

**MINISTÈRE DES MINES,  
DU PÉTROLE ET DE L'ÉNERGIE**

**REPUBLIQUE DE CÔTE D'IVOIRE**

-----  
**Union – Discipline - Travail**



## **SEMINAIRE NATIONAL SUR L'ÉNERGIE 2012**



SÉMINAIRE  
NATIONAL  
SUR L'ÉNERGIE

-----  
**DEFIS ET ENJEUX DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE EN CÔTE D'IVOIRE :  
MESURES D'URGENCE ET PLANS A MOYEN ET LONG TERMES**

**RAPPORT DE SYNTHÈSE**

**NOVEMBRE 2012**

## TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION .....	3
1. VISION ET STRATEGIES DU MINISTERE DES MINES, DU PETROLE ET DE L'ENERGIE ....	3
2. BILAN DES ACTIONS DU SEMINAIRE DE JUIN 2011.....	4
3. ACTUALISATION DES BESOINS .....	7
4. PLAN D' ACTIONS ET D' INVESTISSEMENTS .....	9
5. RECOMMANDATIONS.....	25
CONCLUSION .....	27

## INTRODUCTION

Le développement économique que vient d'amorcer la Côte d'Ivoire, va nécessiter que le secteur de l'énergie puisse mettre à la disposition des principaux secteurs d'activités, une énergie abondante, de qualité et bon marché.

C'est donc pour répondre à ces nouveaux défis, que le Ministère des Mines du Pétrole et de l'Énergie a organisé du 15 au 17 novembre 2012 à Yamoussoukro, le Séminaire National sur l'Énergie (SNE 2012). Celui-ci a porté sur le thème : « **défis et enjeux du secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire : mesures d'urgence et plans à moyen et long termes** » Ce séminaire vise à actualiser le document de stratégie de développement 2011-2030 issu du séminaire organisé en 2011 et à prendre en compte les difficultés qui entravent encore le développement harmonieux du secteur de l'énergie.

En outre, Il permettra de faire le bilan de la mise en œuvre de plans existants et d'élaborer des plans d'actions et d'investissements pour les périodes 2012-2015, 2016-2020, 2021 - 2030.

Ainsi, les six (6) commissions suivantes ont été mises en place par le Comité scientifique :

- Commission 1 : Plan d'actions et d'investissements en moyens de production et de transport
- Commission 2 : Plan d'actions et d'investissements en distribution
- Commission 3 : Plan d'actions et d'investissements d'électrification rurale
- Commission 4 : Plan d'actions et d'investissements en énergies renouvelables et Maîtrise de l'Énergie
- Commission 5 : Plan d'actions et d'investissements pour rétablir l'équilibre financier du secteur de l'électricité
- Commission 6 : Plan d'actions et d'investissements en financement des projets d'énergie.

## 1. VISION ET STRATEGIES DU MINISTERE DES MINES, DU PETROLE ET DE L'ENERGIE

L'ambition du Président de la République, Son Excellence Monsieur Alassane Ouattara, est de faire de la Côte d'Ivoire un pays émergent à l'horizon 2020<sup>1</sup>. Ceci implique que la Côte d'Ivoire gravisse les quatre marches de l'escalier de l'émergence : (i) l'exportation de matières premières brutes ; (ii) la contribution aux échanges internationaux de produits manufacturés (iii) l'exportation de capitaux et ; (iv) l'exportation des connaissances.

---

<sup>1</sup> Vision inscrite dans le Plan National de Développement (PND) 2012-2015

Dans cette dynamique, la vision<sup>2</sup> du Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie est de faire de la Côte d'Ivoire le premier marché énergétique de l'Afrique subsaharienne à l'horizon 2030.

La stratégie pour atteindre cet objectif passe par la réalisation de mesures qui s'articulent autour de quatre (04) Domaines d'Activités Stratégiques (DAS) :

- i. adéquation de l'offre classique et de la demande ;
- ii. développement des énergies nouvelles ;
- iii. révision du cadre institutionnel et renforcement des capacités ;
- iv. viabilité financière.

## **2. BILAN DES ACTIONS DU SEMINAIRE DE JUIN 2011**

Le plan d'actions issu du Séminaire de juin 2011 avait identifié des projets dans les différents domaines. Ainsi :

- **au titre de la production et du transport d'énergie électrique**

Vingt-huit (28) projets de production et de transport d'énergie électrique avaient été identifiés lors du Séminaire de juin 2011. Ils sont à différents niveaux d'exécution.

Les rapports des EIES et de Faisabilité de nombre de projets sont disponibles, tandis que d'autres sont en cours de finalisation. Certains projets ont fait l'objet de signatures de contrats, de conventions ou d'avenants aux conventions. Le processus de signature d'accord de prêt est en bonne voie pour certains projets. Les travaux de certains projets sont terminés et mis en œuvre.

Le réseau électrique ivoirien actuel est caractérisé au niveau de son parc de production par une puissance installée de 1421 MW avec une production thermique de 817 MW (soit 57 %) et un parc de production hydraulique de 604 MW (soit 43 %).

Quant au réseau de transport, il est caractérisé par 45 postes dont 13 postes 225 kV et 32 postes 90 kV, 17 lignes de niveau de tension 225 kV et 51 lignes de niveau de tension 90 kV.

- **au titre de la distribution de l'énergie électrique**

Plusieurs projets d'extension, de renforcement et de restructuration du réseau de distribution ont été engagés.

---

<sup>2</sup> Rapport du SME 2011

Ce sont :

- le projet PURE-Banque Mondiale ;
- le projet BOAD, le Programme Présidentiel d'Urgence (PPU) ;
- le projet Facilité Energie UE/ACP ;
- le projet PUR IV Union Européenne ;
- les projets financés sur fonds propres du secteur ;
- les branchements subventionnés ;
- l'alimentation électrique des quartiers périurbains sous équipés ;
- le projet de lutte contre la fraude, les vols, les actes de vandalisme et les occupations anarchiques, etc.

Toutes ces actions, identifiées lors du SME 2011, sont à différents stades dans leur mise en œuvre mais les besoins en investissements demeurent encore importants pour le réseau de distribution en Côte d'Ivoire

- **au titre de l'électrification rurale**

Le Séminaire de juin 2011 n'a pas identifié d'actions à réaliser en matière d'électrification rurale. Cependant, les travaux d'électrification rurale au cours de l'année 2011 ont permis d'atteindre 2 847 localités électrifiées équivalant à un taux de couverture de 33 % et un taux d'accès de 74 %.

- **au titre des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Energie**

Les actions identifiées dans le SME 2011 ont un coût total d'investissements de **547 869 Millions FCFA**, principalement supporté par le secteur privé à 96 %.

Les démarches relatives à la réalisation des études d'évaluation du potentiel du gisement des énergies renouvelables et à la modification du cadre juridique ont été engagées sans pouvoir aboutir dans les délais impartis.

Les projets envisagés par les promoteurs ont connu des fortunes diverses sans une mise en œuvre effective. Seul le projet pilote d'électrification de localités rurales par système solaire photovoltaïque a connu un début de mise en œuvre sur le budget de l'Etat. Cependant, le délai d'exécution a été plus long que prévu du fait des limitations de ressources budgétaires de l'Etat.

Au niveau de l'efficacité énergétique, Les projets identifiés par le SME 2011 ont un coût total de **47 630 Millions FCFA** supporté par le secteur privé à 48,4 %. Toutes les actions identifiées sont à divers stades d'avancement.

Ainsi, le projet concernant la promotion de l'efficacité énergétique en matière d'éclairage dans le secteur public a été approuvé en avril 2012 par le Secrétariat Général du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM).

Les projets de « Suivi de la consommation d'électricité de l'Etat » et « Audit du système de climatisation et d'éclairage dans les bâtiments administratifs d'Abidjan » ont été régulièrement mis en œuvre selon les ressources financières mises à disposition par l'Etat.

Seul le projet novateur de distribution de cinq (5) millions de Lampes Basse Consommation a démarré et est en cours à travers ses phases pilotes réalisées à Treichville et Yamoussoukro.

