



Schéma Directeur du Secteur de l'Energie au Tchad



Destinataires:

- Maître d'œuvre (Ministère de l'Énergie et du Pétrole /MEP-DE)
- Maître d'ouvrage (Ministère de l'Économie et du Plan /MEP-ACTION FED)
- Délégation de l'Union Européenne (DUE)

FICHTNER

Clause de Non-responsabilité

La présente publication a été élaborée avec l'aide de l'Union Européenne. Le contenu de la publication relève de la seule responsabilité du Bureau d'Etude Fichtner GmbH & Co KG, Stuttgart, Allemagne, et ne peut aucunement être considéré comme reflétant le point de vue de l'Union Européenne.

FICHTNER

Sarweystraße 3 • 70191 Stuttgart
Boîte postale 10 14 54 • 70013 Stuttgart
Allemagne
Téléphone: +49 711 8995-0
Télécopie: +49 711 8995-459
www.fichtner.de

Personne à contacter: Thomas Clausen
Téléphone: 207
E-mail: thomas.clausen@fichtner.de

Rév.	Date Rév.	Contenu / Modification	Etabli/ Modifié	Vérfié / validé
0	27.05.2011	Version préliminaire	UNG, TUR, LEC, YUN, MOC, OKA, RIC, DEG	Unger /Clausen
1	20.09.2011	Version finale	CLU, UNG	Clausen
2	25.11.2011	Version définitif (Révision 1)	CLU, UNG	Clausen
3	9.1.2012	Version définitif (Révision 2)	CLU	Clausen

Table des Matières

0. Résumé exécutif	0-1
1. Introduction	1-1
1.1 Contexte de l'élaboration du schéma directeur	1-1
1.2 Présentation et objet de l'étude	1-3
1.3 Prestations du Bureau d'Etudes	1-4
2. Situation actuelle du secteur d'énergie	2-1
2.1 Cadre social et économique	2-1
2.1.1 Population et données démographiques	2-3
2.1.2 Structure du peuplement	2-7
2.1.3 Répartition spatiale de la population	2-7
2.2 Situation énergétique	2-10
2.3 Situation environnementale	2-12
2.4 La STEE/SNE et autres acteurs du secteur	2-13
2.4.1 Le parc de production et de distribution	2-14
2.4.2 Tarifs, coûts et situation financière	2-24
2.5 Société des Hydrocarbures du Tchad	2-27
2.5.1 Champs pétrolier au Tchad	2-28
2.5.2 Champs pétrolier et raffinage dans la région	2-33
2.5.3 La raffinerie de Djermaya	2-34
2.6 Le Secteur financier	2-39
2.6.1 Les banques et institutions intermédiaires de financement	2-39
2.6.2 Financement des projets	2-40
2.7 Cadre institutionnel	2-41
3. Demande en énergie	3-1
3.1 Prévision de la demande en électricité	3-4
3.1.1 Prévisions existantes	3-10
3.1.2 Les scénarios de prévision de la demande	3-11
3.1.3 Projection de la croissance de la population	3-12
3.1.4 Développement du nombre des abonnés et de la consommation spécifique	3-14
3.1.5 Prise en compte des pertes	3-16
3.1.6 Prise en compte de variations de tarif	3-17

3.1.7	Prise en compte des résultats de l'enquête	3-18
3.1.8	Les scénarios résultants	3-22
3.1.8.1	Prévision de la Demande à N'Djamena	3-25
3.1.8.2	Prévision de la Demande à Moundou	3-27
3.1.8.3	Prévision de la Demande à Sarh	3-29
3.1.8.4	Prévision de la Demande à Abeché	3-31
3.1.8.5	Prévision de la Demande à Bongor	3-32
3.1.8.6	Prévision de la Demande à Doba	3-34
3.1.8.7	Prévision de la Demande à Faya Largeau	3-36
3.1.8.8	Prévision de la Demande à Mongo	3-38
3.1.8.9	Prévision de la Demande à Oum Hadjer	3-40
3.1.8.10	Prévision de la Demande à Biltine	3-42
3.1.8.11	Prévision de la Demande à Am Timan	3-44
3.1.8.12	Prévision de la Demande à Ati	3-46
3.1.8.13	Prévision de la Demande à Mao	3-48
3.1.8.14	Prévision de la Demande à Bol	3-50
3.1.8.15	Prévision de la Demande à Moussoro	3-52
3.1.8.16	Prévision de la Demande à Fada	3-54
3.1.8.17	Prévision de la Demande à Bardai	3-56
3.1.8.18	Prévision de la Demande à Massakory	3-58
3.1.8.19	Prévision de la Demande à Koumra	3-60
3.1.8.20	Prévision de la Demande à Kélo	3-62
3.1.8.21	Prévision de la Demande à Pala	3-64
3.1.8.22	Prévision de la Demande à Lai	3-66
3.2	Demande en hydrocarbures	3-67
3.2.1	Demande en GPL (Propane-butane)	3-67
3.2.2	Demande de pétrole lampant, d'essence, de jet, de gasoil et de fuel lourd	3-72
3.3	Demande en bois (énergie domestique)	3-76
4.	Offre en énergie	4-1
4.1	Les choix stratégiques d'électrification	4-1
4.1.1	Communes de moins de 5.000 habitants	4-5
4.1.2	Communes entre 5.000 et 50.000 habitants	4-6
4.1.3	Communes entre 50.000 et 500.000 habitants	4-7
4.2	Les choix techniques d'électrification	4-8

4.2.1	Energie hydraulique	4-8
4.2.2	Interconnexions transfrontalières et sous-régionales	4-13
4.2.3	Energie Solaire	4-16
4.2.4	Energie éolienne	4-45
4.2.5	Biomasse	4-50
4.2.6	Géothermie	4-54
4.3	Les hydrocarbures	4-55
4.3.1	Hydrocarbures pour la génération d'électricité	4-55
4.3.2	Hydrocarbures pour le secteur de transport	4-58
4.3.3	Hydrocarbures pour les ménages	4-60
4.4	Energie domestique (bois)	4-62
4.4.1	L'approvisionnement en bois énergie	4-63
4.4.2	Estimation de la production sur la base de la production des zones boisées existantes	4-66
4.4.3	Estimation de la production sur la base des zones accessibles par route	4-68
4.4.4	Estimation de la production sur la base des possibilités de reboisement	4-70
5.	Le Plan d'Expansion au Moindre Coût	5-1
5.1	Méthodologie et Hypothèses	5-1
5.2	Le Plan d'Expansion au Moindre Coûts par Ville	5-4
5.2.1	PEMC N'Djamena	5-4
5.2.2	PEMC Moundou	5-7
5.2.3	PEMC Sarh	5-9
5.2.4	PEMC Abeché	5-11
5.2.5	PEMC Bongor	5-13
5.2.6	PEMC Doba	5-15
5.2.7	PEMC Faya Largeau	5-17
5.2.8	PEMC Mongo	5-19
5.2.9	PEMC Oum Hadjer	5-21
5.2.10	PEMC Biltine	5-23
5.2.11	PEMC Am Timan	5-25
5.2.12	PEMC Ati	5-27
5.2.13	PEMC Mao	5-29
5.2.14	PEMC Bol	5-31
5.2.15	PEMC Moussouro	5-33

5.2.16	PEMC Fada	5-35
5.2.17	PEMC Bardai	5-37
5.2.18	PEMC Massakory	5-39
5.2.19	PEMC Koumra	5-41
5.2.20	PEMC Kélo	5-43
5.2.21	PEMC Pala	5-45
5.2.22	PEMC Lai	5-47
5.3	Sommaire des Quantités et des Coûts	5-49
5.4	Priorités des investissements	5-52
6.	Conclusions et recommandations	6-1
6.1	Opérationnalisation du Schéma Directeur	6-1
6.2	Cadre organisationnel du Schéma Directeur	6-3
6.3	Bonne gouvernance	6-4
6.4	Financement des Projets	6-5
6.5	Coopération internationale	6-6
6.6	La décentralisation et l'intégration régionale	6-7
6.7	Le renforcement des capacités	6-9
6.8	Environnement, forêts et désertification	6-10
6.9	Gestion environnementale et sociale	6-11

Abréviations

APPA	Association des Pays Africains Producteurs du Pétrole
BE	Bureau d'Etudes
BEAC	Banque des Etats de l'Afrique Centrale
BT	Basse Tension
COBAC	Commission Bancaire de l'Afrique Centrale
CSDR	Consultation Sectorielle sur le Développement Rural
DHD	Développement Humain Durable
DUE	Délégation de l'Union Européenne
EIE	Etude d'Impact Environnementale
ER	Energies Renouvelables
FCFA	Franc de la Communauté Financière d'Afrique
GPL	Gaz Pétrolier Liquide
GMT	Grandi Motori Trieste
INSEED	Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques et Démographiques
kep	kilo équivalent pétrolier
kg	kilogramme
kt	kilotonnes
kVA	Kilovolt Ampère
kWh	Kilowatt heure
LBC	Lampes à basse consommation
MAN	Maschinenfabrik Augsburg Nürnberg
MBH	Maschinenbau Halberstadt
MOD	Maître d'ouvrage délégué
MOE	Maître d'œuvre
MEP	Ministère de l'Energie et du Pétrole
MT	Moyenne Tension
Mun.	Municipalité
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
OMD	Objectifs de Développement du Millénaire
PDE	Plan Directeur d'Energie
PEMC	Plan d'Expansion au Moindre Coût
PIB	Produit Intérieur Brut
PIDR	Plan d'Intervention pour le Développement Rural
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PNG	Programme National Gaz
PNUE	Programme des Nations Unis pour l'Environnement
PRG	Programme Régional Gaz
PV	Photovoltaïque
RPGH	Recensement de la Population et de l'Habitat
TEB	Tonne Equivalant Bois
TEP	Tonne Equivalant Pétrole
TVA	Taxe à la Valeur Ajoutée
SIG	Système d'Information Géographique
SMA	Sommet Mondial de l'Alimentation
SNBG	Stratégie Nationale de Bonne Gouvernance
SNCRP	Stratégie Nationale de Croissance et de Réduction de la Pauvreté

SNE
STEE
TAG
ZD
ZIZ

Société National d'Électricité
Société Tchadienne d'Eau et d'Electricité
Turbine à Gaz
Zone de Dénombrement
Zakaria-Ibrahim-Zakaria

0. Résumé exécutif

Cette étude cofinancée par l'état Tchadien et le Fonds Européen de Développement (FED) a été élaborée dans le cadre du projet d'élaboration du Plan stratégique d'amélioration de la gestion et de la gouvernance de l'énergie au Tchad.

L'étude a pour objectif l'établissement d'un plan directeur de l'énergie pour un développement optimum, tant sur le plan technique qu'économique du secteur de l'énergie dont le Ministère du Pétrole et de l'Énergie est en charge.

Suite à un travail de collecte de données et d'enquêtes énergétiques mené à travers le pays, de nombreuses informations ont pu être obtenues, en particulier sur les points suivants :

- détermination de la situation énergétique actuelle dans le milieu urbain et rural
- estimation des ressources du Tchad en hydrocarbures tout comme renouvelables avec leurs conséquences sur les choix énergétiques
- diagnostic du parc de production actuel, de sa gestion et des résultats

Les résultats principaux sont résumés brièvement ci-dessous.

Situation actuelle

Environ 3.9% de la population du Tchad utilise aujourd'hui l'électricité. La majeure partie de la consommation d'énergie consiste en énergie primaire pour la cuisson et pour l'éclairage.

En ce qui concerne l'électricité, la Société Nationale d'Electricité gère aujourd'hui les réseaux des 6 villes principales et de la capitale. D'autres villes sont soit gérées par une entreprise privée soit directement par la commune.

Le taux moyen de disponibilité des centrales de la SNE est faible (par exemple 19% à N'Djaména en mars 2011) alors qu'il est proche des 100% pour les groupes gérés par les autres opérateurs.

Le tarif moyen et pondéré de vente du kWh de la SNE a été de 145 FCFA en 2007 et 150 en 2006. Cependant, selon les informations collectées à la SNE, ce prix est largement à perte car le coût de revient du kWh est calculé à 252 FCFA en 2007 et 375 en 2008.

Ces différences sont notamment liées à la vétusté du parc, au manque de pièces détachées et de savoir-faire, ainsi qu'à un coût exorbitant du diesel importé.

Demande

Sur la base de l'enquête publique, des informations collectées sur le site et reçues de la SNE, la schématisation suivante de la demande en énergie au Tchad a pu être établie. Ces valeurs ne couvrent généralement pas les

industries dont la présence peut énormément varier d'une ville à l'autre et qui sont souvent non connectées au réseau urbain.

Nombre d'habitants	Demande quotidienne	Type de commune	Caractéristiques de la demande actuelle en énergie
100 habitants	10 kWh	a. Habitats dispersé et villages	Besoin principal en soirée pour l'éclairage Energie principalement sous forme primaire pour la cuisson. Mini groupes électrogènes individuels. Pas de petites industries
1.000 habitants	100 kWh	b. Villes petites et moyennes sans réseau électrique	Problème de l'approvisionnement en eau potable Groupes électrogènes individuels répandus Pas ou très peu de petites industries. Quelques bâtiments sociaux et publics équipés ou éclairage public.
10.000 habitants	1.000 kWh	c. Villes moyennes avec électrification limitée ou sans réseau	Réseau MT/BT avec distribution en matinée et en soirée Eventuel pompage de l'eau PME existantes mais groupe électrogènes nécessaires.
100.000 habitants	10.000 kWh	d. Villes principales avec électrification continue	Réseau MT/BT mais sous-dimensionnement, vétusté et délestage. Pompage de l'eau nécessaire et gourmand en énergie PME existantes mais groupe électrogènes nécessaires
1.000.000 habitants	> 100.000 kWh	e. N'djamena	Parc de production et réseau insuffisants Electricité chère et non fiable. Grosses entreprises non raccordées ou ayant leur propre groupe

Figure 0-1 : Schématisation de la demande énergétique au Tchad

Cette analyse servira de base pour identifier et préconiser les solutions à adopter pour le Tchad.

Approvisionnement en énergie

Génération thermique

La plupart des capacités de génération thermique est gérée par la Société Nationale d'Electricité (SNE). Elle opère des centrales dans la capitale et dans les chefs lieux suivants :

- Moundou,
- Sarh,
- Abeché
- Bongor,
- Doba
- Faya Largeau.

La puissance installés à N'Djaména s'élève à 60 MW environ dont à peu près 20 MW sont seulement disponibles.

La puissance installée dans les chefs lieux et gérée par la SNE s'élève à moins de 20 MW dont moins de 5 MW sont disponibles.

D'autre part, il existe des centrales gérées par les communes et des operateurs privés. Leur puissance installée s'élève à moins que 5 MW dont une puissance de 2 MW environ est disponible.

Plus de détails sur le parc de génération existant se trouvent dans les tableaux 2-9 et 2-11 de la section 2.4.2.

Hydroélectricité

Les sites hydroélectriques potentiels pré-identifiés tels que les chutes de Gauthiot ne sont pas exploitables de façon économique. Ceci est dû en partie à la faiblesse de la puissance garantie (eau disponible en volume suffisant pendant seulement 6 mois de l'année) et au transport nécessaire de l'électricité vers les centres de consommation.

Par ailleurs, d'après des études d'évaluation des coûts financiers pour l'importation de l'énergie hydroélectrique Camerounaise au Tchad, il s'avère que le prix de revient du kWh est beaucoup trop élevé, du moins étant donnée la consommation actuelle.

Energies renouvelables

Le Tchad dispose d'un bon potentiel en énergie renouvelable sur la totalité de son territoire, en particulier :

- très bon gisement solaire sur tout le territoire
- bon gisement éolien dans la zone nord
- bon gisement biomasse dans la zone sud

Grâce à l'évolution des technologies et une amorce de la baisse des prix, en particulier pour le photovoltaïque, des systèmes fonctionnant au solaire pourront être envisagés dans le futur.

Hydrocarbures

En ce qui concerne les hydrocarbures, leurs prix au Tchad sont aujourd'hui 2.5 à 3 fois plus élevés que les prix internationaux moyens. Ceci est entre autre dû à l'enclavement du pays et aux coûts du transport qui en résultent : de l'ordre de 125 FCFA/l depuis le Cameroun.

La situation d'approvisionnement a changé en 2011 avec l'ouverture de la raffinerie à Djermaya en joint venture entre la Société des Hydrocarbures du Tchad en l'entreprise chinoise CNPC. Selon les informations reçues, les besoins nationaux en différent hydrocarbures pourront être couverts par cette raffinerie, en particulier en ce qui concerne les hydrocarbures pour les transports (kérosène, diesel et essence) ainsi que le GPL.

Le plan d'expansion au moindre coût

Taille du centre (hab)	N'Djamena	Chefs lieu	5.000-50.000	300-5.000	<300
Habitants/centre	1.035.000	36.000	18.000	1200	100
Nombre des centres	1	21	54	6.450	20.000
Habitants total	1.035.000	756.000	972.000	7.740.000	2.000.000
kWh/hab/an	voir PEMC (Section 5)	voir PEMC (Section 5)	200	120	100
MWh/an			194.400	928.800	200.000
kWh/centre/an			3.600.000	144.000	10.000
Facteur d'utilisation			30%	30%	30%
kW/hab			0,08	0,05	0,04
MW total			74	353	76
Puissance (kW/centre)			1.370	55	4
Coût spécifique (Euro/kW)			1.000	1.200	1.500
Investissement par centre (Euro)			100.930.000	4.540.000	1.370.000
Investissement total (mill. Euro)	100,9	95,4	74,0	425,7	114,0
Imprévu 30% (mill. Euro)	30,3	28,6	22,2	127,7	34,2
Investissement total (mill. Euro) (inclu imprévu)	131,2	123,9	96,2	553,4	148,2
Investissement total (mill. FCFA)	86.000	81.000	63.000	362.000	97.000

Tableau 0-1 : Coûts d'électrification du pays entier

Recommandation

En combinant toutes les informations obtenues dans le cadre de cette étude, il est possible de réaliser un Plan directeur (schéma d'ensemble) de prise de décisions énergétiques du Tchad en considérant:

- la taille des communes
- les ressources naturelles locales
- la présence de réseau électrique
- la facilité d'approvisionnement en hydrocarbures, en particulier depuis la raffinerie.

Contrairement à la politique suivie jusqu'à présent qui a été de recourir systématiquement aux groupes électrogènes conventionnels fonctionnant au diesel, on peut proposer les solutions qui suivent la politique nationale de diversification de ressources énergétiques selon les facteurs énumérés ci-dessous.

Pour chaque taille de commune, le premier facteur à considérer sera la proximité d'un réseau. Ce n'est encore guère le cas, mais selon le développement à venir, cette option pourra se multiplier.

Si le réseau n'est pas à proximité, les jours de transports des hydrocarbures (coûts de gasoil) ainsi que les ressources bioclimatiques locales sont déterminantes quant au choix de l'option technique à envisager.

Finalement, à partir d'une puissance d'environ 1 MW, il est envisageable d'équiper les groupes pour une utilisation au fioul lourd (Cas de N'Djamena).

1. Introduction

1.1 Contexte de l'élaboration du schéma directeur

Situation actuelle du secteur de l'énergie au Tchad

Le secteur de l'énergie est peu développé au Tchad. La consommation d'énergie a augmenté au cours de la dernière décennie, d'abord lentement (de 200 kep/habitant en 1993 à 240 en 2002), puis de façon accélérée (292 kep/habitant en 2005). L'essentiel de la consommation en énergie (74%) s'effectue dans les zones rurales. La consommation nationale d'énergie est dominée à concurrence de 96,5% par la consommation de combustibles ligneux, avec des conséquences désastreuses pour le couvert forestier et l'environnement. Cette surexploitation des ressources en bois pour les usages ménagers a conduit à une déforestation non maîtrisée de plus de 90% du patrimoine national entre 1970 et ce jour. Les énergies conventionnelles occupent une part négligeable dans le bilan énergétique national. La consommation de produits pétroliers représente 3% de la consommation totale et celle d'électricité seulement 0,5%.

Plus de 80% de la production d'électricité est consommée par N'Djamena. Toutefois, c'est seulement le tiers de la ville qui a accès à l'électricité. Une dizaine de villes et centres secondaires disposent de réseaux indépendants. Il n'y a pas de réseau interconnecté dans le pays. Le taux d'accès à l'électricité est actuellement estimé à 3,9% de la population. Le niveau de desserte en électricité est faible et son prix de vente parmi les plus chers du monde tout en étant subventionné.

Globalement, les opérateurs du pays (publics ou privés), ne disposent pas des ressources énergétiques nécessaires à la mise en œuvre de projets de développement et d'investissements pour :

- Promouvoir et faire fonctionner les infrastructures sociales (écoles, dispensaires, éclairage, ...);
- Améliorer la qualité de vie des populations;
- Stimuler l'investissement privé pour des activités de production, et génératrices d'emplois;
- Infléchir les dégradations environnementales.

Objectifs du Gouvernement Tchadien en matière d'énergie

Les faiblesses des institutions tchadiennes ne permettent pas à l'Etat de jouer son rôle régulateur, ni de maîtriser le développement des infrastructures nécessaires à l'atteinte de ses objectifs nationaux (définis dans la SNRP) et des OMD.

La priorité actuelle est d'améliorer la capacité de gouvernance du MEP au travers :

- De la définition d'un cadre stratégique global dans lequel devra s'insérer toute action (élaboration d'un Schéma Directeur de l'énergie);
- Du renforcement de ses capacités à planifier, gérer et piloter ses activités.

Pour cela les objectifs suivants ont été définis :

Objectifs généraux

Les objectifs généraux sont les suivants:

- Améliorer la gouvernance du secteur de l'énergie, les conditions de vie des populations et l'accès aux services de base, dans une logique du développement durable
- Améliorer l'accès à l'énergie et diminuer le prix de l'électricité au Tchad ;
- Améliorer la qualité de vie de la population tchadienne ;
- Créer des activités génératrices d'emplois et de revenus ;
- Réduire les dégradations environnementales et particulièrement la déforestation.

Objectifs particuliers

Les objectifs particuliers sont les suivants :

- Doter le Tchad d'un document de stratégie pour l'amélioration de la gestion et la gouvernance de l'énergie ;
- Formuler, dans le cadre d'un schéma directeur de développement du secteur, de futurs programmes d'investissements à grande échelle pour l'approvisionnement rationnel en combustibles domestiques, pour le développement des infrastructures électriques et pour les secteurs du transport, de l'industrie et de l'artisanat;
- Améliorer l'accès aux services énergétiques des communautés rurales démunies en utilisant l'effet levier des mesures gouvernementales et/ou des subventions pour mobiliser des investissements supplémentaires. En particulier, la priorité sera donnée aux personnes établies dans les zones non desservies- habitats dispersés, villages et zones rurales et périurbaines, îles lacustres ;
- Améliorer la gouvernance et la bonne gestion dans le secteur énergétique, en renforçant le cadre institutionnel et juridique et les capacités des principaux acteurs

La présente étude dont le résultat attendu est d'atteindre ces objectifs est développée dans les chapitres suivants.

1.2 Présentation et objet de l'étude

Cette étude cofinancée par le Fonds Européen de Développement (FED) et l'Etat tchadien a été élaborée dans le cadre du projet d'élaboration du Plan stratégique d'amélioration de la gestion et de la gouvernance de l'énergie au Tchad.¹

L'étude a pour objectif l'établissement d'un plan directeur du secteur de l'énergie pour un développement optimum, tant sur le plan technique qu'économique dont le Ministère de Pétrole et de l'Énergie en a la charge.

Le projet consiste en plusieurs tâches dont certaines ont été prises comme point de référence de ce rapport et sont devenues des parties intégrantes du plan directeur de l'énergie du Tchad.

Le rapport de diagnostic du secteur (R3 livrable, prévu par les Termes de Référence) contient les résultats de l'enquête énergétique et le diagnostic du secteur d'électricité (STEE/SNE). Il forme la base de la projection de la demande et de l'offre en énergie.

Le rapport de l'évaluation de l'offre et de la demande (R5 livrable, prévu par les Termes de Référence) est contenu dans la projection de la demande et de l'offre en énergie ce rapport (voir chapitres 3 et 4).

Par ailleurs, le projet comprend une évaluation environnementale du plan directeur sur l'environnement. Elle se retrouve partiellement dans le rapport sur l'analyse environnementale et sociale (R4 livrable, prévu par les Termes de Référence).

L'étude comprend une phase de diagnostic fournissant le référentiel de base à l'élaboration du plan directeur de développement, objet d'une deuxième phase. Cette première phase consiste essentiellement en l'étude de collecte de données du secteur de l'énergie et en l'inventaire des ressources énergétiques identifiées ou identifiables de manière à établir un bilan énergétique du pays.

La seconde phase, consiste à l'élaboration du plan directeur de développement du secteur et des études liées aux projets bancables qui ont été identifiés dans l'analyse du secteur, avec une élaboration plus approfondie de quelques projets.

Les projets bancables ont été choisis à partir d'une gamme de projets potentiels sur la base des discussions entre le BE, le MEP et la DUE. Les critères appliqués sont de caractère économique, social, environnemental et technique.

