hidalgo, Éléments du cadre institutionnel et réglementaire liés au développement du secteur électrique. In «Le financement et le développement du secteur électrique africain. Enjeux et stratégies. Sous la direction de Dibongué KOUO.IEPF, 1996

IEA, Africa Energy Outlook, A focus on Energy Prospects in Sub-Saharan Africa. World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency, 2014

Sally Hunt and Graham Shuttleworth, Competition and Choice in Electricity. Wiley, 1996.