- **au titre de l'équilibre financier du secteur de l'électricité**

Depuis plus d'une décennie, le secteur de l'électricité connaît un déséquilibre qui, au fil des années, est devenu chronique et structurel. Cette situation, illustrée par un déficit cumulé d'exploitation d'environ 330 Milliards FCFA met en péril la viabilité du secteur de l'électricité.

La mise en œuvre de plusieurs actions issues du SME 2011 a permis au secteur d'obtenir :

- la renonciation des revenus liés à la « part-gaz » revenant à l'Etat ;
- l'apurement des dettes des opérateurs privés ;
- la réduction du prix moyen du gaz sur le bloc CI-27;
- la mise en place d'une brigade de lutte contre la fraude. Sur 7 358 clients contrôlés en 2012, 2 948 cas de fraude ont été relevés ; ce qui correspond à une énergie rappelée de 17 GWh, soit un montant de 1,4 Milliard de FCFA ;
- l'amélioration du recouvrement des clients basse tension privés en zone CNO avec un taux qui est passé de 15 % en 2011 à 40 % à fin septembre 2012 ;
- un ajustement tarifaire sur les clients industriels au mois de mai 2012 (+10 %).

- **au titre du financement des projets d'énergie**

Le bilan en matière de mobilisation des financements pour la mise en œuvre des actions identifiées dans le SME 2011 reste mitigé. Les difficultés financières du secteur de l'électricité n'ont pas permis de faire les investissements nécessaires.

Cependant, grâce au secteur privé, à la contribution des bailleurs de fonds et à un effort soutenu de l'Etat, les actions suscitées ont pu être réalisées.

### 3. ACTUALISATION DES BESOINS

Le bilan du SME 2011 a permis de dégager de nouveaux besoins en investissements dans les différents secteurs d'activités de l'énergie.

- **au titre de la production et du transport de l'énergie électrique,**

En vue de satisfaire la demande moyenne de 7 % de l'électricité, sur la période 2012-2030, de nouveaux besoins d'investissements en matière de production à partir du thermique, de l'hydraulique, des sources d'énergies nouvelles et renouvelables ont été identifiés, avec des réseaux d'évacuation qui leur sont associés.

L'amélioration de la qualité de service passe également par la construction de nouvelles lignes, de nouveaux postes, la modernisation du système de téléconduite du réseau électrique interconnecté et la construction de nouveaux centres de conduite (dispatching).

L'investissement global en centrales de production et, réseaux d'évacuation associés et réseaux HTB donne un montant total de 5 300 milliards de francs CFA, hors intérêts intercalaires et se décompose comme suit :

- Partenariat Public Privé (PPP)	1 300 Milliards (25 %) ;
- Etat	600 Milliards (11 %) ;
- Financement à rechercher	3 400 Milliards (64 %).

- **au titre de la distribution de l'énergie électrique,**

Dans le but d'améliorer de façon substantielle le rendement du réseau de distribution par la réduction des pertes techniques et non techniques, en vue de le faire passer de 73 % en 2011 à 89 % en 2020, de nouveaux besoins estimés à près de 1802 Milliards FCFA ont été identifiés et portent notamment sur :

- des projets de réhabilitation et renforcement d'un coût total de 162,75 Milliards FCFA;
- des projets d'extensions de réseaux d'un coût global de 104,38 Milliards FCFA, issus du plan triennal d'investissements 2012-2014, du PPU 2 et autres prévisions du secteur électrique ivoirien ;
- des projets complémentaires à moyen et long termes issus de la réalisation du plan directeur de distribution et estimés à 1 535 Milliards FCFA.

- **au titre de l'électrification rurale**

Les nouveaux besoins sont exprimés à travers un programme ambitieux d'électrification de 500 localités par année nécessitant un investissement de 579 485 Millions FCFA sur la période 2012-2030.

Du fait du caractère social de l'électrification rurale, la part de l'Etat dans cet investissement est de 99 % soit 574 628 Millions FCFA. Le reste (4 857 millions FCFA) est attendu du secteur privé. Sur Cet investissement se répartit comme suit :

- court terme (2012 – 2015) : 163 365 Millions FCFA ;
- moyen terme (2016 – 2020) : 249 520 Millions FCFA ;
- long terme (2021 – 2030) : 166 600 Millions FCFA.

- **au titre des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Energie**

Les nouveaux besoins sont indispensables pour permettre une amorce de développement véritable des énergies renouvelables en vue d'atteindre une proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de 5 % en 2015, 15 % en 2020 et 20 % en 2030 et de doubler, voire d'accroître significativement le taux de maîtrise de l'énergie au même horizon.

Le montant total des investissements nécessaires s'élève à 1718 306 Millions FCFA.

Ces investissements se répartissent comme suit :

- court terme (2012-2015) : 321 756 Millions FCFA ;
- moyen terme (2016-2020) : 540 550 Millions FCFA ;
- long terme (2021-2030) : 856 000 Millions FCFA.

- **au titre de l'équilibre financier du secteur de l'électricité**

La situation financière reste déficitaire. Les déficits cumulés prévisionnels seraient de l'ordre de 203 Milliards FCFA sur le court terme (2012-2015), 175 Milliards FCFA sur le moyen terme (2016-2020) et 283 Milliards FCFA sur le long terme (2021-2030).

Ainsi, pour rétablir l'équilibre financier et le renforcement des capacités d'investissement du secteur de l'électricité, les actions suivantes sont identifiées :

- la réduction des charges du secteur de l'électricité :
- l'amélioration du rendement du réseau et maîtrise de la demande d'énergie :
- l'amélioration des recettes.



#### 4. PLAN D' ACTIONS ET D' INVESTISSEMENTS

Le Gouvernement a affiché la volonté de faire de la Côte d'Ivoire un pays émergent à l'horizon 2020. L'atteinte de cet objectif nécessite que le secteur de l'énergie mette à la disposition des autres secteurs d'activités, une énergie électrique abondante, de qualité et bon marché. A cette fin, le Ministère des Mines du Pétrole et de l'Énergie a, lors du Séminaire National sur l'Énergie qu'il a organisé en 2012, identifié un ensemble de projets à réaliser.

- **au titre de la production et du transport d'énergie électrique**

Il s'agit de réaliser des centrales de production et des réseaux d'évacuation associés, ainsi que des réseaux HTB. Les investissements correspondants **sur la période 2012-2030** s'élèvent respectivement à un montant de **4 300 Milliards FCFA** et **1 000 Milliards FCFA** soit **un total de 5300 Milliards FCFA** représentant une moyenne annuelle d'environ **280 Milliards FCFA**. La contribution de promoteurs privés notamment les IPP représente 25 % du montant des investissements sur la période considérée. Le tableau ci-dessous présente un exemple de montage financier.

Désignation (Md FCFA)	2012-2015	2016-2020	2021-2030	Total
Investissement	900	1 800	2 600	5 300
Partenariat PP (IPP)	500	300	500	1 300
Besoin de financement	400	1 500	2 100	4 000