¹ Voir : Annexe 1 : Termes de Référence

En prenant compte aussi de la durée limitée et du niveau de précision requis les projets suivant ont été proposée :

- l'approvisionnement en énergie électrique d'origine photovoltaïque de 8 MW pour la ville de Ndjamena
- la connexion au réseau d'une unité de cogénération basée sur la bagasse de Sarh
- l'incinération des déchets de la ville de N'Djamena pour la production de l'électricité et de la vapeur

A la demande du client un autre projet a été évalué:

- la conversion de la fréquence de la centrale de Komé (Esso) pour permettre sa connexion au réseau national (Doba)

1.3 Prestations du Bureau d'Etudes

Le Bureau d'Etudes Fichtner a été retenu pour cette étude, entrée en vigueur en octobre 2010 par la mobilisation et la préparation du personnel du BE puis l'arrivée pour la réunion de lancement le 15 novembre 2010 de :

- Directeur du Projet
- Chef d'équipe
- Expert forestier-environmentaliste
- Expert hydrocarbures
- Expert socio-économiste (et chef d'équipe adjoint)
- Expert sociologue

Par la suite, d'autres experts ont été intégrés dans le projet. Il s'agit:

- d'experts en transport et distribution d'électricité
- d'une experte en génération d'électricité
- d'un expert en énergies renouvelables
- d'experts en énergies domestiques

Un appui supplémentaire a été fournit par l'expert en système d'information géographique. Etant en charge de l'amélioration du système d'information géographique du MEP il a aussi fourni les données géographiques pour les cartes de ce rapport.

Ce rapport se réfère en parties sur les résultats des sous-tâches selon les termes de référence :

- R1 Mise à jour du Système d'Information Géographique (SIG) du MPE
- R2 Formation du personnel du MEP quant à l'utilisation du SIG
- R3 Rapport diagnostique du secteur
- R4 Rapport sur l'analyse environnementale et sociale
- R6 Schéma Directeur de l'Energie
- R7 Rapport des Projets bancables

Initialement le déroulement du projet a été prévu pour une période de 6,5 mois entre novembre 2010 et avril 2011.

L'édition préliminaire du rapport de diagnostic du secteur (enquête énergétique) a été remise le 31 mars avec un complément sur le secteur de l'électricité le 6 mai 2011.

La version préliminaire du rapport sur l'analyse environnementale et sociale a été remise le 24 mars 2011. La deuxième version a été remise le 6 mai 2011.

Le document préliminaire, le plan directeur de l'énergie, et le rapport sur les projets bancables ont été remis le 27 mai 2011.

Le plan directeur de l'énergie final, et le rapport sur les projets bancables final ont été remis en octobre 2011 pour approbation.

L'échange de correspondance régulier avec la cellule d'Etude auprès du Ministère du Pétrole et de l'Energie et avec la délégation de l'Union Européenne a permis au Consultant de présenter ses commentaires aux observations et les compléments d'étude requis en renforçant les différents chapitres et objets présentant des lacunes.

2. Situation actuelle du secteur d'énergie

2.1 Cadre social et économique

Le Comité Monétaire et Financier National a décrit la situation actuelle dans les domaines économique et financier. Le comité a noté que la conjoncture économique nationale s'est améliorée au deuxième trimestre 2010 par rapport à la même période de l'année 2009. Cette évolution intervient dans un environnement économique mondial marqué par la poursuite de l'embellie des cours mondiaux des principaux produits d'exportation (pétrole brut et coton) et par une appréciation du taux de change du dollar américain par rapport au FCFA.

Il s'est réjoui des dernières projections de l'Institut National de la Statistique, des Etudes Economiques et Démographiques (INSEED) sur la croissance du PIB qui devrait atteindre 6% en 2010, contre 1,7% en 2009, grâce à la reprise de la production agricole favorisée par la bonne pluviométrie, au rythme soutenu de l'activité dans les bâtiments et travaux publics ainsi que dans le secteur des télécommunications. La bonne tenue de la production agricole devrait contenir l'inflation à 3% à la fin de l'année 2010 contre 10,1% en 2009.

Pour ce qui est des finances publiques, il a observé que l'exécution du budget à fin août 2010 s'est soldée par un déficit de 121,8 milliards FCFA, contre 294,4 milliards FCFA à fin août 2009. Par ailleurs, il a noté que la dette extérieure publique s'est repliée, revenant de 23,8% du PIB à fin juin 2009 à 21,9% du PIB à fin juin 2010.

L'industrie du Tchad se concentre dans un nombre restreint de centres urbains, situés surtout dans le Sud et à N'Djamena. Les rares entreprises industrielles exercent néanmoins des effets stimulants sur la vie commerciale des centres urbains qui les abritent, et participent à leur attractivité en soutenant le secteur moderne de l'économie (assurances, banques, transports).

Certaines industries simples de substitution aux importations se sont maintenues. Il s'agit de Brasseries du Logone, ouvertes à Moundou en 1965, l'usine de N'Djamena, arrêtée pendant la guerre en 1979, est sur le point d'être relancée. On compte également la Compagnie Sucrière du Tchad, née de la privatisation de la SONASUT. S'y ajoutent la Manufacture des Cigarettes du Tchad, implantée à Moundou depuis 1970 et la société de Boissons et Glacière du Tchad, installée à N'Djamena. Quelques entreprises de type industriel se développent aussi dans le secteur des matériaux de construction (tôle, menuiserie) à N'Djamena.

D'autres industries transforment des produits primaires locaux. Ce sont, à N'Djamena, la Société Moderne des Abattoirs, née en 1999 de la privatisation des Abattoirs Frigorifique de Farcha ou l'usine d'eau minérale Zam Zam.

L'industrie au Tchad est surtout présente par l'appareil industriel lié à la filière cotonnière. Les usines d'égrenage de la COTONTCHAD, implantée dans le sud du pays à Moundou, Sarh et dans sept autres petites villes, fournissent chacune au maximum une centaine d'emplois.

Depuis quelques années, la filière cotonnière traverse de grandes difficultés sous l'effet de facteurs internes (problèmes de gestion) et externes (baisse des cours mondiaux). Elle joue cependant encore un grand rôle dans l'économie nationale.

L'économie du Tchad s'est développée d'une façon très volatile. Ce fait doit être considéré une fois que la prévision du secteur de l'énergie est finalisée.

Les tableaux ci-dessous décrivent le développement économique pendant la décennie passée.

Année	PIB (mill. USD)	Taux de croissance	PIB per hab. (USD)	Taux de croissance
2001	1.737		199	
2002	2.019	16%	223	12%
2003	2.762	37%	295	32%
2004	4.460	61%	460	56%
2005	5.924	33%	591	29%
2006	6.353	7%	615	4%
2007	6.994	10%	658	7%
2008	8.512	22%	780	18%
2009	6.879	-19%	614	-21%
moyen		21%		17%

Tableau 2-1 : Développement du PIB 2001 - 2009

Par ailleurs plus, pendant la décennie passée la structure des branches qui contribuent à la création de la valeur ajoutée de l'économie tchadienne s'est modifiée. Le poids de l'agriculture a augmenté tandis que la pondération du secteur « Electricité, eau, gaz » reste plus ou moins la même en 2009 comparé avec 2001.

		2001	2005	2009
Agriculture	mill. FCFA	504.776	2.061.858	1.786.401
	%	41,2%	67,4%	56,5%
Industries manufacturières	mill. FCFA	142.686	179.955	203.992
	%	11,6%	5,9%	6,5%
Electricité, gaz et eau	mill. FCFA	6.808	9.471	14.276
	%	0,6%	0,3%	0,5%
Bâtiments et travaux publics	mill. FCFA	18.185	31.044	47.491
	%	1,5%	1,0%	1,5%
Commerce de gros et de détail	mill. FCFA	260.639	349.956	460.817
	%	21,3%	11,4%	14,6%
Transport(s) et communications	mill. FCFA	39.543	55.747	67.944
	%	3,2%	1,8%	2,2%
Administrations publiques et défense	mill. FCFA	139.971	210.815	387.558
	%	11,4%	6,9%	12,3%
Autres services	mill. FCFA	113.808	160.434	191.266
	%	9,3%	5,2%	6,1%
Produit intérieur brut	mill. FCFA	1.226.416	3.059.280	3.159.745
	%	100%	100%	100%

Tableau 2-2 : Produit Intérieur Brut par branche 2001 - 2009

L'économie du Tchad a été influencée par une forte inflation pendant la décennie passée. On peut constater que le développement de l'indice des prix s'est accéléré depuis 2006. Il semble que la crise financière de l'année 2008, elle aussi, ait affecté l'économie du Tchad. Le tableau ci-dessous reflète un sommaire du développement pendant la décennie passée.

Année	Index des prix	Taux de croissance
2001	112	
2002	118	5%
2003	116	-2%
2004	110	-5%
2005	119	8%
2006	128	8%
2007	117	-9%
2008	126	8%
2009	140	10%
moyen		3%

Tableau 2-3 : Indice des prix à la consommation 2001-2009

2.1.1 Population et données démographiques

Pour déterminer les futures exigences du développement du secteur de l'énergie au Tchad, il est nécessaire, entre autre, de déterminer le développement futur de la population, de sa structure, de sa répartition et de son comportement social, car la population est un des plus importants consommateurs d'énergie.

Les résultats du deuxième recensement de la population et de l'habitat effectué en 2009 ont servi de base de données pour les projections de ce plan directeur.²

Avant d'avoir commencé le recensement 2009, une cartographie avait été préparée. La cartographie censitaire avait pour principal but de découper le territoire national en petites aires appelées Zones de Dénombrement (ZD) et attribuer chacune à un seul agent recenseur.

² Il est à noter que le recensement ne contient pas de données sur les villes du Tchad mais seulement sur les régions. En conséquence il a été nécessaire de baser les projections sur différentes sources.

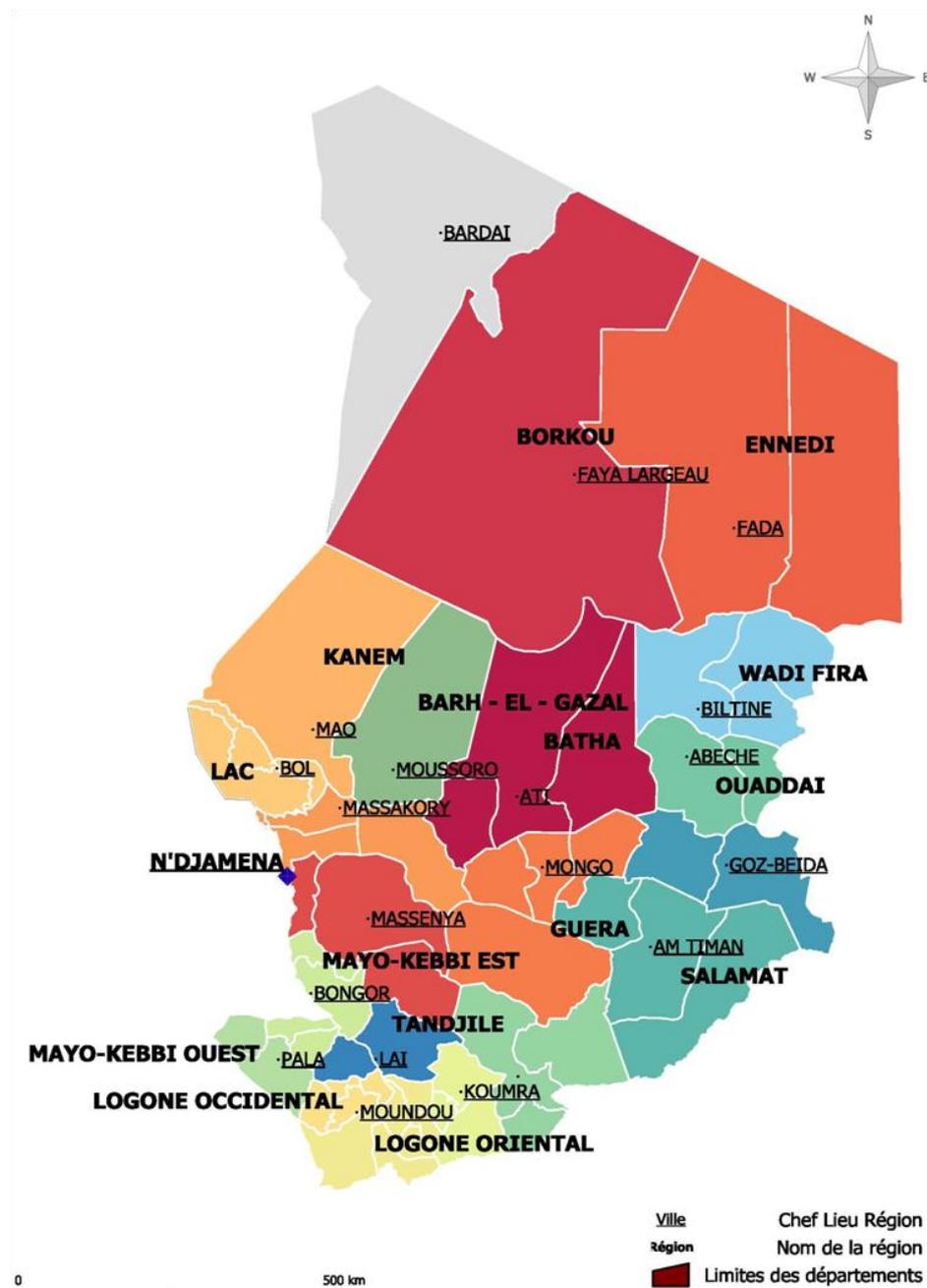


Figure 2-1 : Carte administrative

Le tableau ci-dessous donne quelques indicateurs globaux (au niveau national) issus des résultats du recensement. Les résultats sont présentés selon le lieu de recensement d'une part, et selon le lieu de rattachement administratif d'autre part, et ce, au niveau de la région et du département. Ces résultats sont donnés selon la répartition par type de population, par sexe et par milieu de résidence.

Indicateur	Niveau (2009)
Effectif de la population	11.175.915
Densité de la population (hab./km ²)	8,7
Taux annuel d'accroissement	3,6%
Taux d'accroissement intercensitaire (hors réfugiés)	3,5%
Population masculine	5.509.522
Population féminine	5.666.393
Rapport de masculinité (Hommes pour cent femmes)	97%
Proportion des femmes	51%
Effectif de la population nomade (Habitants)	387.815
Proportion de la population nomade	3,5%
Taux annuel moyen d'accroissement intercensitaire	0,6%
Population des personnes réfugiées	291.233
Proportion des personnes réfugiées	2,6%
Effectif vivant dans les ménages ordinaires	10.837.532
Nombre de ménages ordinaires	2.025.333
Taille moyenne des ménages ordinaires	5,4
Population urbaine (Chefs lieux des départements)	2.423.048
Proportion de la population urbaine	21,7
Population de N'Djamena	993.492
Taille moyenne des ménages en milieu urbain	5,2
Effectif de la population tchadienne âgée de > 18 ans	4.754.491
Proportion par rapport à la population totale	43%
Proportion des femmes dans la population de > 18 ans	53%

Tableau 2-4 : Indicateurs issus des résultats du RGPH2

La population du Tchad s'est accrue constamment depuis le début du siècle. On peut constater que le taux de croissance annuel moyen entre 2004 et 2009 s'élève à 3,5% environ. En même temps, le taux de croissance annuel de la population a diminué d'année en année ce qui pourrait être causé par des changements relatifs à la structure de la population par âge et à la fécondité des femmes.

Le tableau ci-dessous décrit le développement en détail pour la période entre 1980 et 2009.

Année	Population (milliers)	Taux de croissance
1980	4.608	
1990	6.105	
2000	8.402	
2001	8.723	
2002	9.045	3,7%
2003	9.366	3,6%
2004	9.697	3,5%
2005	10.019	3,3%
2006	10.326	3,1%
2007	10.623	2,9%
2008	10.914	2,7%
2009	11.206	2,7%
moyen		3,2%

Tableau 2-5 : Croissance de la population

2.1.2 Structure du peuplement

La majorité de la population vit dans des villages de 100 à 1.000 habitants. La population rurale représentait 79% de la population en 1993 et elle représente aujourd'hui environ 70% de la population. La population rurale se répartit en un semis clairsemé de 22.300 villages et hameaux dont la moitié compte moins de 120 habitants.

L'urbanisation est tardive et s'est diffusée à partir de la capitale. En 1921, 3 autres villes dépassaient déjà 10.000 habitants (Moundou, Sarh et Abéché), mais la primauté de la capitale s'est rapidement accentuée après l'indépendance. On compte officiellement 89 villes en 1993, dont seulement 26 dépassaient les 10.000 habitants, et aucune les 100.000 habitants en dehors de la capitale. Quelques villages sont plus peuplés que des villes, car ces dernières sont définies d'après un critère administratif, et non pas par un seuil minimum de population. Aujourd'hui, le nombre de villes est de 202.

Si la croissance des principales villes est alimentée par l'exode rural, celui-ci demeure très sélectif, puisque N'Djamena rassemble aujourd'hui 40% de la population urbaine du pays, soit presque autant que la totalité des villes de plus de 10.000 habitants.

Contribuant encore à creuser le déficit en hommes actifs dans les villages, l'exode rural est essentiellement masculin, particulièrement vers N'Djamena.

2.1.3 Répartition spatiale de la population

La densité moyenne s'élevait à 5 habitants par km² en 1993, à 7 habitants par km² en 2005, à 9,01 habitants par km² en 2010 et elle est prévu s'élever

à 10,84 habitants par km² en 2015, à 13,09 habitants par km² en 2020, à 15,86 habitants par km² en 2025 et à 19,26 habitants par km² en 2030.

La partie septentrionale, saharienne, est désertique. Au Tchad, elle forme un bloc de 735.000 km² (57% du territoire) occupé par 83.000 habitants (dont un quart vit dans deux villes). Administrativement, elle correspond à la région du BET, et à une vaste partie des régions de Kanem, Batha et Wadi Fira (ex-Biltine).

Plus de 95% de la population se répartit en réalité sur un espace vital de 390.000 km². Cet espace forme approximativement un « V » couché et ouvert vers l'est. Les deux branches se rejoignent au sud du lac Tchad, où est située N'Djamena.

La branche septentrionale longe la bordure saharienne jusqu'au Soudan, se déployant de part et d'autre d'une route internationale de pèlerinages et d'échanges qui, depuis 1300 ans, met en contact les populations musulmanes d'Afrique subsaharienne avec la Terre Sainte de l'islam. Située en zone sahélienne, elle n'est guère propice à l'agriculture mais, coupée par les pistes de transhumance qui mènent aux régions plus arrosées du sud.

Elle est parcourue saisonnièrement par un grand nombre d'éleveurs qui y croisent les marchands.

Le contrôle de cet « axe sacré » d'intérêt international constitue l'un des enjeux géopolitiques majeurs en Afrique sub-saharienne. La branche méridionale suit pour sa part les vallées du système fluvial Chari-Logone.

Elle remonte jusqu'aux régions humides du sud, où l'on rencontre logiquement les plus fortes densités rurales le long des bassins et des vallées des principaux cours d'eau.

L'intérieur des deux branches du « V » forme enfin une vaste zone où les densités moyennes sont de l'ordre de 2 habitants/km².

La densité n'y excède jamais 5 habitants/km², à l'exception de quelques cantons aux alentours d'Am Timan où progresse un front pionnier agricole. Hormis cette exception, 212.000 habitants vivent sur 156.000 km².

S'étalant de part et d'autres des branches du V, les nouvelles régions administratives sont peu homogènes du point de vue de la densité, à l'exception de l'extrême sud: Logone (Est et Ouest), Mayo-Kebbi (Est et Ouest), Tandjilé et Mandoul.

La distribution de la population parmi les différentes régions du pays est montrée au tableau suivante.

Région	Total	% du total
Batha	527.031	4,7%
Borkou	97.251	0,9%
Chari Baguirmi	621.785	5,6%
Guéra	553.795	5,0%
Hadjer Lamis	562.957	5,0%
Kanem	354.603	3,2%
Lac	451.369	4,0%
Logone Occidental	683.293	6,1%
Logone Oriental	796.453	7,1%
Mandoul	637.086	5,7%
Mayo Kebbi Est	769.178	6,9%
Mayo Kebbi Ouest	565.087	5,1%
Moyen Chari	598.284	5,4%
Ouaddaï	731.679	6,5%
Salamat	308.605	2,8%
Tandjilé	682.817	6,1%
Wadi Fira	494.933	4,4%
Ville de N'Djaména	993.492	8,9%
Barh el Ghazel	260.865	2,3%
Ennedi	173.606	1,6%
Sila	289.776	2,6%
Tibesti	21.970	0,2%
Total	11.175.915	100,0%

Tableau 2-6 : Distribution régionale de la population

Il en résulte la typologie régionale suivante selon la taille, qui indique une forte disparité dans la répartition spatiale de la population avec trois régions de moins de 200.000 habitants, à savoir l'Ennedi, le Borkou et surtout le Tibesti (moins de 22.000 habitants) et 4 régions de plus de 700.000 habitants dont N'Djamena qui avoisine un million.

La typologie régionale est résumée au tableau ci-dessous.

Taille de la population (P)	Régions
P > 800 000 habitants	N'Djamena,
700 000 < P < 800 000	Logone oriental, Mayo Kebbi Est, Ouaddaï
600 000 < P < 700 000	Logone Occidentale, Tandjilé, Mandoul, Chari Baguirmi
500 000 < P < 600 000	Moyen Chari, Mayo Kebbi Ouest, Hadjer Lamis, Guéra, Batha
400 000 < P < 500 000	Wadi Fira, Lac
300 000 < P < 400 000	Kanem, Salamat
200 000 < P < 300 000	Sila, Bar El Gazel
P < 200 000	Ennedi, Borkou, Tibesti

Tableau 2-7 : Résumé de la typologie régionale

2.2 Situation énergétique

Le secteur de l'énergie est fortement caractérisé par la consommation des combustibles ligneux (bois et charbon de bois) qui représentent plus de 90% de la consommation nationale, l'utilisation des énergies conventionnelles (produits pétroliers et électricité) occupe une part marginale dans le bilan énergétique national.

L'Etat du Tchad a élaboré des orientations données par la Stratégie Nationale de la Réduction de la Pauvreté 2008-2011 qui sont de haute importance. Au cadre de ces orientations, il est mentionné que le secteur de l'énergie est peu développé au Tchad. La consommation d'énergie a augmenté au cours des dernières années, d'abord lentement (de 200 kep/habitant en 1993 à 240 en 2002), puis de façon accélérée (292 kep/habitant en 2005). L'essentiel de cette consommation (74%) est dans les zones rurales.

La consommation nationale d'énergie est dominée à 96,5% par la consommation de combustibles ligneux, avec des conséquences désastreuses pour la couverture forestière et l'environnement. Les énergies conventionnelles occupent une part négligeable dans le bilan énergétique national. La consommation de produits pétroliers représente 3% de la consommation totale et celle d'électricité seulement 0,5%.

Plus de 80% de la production d'électricité est consommée par N'Djamena. Toutefois, seul le tiers de la ville est électrifié. Une dizaine de villes et centres secondaires disposent de réseaux indépendants. Il n'y a pas de réseau interconnecté dans le pays. Le taux d'accès à l'électricité ne dépasse guère 3-4% de la population.

Les priorités du Gouvernement sont : (i) le développement d'un système de production d'électricité plus économique et plus fiable, (ii) une gestion

rationnelle du potentiel forestier, et (iii) la promotion des énergies alternatives.

Le développement d'un système de production d'électricité économique et fiable est la condition d'une modernisation de l'économie tchadienne et de l'expansion des activités du secteur privé. Ceci est possible et l'étude sur les sources de croissance place l'énergie électrique parmi les filières porteuses de deuxième génération.

La RDC et le Nigeria envisagent de construire une ligne de transmission qui connecterait le barrage d'Inga au réseau nigérian. Si ce projet se réalise, le Tchad négociera une connexion de son réseau à cette ligne qui traverserait le Cameroun entre Garoua et Maroua.

En 2000, le Gouvernement a lancé à N'Djamena un programme visant à remplacer l'emploi de combustibles ligneux par l'utilisation du gaz butane. Le projet a eu un certain succès : l'utilisation du gaz butane progresse plus vite que le montant des subventions nécessaires à sa survie et à son expansion à N'Djamena et dans d'autres villes. Compte tenu de l'épuisement rapide des ressources forestières du pays, il paraît indispensable d'augmenter ces subventions tant que des méthodes efficaces ne pourront pas être mises au point pour assurer une gestion rationnelle du couvert forestier.

En général, on peut constater que le sous-secteur électricité, dont le développement a commencé depuis des décennies, n'a jamais fait l'objet d'une attention particulière en matière d'investissement. Une seule société nationale (SNE) a toujours eu la charge de la production et de la distribution d'électricité. Celle-ci produit et distribue l'électricité exclusivement à partir des centrales diesel consommant du gasoil importé des pays voisins. Ces centrales dont la construction date de l'époque coloniale sont actuellement vétustes et ne peuvent fournir le rendement escompté ce qui conduit à la chute de la puissance, parfois considérable.