ETUDE DES OPTIONS HTB SUR LA PERIODE 2015 - 2030																						
ITEM	PROJETS	Localisation	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	millions Fcfa
1.	<b>Interconnexion Côte d'Ivoire - Mali</b>	NORD	27 500	62 100	0	5 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94 600
1.1	Ligne 225 kV Ferké - Sikasso - 234 km	NORD	27 500																			27 500
1.2	Ligne 225 kV Laboa-Boundiali, 246 km	NORD		27 830																		27 830
1.3	Ligne 225 kV Boundiali-Ferké, 150 km	NORD		17 270																		17 270
1.4	SVC Poste de Ferké	NORD		2 500																		2 500
1.5	Poste 225 kV de Boundiali: 1 TFO 225/90 kV : 100 MVA	NORD		14 500																		14 500
1.6	SVC (localisé au Poste de Man)	NORD				5 000																5 000
2.	<b>Centrale thermique VRIDI 100 MW</b>	SUD	0	66 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66 000
2.1	Centrale thermique de Vridi 100 MW	SUD		66 000																		66 000
3.	<b>Centrale thermique CIPREL</b>	SUD	0	0	71 000	89 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	160 000
3.1	TAC 4.1 CIPREL, 110 MW	SUD			67 000																	67 000
3.2	Poste Riviera : Transformateur 225/90kV 1 X 100 MVA (Remplacement TFO 225/90 70 MVA)	SUD			4 000																	4 000
3.3	TAV 4.1 CIPREL, 110 MW	SUD				89 000																89 000
4.	<b>Poste de Djibi</b>	SUD	0	0	24 810	3 000	0	0	0	0	0	0	2 750	0	0	0	0	0	0	0	0	30 560
4.1	Entrée en coupure de la ligne 90 kV Bongo-Abobo à Djibi: 3 km	SUD			210																	210
4.2	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Abobo - Prestea à Djibi (Abobo - Djibi: 12 km): 3 km	SUD			1 100																	1 100
4.3	Poste de Djibi 225/90/15 kV : TFO 225/90: 2 X 100 MVA + TFO 90/15: 2X50 MVA (Transfert 44,7 MW)	SUD			23 000																	23 000
4.4	Poste de Djibi 225/90/15 kV : 2x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD			500																	500
4.5	Nouvelle travée à Djibi: 1X 50 MVA	SUD				2 500																2 500
4.6	Nouvelle travée à Djibi: 2x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD				500																500
4.7	Poste 90/15 kV de DJIBI: Nouvelle travée TFO 90/15 kV-50 MVA (Transfert 25 MW)	SUD											2 500									2 500
4.8	Poste 90/15 kV de DJIBI: 1x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD											250									250
5.	<b>Poste d'Anoumabo</b>	SUD	0	0	15 710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15 710
5.1	Entrée en coupure de la ligne 90 kV Bia Sud - Riviera 1 à Anoumabo: 3 km	SUD			210																	210
5.2	Poste d'Anoumabo 90/15 kV : TFO 90/15: 2 X 50 MVA (Transfert 47,1 MW)	SUD			15 000																	15 000
5.3	Poste d'Anoumabo 90/15 kV : 2x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD			500																	500
6.	<b>Projet 225 kV Yopougon 2</b>	SUD	0	0	0	22 600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22 600
6.1	Poste 225 kV Yopougon2 (Phase 2): TFO 225/90 kV: 3 X 100 MVA	SUD				17 600																17 600
6.2	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Abobo-Aziob1 à yopougon2: 3 km	SUD				2 400																2 400
6.3	Ligne 90 kV Yopougon2-Yopougon1, 10 km	SUD				2 600																2 600

7.	<b>Centrale thermique AZITO</b>	SUD	0	0	97 000	0	2 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99 500
7.1	Extension Poste d'Azito 225/15, 2X100 MVA (Transfert 25 MW)	SUD			12 000																12 000
7.2	TAV AZITO, 140 MW	SUD			85 000																85 000
7.3	Poste 225/90/15 kV Azito: Nouvelle Travée 90/15 kV 1X50 MVA	SUD					2 500														2 500
8.	<b>Centrale thermique à cycles combinés d'ABATTA</b>	SUD	0	0	84 920	66 000	88 000	0	0	0	0	0	2 500	0	0	0	0	0	0	0	241 420
8.1	Entrée en coupure de la ligne 90 kV Bia Sud-Riviéra1 à Abatta: 3 km	SUD			210																210
8.2	Entrée en coupure de la ligne 90 kV Bia sud-Riviéra2 à Abatta: 3 km	SUD			210																210
8.3	Poste 225 /90 kV Abatta: TFO 225/90 2X100 MVA	SUD			18 500																18 500
8.4	Centrale d'Abatta TAC 1	SUD			66 000																66 000
8.5	Centrale d'Abatta TAC 2	SUD				66 000															66 000
8.6	Centrale d'Abatta TAV: 110 MW	SUD					88 000														88 000
8.7	Poste 90/15 kV ABATTA: TFO 90/15 kV: 2 X 50 MVA (Transfert 25 MW)	SUD										2 500									2 500
9.	<b>Bouclage 90 kV EST</b>	EST	0	0	33 590	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33 590
9.1	Ligne 90 kV Sérébou-Bondoukou, 162 km	EST			11 810																11 810
9.2	Ligne 90 kV Bondoukou-Agnibilékrou, 138 km	EST			8 030																8 030
9.3	Poste de Bondoukou 90/33 kV, 1x40 MVA + 1x10 MVA (Transfert de 11,7 MW)	EST			13 000																13 000
9.4	Poste de Bondoukou 90/33 kV , 3 Bancs de compensateurs 33 kV	EST			750																750
10.	<b>Bouclage 90 kV NORD</b>	NORD	0	0	25 870	0	0	0	37 190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63 060
10.1	Ligne 90 kV Bondoukou- Bouna, 170 km	NORD			12 370																12 370
10.2	Poste de Bouna 90/33 kV: 2 X 7,5 MVA (Raccordement Centrale isolée: 3 MW)	NORD			13 000																13 000
10.3	Poste de Bouna 90/33 kV , 1 Bancs de compensateurs 90 kV	NORD			500																500
10.4	Poste 90/33 kV Kong: 2X36 MVA (Transfert 17,4 MW)	NORD						13 000													13 000
10.5	Poste 90/33 kV Kong: 1 banc 10 MVAR 90 kV	NORD						500													500
10.6	Ligne 90 kV Bouna-Kong: 231 km	NORD						16 640													16 640
10.7	Ligne 90 kV Kong-Ferké: 93,1 km	NORD						7 050													7 050
11.	<b>Bouclage 90 kV SUD-EST</b>	SUD	0	0	17 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17 220
11.1	Ligne 90 kV Agboville-Adzopé, 50 km	SUD			3 970																3 970
11.2	Poste d'Adzopé 90/33 kV : TFO 90/33: 1 X 10 MVA (Transfert 8 MW)	SUD			13 000																13 000
11.3	Poste d'Adzopé 90/33 kV, 1x7,2 Bancs de compensateurs 33 kV	SUD			250																250
12.	<b>Mine d'or Occidental Gold</b>	NORD	0	0	23 880	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23 880
12.1	Ligne 90 kV Boundiali- Tengrela, 108 km	NORD			10 130																10 130
12.2	Poste 90 /33 kV Tengrela: 1 X 20 MW (Charge minière 15 MW)	NORD			13 000																13 000
12.3	Poste 90 /33 kV Tengrela , 3 Bancs de compensateurs 33 kV	NORD			750																750

13.	<b>Centrales Energies Nouvelles</b>	SUD	0	0	0	23 000	8 000	23 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	158 000	
13.1	Centrale Biokala1, 20 MW	SUD				15 000																15 000	
13.2	Autres centrales Energies Alternatives (+10 MW/an)	SUD				8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	128 000
13.3	Centrale Biokala 2, 0 MW	SUD						15 000														15 000	
14.	<b>Interconnexion CLSG</b>	OUEST	0	0	0	18 040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 040	
14.1	Ligne 225 kV Man-Sannequille, 157 km	OUEST				18 040																18 040	
15.	<b>Bouclage 90 kV CENTRE</b>	CENTRE	0	0	0	43 150	0	14 410	0	0	47 530	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105 090	
15.1	Poste de Daoukro 90 kV: TFO 90/33: 1 X 20 MVA + 1 X 10 MVA	CENTRE				13 000																13 000	
15.2	Poste de Daoukro 2x7,2MVAR: 1 Banc de compensateurs 33 kV	CENTRE				250																250	
15.3	Ligne 90 kV Attakro-Daoukro, 58 km	CENTRE				4 530																4 530	
15.4	Ligne 90 kV Bouaké 2-Daoukro, 170 km	CENTRE				12 370																12 370	
15.5	Poste 90 /33 kV Daoukro: 1 X 20 MVA + 1 X 10 MVA (Transfert 5 MW + Charge minière 5 MW)	CENTRE				13 000																13 000	
15.6	Doublement Ligne 225 kV, 368 mm², Kossou-Bouaké2,	CENTRE						14 410														14 410	
15.7	Poste 90 kV de Vavoua	CENTRE								13 000												13 000	
15.8	Poste 90 kV de Vavoua: 1 banc 10 MVAR 90 kV	CENTRE								500												500	
15.9	Ligne 90 kV Daloa-Vavoua, 57 km	CENTRE								4 460												4 460	
15.10	Ligne 90 kV Vavoua-Zuenoula, 68 km	CENTRE								5 230												5 230	
15.11	Poste 90 kV Mankono	CENTRE								13 000												13 000	
15.12	Poste 90 kV Mankono: 1x7,2 Bancs de compensateurs 33 kV	CENTRE								250												250	
15.13	Ligne 90 kV Seguella -Mankono, 66 km	CENTRE								5 090												5 090	
15.14	Ligne 90 kV Zuenoula -Mankono, 79 km	CENTRE								6 000												6 000	
16.	<b>Sécurisation Yamoussokro</b>	CENTRE	0	0	0	18 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 000	
16.1	Poste 225 kV de Yamoussokro en coupure sur Taabo-Kossou + ligne 90 kV Yaakro 1 et ligne Yaakro 2	CENTRE				18 000																18 000	
17.	<b>Renforcement Réseau NORD</b>	NORD	0	0	0	6 750	2 500	14 410	0	0	4 000	0	8 000	0	0	0	0	0	0	0	0	35 660	
17.1	2 ème travée transformateur 225/90 70 MVA à Kossou	NORD				4 000																4 000	
17.2	Nouvelle travée à Bouaké1: 1 X 10 MVA (Charge minière 5 MW)	NORD				2 500																2 500	
17.3	Nouvelle travée à Bouaké1: 1x7,2 MVAR Bancs de compensateurs 33 kV	NORD				250																250	
17.4	Poste Perké : Transformateur 225/90kV -100 MVA (Remplacement TFO 225/90 kV - 65 MVA)	NORD					2 500															2 500	
17.5	Doublement Ligne 225 kV, 368 mm², Taabo-Kossou, 124 km	NORD						14 410														14 410	
17.6	2 ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Bouaké2	NORD								4 000												4 000	
17.7	3ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Bouaké2	NORD										4 000										4 000	
17.8	3ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Kossou	NORD										4 000										4 000	

18.	Centrale hydroélectrique de Singrobo	SUD	0	0	0	0	42 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42 000
18.1	Singrobo: 76 MW	EST	SUD				42 000															42 000
19.	Centrale hydroélectrique de SOUBRE	OUEST	0	0	0	0	0	345 370	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	345 370
19.1	Soubré: 275 MW	OUEST						305 000														305 000
19.2	Ligne 225 kV Taabo-Yopougon2: 157 km	OUEST						18040														18 040
19.3	Doublement de la ligne 225 kV, Soubré-Taabo 196 km	OUEST						22330														22 330
20.	Poste d'Anani	SUD	0	0	0	0	20 170	0	0	0	0	0	2 750	0	0	0	0	0	0	0	0	22 920
20.1	Poste 90/15 kV Anani: TFO 90/15: 2X50 MVA (Transfert 38 MW)	SUD					18 500															18 500
20.2	Poste 90/15 kV Anani: 2x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD					500															500
20.3	Entrée en coupure de la ligne 90 kV Bassam-Riviera à Anani: 10 km	SUD					1 170															1 170
20.4	Poste 90/15 kV de ANANI: Nouvelle travée TFO 90/15 kV-50 MVA (Transfert 16 MW)	SUD											2 500									2 500
20.5	Poste 90/15 kV de ANANI: 1x7,2 Bancs de compensateurs 15 kV	SUD											250									250
21.	Renforcement Réseau OUEST	OUEST	0	0	0	0	24 610	0	0	0	79 620	0	18 810	0	0	0	0	0	0	0	0	123 040
21.1	Doublement Ligne 225 kV, 570 mm², Buyo-Man, 193,2 km	OUEST					22 110															22 110
21.2	Poste de Man: Nouvelle Travée 90/33 kV 1X50 MVA (Charge minière 30 MW)	OUEST					2 500															2 500
21.3	2ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Man	OUEST									4 000											4 000
21.4	Poste 225 kV de Duekoué	OUEST									18 500											18 500
21.5	Entrée en coupure: 225 kV Man-Buyo à Duekoué, 10 km	OUEST									1 870											1 870
21.6	Poste 90 kV de Toulepleu	OUEST									13 000											13 000
21.7	Ligne 90 kV Duekoué-Toulepleu, 145 km	OUEST									10 620											10 620
21.8	Ligne 90 kV Danané-Toulepleu, 92	OUEST									6 910											6 910
21.9	Poste 90 kV de Touba	OUEST									13 000											13 000
21.10	Ligne 90 kV Touba-Laboa, 41 km	OUEST									3 340											3 340
21.11	Ligne 90 kV Touba-Man, 113 km	OUEST									8 380											8 380
21.12	Poste 90/33 kV de San-Pédro: Nouvelle travée TFO 90/33 kV-38 MVA	OUEST											2 500									2 500
21.13	2ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Buyo	OUEST											4 000									4 000
21.14	Doublement de la ligne 90 kV Buyo-Dalaba: 112 km	OUEST											8 310									8 310
21.15	3ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Iylan	OUEST											4 000									4 000

22.	<b>Ligne 330 kV: CI-GHANA</b>	SUD	0	0	0	0	0	106 390	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106 390
22.1	Poste 330 kV Akoupé Zeudji	SUD						26 000														26 000
22.2	Ligne 330 kV Dunkwa 2- Akoupé Zeudji, 270 km	SUD						47 720														47 720
22.3	Entrée en coupure ligne 225 kV, Abobo-Taabo n°1 à Akoupé Zeudji, 3 km	SUD						1 100														1 100
22.4	Entrée en coupure ligne 225 kV, Abobo-Taabo n°2 à Akoupé Zeudji, 3 km	SUD						1 100														1 100
22.5	Ligne 225 kV Akoupé Zeudji- Yopougon 2, 270 km	SUD						30 470														30 470
23.	<b>Renforcement Réseau EST</b>	EST	0	0	0	0	0	31 570	13 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44 570
23.1	Ligne 225 kV Bouaké2 : Bondoukou, 280 km	EST						31 570														31 570
23.2	Poste de Bondoukou ou 225 kV	EST							13 000													13 000
24.	<b>Bouclage 90 kV OUEST</b>	OUEST	0	0	0	0	0	0	18 000	35 890	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54 890
24.1	Poste 90/33 kV de Zagné: TFO 90/33: 2 X 10 MVA (Localité isolé: 9 MW)	OUEST							13 000													13 000
24.2	Ligne 90 kV Buyo-Zagné: 79 km	OUEST						6 000														6 000
24.3	Poste 90/33 kV de Tabou: TFO 90/33: 2 X 7,5 MVA (Localité isolé: 1 MW)	OUEST								13 000												13 000
24.4	Poste 90/33 kV de Tabou: 1x7,2 Bancs de compensateurs 33 kV	OUEST								250												250
24.5	Ligne 90 kV Zagné-Tabou: 210 km	OUEST								15 170												15 170
24.6	Ligne 90 kV Tabou-San-Pedro: 100 km	OUEST								7 470												7 470
25.	<b>Centrale hydroélectrique GRIBO POPOLI</b>	OUEST	0	0	0	0	0	0	0	0	183 100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183 100
25.1	Gribo Popoli: 112 MW	OUEST									182 000											182 000
25.2	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Soubré-San-Pedro à Gribo Popoli: 3 km	OUEST									1 100											1 100
26.	<b>Centrale thermique à cycles combinés SONGON</b>	SUD	0	0	0	0	0	0	217 010	142 350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	359 360
26.1	Turbine à Combustion 1: 120 MW	SUD							90 000													90 000
26.2	Poste 225/90/33 kV à Songonté: TFO 225/90 kV: 1 X 100 MVA + TFO 90/33 kV: 2 X 36 MW (Transfert MW)	SUD							18 500													18 500
26.3	Ligne 90 kV Songonté-Dabou: 17 km	SUD							1 660													1 660
26.4	Ligne 225 kV Songonté-Yopougon 2: 28 km	SUD							3 850													3 850
26.5	Poste 90/33 kV Songonté: TFO 90/15 kV: 2 X 50 MVA (Transfert 21 MW)	SUD							13 000													13 000
26.6	Turbine à Combustion 2: 120 MW	SUD							90 000													90 000
26.7	Doublement de la ligne 225 kV, Songonté-Yopougon 2: 28 km	SUD								3 850												3 850
26.8	Poste 225/90/33 kV à Songonté: TFO 225/90 kV: 1 X 100 MVA + TFO 90/33 kV: 2 X 36 MW (Transfert MW)	SUD							18 500													18 500
26.9	Turbine à Vapeur CC : 110 MW	SUD								120 000												120 000
27.	<b>Centrale hydroélectrique BOULOBRE</b>	OUEST	0	0	0	0	0	0	0	0	250 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250 000
27.1	Boutoubré: 156 MW	OUEST									239 000											239 000
27.2	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Gribo Popoli - San-Pedro à Boutoubré: 3 km	OUEST									1 100											1 100
27.3	Doublement de la ligne 225 kV, Soubré-Buyo: 82,2 km	OUEST									9 900											9 900