La dépendance de l'extérieur en gasoil et en pièces détachées engendre un prix du kWh produit par la SNE le plus cher de la sous-région (entre 83 et 211 FCFA pour les gros clients). Le principal facteur de la faiblesse du secteur de l'énergie, est le coût du gasoil importé qui absorbe le quasi totalité des recettes de la SNE. Un deuxième facteur est la performance médiocre de la SNE en matière de recouvrement des créances et les pertes commerciales dues aux branchements illégaux.

Le pays n'a pas de réseau de transport d'électricité interconnecté entre les villes. Outre la capitale N'Djamena qui totalise presque 80% de la production d'électricité dans le pays, on ne compte que peu d'autres villes et centres secondaires électrifiés disposant de réseaux de distribution indépendants.

Le Tchad recèle cependant d'appréciables ressources énergétiques telles que les hydrocarbures, et les énergies renouvelables, notamment l'énergie

solaire, la biomasse et l'énergie éolienne, dont l'exploitation peut contribuer au développement du secteur.

Les potentiels en hydrocarbures sont déjà confirmés par l'exploitation du bassin de Doba depuis 2003, celui de Bongor depuis 2011 et le par l'existence du gisement pétrolier de Sédigui dans la région de Lac Tchad comprenant du gaz dont le potentiel est estimé à 20.000 tonnes par an.

Les énergies renouvelables ne sont que très peu exploitées. Elles représentent pourtant un potentiel important.

Concernant, l'énergie solaire, le Tchad se situe parmi les pays les plus ensoleillé de la planète totalisant un ensoleillement annuel de 2.850 heures au sud à 3.750 heures au nord. L'intensité du rayonnement global varie en moyenne de 4,5 à 6,5 kWh/m²/j. Quant à l'énergie éolienne, la vitesse moyenne des vents calmes varie de 2,5 m/s à 5m/s du sud au nord.

S'agissant de la biomasse, notamment ligno-cellulosique, le pays en recèle d'importantes sources estimées dans les années 70 à 312 millions d'hectares, mais de nos jours la superficie a considérablement baissé de l'ordre de 23 millions hectares, dû en particulier à l'exploitation anarchique et abusive conjuguée à des sécheresses répétées.

Le pays pourrait aussi utiliser les Chutes Gauthiot en matière de production hydroélectrique, mais comme nous allons expliquer dans la section 4 leur exploitation n'est pas jugée économique.

2.3 Situation environnementale

Hormis la faible capacité de gestion des problèmes environnementaux créé par les investissements privées et publiques, le Tchad ne se donne pas les moyens de lutter contre la désertification dont la consommation d'énergie ligneuse est l'une des pressions.

L'AEDE avait mis sur pied avec l'appui de partenaire extérieur un projet qui aurait permis par son déploiement au niveau national de réduire de façon significative la dégradation du couvert forestier originale et l'avancé de la désertification. Malheureusement, ce projet qui avait des répercussions positives importantes et qui était reconnu comme étant une des meilleures avancée dans le cadre du programme bois énergie du CILSS a été stoppé par le gouvernement tchadien.

Les reboisements publics ou privées qui pourraient servir à limiter la dégradation des couverts forestiers naturels sont inexistantes et les besoins en bois énergie qui représentent annuellement plusieurs millions de tonnes sont prélevés au dépend de la forêt naturelle accroissant ainsi les problèmes de désertification et la perte de biodiversité.

La panoplie de texte juridique du pays bien qu'encore insuffisante permettrait tout de même de limiter un certain nombre de problèmes environnementaux et sociaux s'ils étaient appliqués.

Depuis sa création le ministère de l'environnement n'a jamais été doté de moyen conséquent qui lui permettrait de faire appliquer la loi. Son poids politique est également très faible dans la mesure où les croyances font en sorte que la protection de l'environnement est un frein au développement.

A la lecture des études réalisées et résultats des ateliers menés sur les problèmes environnementaux au cours des 15 dernières années, il apparaît que les recommandations qui auraient permis de limiter ces problèmes et notamment la pression sur l'environnement n'ont jamais été prises en compte. Etant donné le grand nombre d'études réalisées qui mènent aux mêmes recommandations on pourrait considérer que les solutions sont connues mais que leurs intégrations dans les programmes de développement du gouvernement fait défaut.

Entretemps, la désertification se poursuit et la gestion environnementale dans le secteur pétrolier qui représentera à lui seul près de 50% du PIB est faible, non transparente et bien en deçà des exigences de ce qui est demandé par les textes de loi nationaux.

Le phénomène de la désertification au Tchad touche à l'heure actuelle l'ensemble du territoire national. Toutefois, les zones les plus affectées se situent entre 12° et 22° de latitude Nord, et s'étendent globalement sur une superficie de 1.091.420 km² soit environ 85 % de la superficie totale du pays. La région intéressée par notre exposé est le Kanem, qui couvre une étendue de 115.000 km et abrite une population de 279.925 habitants.

Les causes de la désertification, dont l'ensablement est la manifestation la plus spectaculaire dans le Kanem, sont surtout d'origine anthropique, même si elles sont parfois amplifiées par d'autres facteurs naturels comme la sécheresse. A l'heure actuelle, l'ensablement touche 64 % de la superficie du territoire national et menace dangereusement la vie de plus de 14 % de la population du Tchad. L'ampleur du phénomène était telle que les moyens mobilisés par les populations seules ne suffisaient pas à protéger les infrastructures précieuses (villages habités, zones de cultures, pâturages, puits pastoraux)³.

2.4 La STEE/SNE et autres acteurs du secteur

L'ancienne Société tchadienne d'eau et d'électricité (STEE) est le principal opérateur public de ce secteur. Actuellement elle est en train d'être scindée en deux, la STE / Société Tchadienne d'Eau et la SNE / Société Nationale d'Electricité.

³ Sources : séminaire international sur la lutte contre la désertification acte du séminaire : La lutte contre la désertification ; ressources en eau douce et réhabilitation des terres dégradées dans les zones arides, Ndjamena novembre 2000

Il est ressorti des analyses et diagnostics posés par les experts que toutes les difficultés d'approvisionnement quantitatif et qualitatif en électricité auxquelles le Tchad fait face sont le produit d'une combinaison de facteurs techniques, structurels, institutionnels, financiers et de gestion.

La société française Veolia avait remporté en 2000 le contrat de délégation de gestion globale de la STEE; le contrat stipulait qu'au bout de cinq ans, Veolia obtiendrait une part majoritaire de l'entreprise à condition d'avoir rendu la société STEE rentable et d'avoir trouvé une issue à la crise énergétique. Cependant, en avril 2004, Veolia a résilié ce contrat de gestion.

Après cette privatisation échouée de 2000 à 2004, résultat du traitement inadéquat des questions structurelles, la SNE est retombée sous tutelle publique et avec l'appui des autorités a commencé la mise en œuvre de la feuille de route arrêtée en janvier 2004 avec les partenaires techniques et financiers.

La feuille de route comprenait quatre axes d'intervention :

- l'accroissement des moyens de production, aussi bien en électricité qu'en eau ;
- l'amélioration des performances commerciales, opérationnelles et de gestion de la STEE ;
- le paiement régulier par l'état de ses factures d'électricité et d'eau ainsi que des subventions d'exploitation dues au déficit structurel de l'activité électricité ; et
- la recherche d'une solution pérenne pour l'approvisionnement régulier, et à moindre coût, en gasoil des centrales de la SNE par la construction d'une colonne de distillation à Komé.

Sur le premier axe, la SNE a pu augmenter sa capacité de production thermique, en réhabilitant les groupes de l'ancienne centrale et en achetant des groupes conteneurisés, sur financement des bailleurs de fonds. Depuis septembre 2006, la société s'est enrichie d'une nouvelle centrale Diesel de 21 MW installée à Farcha (Farcha I), sur financement de la Banque islamique de développement (BID).

Cependant, la mise en service de la centrale de Farcha a substantiellement augmenté, voire doublé, les besoins en combustible de la SNE, et a aggravé les problèmes de la société, compte tenu du fait que les objectifs de la feuille de route de 2004 n'ont pas été réalisés complètement.

2.4.1 Le parc de production et de distribution

Dans ce chapitre, les capacités de production de l'électricité de la SNE sont décrites. De plus, les autres capacités des opérateurs privées et des municipalités sont énumérées.

La production et la distribution de l'électricité au Tchad est assurée par la SNE à l'exception des villes où la gestion du réseau est assurée par les communes ou des entreprises privées Zakaria-Ibrahim-Zakaria (ZIZ) et ENEMA. Le parc de production électrique se compose de centrales opérant sur la base du combustible de diesel importé. Certains fonctionnent à l'énergie solaire.

Tous les groupes de la SNE fonctionnent au diesel acheté au prix entre 569 et 650 FCFA (février 2011).

	Coûts de carburant (FCFA/l)	Coûts de carburant (Euro/l)
N'Djaména	569	0,87
Moundou	584	0,89
Sarh	604	0,92
Abeché	620	0,95
Doba	599	0,91
Mongo	650	0,99

Tableau 2-8 : Coûts de carburant

Pour faire face à une demande croissante d'accès à l'électricité, des projets d'électrification des villes non-électrifiées sont en cours ainsi que des projets d'extension du réseau de distribution d'électricité dans des centres déjà électrifiés. Etant donnée la lenteur d'élaboration et d'exécution des dits projets, la population locale recourt à l'autoproduction.

On peut constater que le facteur de disponibilité est relativement bas (voir Tableau 2-9 et Tableau 2-11).

Les problèmes et contraintes d'exploitation majeurs contribuant à un manque de fiabilité dans la qualité et la capacité productive des centrales au Tchad sont principalement :

- Défaillance des groupes due à un manque de révision, maintenance, savoir-faire
- Déficit d'approvisionnement en huile, pièces de rechange, pièces de sécurité
- Insuffisance de capacité de stockage de carburant dans certaines centrales
- Délestages programmés et occasionnels favorisant l'autoproduction qui entraîne un manque à gagner pour la SNE
- Vétusté et incohérence du réseau
- Manque de personnel hautement qualifié pour assurer la maintenance des groupes modernes dotés de technologie de pointe.

La SNE a remis au Consultant un aperçu ainsi que des données de base des sites de production de l'électricité. Ce sommaire est reflété au tableau ci-dessous. Les sections ci-dessous donnent néanmoins une description plus approfondie des sites additionnels qui ont fait l'objet d'une visite.

Pour ce qui est de la puissance thermique de production, des centrales thermiques sont installées dans sept chefs -lieux de la SNE. Par ailleurs des centrales privées sont installées à différents endroits. Toutes les centrales fonctionnent au gasoil. La centrale de Komé d'une capacité de 120 MW, dont le propriétaire est ESSO, est la plus grande unité de production d'électricité, mais elle n'est pas raccordée au réseau de la SNE.

Les capacités thermiques sont résumées au tableau suivant.

Lieu	Puiss. inst. (MW)	Puiss. disp. (MW)	Puiss. gar. (MW)	Mise en service	cons. (g/kWh)	Etat - observations / propositions
Centrale N'Djaména					0,230	
Pielstick	2,2	0,0		1963		en panne depuis 2010.
Pielstick	4,2	0,0		1972		non fonctionnel
Pielstick	3,3	0,0		1965		non fonctionnel
Pielstick	3,4	0,0		1982		non fonctionnel
GMT	2,5	0,0		1992		non fonctionnel depuis 1997
Mitsubishi	16,5	9,0		2009		11 x 1,5; 3 en panne
MBH	4,0	0,0		2005		en panne depuis 2009.
MBH	4,0	2,4		2005		
MBH	4,0	0,0		2005		en panne depuis 4/2011, dépannage en cours
MBH	4,0	0,0		2012		reste à installer
Total	48,1	11,4				
Centrale de Farcha 1						
Wärtsilä	7,3	0,0		2006		en panne 03/2011
Wärtsilä	7,3	5,5		2006		visite 24.0000 h nécessaire
Wärtsilä	7,3	0,0		2006		en panne
Total	22,0	5,5				
Centrale de Farcha 2						
G1 - G7 Wärtsilä		0,0		2012		7 x 9 MW; en construction
Total	0,0	0,0				
Djermaya (CNPC)						
Djermaya 20 MW	60,0	0,0		2011		20 MW contrat pour SNE, 20 MW en réserve
Total	60,0	0,0				
Total N'Djaména	130,1	16,9				
Centrale de Moundou:	3,0	1,4			0,299	4 -9 x 1.5 MW additionnel entre 2013 et 2030
Centrale de Sarh	10,2	3,0			0,255	Nouvelle centrale de 3 x 1 MW à raccorder
Centrale d'Abeche	1,1	0,2				3x 1.5 KVA en construction+1.5 KW à raccorder
Centrale de Bongor	0,6	0,3			0,283	1 x 300 kVA à réhabiliter
Centrale de Doba:	1,2	0,3			0,264	2 x 320 kVA +400 kW à réhabiliter
Centrale de Faya	0,8	0,3				2 x 330 kVA installé; cons. fuel: 10.000 l/an
Total	147,0	22,4				
Kome (ESSO)						
Centrale de Kome	120,0	0,0				
Total	120,0	0,0				

Tableau 2-9 : Capacités des centrales de la SNE, CNPC et ESSO

La production d'électricité des centrales de la SNE de l'année 2010 est reflétée au tableau ci-dessous.

	Total (MWh)	Total (MW) ¹
N'Djamena	72.866	11,1
Farcha	92.618	14,1
N'Djamena + Farcha	165.483	25,2
Moundou	6.697	1,0
Sarh ⁽¹⁾	4.102	0,6
Abeché	3.543	0,5
Bongor	295	0,0
Doba	2.807	0,4
Faya	460	0,1
Total	348.870	53,1
1) calculé avec un facteur d'utilisation de 75%		

Tableau 2-10 : Production 2010 des centrales de la SNE

D'autre part, il existe des usines exploitées par des municipalités ou des opérateurs privées ayant une puissance inférieure comme le montre le tableau suivant.

Lieu	Puiss. inst. (MW)	Puiss. disp. (MW)	Puiss. gar. (MW)	Mise en service	cons. (g/kWh)	Etat - observations / propositions
Mongo	2,0	0,5				2 x 275 kVA installé, 1,8 kVA surdimensionné
Oum Hadjer	0,5	0,5				2 x 275 kVA installé; cons. fuel: 10.000 l/an
Biltine	0,5	0,5				2 x 323 kVA installé; cons. fuel: 5.100 l/an
Am Timan	0,5	0,5				
Ati	0,0	0,0				proposition de 6 - 9 x 300 KW
Mao	0,5	0,5				
Bol						
Moussoro						
Fada						
Bardaï	1,0					2 x 500 kW
Massakory						
Koumra						
Kélo						
Pala						
Lai						
Total	4,9	2,5				

Tableau 2-11 : Capacités des centrales des Municipalités, de la ZIZ et ENEMA

Puisque les centres de la SNE et des communes ne sont pas interconnectés, la puissance de chaque centre n'est pas disponible pour les autres centres.

De plus, on peut estimer que la puissance totale des groupes diesel des autoproducteurs industriels est de l'ordre de 20 MW, sans compter les micros groupes électrogènes privés (de l'ordre de quelques kW chacun).

	MW
Centrale de cimenterie Baoré (Pala)	8,0
Usine de coton de Doba	0,6
Usine de coton de Gounou-Gaya	0,9
Usine de coton de Moundou	3,0
Usine de coton de Kélo	1,2
Usine de coton de Léré	0,5
Usine de coton de Pala	0,2
Usine de filature de Sarh	3,8
Usine de brasserie de Moundou	0,2
Total	18,4

Tableau 2-12 : Entreprises autoproductrices

Des détails sont donnés ci-dessous pour N'Djamena et quelques autres centres électrifiés.

Centre de N'Djamena

La puissance totale installée du parc de production de N'Djamena est de 48,1 MW pour la centrale de N'Djamena et 22 MW pour Farcha 1.

La puissance disponible est de 11,4 MW pour la centrale de N'Djaména et de 5,5 MW pour celle de Farcha 1. Ceci représente environ 25% de la capacité nominale. La consommation spécifique rapportée est de 0,230 g/kWh

Le déficit de la productivité est dû à la mise à l'arrêt des groupes par manque d'entretien permanent, des heures de service largement dépassées, manque et indisponibilité des pièces de rechange.

Pour les centrales de N'Djamena et de Farcha un programme de réhabilitation est prévu par la SNE. Les estimatifs sont présentés dans la section 5.1 plan d'expansion à moindre coûts.

Le réseau de N'Djamena a grand besoin de modernisation et de réhabilitation et ces installations ne sont pas aux normes internationales.

Actuellement plusieurs projets de renforcement du réseau sont en cours. Il s'agit de la construction d'une ligne aérienne 66 kV double terre entre les installations électriques de la raffinerie de Djermaya et celle de N'Djamena, d'une boucle 90 kV autour de la ville de N'Djamena et la densification des réseaux MT et BT.

1. L'entreprise chinoise China Machinery and Equipment Corporation (CMEC) est en charge des travaux.

La boucle 90 kV sera constituée de :

- 4 postes de transformations 90/15 kV : les futurs postes de Lamadji, de Garangoussou, de Gassi et de N'Djamena ;
- 40,5 km de lignes aériennes;

- 15,3 km de câbles souterrains.

Les postes de Lamadji, de Garangoussou et de Gassi seront de conception classique à isolation dans l'air tandis que le poste de N'Djamena sera un poste blindé à isolation. La puissance installée totale de l'ensemble de ces postes sera de 150 MVA.

La boucle 90 kV ainsi constituée permettra une alimentation plus fiable du réseau moyenne tension.

La ligne 66 kV permettra d'injecter 20 MW additionnels (10 MW par terre) dans le réseau 90 kV de N'Djamena par le futur poste de Lamadji au nord de la ville.

La densification du réseau MT sera réalisée par l'implantation de 100 nouveaux postes. La puissance installée additionnelle des postes MT/BT sera de 34 MVA.

La densification du réseau BT se fera par la pose de 350 km de câbles BT (140 km de câbles de réseau BT et 210 km de câbles de branchement) et le raccordement de 10.000 nouveaux abonnés.

Il est également prévu d'installer 4.000 nouveaux lampadaires.

2. L'entreprise AL SHARIF Group est en charge de la construction de :
 - 28 postes de transformation
 - 9 postes préfabriqués BOCAGE
 - 71 km de câble MT
 - 86 km de câble BT
 - Réfection de 1.500 branchements

Centre de Moundou

La centrale de Moundou a une capacité nominale de 3 x 1 MW. Des trois groupes de Moundou, deux sont opérationnels et produisent 1,4 MW au total. Cela représente 47% de la capacité nominale. La consommation spécifique a été rapportée d'être 0,299 g/kWh.

Le réseau électrique de Moundou est très vétuste et nécessite des travaux de modernisation et de réhabilitation. Les éléments suivants caractérisent le réseau de Moundou :

- Longueur du réseau MT aérien = 16,1 km ;
- Longueur du réseau MT souterrain = 7 km ;
- Longueur du réseau BT (aérien) actuel : 32,6 km ;
- 2 départs MT

Centre de Sahr

La centrale de Sarh a un potentiel de production de 8 groupes avec une capacité nominale de 10,2 MW. Seul un des groupes de 1.500 kVA est opérationnel. Cela représente 29% de la capacité nominale. La consommation spécifique a été rapportée d'être 0,255 g/kWh.

Un autre groupe de 1.500 kVA est disponible mais pas en service faute de pièces de rechange. La construction d'une nouvelle centrale de 3 groupes de 1 MW est terminée et il ne reste plus qu'à raccorder les groupes mais cette opération n'est pas encore programmée.

La ville de Sarh comprend un réseau MT avec 38 postes dont 5 cabines et 6 transformateurs sur poteau :

- Longueur du réseau BT actuel : 31,2 km ;
- Superficie électrifiée 887 ha ;
- Densité actuelle de réseau BT : 35 m/ha.

Centre d'Abéché

Les anciens groupes de la centrale d'Abéché ne sont plus opérationnels et la centrale tourne actuellement avec 2 groupes prêtés par l'ONU, un de 750 kVA et un autre de 500 kVA.

La puissance nominale installée est de 1,1 MW dont seulement 0,2MW sont disponibles.

Le groupe de 750 kVA tourne 24/24h alors que l'autre groupe ne fonctionne qu'en journée. Le délestage actuel est en partie dû à un manque de capacité de stockage du diesel sur place ($2 \times 33 \text{ m}^3 + 2 \times 15 \text{ m}^3$).

Pour ce qui est du réseau, les informations suivantes ont été collectées :

- 7 km de réseau MT aérien (pas de réseau MT souterrain)
- 10 km de réseau BT aérien
- 2 départs MT

Centre de Bongor

La centrale de Bongor a une capacité d'environ $2 \times 300 \text{ kW}$. Sur les deux groupes existants, un seul est opérationnel. Le deuxième groupe est à l'arrêt dû à un besoin d'entretien et de pièces de rechange et à des heures de révision dépassées.

Le facteur de disponibilité est de 50%. La consommation spécifique rapportée est de 0,283 g/kWh.

Actuellement, un groupe Mitsubishi est en cours d'installation.

Depuis plusieurs années Bongor possède un réseau BT de 3,4 km.

Centre de Doba

La centrale thermique de Doba est relativement récente et a une capacité installée de 1.2 MW. Elle dispose de 3 groupes de 330 kVA et un groupe de 400 kW. Un seul groupe de 330 kW fonctionne et les deux autres requièrent des travaux d'entretien et de révision. Le groupe de 400 kW est installé mais n'est pas raccordé. Le facteur de disponibilité est 23%. La consommation spécifique a été rapportée d'être 0,264 g/kWh.

Le réseau de distribution MT a une longueur de 5 km et est doté d'un seul départ. Le réseau comprend 8 postes de transformation dont 4 en cabine et 4 transformateurs sur poteau. Deux transformateurs sont hors service dû à un claquement. Le réseau BT a une longueur de 16 km.

Centre de Faya-Largeau

La centrale de Faya est actuellement équipée de 2 groupes de 330 kVA de la marque Volvo. La centrale a aussi un ancien groupe de 250 kVA qui n'est plus opérationnel depuis plusieurs années.

Depuis 2 ans, l'approvisionnement en électricité est assuré par 1 seul groupe. Cependant, en début février 2011, un problème est survenu sur le deuxième groupe de 330 kVA plongeant ainsi la ville dans le noir.

La puissance installée est de 0,8 MW dont 0,3MW sont disponibles. Le facteur d'utilisation est de 39%.

L'achat du diesel est géré par la direction générale et les coûts du gasoil ne sont pas connus sur place.

Le réseau de Faya Largeau consiste en :

- 2 km de réseau MT aérien
- 5 km de réseau BT aérien (2 km avant 2008, puis 3km et enfin 4,5-5,0 km à partir de 2010)
- 1 départ MT

2 exceptions dans le village sont la poste et l'aéroport qui sont équipés d'installations solaires conséquentes de l'ordre de 6 kW et 20 kW respectivement. Les installations solaires sont installées correctement et leur état est très bon. Selon les informations reçues, le système de la poste a été installé au début des années 2000 par Total Energie et fonctionne encore très bien. Il n'y a jamais été besoin de maintenance, à part un nettoyage mensuel des panneaux.

Centre de Mongo (ZIZ)

La centrale de Mongo est gérée par la ZIZ et compte 2 groupes de 275 kVA chacun. Les 2 groupes sont opérationnels et sont utilisés à tour de rôle. L'électricité est fournie à la ville de 10h à 14h et de 18 à 23h.

Selon l'information du gestionnaire, le choix de ces horaires de production est dû :

- A la sécurité d'approvisionnement en diesel (consommation du diesel limitée à 2 futs par jour)
- A la production à perte par rapport au coût de revient (production dans les périodes à haute consommation, limitation de charge de groupe durant les périodes de haute température)

Le prix de vente de 350 FCFA/kWh, selon la ZIZ, ne prend pas en compte l'amortissement / remplacement des groupes car ils espèrent que ce remplacement sera subventionné par la ville ou l'état. Nos calculs nous mènent à un coût total de revient (y inclut les amortissements) entre 200 et 250 FCFA pour cette installation (275 kVA). Donc nous ne confirmons pas que ce centre travaille à perte.

Les réseaux MT et BT de la ville de Mongo datent de 2006 et leur exploitation par l'entreprise ZIZ a commencé en 2010. Le réseau électrique ne couvre cependant pas la totalité de la ville. Il comprend :

- 4 km de réseau MT aérien
- 5 km de réseau BT aérien

Le pompage / château d'eau fonctionne avec ses propres groupes (2 x 40 kVA).

Par une décision politique arbitraire, un groupe de 1.800 kVA a été livré à la ville. Le groupe est largement surdimensionné et ne présente aucun intérêt pour une ville de la taille de Mongo dont le réseau est sous dimensionné pour acheminer toute cette énergie.

Centre d'Oum Hadjer (ZIZ)

La centrale comprend deux groupes de 275 kVA. Elle a été installée ainsi que le réseau en 2006. ZIZ est actif depuis Jan. 2010.

L'approvisionnement en électricité est limité à 10h par jour à savoir de 8h30 à 13h et de 18h à 23h30. La consommation actuelle de diesel est de 300 l par jour et la pointe vers 12h et 20h est de 110 kW.