28.	<b>Centrale thermique à cycles combinés BINGERVILLE</b>	SUD	0	0	0	0	0	2 395	0	0	0	0	0	116 000	90 000	0	90 000	0	0	0	0	298 395	
28.1	Entrée en coupure ligne 225 kV Abobo-Prés tea, 3 km	SUD						1 100														1 100	
28.2	Entrée en coupure ligne 330 kV DUNKWA 2- AKOUPÉ ZEUDJI, 3 km	SUD						1 295														1 295	
28.3	Turbine à Combustion 1: 150 MW	SUD												90 000								90 000	
28.4	Poste 330 /225/90 kV , 500 MVA Bingerville	SUD												26 000								26 000	
28.5	Turbine à Combustion 2: 150 MW	SUD												90 000								90 000	
28.5	Turbine à Vapeur CC : 150 MW	SUD														90 000						90 000	
29.	<b>Renforcement Réseau ABIDJAN</b>	SUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32 000	0	0	0	0	0	0	0	0	32 000	
29.1	Poste Abobo : 4 Transformateurs 225/90kV - 100 MVA (Remplacement des 4 TFO 225/90 kV - 70 MVA)	SUD											16 000									16 000	
29.2	Poste Vridi : 3 Transformateurs 225/90kV - 100 MVA (Remplacement des 3 TFO 225/90 kV - 70 MVA)	SUD											12 000									12 000	
29.3	2ème travée transformateur 225/90 kV - 100 MVA à Riviéra	SUD											4 000									4 000	
30.	<b>Renforcement Réseau CENTRE</b>	CENTRE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8 000	0	0	12 580	0	0	0	0	0	20 580	
30.1	3 ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Taabo	CENTRE											4 000									4 000	
30.2	4ème travée transformateur 225/90 kV - 70 MVA à Taabo	CENTRE											4 000									4 000	
30.3	Doublement de la ligne 90 kV Taabo-Dimbokro: 172,2 km	CENTRE														12 580						12 580	
31.	<b>Centrale hydroélectrique LOUGA</b>	OUEST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	387 440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	387 440	
31.1	Centrale hydraulique de Louga: 280 MW	OUEST										325 000										325 000	
31.2	Ligne Biterne 225 kV, Louga-Yopougon 2: 280 km	OUEST										53 970										53 970	
31.3	Ligne 225 kV, Louga-San pedro : 70 km	OUEST										8 470										8 470	
32.	<b>Centrale hydroélectrique ABOISSO-COMOÉ</b>	SUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	284 500	0	0	0	0	0	0	0	0	284 500	
32.1	Centrale hydroélectrique Aboisso-Comoé: 90 MW	SUD											250 000									250 000	
32.2	Poste 90 kV Aboisso-Comoé	SUD											13 000									13 000	
32.3	Lignes 90 kV Abengourou-Aboisso-Comoé n°1, 132 km	SUD											9 710									9 710	
32.4	Lignes 90 kV Abengourou-Aboisso-Comoé n°2, 132 km	SUD											9 710									9 710	
32.5	Lignes 90 kV Ayamé 1-Aboisso-Comoé, 23 km	SUD											2 080									2 080	
33.	<b>Centrale hydroélectrique DABOITE</b>	SUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225 240	0	0	0	0	0	0	0	225 240	
33.1	Centrale hydroélectrique DABOITE: 91 MW	SUD												203 000								203 000	
33.2	Poste 225/90 kV de DABOITE	SUD											18 500									18 500	
33.3	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Taabo-Abobo n° 1 à Daboité, 10 km	CENTRE											1 870									1 870	
33.4	Entrée en coupure de la ligne 225 kV Taabo-Abobo n°2 à Daboité, 10 km	CENTRE											1 870									1 870	
34.	<b>Centrale thermique à cycles combinés JACQUEVILLE</b>	SUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90 000	90 000	90 000	270 000
34.3	Turbine à Combustion 1: 150 MW	SUD																		90 000			90 000
34.5	Turbine à Combustion 2: 150 MW	SUD																			90 000	90 000	
34.5	Turbine à Vapeur CC : 150 MW	SUD																			90 000	90 000	

35.	Centrale hydroélectrique de TIASSALE	BUD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95 060	0	0	0	0	0	95 060	
35.1	Centrale hydroélectrique de Tiassalé : 51 MW	BUD													73 000						73 000	
35.2	Poste 90 kV de Tiassalé	BUD													13 000						13 000	
35.3	Entrée en coupure de Ligne 90 kV Agboville-Taabo à Tiassalé, 10 km	BUD													1 170						1 170	
35.4	Ligne 90 kV Dabou-Tiassalé, 106 km	BUD													7 890						7 890	
36.	Centrale hydroélectrique TIBOTO	OUEST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361 430	0	0	0	0	361 430	
36.1	Centrale hydroélectrique TIBOTO 220 MW	OUEST														314 000					314 000	
36.2	Poste 225 kV de Tiboto	OUEST														18 500					18 500	
36.3	Ligne 225 kV San Pedro-Tiboto, 124 km	OUEST														14 410					14 410	
36.4	Ligne 225 kV Tiboto-Buchanan, 125 km	OUEST														14 520					14 520	
37.	Centrale hydroélectrique 1	CENTRE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239 000	0	0	239 000	
37.1	Centrale hydroélectrique 1: 200 MW	CENTRE																239 000			239 000	
38.	Centrale hydroélectrique 2	EST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239 000	0	239 000	
38.1	Centrale hydroélectrique 2: 200 MW	EST																	239 000		239 000	
39.	Investissement Téléconduite et Dispatchings		2 750	6 210	14 108	11 654	4 728	16 678	6 919	3 589	13 115	0	7 231	0	0	1 258	0	0	0	0	88 240	
I	TOTAL GENERAL		28 875	131 205	401 054	300 367	190 144	545 884	297 660	188 035	578 808	395 440	370 926	349 240	193 060	382 639	98 000	247 000	98 000	337 000	98 000	5 231 335
II	INVESTISSEMENT PAR PERIODE		861 501				1 800 530				2 569 305				5 231 335							
III	* PARTENARIAT PUBLIC - PRIVE (IPP)		454 000				313 000				540 000				1 307 000							
IV	* CONTREPARTIE ETAT	15%	61 125				223 129				304 396				588 650							
V	* FINANCEMENT A RECHERCHER		346 376				1 264 400				1 724 909				3 335 685							
VI	VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN) à 10%; 2012		2 504 659				Total Général en millions EURO				7 975				Total Général en millions U SD				10 463			
VII	* centrales de production et réseaux d'évacuation associés		496 920				1 327 725				2 480 170				4 304 815							
VIII	* Investissement en réseaux de transport		364 581				472 805				89 135				926 520							