La pompe du forage est éteinte à 7h du matin pour avoir assez de puissance pour la ville. Sur les trois forages disponibles, un seul est pompé car les autres sont secs et le débit requis pour remplir le château d'eau est trop faible.

Le réseau comporte 3 postes de transformations : un au campement militaire, un à l'hôpital et un au niveau de l'antenne. Il comprend :

- 4 km de réseau MT aérien
- 5 km de réseau BT aérien

Centre de Biltine (Commune)

La centrale est nettement surdimensionnée avec 2 x 323 kW. Pendant la journée la centrale tourne aux alentours de 55-60 kW et le soir jusqu'à 75 kW.

La production d'électricité a lieu de 9h à 13h puis de 18h à 23h avec une consommation d'environ 170 l de combustible par jour.

Il n'y a personne à la centrale lorsqu'elle fonctionne et la production totale n'est pas enregistrée. Le comité ne connaît donc pas les chiffres de production de la centrale.

Le réseau et la centrale de Biltine ont été construits en 2006 mais sont restés non fonctionnels jusqu'en 2010. Le système n'a jamais officiellement été réceptionné.

Le système est géré par un comité de gestion nommé par la commune. Comme ce comité de gestion n'a pas de connaissances techniques nécessaires pour l'entretien et la maintenance, il fait régulièrement appel à la SNE de Abéché.

Le réseau consiste en :

- 6 km de réseau MT aérien
- 9 km de réseau BT aérien
- Deux départs MT

Centre d'Am-Timan (Commune)

Pour Am Timan, seules quelques données de base sont disponibles :

- 2 groupes de 275 kVA
- Puissance installée : 550 kVA
- 4 km de réseau MT aérien
- 5 km de réseau BT aérien

Villes non-électrifiées

Les villes non-électrifiées ou en cours d'électrification qui ont fait l'objet de cette étude sont les villes de, Ati, Mao, Bol, Moussouro, Fada, Bardai, Massakory, Koumra, Kélo, Pala, Lai, Bokoro, Dorbali, Moissala, Léré, Kyabe, Finago, Bitkine et Mangalmé.

Dans ces villes, les groupes utilisés à des fins publiques sont ceux servant au pompage d'eau et parfois à l'électrification des bâtiments publics (hôpital, résidence du préfet).

Sur la place du marché de Bokoro, un atelier / garage utilise principalement de l'énergie pour faire de la soudure. Parfois il y a des petits groupes qui sont utilisés pour les ateliers et pour vendre de l'énergie à des usagers du marché.

De très nombreux petits groupes «bleus » (2 kVA) sont utilisés sur le marché par exemple pour des stations de recharge de batteries de téléphone portable⁴.

2.4.2 Tarifs, coûts et situation financière

Les tarifs pratiqués par la SNE sont des tarifs nationaux valables sur l'ensemble du territoire tchadien et fixés par arrêté du Ministre du Commerce et de la Promotion Industrielle. Les tarifs sont définis et appliqués pour deux niveaux de tension: la Moyenne et la Basse Tension. Il n'existe pas de politique tarifaire claire qui guide les orientations en matière de fixation des prix de l'électricité pour les deux niveaux de tension.

Les deux derniers ajustements tarifaires ont été opérés en janvier et juin 1995 et avaient pour objectif de doter la société de moyens nécessaires pour rétablir son équilibre financier. Les deux augmentations étaient de 10% chacune et n'avaient pas touché la première tranche de consommation BT aussi bien pour l'usage domestique que pour les gros clients BT dont le prix d'énergie est resté égal respectivement à 83 et 84 FCFA par kWh. L'analyse du système électrique en vigueur, nécessite au préalable de disposer de données fiables, ce qui a mené à :

- séparer les deux activités électricité et eau. Malgré la séparation en 2010 la SNE tient une comptabilité unique pour les deux secteurs, néanmoins il est possible au niveau de la comptabilité analytique et du contrôle de gestion de disposer d'informations pour chaque activité séparément.
- affiner l'imputation des coûts au niveau de l'activité électrique en procédant à une réaffectation de certains coûts d'exploitation (tels que les dotations aux amortissements et les taxes),
- cerner les coûts de la distribution par niveau de tension en imputant à la Moyenne et à la Basse Tensions les coûts qu'elles entraînent en commençant par ceux de la production.

A la lumière du diagnostic de la situation actuelle et au vu des divers paramètres retenus dans le cadre du plan directeur un nouveau système de tarification sera enfin proposé à la SNE. L'étude des coûts à tous les niveaux de livraison de l'énergie électrique se limitera dans ce qui suit à l'analyse de la situation telle qu'elle résulte de l'exploitation seulement.

Selon le Département Recouvrement de la Direction Commerciale de la Société Tchadienne d'Eau et d'Electricité, les tarifs d'électricité sont groupés selon le niveau de la tension d'une part et selon les différents consommateurs. On peut résumer le barème tarifaire étant en vigueur depuis le 1^{er} juin 1995 de la façon suivante :

⁴ A Biltine par exemple, une recharge de batterie coûte 250 FCFA à raison de 4 Wh environ par batterie de téléphone portable, cela revient à un prix du kWh de 62,500 FCFA, soit non loin de 100 Euro / kWh.

Catégorie	FCFA/kWh
BT/ Usage domestique	
1 ^{ère} tranche = 30 kWh	83
2 ^{ème} tranche = 60 x P.S	197
3 ^{ème} tranche = 60 x P.S	177
4 ^{ème} tranche = au-delà	201
BT /Gros clients	
1 ^{ère} tranche = 30 kWh	84
2 ^{ème} tranche = 60 x P.S	205
3 ^{ème} tranche = 60 x P.S	186
4 ^{ème} tranche = au-delà	211
Force motrice	
1 ^{ère} tranche = 30 kWh	194
2 ^{ème} tranche = 60 x P.S	155
Eclairage public	
Tranche unique :	138
MT	
Tranche unique :	99
Heures pleines :	108
Heures de pointe :	200
Heures creuses	84
Prime fixe ¹⁾ :	8.055
Dépassement ²⁾ :	48.330
1) FCFA par kVA souscrit 2) FCFA par kVA de dépassement	

Tableau 2-13 : Structure tarifaire

En ce qui concerne les coûts de production, SNE a mis à notre disposition les comptes de résultat pour les années 2004, 2006 et 2007, qui reflètent les coûts de production de l'électricité.⁵

La structure des charges en 2006 et 2007, les coûts unitaires et les tarifs pondérés sont montrés dans le tableau ci-dessous.

⁵ Les documents concernés ont été mis à disposition au mois de mars 2011, bien que Fichtner ait demandé les documents au début de ses activités au Tchad au mois d'octobre 2010.

De plus il faut considérer que les documents ne reflètent pas les développements les plus récents. L'analyse des documents est basée sur les chiffres de l'année 2007 car la SNE n'a pas fourni de comptes les plus récents.

Finalement, il faut considérer que les comptes sont déclarés comme étant provisoires.

Référence	2006 (mill. FCFA)	2007 (mill. FCFA)
Achat de matières et fournitures	17.374	23.306
Autres achats	2.235	3.517
Transport	87	138
Services extérieurs	1.388	2.399
Impôts et taxes	719	767
Autres charges	7.266	83
Charges de personnel	2.444	2.936
Dotations aux amortissements	6.963	5.710
Coûts total	38.475	38.856
Production (MWh)	102.644	154.164
Coûts FCFA par kWh (O&M seul)	307	215
Coûts FCFA par kWh	375	252
Coûts Euro par kWh	0,56	0,38
Tarif (moyen pondéré)	150	145
Tarif (Euro par kWh)	0,23	0,22

Tableau 2-14 : Coûts totaux, coûts unitaires et tarifs pondérées

Entre 2006 et 2007, les coûts totaux de production sont restés relativement stables. Le raison de la baisse des coûts est la réduction des autres charges, dont l'origine est inconnu, qui a compensé l'augmentation des dépenses pour matières et fournitures en 2007.

Les coûts unitaires de 375 et 252 FCFA / kWh (56 et 38 ct/kWh) sont relativement élevés. En conséquence le tarif (moyen pondéré) est loin de couvrir les coûts d'exploitation.

Il est recommandé d'adapter le niveau du tarif si les coûts actuels de l'année en considération sont disponibles.

Les performances opérationnelles de la SNE demeurent préoccupantes : l'approvisionnement irrégulier en carburant conduit à des délestages récurrents, les pertes techniques et commerciales d'énergie sont élevées. Nous estimons 11% des pertes technique et 19% des pertes commerciales.

Un nombre important de clients privilégiés ne paient pas leurs factures. Cela se reflète au bilan de la SNE. La position « valeurs à encaisser » était presque 220 fois plus grande en 2007 qu'en 2006.

En conséquence, la SNE dépend largement des subventions de l'État et du financement des bailleurs de fonds pour assurer la conduite de ses opérations.

La mesure la plus urgente pour réduire les pertes d'exploitation est l'amélioration de la performance de la SNE. L'entreprise a besoin de rentrées de fonds substantielles pour couvrir ses coûts de fonctionnement, financer ses investissements et le développement de ses services et mettre en place des mesures permettant d'améliorer ses systèmes d'information et de gestion.

Les actions à prendre sont la réhabilitation des installations de production et de distribution défectueuses et l'extension des ouvrages, l'amélioration de la facturation et le recouvrement des factures, notamment par la mise en place d'un logiciel de gestion commerciale et par la lutte contre les fraudes, avec l'appui résolu du Gouvernement. Il est essentiel que l'Etat paye à temps ses factures, que les subventions soient fixées à un niveau raisonnable et versées dans les délais requis.

2.5 Société des Hydrocarbures du Tchad

La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a été créée en 2006. C'est une société nationale qui a pour objet la prospection, la recherche, le développement, la production et le transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux, ainsi que le raffinage, le transport, le stockage et la distribution des produits finis, ainsi que la commercialisation des hydrocarbures et des produits finis. Elle assure également la réalisation des études en rapport avec ses activités, la formation et la promotion de son personnel national nécessaire à la maîtrise de tous les aspects du secteur des hydrocarbures.

Le Code Pétrolier⁶ consacre un régime général des activités pétrolières. Il donne droit d'exercice de ces activités à la SHT et toute entité nationale ou étrangère, après conclusion d'un contrat avec le Ministère chargé des hydrocarbures.

En matière de fiscalité, cette loi fixe la redevance sur la production et l'impôt sur les sociétés, en régime de concession (exploitation sur 25 ans pour les hydrocarbures liquides, redevance sur la production de 16.5%, impôt sur les Sociétés) et en régime de partage de production (possibilité pour la SHT de participer à l'exploitation du gisement, dans la limite à convenir dans le contrat).

Un contrat d'achat d'électricité entre le MEP et la CNPC a été signé en 2008 pour la livraison de l'électricité venant de la centrale de 20 MW située à la raffinerie. La livraison est destinée à la ville de Ndjamena.

La première pierre de la raffinerie est posée en 2008. Depuis juin 2011 cette raffinerie est opérationnelle.

Un protocole d'accord permettant l'entrée de la République du Tchad dans le permis H d'exploration et d'exploitation du bassin de Bongor (contrat de partage) a été signé en 2008. La SHT et la CNPC constituent un consortium dont l'opérateur est CNPC Tchad. Il permet à la SHT d'avoir une part de participation dans la production de ce permis.

En 2009, les travaux de développement des champs pétroliers dans le bassin de Bongor et la construction du pipeline Koudalwa-raffinerie ont été lancés.

⁶ Loi N°006/PR/07 du 2 mai 2007 relative aux hydrocarbures

La SHT est un établissement public à caractère industriel et commercial. La SHT est le bras droit de l'Etat dans les associations pétrolières, le MEP étant là pour assurer la mission régalienne de l'état. L'organisation comprend environ 40 personnes.

Elle est membre actif de l'APPA (Association des Pays Africain Producteurs de Pétrole). L'APPA comprend des membres de 16 Pays en Afrique représentés par leur Société nationale comme la SNH au Cameroun, la SHT au Tchad, la NNPC au Nigéria.

La SHT coopère avec tous les acteurs du secteur comme la CNPC, ESSO-Petronas-Chevron, Oil Lybia, CPC, Total, SNH, et Sonatrach.

2.5.1 Champs pétrolier au Tchad

Ci-dessous, une carte des ressources en hydrocarbures montre un sommaire des champs pétroliers au Tchad.

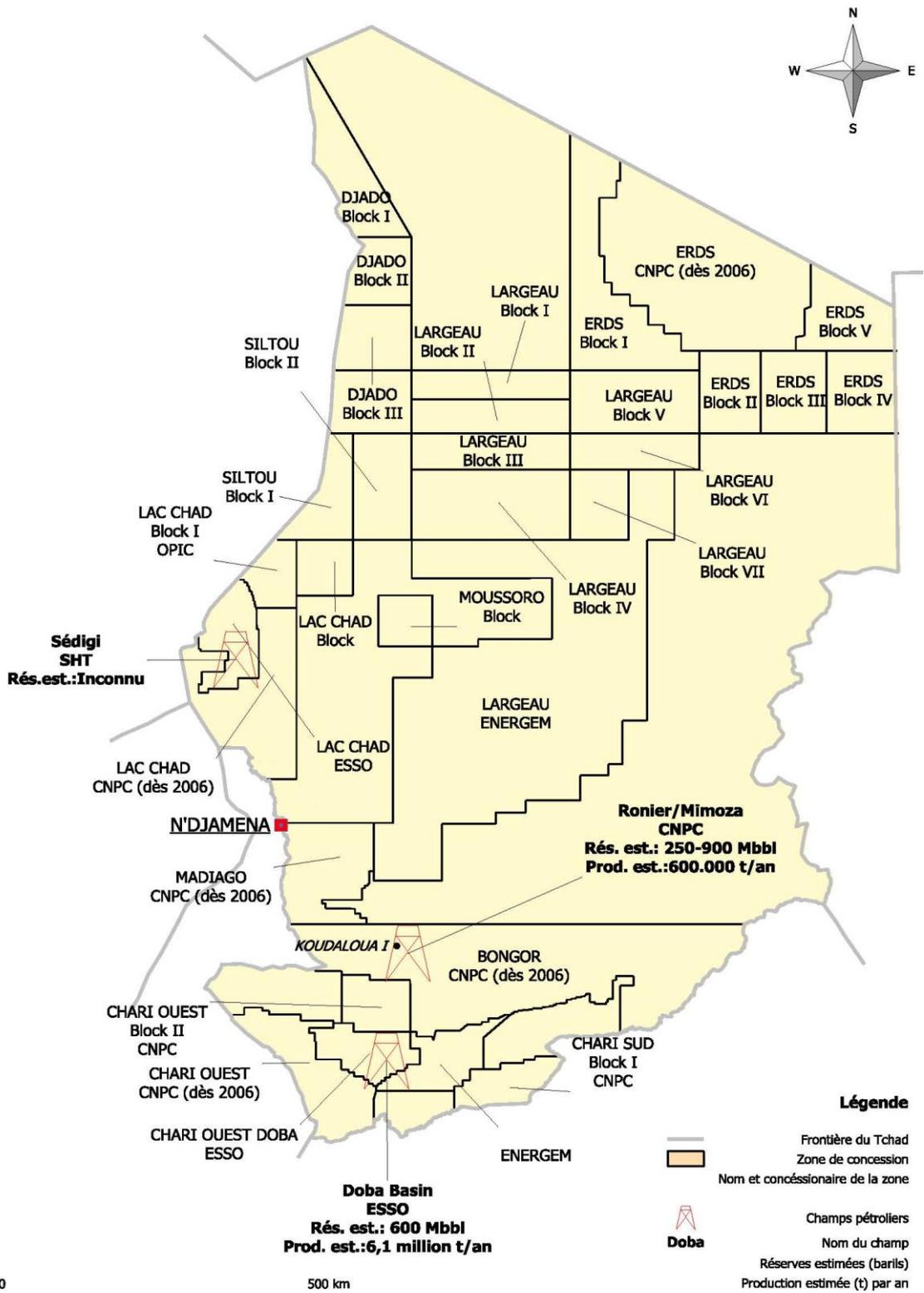


Figure 2-2 : Champs pétroliers au Tchad

Pour l'ensemble du Tchad les réserves prouvées en 2010 sont estimées à 1,5 milliard de barils. Ceci ne prend pas en compte les réserves du champ de Baobab (CNPC) qui sont estimées supérieures à 1,5 milliard de barils.

Une production de 300.000 barils par jour (correspondant à 15 millions de tonnes par an) est prévisible.

Compagnies	2010 Réserves, (Bbls)	2010 Production (t/an)	2011 Production (t/an)
ESSO consortium	600.000.000	6.100.000	6.100.000
CNPC Ronier + Mimoza Baobab	250.000.000 - 900.000.000 (pas confirmé)	-	600.000 ¹⁾
SHT Sédigui	pas disponible	0	0
OPIC	pas disponible	0	0
Total	850.000.000 - 1.500.000.000	-	-
1) Les prévisions pour les champs CNPC ne sont pas disponibles à ce jour			

Tableau 2-15 : Réserves de pétrole et production

Les prévisions pour les champs CNPC ne sont pas disponibles à ce jour. Pour la période Juin-Décembre 2011, on estime une production de 600.000 tonnes de pétrole, desservant la raffinerie de N'Djamena (qui ne pourra pas opérer à la capacité prévue de 1 million de tonnes par an avec une demande de produits pétroliers au Tchad bien inférieure). A ce jour, aucun champ de gaz naturel n'a été identifié.

Champ de Doba

Le premier champ pétrolier du Tchad a été le champ Doba. L'exploitation a débuté en 2003 par un consortium de compagnies (Esso, Chevron, Petronas) Les réserves sont estimées à 900 millions de barils.

En 2005 la production enregistrée a été de 9,1 millions de tonnes. Elle est descendue à 6,2 millions de tonnes en 2009. Dans ce bassin, 7 champs sont exploités depuis 2003 avec un effectif de plus de 7.000 personnes.

Une centrale de 120 MW est requise à Komé pour exploiter les puits et permettre l'injection d'eau pour maintenir la pression sur les réservoirs.

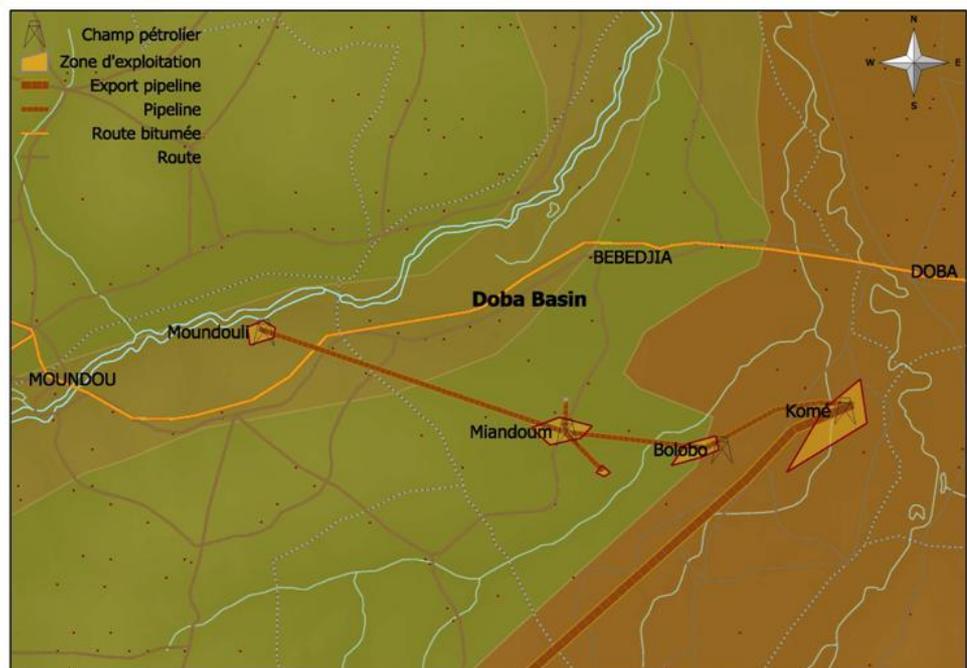


Figure 2-3 : Bassin de Doba

Champ de Sédigui

Le champ de Sédigui est situé au Nord du Lac Tchad. Il a changé plusieurs fois de concessionnaire. Actuellement il est géré par la SHT mais n'est pas encore en exploitation.

A ce jour, les réserves et le potentiel de production ne sont pas connus et le champ n'est toujours pas confirmé comme viable.

Les campagnes sismiques 3D (1 an), la campagne d'exploration (2 ans), les préparations pour la production et la logistique, amènent à concevoir que, si la viabilité de la production peut être confirmée, cela reporte le début de la production à 2014 au plus tôt.

En cas de production, un pipeline devrait être construit pour alimenter la raffinerie de Ndjamenas ou pour l'export par le pipeline Kome-Kribi.

Champ de Bongor

Les concessions des champs de Bongor ont été reprises par la CNPC. Aucune information additionnelle n'a été disponible.

CNPC – Champs de Ronier, Mimoza, Baobab

Ces champs sont localisés dans la région de Bongor. 138-139 puits sont forés et d'autres puits sont en développement dans les champs limitrophes comme Baobab.

Les réserves de Ronier 1, Ronier 4, Ronier 6 sont de 130 millions de barils,

celles de Mimoza 4 sont de 120 millions de barils. Les réserves de Baobab sont estimées supérieures à celles du champ de Doba, soit supérieures à 900 millions de barils.

La production devrait débuter mi 2011 et alimenter la raffinerie de N'Djamena par un oléoduc de 320 km déjà construit. La production de Ronier1, 4, 6 et Mimoza 4, Phase 1 serait de 764.000 tonnes par an avec une production cumulée sur 25 ans de 7.960.000 tonnes ou 318.000 tonnes par an.

Le niveau d'extraction prévu est de 23%, comme pour le champ de Doba. Ce sont des champs laminaires traversés par des nappes d'eau, ce qui explique le niveau modeste d'extraction.

Sur base de puits d'essais, la Direction Exploration Production du MEP estime que la production des champs de la CNPC pourrait atteindre 80.000 barils par jour ou 4 millions de tonnes par an.

Si cela est confirmé, une exportation par le pipeline Kome-Kribi sera nécessaire. Un projet de pipeline de Bongor à Kome est à l'étude. Des discussions Esso-CNPC ont déjà eu lieu sur l'utilisation disponible du pipeline Kome-Kribi.

Ces champs, tout comme celui d'Esso-Tchad, auront un besoin important en électricité. Il est prévu d'utiliser les gaz associés récupérés sur ces champs pour alimenter des turbines produisant l'électricité nécessaire à la production (la plupart des puits nécessitent des pompes électriques). La MEP n'a pas pu donner d'informations sur les capacités des centrales électriques, leur disponibilité pour les villes environnantes et si les quantités de gaz associés suffiront.

Caractéristiques	API	Densité (15°C)
Ronier 1	20,8	0,9286
Ronier 4	34,8	0,8504
Ronier 6	34,8	0,8504
Mimoza 4	33,8	0,8556
Mélange pour raffinerie	31,4	0,8701

Tableau 2-16 : Caractéristiques du champ de Ronier

Autres Champs Pétroliers au Tchad

La société taïwanaise OPIC a localisé un premier puits d'exploration dans un champ entre Bongor et Kome qui aurait donné une production de 7.000 bbl/jour soit 950 Tonnes/jour ou 340.000 t/an

Les autorités libyennes ont obtenu une licence pour un bloc à la frontière libyenne, projet non encore développé à ce jour.

2.5.2 Champs pétrolier et raffinage dans la région

Nous avons aussi considéré les réserves en pétrole et en gaz des pays voisins du Tchad. La figure et le tableau ci-dessous donnent un aperçu de ces réserves.

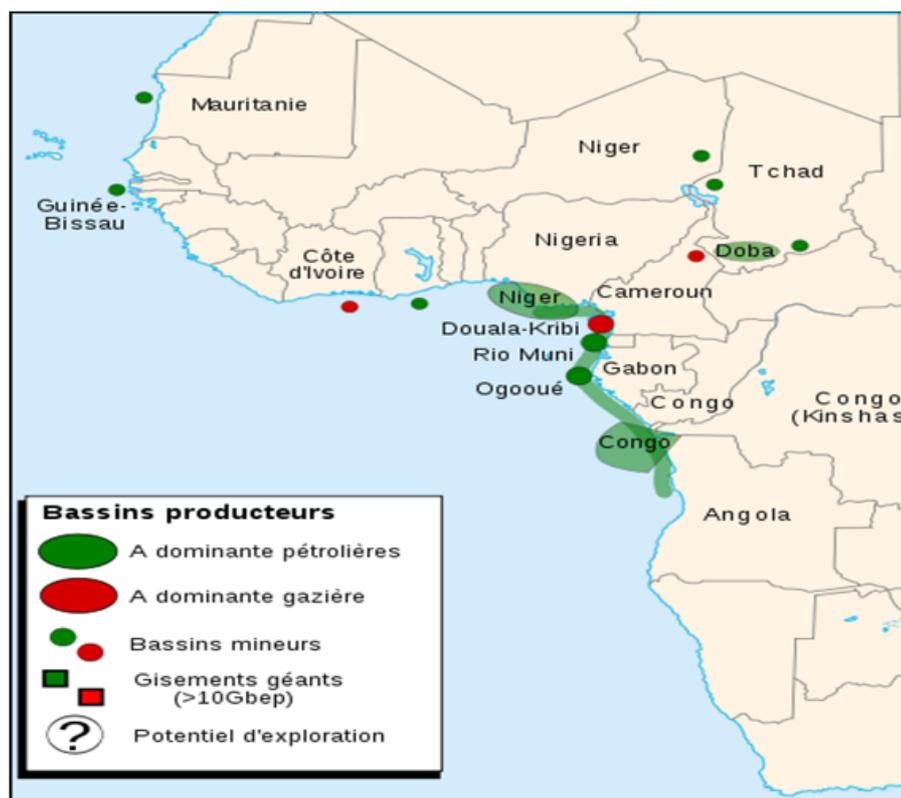


Figure 2-4 : Champs pétrolières et gazières dans la région

million tonnes	2002	2005	2006	2007	2008	2009
Angola	44,6	69,0	69,6	82,5	92,2	87,4
Cameroun	3,6	4,2	4,4	4,2	4,3	3,7
Tchad	-	9,1	8,0	7,5	6,7	6,2
République du Congo	11,9	12,7	13,5	11,5	12,9	14,1
Guinée Equatoriale	9,9	18,6	18,0	18,6	17,4	15,2
Gabon	14,7	11,7	11,7	11,5	11,8	11,4
Nigeria	102,3	122,1	117,8	112,1	103,1	99,1
Soudan	11,9	15,0	16,3	23,1	23,7	24,1

Tableau 2-17 : Production de pétrole dans la région

Il est important pour le développement du secteur de l'énergie au Tchad de suivre avec attention la situation du secteur pétrolier des pays voisins afin d'évaluer son impact potentiel sur la situation au Tchad.

Les détails des secteurs pétroliers sont les suivants :

Niger

Au Niger les réserves s'élèvent à :

- Réserves Pétrole ou Gaz: 0 (2008)
- Gaz Naturel : 0 (2008)
- Champs explorés par CNPC

En juin 2008, CNPC et le Niger ont signé en partenariat un accord global dans le bloc Agadem, en intégrant l'exploration, la production, le développement, la construction et l'exploitation d'un pipeline et d'une raffinerie. Dans les trois ans la CNPC devrait terminer la première phase de construction et démarrer la production, le pipeline et la raffinerie en 2012. Les réserves actualisées sont considérées comme importantes, avec une production d'au moins 1 million de tonnes/an, ce qui correspond à la capacité de la raffinerie.

Une option, en cas de confirmation de production excédante d'un million de tonnes par an, serait de l'exporter par le pipeline Kome-Kribi.

Nigeria

- Réserves de pétrole de 37,2 milliards de barils au 1.1.2010 et de 5,25 trillions m³ de gaz au 1.1.2010
- Exploration au Nord du Nigeria par la CNPC
- Production de 32,8 milliards m³ (2008) de gaz en 2008 et de 280.000 bbl/Jour (14 millions de tonnes) de pétrole en 2009
- Exportation de 2.327 millions bbl/jour (116 millions de tonnes qui incluent les exportations de produits pétroliers) et de 20,5 milliards m³ de gaz

Cameroun

Réserves de gaz naturel de 135,1 milliard m³ en 2009.

- Bowleven a commencé l'exploration offshore dans le bassin offshore de Douala.
- Production de 3,7 millions de tonnes de pétrole en 2009 et de 20 millions m³ de gaz en 2008
- Exportations de Pétrole et produits pétroliers de 5,4 millions de tonnes en 2007. Cela inclut les exportations des produits pétroliers de la raffinerie de Limbe de 500,000 tonnes.

2.5.3 La raffinerie de Djermaya

La CNPC a exposé en mars 2011 une étude marketing au Tchad et pour l'exportation d'essence et de gasoil dans les pays limitrophes. Des contacts avec les importateurs potentiels ont été développés et des contrats sont en préparation. Une proposition de développer une société commune à 60% CNPC et 40% SHT pour vendre les produits ex raffinerie et développer la

distribution a été faite à la SHT. La SHT souhaiterait elle-même contrôler ces ventes, la distribution avec plus de 50% dans une Société commune. Une formation et un accompagnement seront nécessaires pour préparer les cadres de la SHT dans cette nouvelle activité.

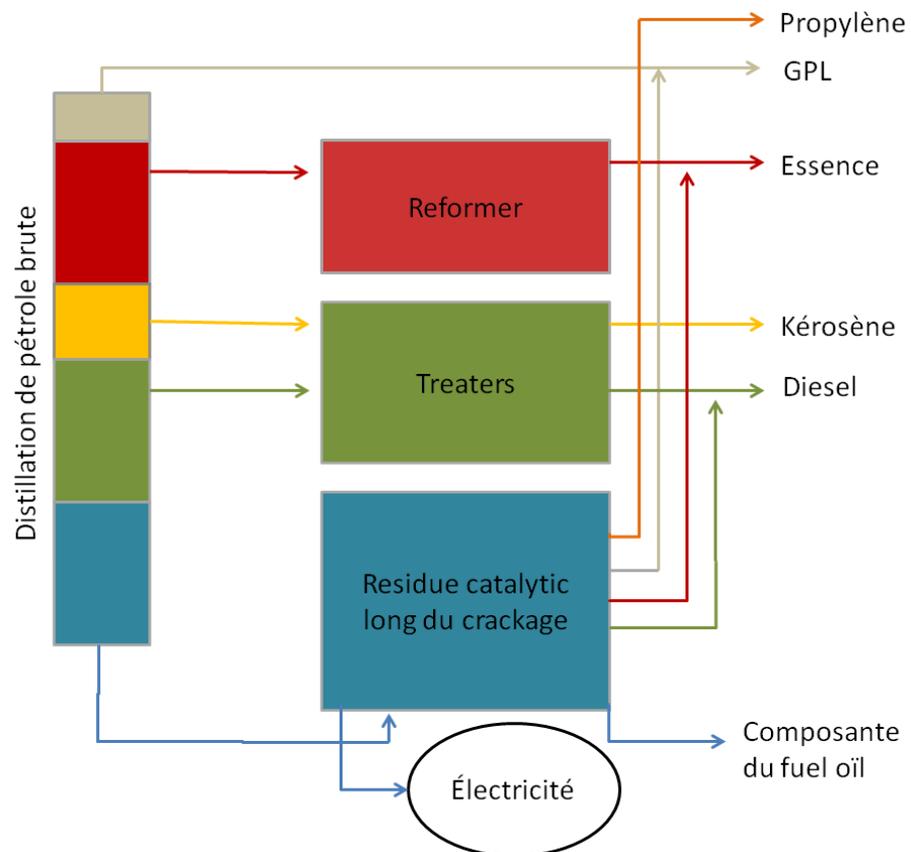


Figure 2-5 : Schéma de la raffinerie de Djermaya

Les caractéristiques de cette raffinerie sont les suivantes :

- Capacité : Phase 1 avec une capacité de 1 million de tonnes par an avec possibilité d'augmenter la capacité à 3 millions de tonnes par an
- Actionnaires : 40% SHT- 60% CNPC

La raffinerie a été conçue pour une alimentation à 100% de brut Tchadien dont 80% des champs de la CNPC (Ronier et Mimoza) et 20% de la SHT (Sédigui).

Le champ de Sédigui ne sera pas opérationnel avant 3 à 5 ans.

L'alimentation de la raffinerie sera donc assurée à 100% par la production des champs de la CNPC par oléoduc de Koud Alwa à la raffinerie et ceci pendant plusieurs années. (Oléoduc de 311 km, de 16 pouces, d'une capacité de 1 million de tonnes avec une possibilité d'augmenter la capacité à 3 millions de tonnes par an).

Le mélange qui sera pompé à la raffinerie, suivant les données du design a une densité à 15°C de 0,871 (API 31,04), une teneur en soufre de 0,06 m%, de calcium de 10 ppm et un point d'écoulement de 26°C.

Ces données et les rendements de la distillation atmosphérique indiquent que ce mélange de brut se classe parmi les bruts mi lourds, à basse teneur en soufre, paraffinique et paraît comparable au Cabinda d'Angola dont le prix FOB se traitait en juin 2010 à Brent à moins de 1,3 USD/bbl.

Les produits finis correspondent au standard chinois (teneur en soufre plus élevée qu'en Europe, densité rapportée à 20°C).

Les principales unités de la raffinerie sont :

- Distillation atmosphérique
- Séparation des gaz pétroliers liquides (propane-butane), propène
- Reformeur pour produire de l'essence
- Hydro traiteur pour diminuer la teneur en soufre des produits pétroliers blancs (kérosène, diesel)
- Résidu cracker qui transforme le fuel lourd en produits plus légers (GPL, Essence, Diesel et un résidu de fuel oil)

700 personnes sont prévues pour l'opération de la raffinerie et une vaste aire pour le chargement des camions qui distribueront les produits pétroliers de la raffinerie.

Les stockages sont plus qu'adéquat et devront permettre une flexibilité importante dans l'ajustement entre les enlèvements à l'aire de chargement et la production pour maintenir la raffinerie opérationnelle :

- Brut : 23 jours d'alimentation à capacité
- GPL : 3 mois de consommation (base 2011)
- Essence : 4 mois de consommation
- Gasoil : 2 mois de consommation

Les informations obtenues de différentes sources permettent de faire un bilan de l'offre des différents produits pétroliers et de la demande prévue à l'avenir. Un sommaire de ce bilan est montré au tableau ci-dessous.

	tonnes/an	Demande (est. 2011) (t)	Est. surplus/ déficit (t)
Alimentation			
20% Sédigui (API 45,2)	200.000		
80% CNPC blend (API 31,04)	800.000		
Production			
Propylène	23.000		
GPL (Propane-Butane)	73.600	15.000	58.600
Kérosène	40.000	45.000	-5.000
Essence	330.000	35.000	295.000
Gasoil/Diesel	416.000	200.000	216.000
Fuel oil	34.000	304.000	-270.000
Coke ⁽¹⁾	51.000		
Consommation et pertes	47.500		
Total	ca. 1.000.000		
¹⁾ Remarque : Dans le cas où le coke serait « fuel oil grade », ces quantités pourraient être utilisées comme fuel oil pour la génération d'électricité. Toutefois le design de la raffinerie ne prévoit pas l'utilisation de ce coke.			

Tableau 2-18 : Bilan des produits pétroliers

Les procédures déterminant la qualité et les quantités ex raffinerie ne sont pas disponibles. La SHT devrait les obtenir de la raffinerie.

L'intervention d'un Inspecteur Pétrolier pour déterminer la qualité, les quantités, les facteurs de correction, les analyses en laboratoire, les mesures dans les réservoirs (hauteur produit/eau, température, échantillon), les mesures de chargement en camion (comme actuellement opéré à Kome et à Kribi pour les exportations du brut de Doba) devrait être décidée rapidement.

Une alternative est de faire intervenir un Inspecteur Indépendant, type Veritas, SGS, Saybolt, Intertek, de réputation internationale.

Comme indiqué ci-dessus, seul un mélange de brut CNPC alimentera la raffinerie pour plusieurs années, tant que le champ de Sédigui ne sera pas opérationnel. Cela se traduit par une alimentation en brut plus lourd que celle indiquée dans Tableau 2-18.

Un document de la CNPC datant du 15 mars 2011 indique toujours la production de la raffinerie comme indiquée dans le tableau ci-dessus. La transparence des informations mériterait d'être améliorée.

La situation de raffinage dans les pays voisin, elle aussi, a un impact sur les capacités de raffinage au Tchad. Le tableau ci-dessous donne un abrégé de cette situation.

Pays	Raffineries	Entité	Capacité (t/an)	Projets (t/an)	Projets
Cameroun	Limbe	Sonara	2.100.000	1.400.000	Extension +cracking
Nigeria	Port Harcourt Wari Kabuna	PHRC WRPG KRPC	10.500.000 6.200.000 5.500.000		
Ghana	Tema	TORC	2.200.000		
Côte d'Ivoire	Abidjan	SMB	3.200.000	3.000.000	2012- Nouvelle raffinerie- Cracking
Senegal	Dakar	SAR	1.100.000		
Soudan	Khartoum El Gily Port Sudan El Obeid	CNPC CNPC CNPC CNPC	3.500.000 2.500.000 1.100.000 500.000		Coker
Niger	Zinder	CNPC/NIG ER		1.000.000	2012
Tchad	Ndjamena	CNPC/SHT		1.000.000	2011

Tableau 2-19 : Capacités de raffinage dans les pays voisins

Des capacités additionnelles de raffinage pour 6,4 millions de tonnes sont prévues pour être opérationnelles en 2012.

Les investissements de la nouvelle raffinerie de la Paix en Côte d'Ivoire sont justifiés par une forte demande de produits pétroliers en Afrique de l'Ouest et des prix plus attractifs.

Il existe une demande importante qui est en train d'augmenter, pour les produits pétroliers pour le marché des produits pétroliers en Afrique de l'Ouest, principalement au Nigéria, dans un contexte de capacité de raffinage qui n'est pas suffisant.

L'Afrique de l'Ouest importe près de 14,3 millions de tonnes par an de produits raffinés de l'Europe, du Moyen Orient, suite à des capacités de raffinage déficientes.

En plus, il y a une demande énergétique en Afrique de l'Ouest qui est en augmentation due à une population en augmentation et à une amélioration du niveau de vie.

Les prix des produits raffinés en Afrique de l'Ouest sont plus élevés que dans d'autres régions. Ceci est dû au différentiel des coûts de transports vers ou de l'Europe et vers ou du Moyen Orient. En plus, les coûts de distribution sont élevés en Afrique de l'Ouest par manque d'infrastructures adéquates.

Dans ce contexte, la raffinerie de N'Djamena garde un avantage logistique vis-à-vis du Nord du Nigéria, du Nord du Cameroun, du Nord de la République Centrafricaine et du Soudan du sud.

2.6 Le Secteur financier

2.6.1 Les banques et institutions intermédiaires de financement

Les Banques au Tchad offrent principalement deux types d'activités : activité commerciale et la micro finance. Les crédits d'investissement dans des branches spécifiques telles que l'agriculture, l'immobilier, le transport sont souvent rares et quand ils existent, les conditions d'accessibilité sont souvent méconnues des clients. Les banques agissent encore pour la plupart d'entre-elles en monopoles avec très peu d'attention à la clientèle.

On note ces dernières années une plus grande attraction des agents économiques (fonctionnaires publics, privés, internationaux, commerçants, élèves) vers les banques commerciales en liaison avec le développement de la forme scripturale de paiement (chèques, effets, etc.) qui exige l'intervention des banques et le versement des salaires publics sur des comptes bancaires au lieu du cash pratiqué avant.

La Commission Bancaire de l'Afrique Centrale (COBAC) veille au respect des intervalles de variation des taux d'intérêts imposés par la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (BEAC) et appliqués dans la sous région de l'Afrique Centrale.

Les taux d'intérêt appliqués aux particuliers sont pratiquement identiques à ceux appliqués aux entreprises, à la seule différence que les entreprises bénéficient d'une plus grande facilité d'allègement lors des négociations.

En termes de garantie, la plupart des banques exigent des sûretés réelles : nantissement, immobilier, avaliste.

Officiellement, les banques commerciales sont régies par des lois régionales de la Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale (CEMAC). La COBAC est habilitée à suivre et à contrôler le respect des règles en vigueur et l'application des lois adoptées.

Les banques commerciales sont très peu nombreuses au Tchad. Les plus importantes sont les suivantes :

- Société Générale Tchadienne de Banque (SGTB)
- Commercial Bank Tchad (CBT)
- Financial Bank
- Banque Sahélo-Saharienne pour le Développement et le Commerce S.A.
- Banque Agricole du Soudan
- Banque Commerciale du Chari (BCC)
- Banque Internationale pour l'Afrique au Tchad
- Société Libyenne d'Investissements Extérieurs
- ECO Bank

Elles sont concentrées dans la capitale économique et politique, N'Djamena. La deuxième ville du Tchad où ces banques sont mieux représentées est Moundou au Sud. On peut constater que toutes ces banques étendent leurs

activités sur l'ensemble du territoire en créant des agences dans les autres villes secondaires.

Si la mission et les objectifs de ces banques sont bien définis, on constate que les opérateurs économiques tchadiens rencontrent des difficultés au niveau des types de crédit qu'elles gèrent et encore moins, les procédures d'octroi des crédits. Ainsi, les opérations se limitent pour la plupart des opérateurs à des dépôts pour des simples raisons de garantie, de sûreté et de conservation. Il faut noter toutefois que différents types de crédit existent et la facilité d'accès à ces crédits varie selon les banques et le type de garantie que l'emprunteur offre. Les banques de la place financent facilement le développement et l'expansion des entreprises mais elles financent rarement le démarrage considéré comme trop risqué.

2.6.2 Financement des projets

Actuellement, le système de financement des investissements est relativement réduit au Tchad, et il se développe d'une façon lente. Les projets dans le secteur de l'énergie sont financés par l'Etat via le budget national. Par ailleurs, les grandes banques de développement comme la Banque Mondiale et la Banque Africaine de Développement ainsi que l'Union Européenne contribuent au financement des projets.

Un grand défi pour le financement des projets, est la privatisation de certains domaines du secteur de l'énergie, comme par exemple le système de transmission ou de distribution de l'électricité. Le Gouvernement devrait tirer les leçons des difficultés causées par la tentative de privatisation de la gestion de l'électricité dans d'autres pays. Cela veut dire qu'elle doit reconnaître que l'expérience démontre que la réalisation des infrastructures ne peut pas dépendre que des seuls investissements privés. La réalisation des infrastructures doit être assurée complètement par les Etats avant que ne soient envisagées les privatisations étudiées actuellement. Il faut considérer qu'un financier privé envisagera de réaliser des investissements à très long terme seulement si un rendement sur investissement est concevable selon les lois du marché du financement des projets.

De l'autre côté, d'autres bailleurs de fonds ont montré leur intérêt à financer différents projets. Ces projets comprennent surtout les composants suivants :

- Réhabilitation de la centrale hydroélectrique de Lagdo située dans la partie septentrionale du Cameroun pour accroître sa production ;
- Construction d'un premier tronçon de ligne de transport d'énergie HT et des ouvrages associés entre la ville de Maroua au Cameroun et de N'Djamena au Tchad (250 km) pour évacuer l'énergie vers N'Djamena ;
- Construction de la jonction de ligne de transport d'énergie HT et des ouvrages associés entre la ville de N'Gaoundéré et Maroua (414 km), afin de permettre d'acheminer au Tchad une partie de l'énergie issue de la centrale hydroélectrique de Warak située au Sud de l'Adamaoua lorsque celle-ci sera mise en service ;

- Construction de la centrale hydroélectrique de Bini à Warak ;
- Construction et Extension des réseaux MT/BT, branchements et Eclairage Public ;
- Mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux ;
- Finalisation des études d'avant-projet détaillé et des études d'impact sur l'environnement de la centrale hydroélectrique de Bini à Warak et des lignes ;
- Administration et gestion du projet.

L'électrification de certains centres générateurs de revenus comme les centres agro-alimentaires, miniers, touristiques, artisanaux, peut tout à fait se concevoir en faisant appel à l'épargne privée.

Dans le cas de tels centres, les sommes mises en jeu étant moindres que pour des projets à l'échelle nationale, on peut imaginer que des établissements bancaires, à qui des particuliers demanderaient crédit pour de faibles montants peuvent être amortis dans des délais raisonnables en engendrant des activités productives. Il ne faut pas oublier que les dépôts faits dans ces établissements étant à court terme ces derniers ne peuvent prêter à long terme sans prendre des risques, car ce serait contraire à l'esprit des banques. Ces établissements bancaires pourraient participer au financement de ces opérations, si tant est qu'elles bénéficient du support politique de l'Etat aidé par les institutions financières internationales au travers des fonds de développement distribuant subventions, et participant à la garantie des crédits alloués.

De même, pour les très petits investissements, le système de micro crédit, qui est embryonnaire au Tchad, gagnerait à être développé. Il semblerait que les autorités nationales aient compris cette nécessité et travaillent à une amélioration de ce secteur souffrant actuellement de mauvaise gestion.

2.7 Cadre institutionnel

Promouvoir la bonne gouvernance politique, économique, sociale et culturelle figure parmi les sept piliers du développement humain durable. Elle est mesurée par trois valeurs : l'efficacité ; l'équité et la justice ; la liberté d'information et d'expression.

En conséquence, la bonne gouvernance doit être un des objectifs prééminent de la politique nationale du Tchad.

Deux faiblesses graves caractérisent la gouvernance aux plans politique, économique et sociale :

- De conflits internes; l'absence d'un dialogue démocratique franc; un mode de production, de gestion et de partage des ressources inadapté aux pratiques socio-économiques d'un pays moderne ouvert sur le monde extérieur;

- Des carences graves demeurent dans la chaîne de gestion budgétaire (prévision-exécution-suivi-contrôle), hypothéquant l'impact social des recettes pétrolières qui devrait atteindre son point culminant en 2008 (plus de 1.000 milliards FCFA de recettes pétrolières, directes et indirectes confondues).

Le Tchad s'est doté de plusieurs outils de politiques et de stratégies pour le développement des secteurs vitaux de son économie et pour une gestion durable de ses ressources naturelles.

Ainsi dans le domaine rural il existe plusieurs documents de politique et stratégie tels que :

- Le Plan d'Intervention pour le Développement Rural (PIDR) ;
- La Consultation Sectorielle sur le Développement Rural (CSDR) ;
- Stratégie Nationale de Croissance et de Réduction de la Pauvreté (SNCRP) ;
- La Stratégie Nationale de Bonne Gouvernance (SNBG).

Dans le domaine de l'énergie, il existe un cadre stratégique de la politique énergétique au Tchad qui est défini dans « La lettre de politique et stratégie pour le sous-secteur électricité »⁷.

La lettre fixe des objectifs principaux et secondaires. Il s'agit d'une part, de satisfaire à un moindre coût les besoins en énergie de l'ensemble de la population en électricité particulièrement, et d'autre part, d'élargir l'accès à l'énergie de la production agricole et industrielle.

Le document clé de la politique au Tchad est la Stratégie Nationale de la Réduction de la Pauvreté (SNRP). Le Haut Comité de Supervision de la SNRP est l'organe politique qui supervise la mise en œuvre, le suivi et l'évaluation de la Stratégie. Il est présidé par le Premier Ministre, chef du Gouvernement, et comprend les Ministres responsables de la gestion des secteurs prioritaires et le Secrétaire Général de la Présidence de la République. Il est chargé notamment :

- De définir les grandes orientations de la politique de lutte contre la Pauvreté,
- de superviser la mise en œuvre de la Stratégie,
- de prendre les mesures nécessaires au bon fonctionnement des services impliqués dans l'accomplissement des objectifs de la SNRP, et
- d'appuyer la mobilisation des fonds nécessaires pour financer les activités de réduction de la pauvreté et le fonctionnement des structures mises en place pour le suivi de la stratégie.

Le Haut Comité examine et adopte les rapports et documents produits par le Comité de Pilotage de la SNRP. Les décisions prises à l'issue de ses délibérations sont traduites en actes du Gouvernement selon les procédures en vigueur et exécutées par les institutions et services concernés. Son

⁷ Voir Annexe 6

secrétariat est assuré par le Coordonnateur de la Cellule Economique qui prépare les réunions et établit les comptes rendus. Le Haut Comité se réunit une fois tous les six mois en séance ordinaire. Il peut tenir des séances extraordinaires en cas de nécessité.

Le Comité Etat/Partenaires est une instance de concertation entre les ministres responsables des secteurs prioritaires, les partenaires du développement, les partenaires sociaux et le secteur privé. Il permet aux représentants de l'Etat de consulter leurs partenaires sur les programmes et projets en cours concernant la lutte contre la pauvreté, sur la mobilisation des ressources correspondantes et sur l'évaluation de la mise en œuvre de la SNRP. Il peut aussi proposer de nouvelles orientations pour renforcer l'efficacité de la stratégie. Le comité se réunit une fois tous les trimestres. Il est présidé par le Ministre de l'Economie et du Plan. Le Ministre des Finances assure la Vice Présidence. Le Secrétariat du Comité est assuré par le Coordonnateur de la Cellule Economique.

L'Observatoire de la Pauvreté est l'organe technique du dispositif. Il suit la mise en œuvre de la stratégie, l'évalue et propose les ajustements et corrections nécessaires pour améliorer l'impact des programmes et activités de réduction de la pauvreté au service des objectifs de la stratégie. L'Observatoire comprend un Comité de Pilotage, un Secrétariat Technique et des instances sectorielles et locales d'interface technique. Il produit tous les ans un rapport de suivi de la mise en œuvre de la SNRP et des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). Il produit et diffuse un rapport sur le Développement Humain Durable (DHD).

3. Demande en énergie

Au début des investigations, Fichtner a préparé un schéma général de l'approche pour déterminer d'une façon la plus détaillée possible la demande d'électricité et de l'énergie en général. Naturellement, il fallait considérer les limites de la mise en œuvre de cette approche résultant des sources limitées d'information et de la structure difficile des institutions liées à la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Néanmoins il est utile de s'initier aux exigences générales de l'approche qui est basée sur des hypothèses de la détermination de la demande d'électricité.