- au titre de la distribution de l'énergie électrique

Les actions et les investissements correspondants sont consignés dans le tableau ci-après :

DAS/Axes Stratégique	N° fiches Projets	Titre du projet	Coûts				Période réalisation proposée							
			Coût total (Millions FCFA)	Part Etat CI		Part autres		CT (2012-2015)					MT (2016-2020)	LT (2021-2030)
				Millions FCFA	%	Millions FCFA	%	2012	2013	2014	2015	total 2012-2015		
DAS N°1: Adéquation de l'offre en électricité d'origine classique et de la demande														
Réhabilitation	1	Etude du plan directeur distribution 2012-2030	500	500				500			500			
	2	Renouvellement équipements postes sources et postes HTA/HTA	14 500	14 500			2 810	4 975	5 565	1 150	14500			
	3	Renouvellement équipements réseaux HTA/BTA	14 500	14 500			7 896	4 307	2 047	250	14500			
	4	Renforcement équipements postes sources et postes HTA/HTA	18 000	18 000			10 000	4 250	3 250	500	18000			
	5	Renforcement équipements réseaux HTA/BTA-EP	44 000	44 000				30 560	9 200	4 240	44000			
	6	Renforcement groupes des centrales isolées	1 000	1 000			450	235	165	150	1000			
	7	Assurer la sécurité N-1 transformateur dans les 32 postes sources de l'intérieur	20 000	20 000				2 600	6 500	6 500	15600	4 400		
	8	Décharge des départs HTA en limite de capacité sur Abidjan (P>70%)	10 000	10 000			500	5 500	3 500	500	10000			
	9	Création de départs HTA secours sur Abidjan (câbles froids+cellules)	20 000	20 000			500	7 500	6 000	5 000	19000	1 000		
	10	Remplacement des goulots d'étranglement par du CIS 240 <sup>2</sup> sur Abidjan	1 000	1 000			150	250	250	200	850	150		
	11	Installation des équipements de téléconduite des postes de distribution sur Abidjan et de l'intérieur	13 500	13 500			500	5 500	4 000	2 700	12700	800		
	12	Installation d'autotransformateurs de régulation sur les départs Adzopé, Bouaflé, Transua, Kounfao, Duékoué, Anyama	1 000	1 000				400	200	200	800	200		
<b>Cumul réhabilitation</b>			<b>158 000</b>	<b>158 000</b>		<b>0</b>	<b>22 806</b>	<b>66 577</b>	<b>40 677</b>	<b>21 390</b>	<b>151 450</b>	<b>6 550</b>	<b>0</b>	
Développement des marchés		PPU 1	3 326			3 326	3 326				3326			
		PURE-Banque Mondiale	15 010			15 010		15 010			15010			
		Facilité Énergie UE-ACP	4 305			4 305		4 305			4305			
		PUR IV	2 896			2 896	2 896				2896			
		Extensions réseaux (BOAD non achevé)	830			830		830			830			
		Extensions réseaux électriques	100 930					33 643	33 643	33 643	100930			
		PPU 2	8 200			8 200		5 000	3 200		8200			
	13	Subvention des branchements	3 000	1 000		2 000		3000			3000			
	14	Alimentation électrique des quartiers péri-urbains sous équipés	23 000					7 667	7 667	7 667	23000			
		PPILT	1 535 000	1 535 000							0	440 000	1 095 000	
<b>Cumul développement des marchés</b>			<b>1 696 497</b>	<b>1 536 000</b>		<b>36 567</b>	<b>6 222</b>	<b>69 455</b>	<b>44 510</b>	<b>41 310</b>	<b>161 497</b>	<b>440 000</b>	<b>1 095 000</b>	
DAS N°4: Mesures accompagnement/Equilibre financier														
	15	Lutte contre la fraude, les vols, actes de vandalisme	22 000	22 000							22 000	0		
<b>Cumul Mesures accompagnement/Equilibre financier</b>			<b>22 000</b>	<b>22 000</b>							<b>22 000</b>	<b>0</b>		
<b>Total Investissement distribution</b>			<b>1 876 497</b>	<b>1 716 000</b>		<b>36 567</b>	<b>29 028</b>	<b>136 032</b>	<b>85 187</b>	<b>62 700</b>	<b>334 947</b>	<b>446 550</b>	<b>1 095 000</b>	

- au titre de l'électrification rurale

Les actions et les investissements correspondants sont consignés dans le tableau ci-après :

DAS / Axes stratégiques	N° Fiche projet	Titre du Projet	Coûts				Période réalisation proposée											
			Coût total (Millions FCFA)	Part Etat CI		Part autres		Court Terme (2012-2015)				Moyen Terme (2016-2020)					Long Terme (2021-2030)	
				Millions FCFA	%	Millions FCFA	%	12	13	14	15	16	17	18	19	20		21-24
DAS N°n: xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx																		
Programme d'électrification globale	1	Projet d'électrification de 23 localités rurales érigées en Chef lieu de Sous-préfecture	9 714	4 857	50	4 857	50		9 714									
	2	Construction du réseau Moyenne Tension pour 135 localités (27 localités par an sur 5 ans)	12 300	12 300	100		0		2 460	2 460	2 460	2 460	2 460					
	3	Nouvelles localités à électrifier ( 4 891 localités)	489 100	489 100	100		0	0		40 000	40 600	42 300	42 300	42 300	45 000	45 000	45 000	146 600
Programmes spéciaux	4	Electrification de 50 localités par an	60 000	60 000	100		0	0		5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	20 000
Electrification transfrontalière	5	Electrification de la région de Bouna à partir du réseau du Ghana	7 571	7 571	100		0	0			7 571							
Actualiser le plan national directeur d'électrification	6	Plan Directeur d'Electrification Rurale	800	800	100		0	0		800								
<b>TOTAL</b>			<b>579 485</b>	<b>574 628</b>	<b>99%</b>	<b>4 857</b>	<b>1%</b>	-	<b>57 974</b>	<b>55 631</b>	<b>49 760</b>	<b>49 760</b>	<b>49 760</b>	<b>50 000</b>	<b>50 000</b>	<b>50 000</b>	<b>50 000</b>	<b>166 600</b>
									<b>163 365</b>			<b>249 520</b>					<b>166 600</b>	

- au titre des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Énergie

Les actions à entreprendre et les investissements correspondants sont indiqués dans le tableau ci-après :