En ce qui concerne la demande en électricité, au cours des investigations réalisées par Fichtner, il est devenu évident qu'il serait plus approprié de préparer une prévision de la demande pour les chefs-lieux du Tchad au lieu de soumettre une prévision pour le pays entier, puisqu'il n'existe pas d'interconnexion.

Néanmoins, la figure ci-dessous montre l'approche générale pour arriver à des résultats pertinents. Il est bien entendu qu'elle sera modifiée selon les circonstances spécifiques dans les différentes régions du Tchad ainsi que parmi les groupes d'abonnés.

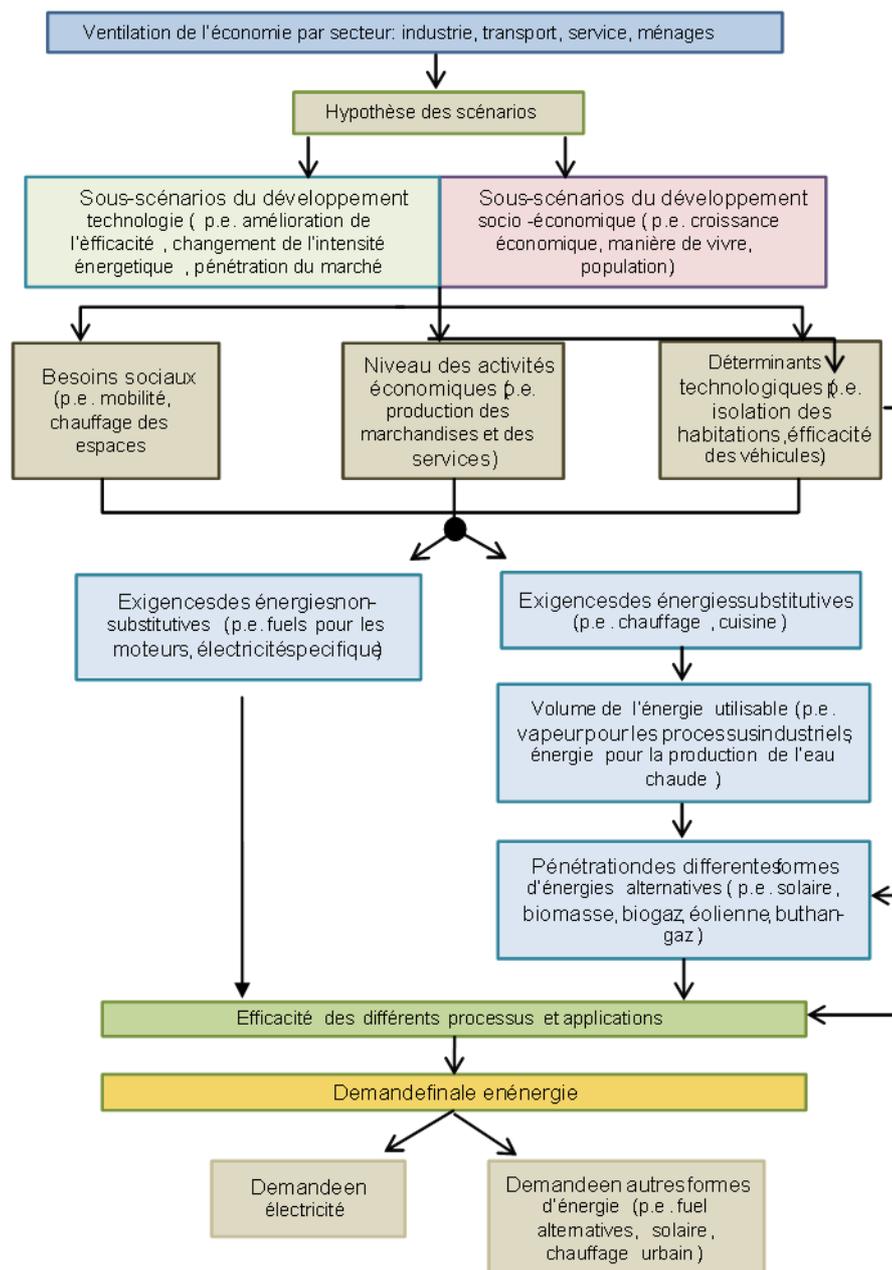


Figure 3-1 : Approche générale de la prévision de la demande

Ensuite, le Consultant a dû choisir une méthodologie spécifique appropriée parmi les différentes options.

On distingue classiquement 4 types de prévisions selon le niveau de détail envisagé, chaque méthode s'appliquant à chaque secteur de l'économie, et cela dans chaque région ou zone considérée. Les avantages et désavantages des 4 types sont montrés de façon exemplaire ci-dessous pour l'électricité.

	Facteurs principaux	Avantages	Inconvénients
1. Prévision sectorielle	kWh consommés par chaque secteur	La plus simple et rapide à appliquer	Ne représente pas le nombre de consommateurs, ni l'électrification rurale
2. Prévision tendancielle	kWh consommés liés à des facteurs déterminants via une « élasticité »	Simple et utilisant les prévisions disponibles (économiques)	Exige la disponibilité de prévisions de facteurs déterminants
3. Prévision consumériste	kWh consommés selon le nombre de consommateurs et la consommation spécifique	Permet de représenter l'évolution du nombre de consommateurs	Nécessite de considérer une consommation spécifique, ce qui a peu de sens pour certains secteurs
4. Prévision en considérant la Maîtrise de la Demande	kWh consommés selon le nombre de consommateurs, le taux d'équipement et les courbes d'utilisation	Permet de représenter l'introduction de nouveaux équipements et utilisations	Exige les données des équipements actuellement utilisés et des équipements futurs

Tableau 3-1 : Types de la prévision de la demande

Considérant les besoins du projet et les ressources disponibles, les méthodes tendancielle (2) et consuméristes (3) seront appliquées, principalement cette dernière. En considérant que la maîtrise de la demande a un potentiel mineur au Tchad, elle est ignorée dans l'étude.

De plus, le Consultant a pris en compte plusieurs facteurs ayant un impact sur la demande :

- La structure des groupes de consommateurs
- La stratégie de l'électrification rurale
- Des paramètres globaux (indices économiques, stabilité de la monnaie, inflation)
- Les projets de grande envergure.

Il faut ajouter que les bases de données dans les différentes régions sont très différentes. Ainsi, pour les calculs de la demande pour la ville de N'djamena, on peut utiliser de nombreuses sources d'information, tandis que la base statistique au reste du pays est très modeste.

Si le pays ne dispose pas de données détaillées sur la consommation d'énergie et d'électricité par secteur et par usage final qui permettraient l'utilisation des modèles sophistiqués de prévision de la demande finale d'énergie et d'électricité, on peut recourir à des méthodes plus simple. Par exemple il peut s'agir de comparer la corrélation entre la situation énergétique et le développement du produit intérieur brut du Tchad avec

celle des autres pays du monde se trouvant dans un état de développement similaire.⁸ Cependant, cette approche ne donne que des résultats d'une signification limitée.

Un des problèmes les plus graves, est la détermination de la production de l'électricité par les groupes électrogènes privés.

3.1 Prévision de la demande en électricité

Afin de développer des solutions adaptées aux besoins du Tchad, une approche générale a été suivie selon le principe suivant :

- Schématisation de l'électrification actuelle au Tchad
- Préconisation de solutions générales répondant aux besoins réels
- Développement de systèmes concrets extensibles de façon modulable au fur et à mesure de l'augmentation de la population et du niveau de vie

Selon les informations relevées sur le terrain durant les différentes missions des experts, la typologie suivante de la demande en électricité a pu être établie.

⁸ Voir: Ministère du Pétrole et de l'Energie, Direction de l'Energie: „Analyse de la demande énergétique 2010-2035“, Rapport final, mars 2009, page 54

Nombre d'habitants	Demande quotidienne	Type de commune	Caractéristiques de la demande actuelle en énergie
100 habitants	10 kWh	a. Habitats dispersés et villages	Besoin principal en soirée pour l'éclairage. Énergie principalement sous forme primaire pour la cuisson. Mini groupes électrogènes individuels. Pas de petites industries.
1.000 habitants	100 kWh	b. Villes petites et moyennes sans réseau électrique	Problème de l'approvisionnement en eau potable. Groupes électrogènes individuels répandus. Pas ou très peu de petites industries. Quelques bâtiments sociaux et publics équipés ou éclairage public.
10.000 habitants	1.000 kWh	c. Villes moyennes avec électrification limitée ou sans réseau	Réseau MT/BT avec distribution en matinée et en soirée. Eventuel pompage de l'eau. PME existantes mais groupes électrogènes nécessaires.
100.000 habitants	10.000 kWh	d. Villes principales avec électrification continue	Réseau MT/BT mais sous-dimensionnement, vétusté et délestage. Pompage de l'eau nécessaire et gourmand en énergie. PME existantes mais groupes électrogènes nécessaires.
1.000.000 habitants	> 100.000 kWh	e. N'djamena	Parc de production et réseau insuffisants. Électricité chère et non fiable. Grandes entreprises non raccordées ou ayant leur propre groupe.

Figure 3-2 : Typologie actuelle de l'électrification au Tchad

Cette typologie désigne des ordres de grandeurs et non des valeurs absolues. Quelques villes et villages sont exclus de ce schéma car ils ont été soit traités de façon particulière (à la suite de projets présidentiels ou humanitaires ou pour d'autres raisons par exemple historiques ou stratégiques), soit ils ont des caractéristiques spéciales (par exemple une industrie particulièrement développée ou une évolution importante de la population réfugiée (cas d'Abéché).

Dans l'ordre croissant de population, les caractéristiques et les problèmes suivants ont été identifiés.

a) Habitat dispersé et villages

L'habitat dispersé et les villages ont une très faible consommation électrique. Selon les résultats de l'enquête énergétique la consommation est principalement caractérisée par l'utilisation de lumière en soirée, d'une radio (35% des foyers) et de téléphone portable (35% des foyers). D'autres applications sont un téléviseur (10%), un ventilateur (5%) et un réfrigérateur (2%). Ces villages ne présentent généralement pas de petites entreprises productives (dans le cas contraire elles sont équipées de mini groupes individuels). Un pompage de l'eau solaire est parfois présent dans quel cas, toute l'électricité est généralement utilisée pour le pompage.

Les besoins suivants ont donc été identifiés :

- Eclairage en soirée, il peut s'agir d'éclairage public sur un axe principal (maximum 2 axes)
- Besoins sommaires pour des petits appareils ménagers
- Mini entreprise productrice, par exemple charge de téléphones portables

De plus, et selon les cas :

- Approvisionnement de bâtiments publics et sociaux : école, hôpital, lieu de culte

- Pompage de l'eau

b) Petites villes non électrifiée

Il s'agit ici de villes pouvant compter plus de 10.000 habitants et ne disposant pas de réseau électrique. On citera par exemple les villes de Bokoro, Biltine ou Mangalmé. Pour certaines de ces villes, l'approvisionnement en eau est effectuée grâce à des pompes alimentées par un groupe diesel ou panneaux solaire, mais l'absence d'électricité dans la ville est la plupart du temps synonyme de problèmes d'alimentation en eau. Malgré la taille de ces villes, les PME ont du mal à se développer en raison du manque d'électricité.

Les besoins suivants ont donc été identifiés :

- Pompage de l'eau potable (le cas échéant)
- Connexion de PME, de la place du marché
- Eclairage public
- Connexion des écoles, lieux de culte et autres bâtiments publics et sociaux
- Connexion des usagers en ayant les moyens, ou le cas échéant connexion par groupe d'utilisateur

c. Villes moyennes avec électrification discontinue

Dans cette catégorie, plusieurs villes de l'ordre de 10.000 à 30.000 habitants ont un réseau BT/MT et une alimentation en électricité soit en soirée seule (cas de Faya), soit en matinée et en soirée (cas de Mongo, Oum Hadjer et Biktine). L'alimentation est ou non couplée à l'alimentation en eau. L'alimentation est en générale limitée par les coûts prohibitifs d'exploitation (en raison du coût élevé du gasoil) et de la limite d'approvisionnement en gasoil. Le manque d'alimentation continue reste un frein au développement des PME.

Les besoins suivants ont donc été identifiés :

- Connecter le pompage de l'eau si ce n'est le cas
- Étendre l'alimentation en électricité à toute la journée sans pour autant augmenter la consommation en gasoil
- Augmenter graduellement le nombre d'abonnés et de PME

d. Villes principales avec électrification continue

Dans ces villes, l'alimentation en électricité est étendue à toute la journée. Cependant il y a souvent un besoin de délestage en raison du parc de production insuffisant ou vétuste et / ou du problème de stockage du gasoil. De plus, des grosses entreprises ne peuvent pas encore être connectées en raison de leur forte consommation.

Les besoins suivants ont donc été identifiés :

- Augmentation de la production électrique sans augmenter la consommation de gasoil de façon significative afin de stopper le délestage
- Connexion des grosses entreprises, en leur permettant éventuellement de produire et revendre sur le réseau leur propre électricité

e. N'Djamena

A N'Djamena, le parc de production actuel est loin de pouvoir couvrir les besoins de la ville pour ses habitants, ses administrations et ses entreprises. Le parc est en cours de développement avec en particulier la construction de Farcha 2. Cependant au fur et à mesure que l'offre en électricité va augmenter, la demande augmentera rapidement, car une grande partie de celle-ci est actuellement non couverte ou couverte par des groupes individuels.

Comme pour les villes principales, il faut pour la capitale :

- Augmenter la capacité de production tout en limitant la consommation d'hydrocarbures
- Encourager les grosses entreprises à se connecter au réseau et leur permettre de produire leur propre électricité et de la revendre au réseau.

Suite à l'identification de ces caractéristiques et besoins, des solutions générales ont été développées. Ici, on a distingué les villes et villages non électrifiés des villes électrifiées de façon continue. Pour les villes et villages non électrifiés, ou électrifiés de façon discontinue, l'approche est différente car l'extension du système de production et distribution sera liée à une optimisation de celui-ci. Pour les villes disposant d'ores et déjà de production continue, les énergies renouvelables contribueront à l'amélioration de la fiabilité et rentabilité, tout en diminuant la consommation d'hydrocarbures.

La nomenclature suivante a donc été développée afin d'améliorer la couverture, la fiabilité et la rentabilité de l'électrification au Tchad à l'aide des énergies renouvelables.

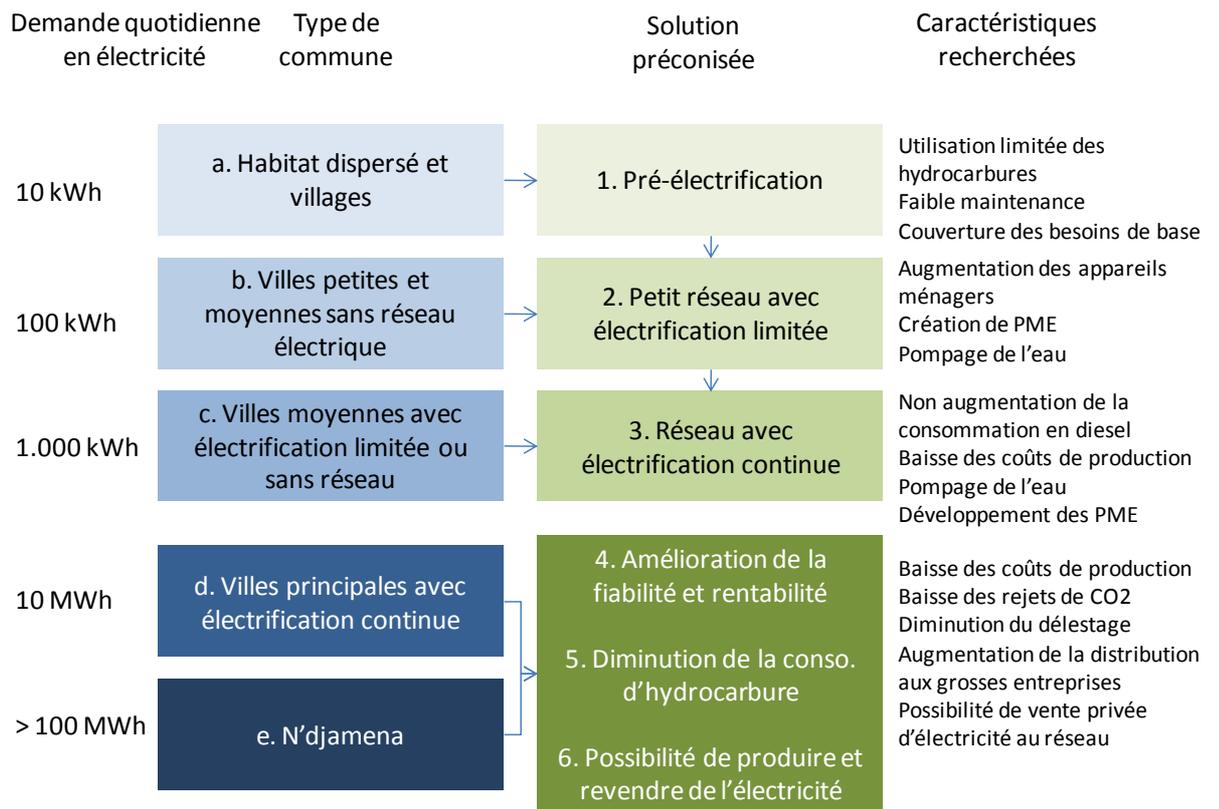


Figure 3-3 : Nomenclature des solutions préconisées

Pour les villes et villages de type a, b et c, une fois la solution préconisée mise en place, la modularité du système permettra d'améliorer l'électrification vers les étapes supérieures. Par exemple le système d'un village de type «a» ayant reçu une pré-électrification pourra être étendue de façon simple et modulaire afin de recevoir un petit réseau avec électrification limitée puis une électrification complète.

Selon les estimations de population de l'ébauche du plan directeur, la répartition de la population au Tchad en 2007 est telle que montrée dans le graphique suivant. Les lettres entre parenthèses montrent l'équivalence avec la typologie expliquée ci-dessus. Plus des ¾ de la population vit donc dans des villages ou villes de typologie 'a' à 'c'.

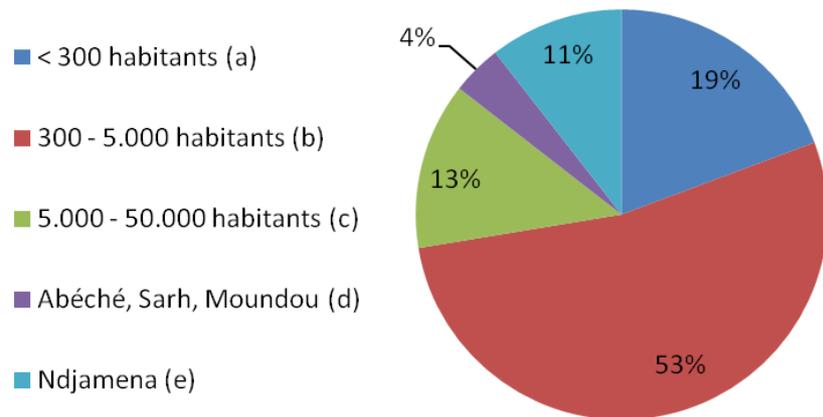


Figure 3-4: Répartition de la population selon la taille de la commune⁹

Si l'on regarde en revanche le nombre de communes selon leur taille, on constate que les communes de moins de 300 habitants représentent à elles seules les $\frac{3}{4}$ des communes du Tchad et celles de 300 à 5.000 habitants le quart restant.

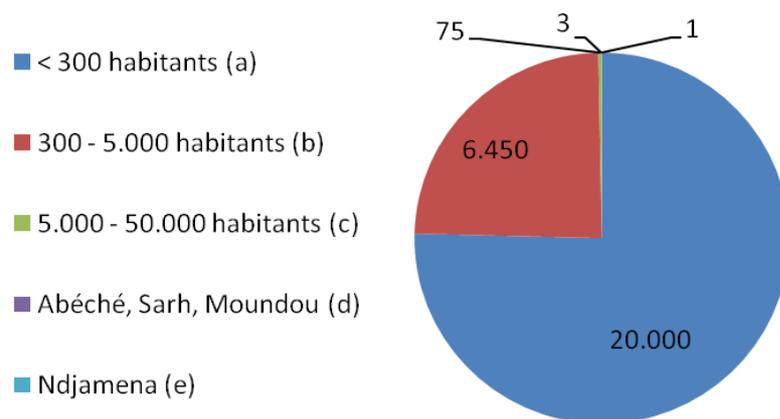


Figure 3-5 : Nombre de communes selon la taille de la commune¹⁰

On en conclura la nécessité de mettre à disposition des solutions standards et modulables pour les plus de 25.000 communes des catégories (a) et (b) afin de faciliter leur mise en œuvre dans tout le pays.

Pour les 75 villes entre 5.000 et 50.000 habitants 21 Chefs-lieux et N'Djamena des solutions individuelles sont proposées dans le plan d'expansion aux moindres coûts dans la section 5. Pour les autres de la catégorie (c) des solutions standards seront mises à dispositions.

⁹ Appui à l'élaboration d'un schéma directeur de l'énergie au Tchad – Rapport Provisoire juillet 2007

¹⁰ Appui à l'élaboration d'un schéma directeur de l'énergie au Tchad – Rapport Provisoire juillet 2007

3.1.1 Prévisions existantes

Le Consultant a revu quatre prévisions principales de la demande en électricité pour le Tchad réalisées dans le passé. Deux d'entre elles sont basées sur la détermination de la relation entre la consommation d'électricité par habitant et le produit intérieur brut par habitant, dont il y a deux versions : la première étant établie par la SNE et la deuxième préparée par l'Administration d'Information Energétique aux Etats-Unis. Toutes deux montrent plutôt une évolution chaotique sans corrélation, ce qui ne permet pas d'exploiter cette méthode pour projeter la demande d'électricité du Tchad à l'avenir.

La troisième version a été préparée par le Ministère du Pétrole et de l'Energie en mars 2009. Elle est basée sur la comparaison de l'élasticité du développement du produit intérieur brut par rapport à la demande d'électricité. Les résultats sont reflétés au tableau ci-dessous.

Année	Population (million)	Demande en électricité (GWh)
2015	12,267	2.801
2020	13,989	4.095
2025	16,027	5.840
2030	18,409	8.193
2035	21,087	11.376

Source : Ministère du Pétrole et de l'Energie, Direction de l'Energie : „Analyse de la demande énergétique 2010-2035“, Rapport final, mars 2009, page 60

Tableau 3-2 : Prévision de la demande électrique (MPE)

Finalement, Fichtner a revu une dernière prévision de la demande qui a été préparé dans le contexte de l'identification des ouvrages d'interconnexion électrique entre le Cameroun et le Tchad. La prévision est limitée aux centres de N'Djamena, Sarh et Moundou. Les résultats sont montrés au tableau ci-dessous :

Année	N'Djamena Scénario haut (MW)	Energie Scénario haut (GWh)	Moundou Sarh (MW)	Energie (GWh)	Total Tchad (MW)
2007	29,2	145,6	2,0	10,0	31,2
2010	40,4	201,8	14,0	70,0	54,4
2015	52,0	259,7	17,8	88,8	69,8
2020	66,2	330,3	22,5	112,7	88,7
2025	83,0	414,3	28,6	142,9	111,6
2030	102,4	511,0	36,3	181,3	138,7

Source : Ressources and Logistics : « Etude d'identification des ouvrages d'interconnexion électrique entre le Cameroun et le Tchad », Tome 2 : « Volet Bilan Energétique », Mars 2009, page 7

Tableau 3-3 : Prévion de la demande Ressources and Logistics

3.1.2 Les scénarios de prévision de la demande

Fichtner a préparé trois scénarios de prévision de la demande qui contiennent différentes conditions dans des domaines différents. Elles peuvent être décrites comme suit :

Scénario de base

- La demande est basée sur le développement du nombre des différents consommateurs.
- La demande est basée sur un développement réaliste de la consommation spécifique.
- La demande est basée sur un développement réaliste du PIB.
- Les pertes techniques restent au même niveau qu'aujourd'hui.
- Les programmes d'électrification seront réalisés comme prévu.
- La demande augmentera selon l'accroissement de la population et de la taille des ménages dans les différentes régions du Tchad.
- Les résultats de l'enquête sont considérés.

Scénario haut

Par rapport au scénario de base, les changements suivants sont considérés :

- Le nombre des abonnés augmente d'une façon plus forte que pour le scénario de base.
- L'élasticité de la demande vis-à-vis du PIB est plus forte que pour le scénario de base.
- L'électrification du pays se réalise d'une manière prévue.
- La population augmente plus vite que pour le scénario de base.

Scénario bas

Par rapport au scénario de base, les changements suivants sont considérés :

- Le nombre des abonnés augmente d'une façon moins forte que pour le scénario de base.
- L'élasticité de la demande vis-à-vis du PIB est moins forte que pour le scénario de base.

- L'électrification du pays se réalise d'une manière prévue.
- La population augmente moins vite que pour le scénario de base.