PLAN D' ACTIONS ET D' INVESTISSEMENT EN ENERGIE RENOUVELABLE ET MAITRISE DE L'ENERGIE

DAS/Axes Stratégiques	N° fiches Projets	Titre du projet	Coûts				Période réalisation proposée												
			Coût total (Millions F CFA)	Part Etat CI		Part autres		CT (2012-2015)					MT (2016-2020)					LT (2021-2030)	
				Millions F CFA	%	Millions F CFA	%	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21-25	26-30	
<b>DAS N° 1: Adéquation de l'offre et de la demande</b>																			
		Evaluation du gisement national des sources d'énergies renouvelables et mise en place d'un SIG destiné aux EnR	3 850	2 850		1 000			1 500	2 350									
		Sensibilisation des populations à l'utilisation des énergies renouvelables	400	400				100	100	100	100								
		Projet SITRADE portant production d'électricité à partir des déchets solides du District d'Abidjan	8 300	1 300		7 000		2 000	6 300										
		Projet Groupe EOULEE portant Production d'électricité par utilisation du biogaz de la déchèterie d'Akouédo	22 000			22 000		4 000	18 000										
		Electrification de localités rurales par système solaire photovoltaïque	21 570	1 788		19 782		12 000	9 570										
		Promotion EN & R pour communauté rurale (Promotion des énergies renouvelables pour l'électrification décentralisée en vue de la création d'activités génératrices de revenus en zones rurales)	1 632	400		1 232		900	732										
		Projet pilote éclairage public par système photovoltaïque	530	530		-			530										
		Aménagement hydroélectrique de Drou (1,5 MW)	16 000	1 600		14 400		2 000	4 000	10 000									
		Microcentrale hydroélectrique de 300 kW sur le fleuve Agnéby	800	320		480			800										
		Aménagement hydroélectrique d'Aboisso Bia (5 MW)	8 600			8 600			1 000	3 000	4 600								
		Projet pilote 100 kW d'énergie éolienne	157	39		118				157									
		Création d'une structure autonome de maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables	3 000	3 000		-		2 000	1 000										
		Electrification solaire de 200 centres de santé ruraux	4 500	4 500		-		1 820	1 320	1 360									
		Irrigation de 100 ha de cultures maraichères par pompage solaire	1 526	1 526		-		739	439	349									
		Projet d'installation de 360 plateformes multifonctionnelles dans les localités isolées du réseau électrique	3 800	3 800		-		800	800	2 200									
		Installation de groupes motopompes solaires dans 580 forages	29 200	29 200		-		9 800	9 750	9 650									
		Vulgarisation de l'utilisation des foyers améliorés en milieu rural	5 550	5 550		-		1 540	2 010	2 000									
		Diffusion de 112 500 lampes solaires dans les localités où les plateformes multifonctionnelles seront installées	4 351	4 351		-			1 351	3 000									
		Centrale solaire PCCI 01 (Centrale solaire photovoltaïque TD CONTINENTAL)	95 000			95 000		10 000	30 000	55 000									
		Centrale BOKALA de production d'électricité à partir de rejet de palmier	40 000			40 000		10 000	10 000	20 000									
		<b>PROGRAMME ADDITIONNEL</b>																	
		projets de micro-hydroélectricité	760 000			760 000				-	-	70 000	70 000	70 000	70 000	80 000	200 000		
		projets de biomasse	130 000			130 000						10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	40 000		
		projets solaires	474 000			474 000			8 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	188 000	188 000		
		projets éoliens	25 000			25 000										25 000			
		<b>Total EnR</b>	<b>1 659 766</b>	<b>61 154</b>		<b>1 598 612</b>			<b>57 199</b>	<b>104 251</b>	<b>114 616</b>	<b>108 100</b>	<b>99 600</b>	<b>95 000</b>	<b>95 000</b>	<b>130 000</b>	<b>428 000</b>		

DAS/Axes Stratégiques	N° fiches Projets	Titre du projet	Coûts				Période réalisation proposée											
			Coût total (Millions F CFA)	Part Etat CI		Part autres		CT (2012-2015)				MT (2016-2020)				LT (2021-2030)		
				Millions F CFA	%	Millions F CFA	%	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21-25	26-30
		Approvisionnement en urgence de 5 transformateurs	4 000			4 000			4 000									
		Promotion de l'efficacité énergétique en matière d'éclairage dans le secteur public	2 000	1 500		500			500	500	500	500						
		Gestion et économie d'énergie dans les bâtiments publics	2 300	1 380		920			1 000	1 000	300							
		Suivi de la consommation d'électricité de l'Etat	5 000	3 000		2 000			800	800	800	800	800	800	200			
		Eclairage Public efficace	11 800	1 782		10 018			3 000	3 000	3 000	2 800						
		Lampes basse consommation au niveau résidentiel	11 000	10 500		500			2 000	5 000	4 000							
		Audit énergétique des complexes hôteliers et administratifs de Yamoussoukro	500	350		150			200	200	100							
		Maîtrise de l'Energie dans les secteurs Public et Privé (MEPP)	2 300	1 380		920			500	500	500	500	300					
		Audit du système de climatisation et d'éclairage dans les bâtiments administratifs d'Abidjan	3 150	2 200		950			1 000	1 000	1 000	150						
		Maîtrise de l'Energie dans les 20 Centres Hospitaliers (MECH) de Cote d'Ivoire	3 000	800		2 200			500	500	500	500	500	500	500			
		Efficacité énergétique dans l'industrie	1 500	1 000		500			300	300	300	300	300	300				
		Labellisation des appareils électroménagers	1 000	700		300			500	500								
		Elaborer un logiciel d'analyse des consommations électriques de l'Etat	100	100		-			100									
		Faire des campagnes de sensibilisation pour l'économie d'énergie	400	400		-			100	100	100	100						
		<b>Total maîtrise de l'énergie</b>	<b>48 050</b>	<b>25 092</b>	<b>-</b>	<b>22 958</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 200</b>	<b>13 400</b>	<b>11 600</b>	<b>5 850</b>	<b>4 700</b>	<b>1 600</b>	<b>700</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
		<b>Total DAS 1</b>	<b>1 707 816</b>	<b>86 246</b>	<b>-</b>	<b>1 621 570</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>67 399</b>	<b>117 651</b>	<b>126 216</b>	<b>113 950</b>	<b>104 300</b>	<b>96 600</b>	<b>95 700</b>	<b>130 000</b>	<b>428 000</b>	<b>428 000</b>
<b>DAS N°2: Energie durable par le développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique</b>																		
		Mise en place d'un site web pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique : 100 millions par an à financer par l'Etat	100	100					100									
		Institution d'un Salon annuel des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique regroupant les promoteurs de projet, les investisseurs, les chercheurs, les fabricants, les collectivités territoriales, les étudiants et les partenaires au développement; 50 millions par an à financer par l'Etat	50	50					50									
		Mise en place d'une revue périodique de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique ; 20 millions par an à financer par l'Etat	20	20					20									
		Promotion des publications techniques sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	20	20					20									
		<b>Total DAS 2</b>	<b>190</b>	<b>190</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>190</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

DAS/Axes Stratégiques	N° fiches		Titre du projet	Coûts				Période réalisation proposée											
	Projets			Coût total		Part Etat CI		Part autres		CT				MT				LT	
				(Millions F CFA)						(2012-2015)				(2016-2020)				(2021-2030)	
				Millions F CFA	%	Millions F CFA	%			12	13	14	15	16	17	18	19	20	21-25
<b>DAS N°3: Cadre institutionnel, renforcement des capacités et organisation</b>																			
		Mise en place d'un cadre institutionnel et réglementaire des Énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique	100	100															
		secondaire) et les instituts supérieurs et centre de recherche (IREN, INP-	20	20															
		Renforcement des capacités et perfectionnement des structures et ministères impliqués dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique	50	50															
		Renforcement des capacités et perfectionnement des opérateurs nationaux	30	30															
		Identification et acquisition des normes applicables aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique en collaboration avec CODINORM	20	20															
		Elaboration des spécifications techniques des équipements en énergies renouvelables et d'efficacité énergétique pour les bâtiments, le transport et les équipements	20	20															
		Elaboration des procédures mise au rebut d'équipements spécifiques usagés et de recyclage des équipements en énergie renouvelable et en efficacité énergétique	20	20															
<b>Total DAS 3</b>			<b>260</b>	<b>260</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>260</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>DAS N° 4: Viabilité financière</b>																			
		Création de mécanismes innovants de financement pour le développement des énergies renouvelables	20	20															
		Création de fonds revolving pour l'efficacité énergétique	10 000	10 000															
		Mise en place de mesures incitatives pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (suppression des droits de douane et exonération de taxes sur une période définie)	20	20															
<b>Total DAS 4</b>			<b>10 040</b>	<b>10 040</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10 040</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total investissement EnR et Maîtrise de l'Énergies</b>			<b>1 718 306</b>	<b>96 736</b>	<b>6</b>	<b>1 621 570</b>	<b>94</b>	<b>-</b>	<b>77 889</b>	<b>117 651</b>	<b>126 216</b>	<b>113 950</b>	<b>104 300</b>	<b>96 600</b>	<b>95 700</b>	<b>130 000</b>	<b>428 000</b>	<b>428 000</b>	

- au titre de l'équilibre financier du secteur de l'électricité

Les actions à mener sont consignées dans le tableau ci-après :