3.1.3 Projection de la croissance de la population

Un facteur important déterminant la demande en électricité, est le développement de la population et particulièrement des ménages. Basé sur les résultats du recensement effectué en 2009, Fichtner a pris les hypothèses du scénario de base pour la projection de la croissance de la population comme le montre le tableau suivant:

Taille de la population (P)	Régions	Croissance 2009 et 2030	Croissance annuelle
P > 800.000	N'Djamena,	3,00	5,73%
700.000 < P < 800.000	Logone oriental, Mayo Kebbi Est, Ouaddaï	2,50	4,78%
600.000 < P < 700.000	Logone Occidental, Tandjilé, Mandoul, Chari Baguirmi	2,20	3,92%
500.000 < P < 600.000	Moyen Chari, Mayo Kebbi Ouest, Hadjer Lamis, Guéra, Batha	2,00	3,45%
400.000 < P < 500.000	Wadi Fira, Lac	1,80	3,14%
300.000 < P < 400.000	Kanem, Salamat	1,50	2,05%
200.000 < P < 300.000	Sila, Bar El Gazel	1,20	0,97%
P < 200.000	Ennedi, Borkou, Tibesti	1,20	0,97%

Tableau 3-4 : Hypothèses de croissance de la population (scénario de base)

Ces hypothèses ont été prises car elles reflètent une tendance de l'urbanisation qu'on peut voir dans beaucoup de pays émergents. La croissance de la population dans les centres urbains est beaucoup plus forte que dans les régions rurales. Selon les expériences de Fichtner, cette tendance peut être ralentie en prenant certaines mesures politiques comme par exemple :

- Augmentation de l'attractivité de la vie dans les zones rurales
- Régulation du mouvement de la population par les moyens de taxation

Les résultats des calculs pour le scénario de base sont montrés dans les annexes 3-1 et 3-2.

En ce qui concerne les deux autres scénarios, les hypothèses suivantes ont été considérées :

Taille de la population (P)	Régions	Croissance annuelle Scén. haut	Croissance annuelle Scén. bas
P > 800 000 habitants	N'Djamena	6,46%	4,74%
700 000 < P < 800 000	Logone oriental, Mayo Kebbi Est, Ouaddaï	5,61%	3,59%
600 000 < P < 700 000	Logone Occidental, Tandjilé, Mandoul, Chari Baguirmi	4,65%	3,55%
500 000 < P < 600 000	Moyen Chari, Mayo Kebbi Ouest, Hadjer Lamis, Guéra, Batha	4,63%	3,00%
400 000 < P < 500 000	Wadi Fira, Lac	3,51%	2,10%
300 000 < P < 400 000	Kanem, Salamat	2,94%	0,97%
200 000 < P < 300 000	Sila, Bar El Gazel	2,00%	0,48%
P < 200 000	Ennedi, Borkou, Tibesti	2,00%	0,48%

Tableau 3-5 : Hypothèses de la croissance de la population (scénarios haut et bas)

Le tableau suivant montre les hypothèses pour les différents scenarios.

Taille de la population (P)	Régions	Scén. de Base	Scén. Haut	Scén. Bas
P > 800 000 habitants	N'Djamena,	5,73%	6,46%	4,74%
700 000 < P < 800 000	Logone oriental, Mayo Kebbi Est, Ouaddaï	4,78%	5,61%	3,59%
600 000 < P < 700 000	Logone Occidental, Tandjilé, Mandoul, Chari Baguirmi	3,92%	4,65%	3,55%
500 000 < P < 600 000	Moyen Chari, Mayo Kebbi Ouest, Hadjer, Lamis, Guéra, Batha	3,45%	4,63%	3,00%
400 000 < P < 500 000	Wadi Fira, Lac	3,14%	3,51%	2,10%
300 000 < P < 400 000	Kanem, Salamat	2,05%	2,94%	0,97%
200 000 < P < 300 000	Sila, Bar El Gazel	0,97%	2,00%	0,48%
P < 200 000	Ennedi, Borkou, Tibesti	0,97%	2,00%	0,48%

Tableau 3-6 : Croissance des abonnés selon les scénarios

Les résultats obtenus des calculs sont montrés aux annexes 3-3, 3-4, 3-5 et 3-6.

3.1.4 Développement du nombre des abonnés et de la consommation spécifique

Il s'est avéré difficile pour le Consultant d'obtenir des données récentes sur la structure des consommateurs en électricité qui reflètent la situation actuelle. Selon les informations reçus de la Société Nationale de l'Electricité, les groupes de consommateurs sont les suivants (Centre de N'Djamena) :

- Moyenne tension privé
- Moyenne tension administration
- Gros consommateurs privés
- Gros consommateurs administration
- Eclairage public
- Spéciaux
- Forces motrices
- VIP
- Compteurs raha (prépayé)
- Particuliers
- Militaires
- Militaires privés
- Administration
- Agents STEE
- Bâtiments STEE
- Gros consommateurs bâtiment
- Pompages

Cela se résume à une consommation spécifique annuelle des différents groupes d'abonnés comme montrée au tableau ci-dessous.

Groupes d'abonnés	Abonnés	Consommation annuelle (kWh)	Consommation spéc.(kWh/an)
MT Privé	54	27.747.025	513.834
MT Administration	33	10.449.037	316.637
GC Privé	85	4.143.967	48.753
GC Administration	51	6.413.690	125.759
Eclairage public	80	1.595.399	19.942
Spéciaux	641	3.862.615	6.026
Force Motrices	130	391.524	3.012
V I P	169	1.766.711	10.454
Compteur raha	2.361	3.518.632	1.490
Particuliers	10.664	9.983.819	936
Militaires	78	2.023.228	25.939
Militaires privés	63	140.806	2.235
Administration	1.287	6.183.838	4.805
Agents STEE	318	850.229	2.674
Bâtiments STEE	20	164.917	8.246
GC bâtiment	4	288.801	72.200
Pompages	20	2.898.050	144.903

Tableau 3-7 : Consommation spécifique des groupes d'abonnés 2010 (N'Djamena)

Fichtner a reçu différentes données sur le nombre des abonnés de la SNE (Centre de N'Djamena) qui diffèrent légèrement (quelques points de pourcentage). Pour faciliter la prévision de la demande en énergie électrique, on prendra un sommaire fourni par SNE. Selon ce sommaire, Fichtner a défini des groupes d'abonnés et les a comparés à la classification de la SNE. Il s'agit des groupes qui sont représentés dans le tableau ci-dessous.

Groupes d'abonnés	Classification SNE	Description SNE	Nombre	Cons. annuelle (MWh)	Cons. spéc. (kWh/ab./an)
Abonnés ordinaires (ménages)	Ménages, Compteurs raha	Particuliers BT	10.897	15.839	1.454
Gros consommateurs BT	Gros consommateurs privé, Eclairage public, Spéciaux, Forces motrices	Profnels BT	913	9.993	10.946
Administration BT	Gros consommateurs administration, Militaires	Administration BT	1.414	14.620	10.340
Gros consommateurs MT	MT privé	Profnels MT	54	32.489	601.665
Administration MT	MT Administration	Adm MT	34	10.449	307.325
STEE	Agents STEE, Bâtiments STEE, GC, bâtiments, Pompages	STEE	362	4.201	11.608

Tableau 3-8 : Classifications des consommateurs

Des données sur le nombre, la structure et l'historique des abonnés dans les autres centres de desserte SNE n'étaient pas disponibles. Fichtner va donc utiliser une méthodologie différente pour déterminer la prévision pour ces régions en utilisant des taux de croissances dérivés.

Pour le développement du nombre des abonnés et de la consommation spécifique en énergie électrique des différents groupes d'abonnés à N'Djamena pendant la période de prévision (de 2011 à 2030), Fichtner a fait les hypothèses que le nombre des abonnés ordinaires augmente de 15% pour le scénario de base (20% pour le scénario haut, 10% pour le scénario bas) et pour les autres abonnés 4% pour le scénario de base (6% pour le scénario haut, 2% pour le scénario bas).¹¹ L'augmentation de la consommation spécifique est assumée à 2% en étant égale pour tous les scénarios. Les pourcentages concernent le changement entre 2010 et 2011. Pendant la période jusqu'à 2030, l'augmentation absolue reste la même.

3.1.5 Prise en compte des pertes

Selon les informations de la SNE¹², les pertes techniques du système sont à hauteur d'environ 11% de la production électrique. Ce montant se décompose d'environ 3% relative à la production de l'électricité et d'environ 8% liés aux lignes de distribution.

Les pertes globales ne sont pas en diminution depuis quelques années. Elles se décomposent des pertes techniques décrites ci-dessus et des pertes commerciales qui n'ont qu'une influence mineure sur la prévision de la demande, et affectent surtout la viabilité des producteurs de l'électricité. La réduction des pertes commerciales est surtout liée à diverses actions telles que la recherche de connexions illégales, la recherche de compteurs déréglés et l'introduction de compteurs à prépaiement.

Par ailleurs, les pertes techniques devraient également pouvoir être maîtrisées, d'autant plus que les transits électriques au Tchad concernent de petites distances. Indépendamment d'un calcul qui donnerait une valeur précise des pertes techniques à la pointe, une prévision des pertes techniques en énergie est montrée au tableau ci-dessous, visant une réduction jusqu'à un niveau de 7% à partir de 2011 jusqu'à 2030.

Pour le scénario haut, on suppose que le pourcentage des pertes reste au même niveau pendant la période de considération (11%), tandis qu'il atteint un niveau de 5% pour le scénario bas.

¹¹ Estimation, car la SNE ne pouvait pas fournir de données sur le nombre des abonnés et la consommation spécifique des abonnés pour les années avant 2010.

¹² Direction Générale, Exploitations Régionales

	2010	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	11%	10%	9%	8%	7%
Scénario haut	11%	11%	11%	11%	11%
Scénario bas	11%	9%	8%	6%	5%

Tableau 3-9 : Développement des pertes techniques

3.1.6 Prise en compte de variations de tarif

Le calcul de l'élasticité a pour but de déterminer les conséquences d'un faible changement du tarif de l'électricité sur la consommation spécifique en énergie électrique.

Le concept de l'élasticité a pour but de mesurer le degré de réponse d'un consommateur à un changement d'une des causes déterminantes de la demande, en particulier du tarif. Le degré de réponse de la quantité exigée à un changement du tarif s'appelle élasticité de la demande au tarif.

L'élasticité est un rapport des changements relatifs des consommations spécifiques et des tarifs. La figure ci-dessous montre un graphe exemplaire de la relation fonctionnelle entre prix et demande.

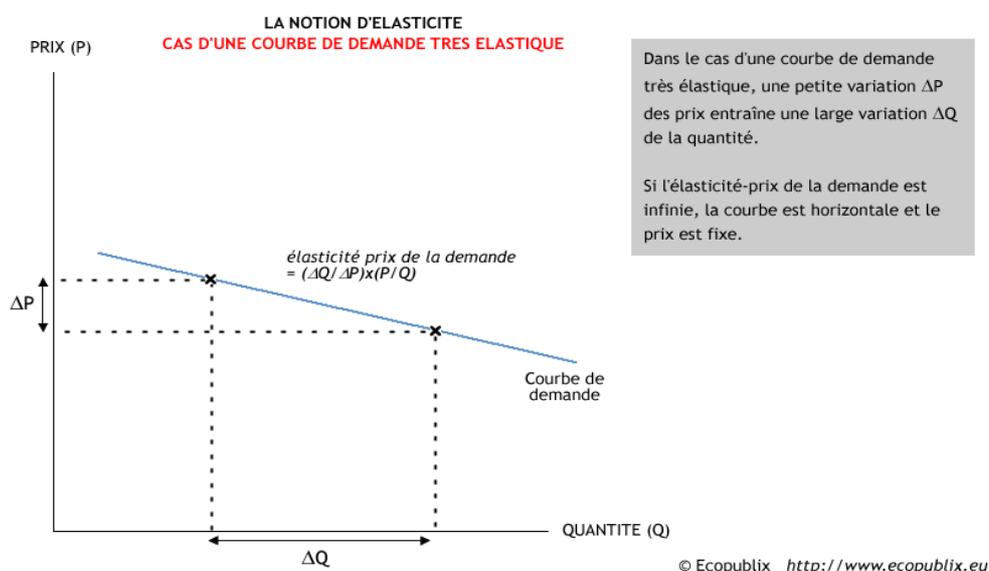


Figure 3-6 : Elasticité prix de la demande

Si la demande est inélastique, cela signifie que même un changement important du tarif n'amène qu'un changement minime de la consommation. Graphiquement, ceci se produit généralement dans la partie inférieure de la courbe de la demande si c'est une ligne droite, ou en général lorsque la courbe est plutôt verticale. Si la demande est parfaitement inélastique, la quantité ne change pas du tout. La courbe d'une demande parfaitement rigide est complètement verticale.

En ce qui concerne le Tchad, il est difficile de déterminer une élasticité entre la consommation en électricité et le tarif pour le passé, car d'une part, le barème tarifaire n'a pratiquement pas changé depuis 1995 et d'autre part

des données sur le nombre des abonnées ne sont pas disponibles pour le passé, ceci étant une condition indispensable pour calculer la consommation spécifique de groupes de consommateurs.

Pour l'avenir, on ne peut pas s'attendre à une baisse des tarifs car même aujourd'hui les tarifs ne couvrent pas les coûts. Fichtner tient à préciser que même avec l'introduction des énergies renouvelables une réduction des tarifs n'est pas à attendre. C'est pourquoi, des calculs d'élasticité ne font pas partie des calculs de la prévision de la demande.

3.1.7 Prise en compte des résultats de l'enquête

Comme l'ont montré les résultats de l'enquête, plus les revenus des ménages sont élevés plus la probabilité que les ménages soient raccordés au réseau électrique est grande. Un paramètre supplémentaire a été introduit pour déterminer la demande à N'Djamena : c'est dans cette ville que se trouve la majorité des ménages avec un revenu supérieur à de 200.000 FCFA par an.

Revenu par ménage/ Raccordement électrique	Oui	Non	Total
-de 50.000	20	1.155	1.175
de 50.000 à 100.000	86	2.127	2.213
de 100.000 à 150.000	128	1.132	1.260
de 150.000 à 200.000	161	704	865
+de 200.000	417	630	1.047
Total	812	5.748	6.560

Tableau 3-10 : Relation causale entre revenu de ménage et raccordement électrique

D'autres paramètres qui ont une influence sur la demande en électricité sont le montant des revenus des ménages et leur structure, y compris la part des dépenses pour l'électricité. La figure ci-dessous montre les dépenses mensuelles pour l'électricité pour les différentes couches sociales. Le groupe des ménages qui ont un revenu mensuel entre 50.000 et 100.000 FCFA dépense le plus pour l'électricité.

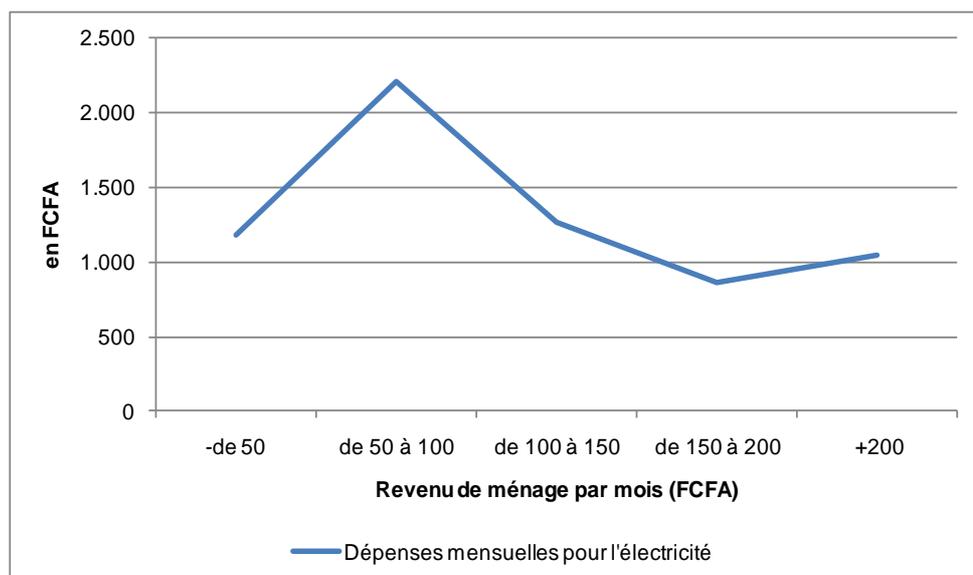


Figure 3-7 : Dépenses mensuelles des ménages pour l'électricité

Selon les résultats de l'enquête des ménages, au moins la moitié des ménages interrogés escompte une augmentation de salaire à l'avenir. Par conséquent, cette augmentation de revenu prévue par rapport au revenu actuel mène certainement à une augmentation de la portion du revenu qui sera consacrée à l'électricité. C'est pourquoi Fichtner a pris une hypothèse supplémentaire relative à la prévision de la demande. Un paramètre additionnel de l'augmentation est inclus dans les calculs.

Classes de revenu	Non réponse	-de 20%	20 à 50%	+de 50%	Total
-de 50.000	57,8% (679)	24,0% (282)	15,3% (80)	2,9% (34)	100% (1175)
de 50.000 à 100.000	48,0% (1062)	22,9% (507)	24,4% (540)	4,7% (104)	100% (2213)
de 100.000 à 150.000	38,1% (480)	23,4% (295)	32,9% (414)	5,6% (71)	100% (1260)
de 150.000 à 200.000	29,9% (259)	24,7% (214)	39,4% (341)	5,9% (51)	100% (865)
+de 200.000	23,7% (248)	18,9% (198)	45,8% (480)	11,6% (121)	100% (1047)
TOTAL	41,6% (2728)	22,8% (1496)	29,8% (1955)	5,8% (381)	100% (6560)

Tableau 3-11 : Classes de revenu relatives à l'augmentation de revenu

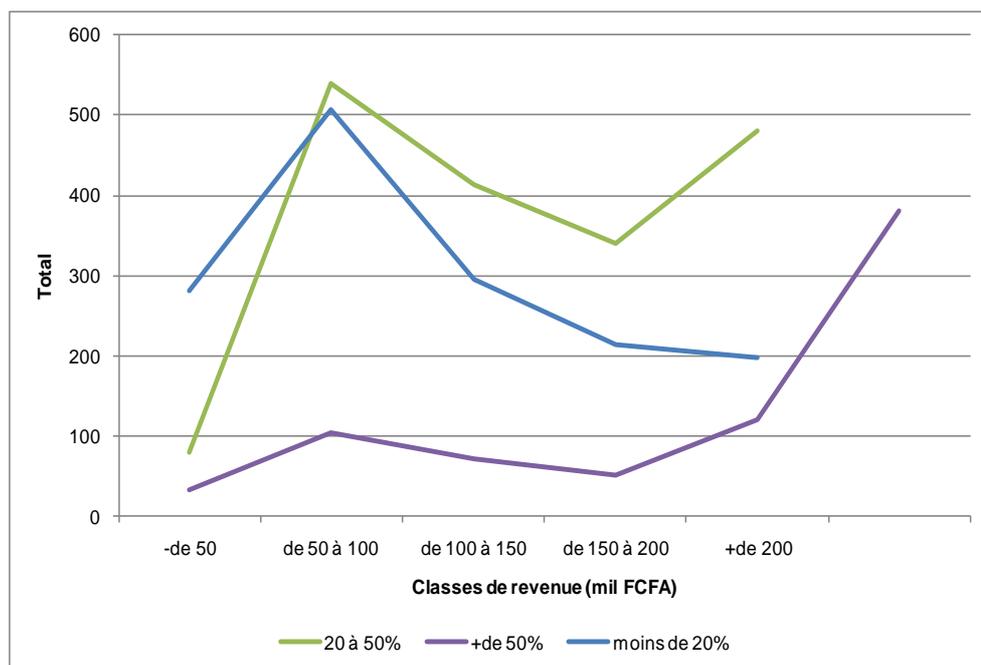


Figure 3-8 : Part des revenus dépensée pour l'électricité

Classes de revenu	% du revenu dépensé pour l'électricité
-de 50.000	6,2
de 50.000 à 100.000	10,1
de 100.000 à 150.000	9,3
de 150.000 à 200.000	8,3
+de 200.000	10,1
Total	9,6

Tableau 3-12 : Revenus à dépenser pour l'électricité

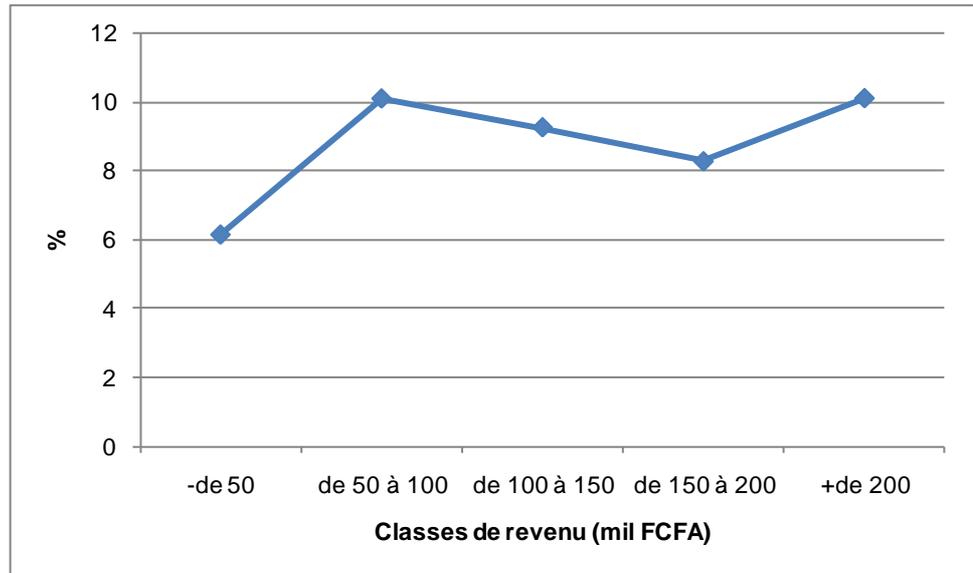


Figure 3-9 : Part des revenus dépensée pour l'électricité

De plus, il s'agit d'identifier une demande non-desservie. Dans ce contexte, Fichtner a analysé la disposition des ménages à investir dans un panneau solaire. Cette disposition relative aux revenus des ménages est montrée au tableau ci-dessous.

Classes de revenu	Somme pour panneau solaire (FCFA)
-de 50.000	79.700
de 50.000 à 100.000	117.700
de 100.000 à 150.000	239.500
de 150.000 à 200.000	105.600
+de 200.000	2.248.700
Moyen	575.000

Tableau 3-13 : Disposition des ménages à investir dans un panneau solaire

On peut supposer que cette disposition reflète une certaine demande en électricité cachée. C'est pourquoi il est supposé qu'une certaine partie de la population est prête à acheter un tel panneau, une fois les conditions de l'achat et de l'opération devenues favorables. On a supposé que 10% des ménages avec un revenu mensuel de plus de 200.000 FCFA ont une demande réelle en électricité qui peut être satisfaite par l'installation des panneaux solaires.

Comme résultat de l'enquête effectuée, on pouvait constater que le pourcentage des petites et moyennes entreprises qui prévoient une croissance extraordinaire de leur chiffre d'affaires a augmenté considérablement dans les années passées (voir tableau ci-dessous).

Augmentation du chiffre d'affaires	2005	2006	2007	2008	2009	Somme
Moins de 25%	11,8%	25,9%	18,2%	20,6%	23,5%	100%
de 25% à 50%	6,6%	7,1%	8,7%	36,8%	40,8%	100%
de 50% à 75%	23,7%	26,4%	22,6%	17,6%	9,8%	100%
de 75% à 100%	0,0%	0,0%	20,7%	23,5%	55,7%	100%
plus de 100%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	95,5%	100%

Tableau 3-14 : Augmentation du chiffre d'affaires des PME

De plus, les entreprises enquêtées qui prévoient une forte augmentation de leur chiffre d'affaires dans les cinq prochaines années, avaient une consommation d'électricité particulièrement croissante dans les dernières années.