DAS/ Axes Stratégiques	N° des actions	TITRE DU PROJET	Coûts				Période de réalisation											
			Coût Total (Millions FCFA)	Part Etat CI		Part Autres		CT (2012-2015)				MT (2016-2020)		LT (2021-2030)				
				(Millions FCFA)	%	(Millions FCFA)	%	12	13	14	15							
DAS N° 4																		
Viabilité financière	1	Adopter le code de l'électricité afin de donner une base légale à la lutte contre la fraude entre autres																
	2	Intensifier la sécurisation des comptages des clients industriels																
	3	Accélérer la mise en place de la contribution de l'Etat au fond revolving pour le financement des branchements sociaux																
	4	Accélérer et finaliser les négociations avec les fournisseurs de gaz et le concessionnaire																
	5	Mettre en place une formule d'indexation des tarifs de l'électricité																
	6	Rendre effectif le basculement des usagers abonnés au tarif modéré et consommant plus de 200 kWh par bimestre																
	7	Faire aboutir les négociations de réduction du prix du gaz sur le bloc CI-26																
	8	Engager au plus vite les négociations sur le bloc CI-11 pour la réduction du prix du gaz																

DAS/ Axes Stratégiques	N° des actions	TITRE DU PROJET	Coûts				Période de réalisation										
			Coût Total (Millions FCFA)	Part Etat CI		Part Autres		CT (2012-2015)				MT (2016-2020)			LT (2021-2030)		
				(Millions FCFA)	%	(Millions FCFA)	%	12	13	14	15						
	9	Adopter un tarif unique applicable à l'ensemble des industriels															
	10	Mettre en place une redevance pour le financement des travaux de renouvellement et d'extension du réseau électrique															
	11	Prendre des dispositions pour une prise en charge par l'Etat d'une partie des besoins d'investissement pour le développement massif en électrification rurale et en Energies Renouvelables															
	12	Traiter les impayés en zone CNO antérieurs à 2012 par un abandon partiel de ces créances															
	13	Trouver le financement des 20 microprojets de lutte contre la fraude et procéder à leur étude de faisabilité															

- **au titre du financement des projets d'énergie**

La plupart des projets étant à haute intensité capitalistique, il s'avère indispensable de rechercher, au-delà des ressources du Trésor Public national, d'autres sources de financement. Ainsi, les possibilités offertes sont synthétisées dans les tableaux présentés en annexe. Ceux-ci présentent : le cadre de financement/type de partenariat, la source de financement, le délai de mobilisation, les conditionnalités d'accès, les modalités de financement, les institutions de financement et les montants mobilisables, le financement à privilégier, la stratégie de mobilisation, les contraintes, les risques/mitigations et le suivi, le contrôle et l'évaluation.

Le tableau récapitulatif des investissements à réaliser se présente comme suit :

Millions FCFA	2012-2015	2016-2020	2021-2030	Total
<b>PRODUCTION ET DU TRANSPORT</b>	900	1 800	2 600	5 300
<b>DISTRIBUTION</b>	335	446,5	1095	1876,5
<b>ELECTRIFICATION RURALE</b>	163,365	249,52	166,6	579,5
<b>ENERGIES RENOUVELABLES ET MAITRISE DE L'ENERGIE</b>	321,756	540,55	856	1 718,306
<b>TOTAL</b>	1720,121	3036,57	4717,6	9 474



## 5. RECOMMANDATIONS

les recommandations pour la mise en œuvre effective des plans d'investissements en matière de production, transport, distribution, électrification rurale, énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie, conditions de réalisation des objectifs stratégiques du Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie en matière de développement des ouvrages de production et de transport d'énergie électrique, sont les suivantes :

- **au titre de la production et du transport d'énergie électrique**

R01 : Sécuriser l'alimentation en gaz naturel pour les centrales thermiques

R02 : Prendre en compte les énergies renouvelables dans le mix énergétique

R03 : Développer le potentiel hydroélectrique

- **au titre de la distribution de l'énergie électrique**

R04 : Harmoniser et renforcer les procédures d'agrément du matériel électrique et des entreprises prestataires

R05 : Prendre les dispositions avec le Ministère chargé de l'urbanisation pour la réservation des espaces dédiés aux ouvrages électriques

R06 : Mettre en place une dérogation spéciale en vue d'alléger les procédures en matière de passation de marché public pour le secteur de l'électricité dans le contexte actuel

R07 : Rechercher les solutions efficaces au plan technique, juridique et organisationnel pour lutter contre la fraude, les actes de vandalisme et les occupations anarchiques

R08 : Mettre en place des mécanismes d'optimisation des branchements et d'appui financier aux populations à faible revenu.

- **au titre de l'électrification rurale**

R09 : Mettre en œuvre de véritables programmes d'Électrification Rurale avec des critères de planification technico – économiques et d'équilibre régional

R10 : Améliorer l'accès à l'électricité aux populations des localités éloignées du réseau électrique par l'électrification transfrontalière et par l'Électrification Rurale Décentralisée

R11 : Maîtriser les coûts des projets d'électrification rurale: (technologies allégées d'électrification, bordereau des prix actualisé, centrales d'achat, installation à court et moyen termes d'industries locales de fabrication de matériels électriques (coffrets de comptage, transformateurs Moyenne Tension et Basse Tension, armements, câbles, disjoncteurs, ...))

R12 : Prévoir annuellement des ressources suffisantes au budget de l'Etat pour l'électrification rurale

- **au titre des Energies Renouvelables et de la Maîtrise de l'Énergie**

R13 : Traduire en actes la volonté politique affichée de faire des Énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie une priorité nationale : Prendre un décret d'application de l'article 61 de la loi N°96-766 du 03 octobre 1996 portant code de l'Environnement et une loi spécifique sur les énergies renouvelables et la Maîtrise de l'Énergie

R14 : Créer une synergie et une communication entre le Gouvernement, les institutions financières et les parties prenantes travaillant dans les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie

- **au titre de l'équilibre financier du secteur de l'électricité**

R15 : Adopter le code de l'électricité afin de donner une base légale à la lutte contre la fraude entre autre

R16 : Mettre en place une redevance pour le financement des travaux de renouvellement et d'extension du réseau électrique

R17 : Poursuivre les négociations de réduction du prix du gaz avec les opérateurs

R18 : Mettre en place un processus de révision tarifaire adapté au contexte économique

- **au titre du financement des projets d'énergie**

R19 : Solliciter les investisseurs privés pour les projets à rentabilité avérée, les autres projets étant du ressort de l'Etat

R20 : Créer des sociétés de projet pour la construction des ouvrages hydroélectriques de grande puissance

R21 : Mettre en place un cadre règlementaire et institutionnel attractif pour le développement des énergies renouvelables par le secteur privé

R22 : Renforcer les capacités du secteur pour la recherche de financement

- **AU TITRE GÉNÉRAL**

R23 : Définir les conditions générales de développement des projets en énergie

R24 : Annuler une partie des dettes liées aux impayées en zone CNO

R25 : Prendre les dispositions pour favoriser la création d'industries manufacturières locales (Transformateur, câble, accessoires ...) et de services, et d'entreprises pour les emplois liés aux projets

R26 : Mettre en place un cadre de renforcement des capacités des agents du secteur

R27 : Elaborer et mettre en œuvre un Plan Directeur Production-Transport-Distribution, un Plan d'Electrification Rurale, un Plan d'Énergie Renouvelable et la Maîtrise de l'Énergie

## **CONCLUSION**

Le Séminaire National sur l'énergie 2012 a permis de faire le bilan de la mise en œuvre du SME 2011, d'identifier les nouveaux besoins et les investissements qui sont requis.

Les enjeux importants qui se dégagent pour le secteur de l'énergie sur la période 2012-2030 à la suite de ce séminaire, interpellent tous les acteurs intervenant dans ce secteur afin de conjuguer leurs efforts de sorte que les investissements identifiés soient réalisés dans les délais raisonnables selon le planning arrêté.

L'objectif est de permettre à la Côte d'Ivoire, d'assurer son développement économique et social et devenir le premier marché énergétique de la sous-région.