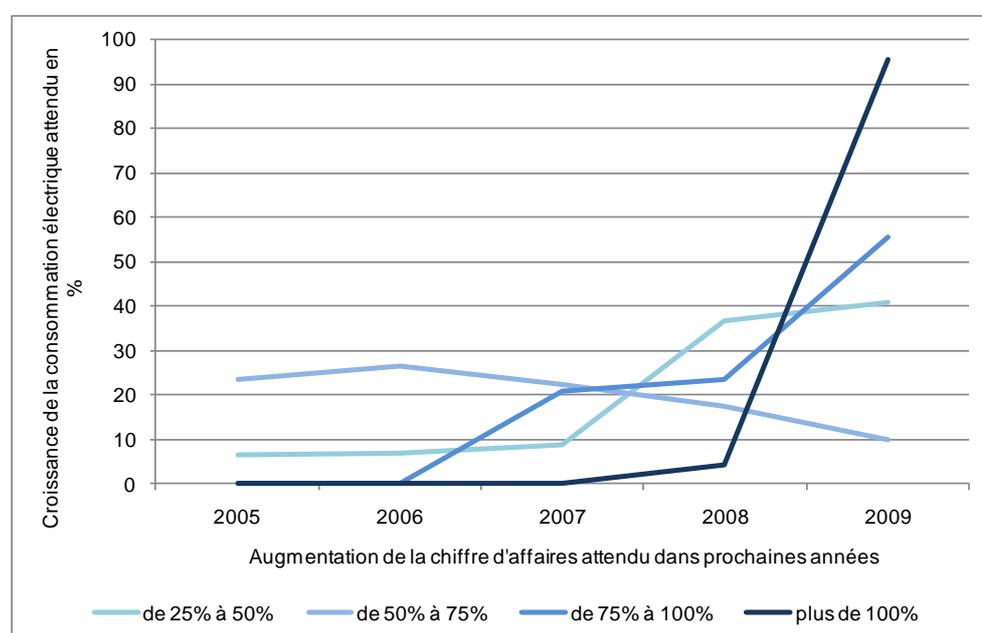


Figure 3-10 : Chiffre d'affaires et consommation de l'électricité des PME

En considérant une forte tendance des PME à augmenter leur consommation en électricité une fois que leur chiffre d'affaires augmente, Fichtner a pris l'hypothèse que la croissance de la demande des gros consommateurs suit la croissance du PIB. On a aussi supposé que le taux de croissance de la demande est inférieur au taux de croissance du PIB car il y a un lien proportionnel, mais d'une manière indirecte. Ainsi, alors que la croissance annuelle moyenne du PIB est considérée d'environ 8%, sur la base du développement historique (en dollar constant), le taux de croissance de la demande à l'avenir est fixé à 4%.

3.1.8 Les scénarios résultants

Dans ce chapitre, les résultats des trois scénarios pour les 22 chefs-lieux du Tchad sont présentés. La prévision de la demande en électricité est montrée dans des tableaux pour les années intermédiaires 2015, 2020, 2025 et 2030

et dans des graphiques pour la période complète. En se basant sur le même principe, les chiffres pour la charge à la pointe sont reflétés.¹³

Le tableau ci-dessous reflète un sommaire de l'augmentation de la demande en montrant les taux annuels moyens de cette augmentation pour les 22 chefs-lieux et les trois scénarios entre 2010 et 2030.

Régions	Scénario de base	Scénario haut	Scénario bas
N'Djamena	5,16%	6,23%	3,55%
Abeché	5,21%	6,00%	4,30%
Doba	5,21%	6,00%	4,30%
Moundou	4,90%	5,73%	3,94%
Sarh	4,72%	5,57%	3,73%
Faya	3,57%	4,54%	2,43%
Bongor	3,79%	4,80%	2,59%
Mongo	3,81%	4,82%	2,61%
Oum Hadjer	3,81%	4,82%	2,61%
Bitine	3,81%	4,82%	2,61%
Am Timan	3,81%	4,82%	2,61%
Ati	3,88%	4,91%	2,66%
Mao	3,88%	4,91%	2,66%
Bol	3,88%	4,91%	2,66%
Moussoro	3,88%	4,91%	2,66%
Fada	3,88%	4,91%	2,66%
Bardai	3,88%	4,91%	2,66%
Massakory	3,88%	4,91%	2,66%
Koumra	3,88%	4,91%	2,66%
Kélo	3,88%	4,91%	2,66%
Pala	3,88%	4,91%	2,66%
Lai	3,88%	4,91%	2,66%

Tableau 3-15 : Taux annuels de l'augmentation de la demande en électricité

Etant données les difficultés à obtenir une base de données suffisamment fiable, Fichtner a divisé les objets de la prévision de la demande en trois groupes. Premièrement, la ville de N'Djaména où l'on a trouvé des données relativement complètes sur la situation actuelle. Ces données servent de point de départ à la fois pour la prévision de la demande et de la charge. Deuxièmement, on a considéré avec quelques ajustements des 6 principaux chefs-lieux Abeché, Doba, Moundou, Sarh, Faya et Bongor. Finalement, Fichtner a analysé les municipalités les plus importantes du Tchad. En se basant sur les résultats du recensement 2009, Fichtner a considéré différents taux de croissance de la population entre 2009 et 2010, selon la taille des villes au Tchad. Pour les années suivantes de la période d'investigation, la croissance absolue entre ces deux années de référence a été considérée comme étant la même pour les trois scénarii. Ensuite, le développement des ménages a été déterminé, en supposant que le nombre de

¹³ Les détails sont montrés dans l'annexe 3.

personnes par ménages (5,4 selon le recensement 2009) reste le même pour les années à venir. On considère que les tendances de croissance et de diminution dudit nombre s'équilibreront.

En ce qui concerne la ville de N'Djaména, outre les abonnés ordinaires (les ménages), le nombre d'abonnés et la consommation spécifique ainsi que leur développement, les groupes de consommateurs suivants ont été considérés pour l'avenir :

- Gros consommateurs BT
- Gros consommateurs MT
- Administration BT
- Administration MT
- STEE

Finalement, après avoir considéré un certain développement en énergie non-desservie, les pertes techniques ont été prises en compte. La croissance de la demande en électricité est surtout due à la croissance des nombres d'abonnés. En ce qui concerne les abonnés ordinaires, leur croissance a été estimée sur la base des différents taux de l'électrification des ménages. Pour le scénario de base, il a été considéré que 15% des nouveaux ménages seront raccordés au réseau électrique (20% pour le scénario haut, 10% pour le scénario bas). Concernant les abonnés non-ordinaires, la croissance de leur nombre est liée au développement du Produit Intérieur Brut pour les différents scénarii. Pour le scénario de base, Fichtner a supposé une croissance d'environ 4%, alors que le taux s'élève à environ 6% pour le scénario haut et environ 2% pour le scénario bas. Ces derniers chiffres sont des hypothèses pour le développement entre les années 2011 et 2012. Pour les années ultérieures, le surcroît absolu reste le même et le taux de croissance diminue selon la loi des rendements décroissants.

En ce qui concerne l'impact des revenus des ménages sur les dépenses de ces derniers pour l'électricité, l'enquête effectuée par Fichtner n'a pas permis de déterminer clairement si une augmentation de revenus mène à une augmentation de la part des dépenses consacrées à l'électricité. C'est pourquoi Fichtner considère que cette part fait partie de l'électricité non desservie.

Pour les chefs-lieux et les villes incluses dans la prévision de la demande, Fichtner a pris pour base la même approche en principe, mais en l'ajustant selon la disponibilité des données concernées.

3.1.8.1 Prévision de la Demande à N'Djamena

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	118.828	153.326	200.777	252.603	308.658
Scénario haut	118.828	163.589	226.313	296.565	374.343
Scénario bas	118.828	138.953	167.846	197.170	230.234

Tableau 3-16 : Prévision de la demande en électricité à N'Djamena (MWh)

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	29%	31%	26%	22%
Scénario haut	-	38%	38%	31%	26%
Scénario bas	-	17%	21%	17%	17%

Tableau 3-17 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à N'Djamena

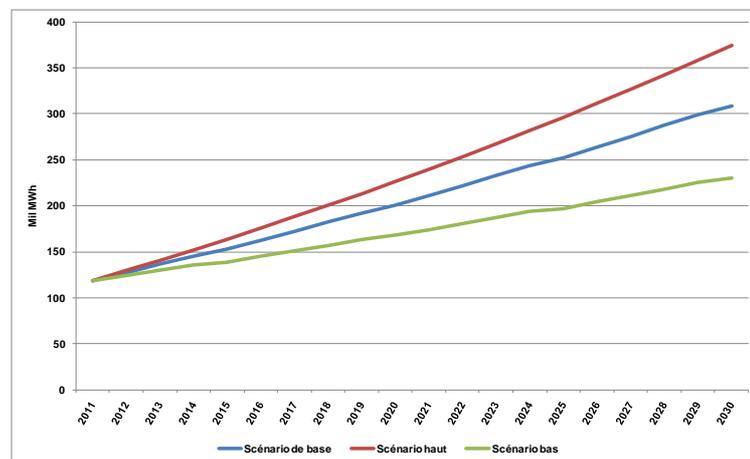


Figure 3-11 : Prévision de la demande en électricité à N'Djamena

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	67,82	87,51	114,60	144,18	176,17
Scénario haut	67,82	93,37	129,17	169,27	213,67
Scénario bas	67,82	79,31	95,80	112,54	131,41

Tableau 3-18 : Prévision de la charge à la pointe à N'Djamena

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	29%	31%	26%	22%
Scénario haut	-	38%	38%	31%	26%
Scénario bas	-	17%	21%	17%	17%

Tableau 3-19 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à N'Djamena

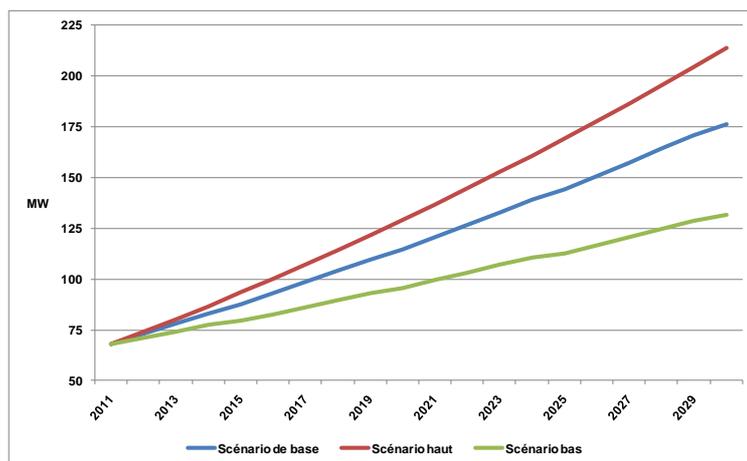


Figure 3-12 : Prévion de la charge à la pointe à N'Djamena

3.1.8.2 Prévision de la Demande à Moundou

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	6.697	8.782	11.388	13.995	16.601
Scénario haut	6.697	9.337	12.637	15.937	19.237
Scénario bas	6.697	8.225	10.135	12.045	13.955

Tableau 3-20 : Prévision de la demande en électricité à Moundou

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	31%	30%	23%	19%
Scénario haut	-	39%	35%	26%	21%
Scénario bas	-	23%	23%	19%	16%

Tableau 3-21 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Moundou

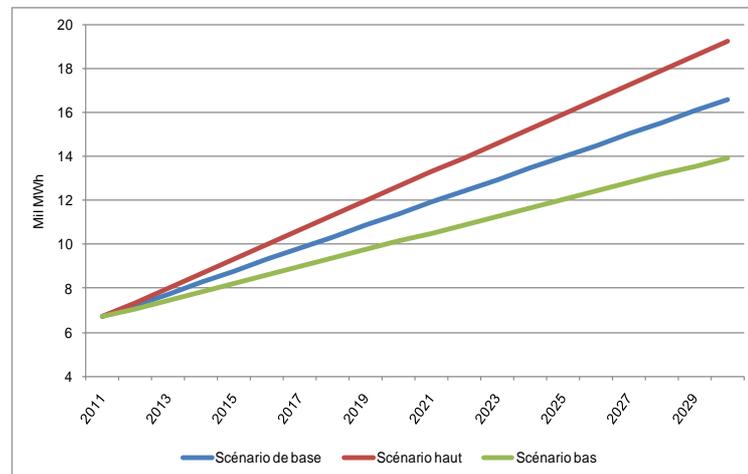


Figure 3-13 : Prévision de la demande en électricité à Moundou

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	3,82	5,01	6,50	7,99	9,48
Scénario haut	3,82	5,33	7,21	9,10	10,98
Scénario bas	3,82	4,69	5,78	6,87	7,97

Tableau 3-22 : Prévision de la charge à la pointe à Moundou

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	31%	30%	23%	19%
Scénario haut	-	39%	35%	26%	21%
Scénario bas	-	23%	23%	19%	16%

Tableau 3-23 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Moundou

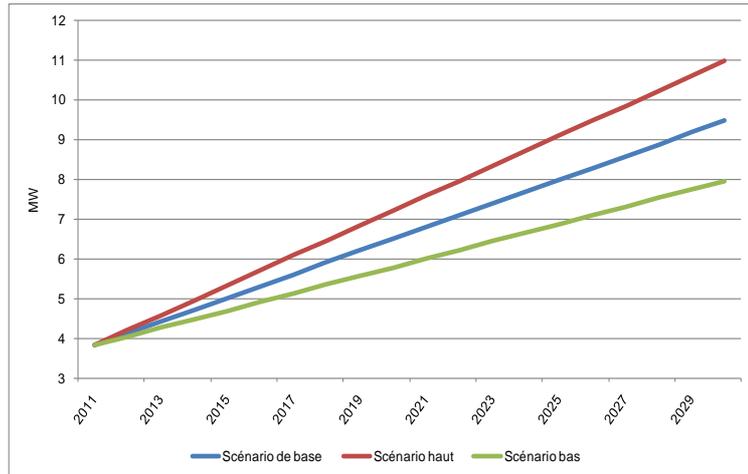


Figure 3-14 : Prédiction de la charge à la pointe à Moundou

3.1.8.3 Prévision de la Demande à Sarh

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	4.102	5.309	6.819	8.328	9.837
Scénario haut	4.102	5.650	7.585	9.520	11.455
Scénario bas	4.102	4.970	6.055	7.140	8.225

Tableau 3-24 : Prévision de la demande en électricité à Sarh

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	29%	28%	22%	18%
Scénario haut	-	38%	34%	26%	20%
Scénario bas	-	21%	22%	18%	15%

Tableau 3-25 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Sarh

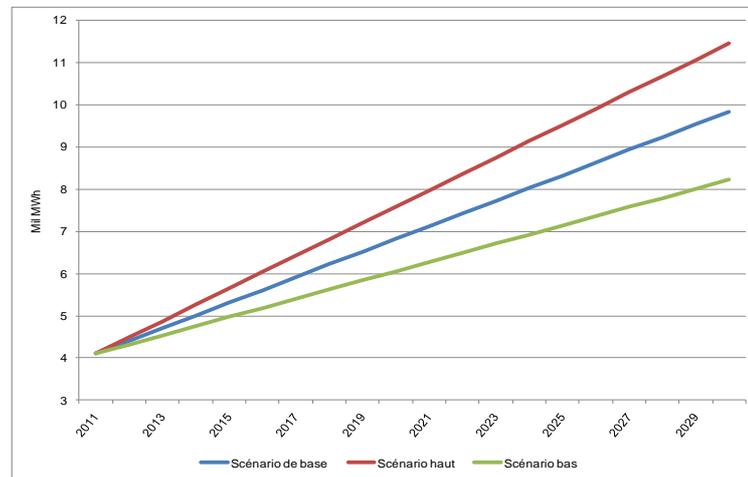


Figure 3-15 : Prévision de la demande en électricité à Sarh

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2,34	3,03	3,89	4,75	5,61
Scénario haut	2,34	3,22	4,33	5,43	6,54
Scénario bas	2,34	2,84	3,46	4,08	4,69

Tableau 3-26 : Prévision de charge à la pointe à Sarh

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	29%	28%	22%	18%
Scénario haut	-	38%	34%	26%	20%
Scénario bas	-	21%	22%	18%	15%

Tableau 3-27 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Sarh

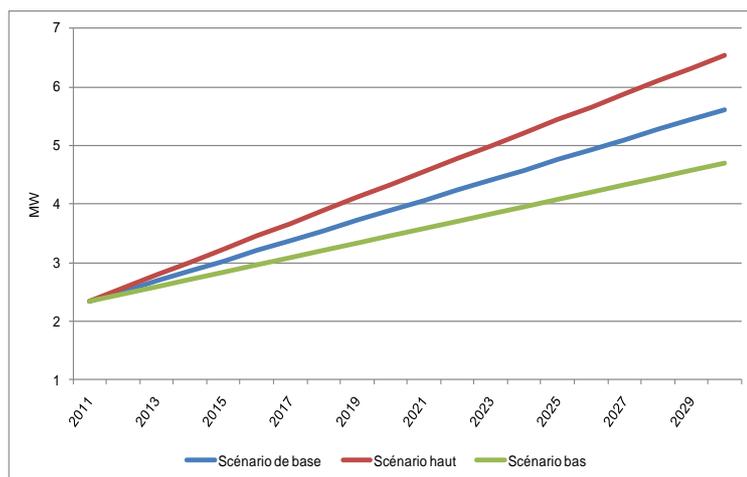


Figure 3-16 : Prédiction de la charge à la pointe à Sarh

3.1.8.4 Prévission de la Demande à Abeché

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	3.543	4.751	6.261	7.771	9.281
Scénario haut	3.543	5.047	6.927	8.807	10.687
Scénario bas	3.543	4.455	5.595	6.735	7.875

Tableau 3-28 : Prévission de la demande en électricité à Abeché

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	34%	32%	24%	19%
Scénario haut	-	42%	37%	27%	21%
Scénario bas	-	26%	26%	20%	17%

Tableau 3-29 : Prévission du taux d'augmentation de la demande à Abeché

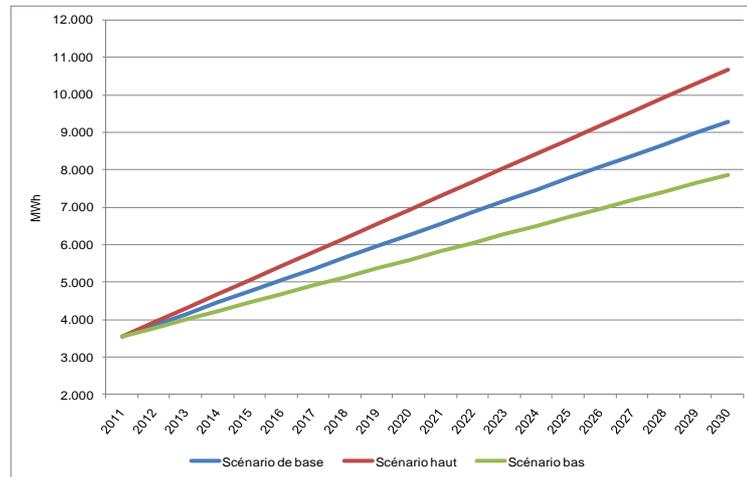


Figure 3-17 : Prévission de la demande en électricité à Abeché

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2,02	2,71	3,57	4,44	5,30
Scénario haut	2,02	2,88	3,95	5,03	6,10
Scénario bas	2,02	2,54	3,19	3,84	4,49

Tableau 3-30 : Prévission de la charge à la pointe à Abeché

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	34%	32%	24%	19%
Scénario haut	-	42%	37%	27%	21%
Scénario bas	-	26%	26%	20%	17%

Tableau 3-31 : Prévission du taux d'augmentation de la charge à Abeché

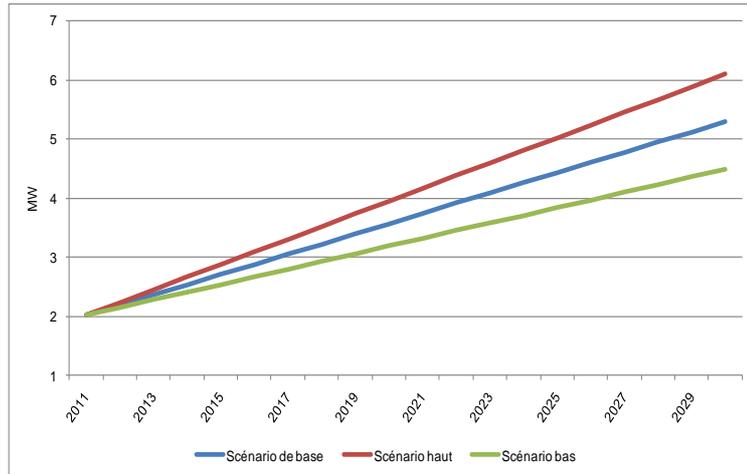


Figure 3-18 : Prévision de la charge à la pointe à Abeché

3.1.8.5 Prévision de la Demande à Bongor

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.062	1.291	1.577	1.864	2.151
Scénario haut	1.062	1.382	1.782	2.182	2.582
Scénario bas	1.062	1.202	1.377	1.552	1.727

Tableau 3-32 : Prévision de la demande en électricité à Bongor

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	30%	29%	22%	18%
Scénario bas	-	13%	15%	13%	11%

Tableau 3-33 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Bongor

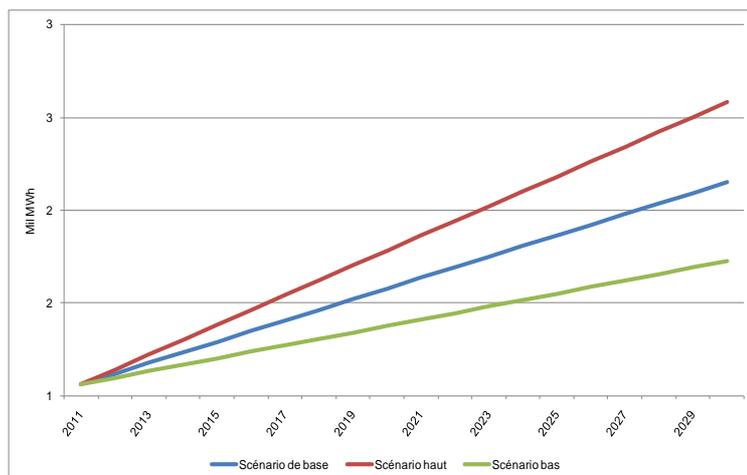


Figure 3-19 : Prévision de la demande en électricité à Bongor

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,60	0,74	0,90	1,06	1,23
Scénario haut	0,60	0,79	1,02	1,25	1,47
Scénario bas	0,60	0,69	0,79	0,89	0,99

Tableau 3-34 : Prévion de la charge à la pointe à Bongor

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	23%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	31%	29%	22%	18%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	11%

Tableau 3-35 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Bongor

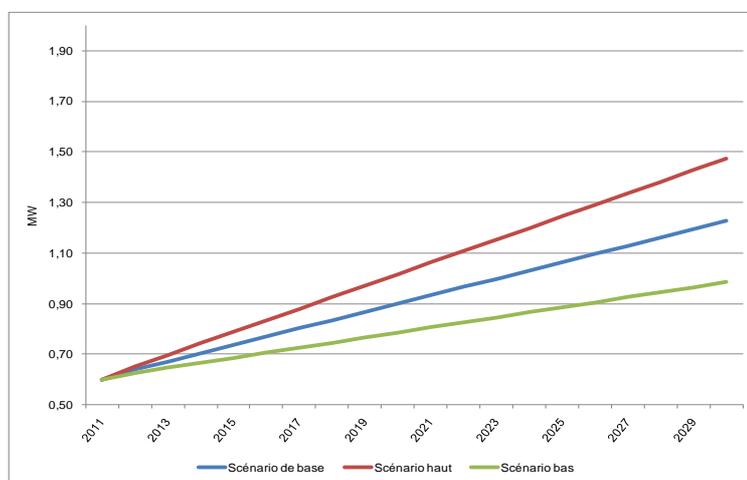


Figure 3-20 : Prévion de la charge à la pointe à Bongor

3.1.8.6 Prévision de la Demande à Doba

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2.807	3.766	4.963	6.161	7.359
Scénario haut	2.807	3.999	5.489	6.979	8.469
Scénario bas	2.807	3.531	4.436	5.341	6.246

Tableau 3-36 : Prévision de la demande en électricité à Doba

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	34%	32%	24%	19%
Scénario haut	-	42%	37%	27%	21%
Scénario bas	-	26%	26%	20%	17%

Tableau 3-37 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Doba

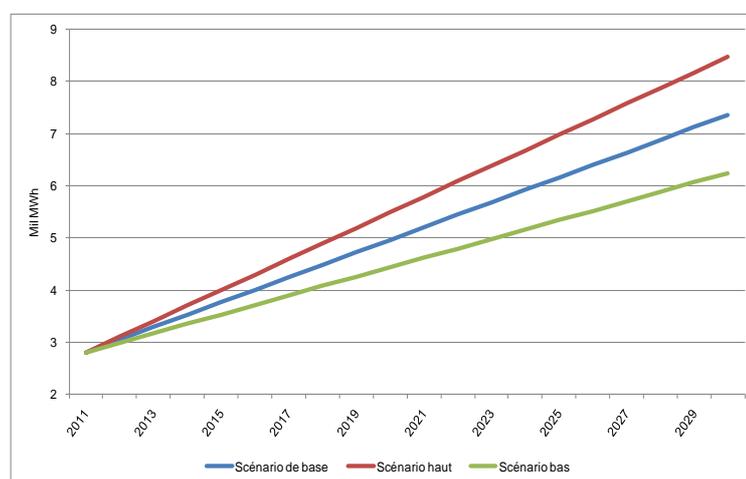


Figure 3-21 : Prévision de la demande en électricité à Doba

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,60	2,15	2,83	3,52	4,20
Scénario haut	1,60	2,28	3,13	3,98	4,83
Scénario bas	1,60	2,02	2,53	3,05	3,57

Tableau 3-38 : Prévision de la charge à la pointe à Doba

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	34%	32%	24%	19%
Scénario haut	-	42%	37%	27%	21%
Scénario bas	-	26%	26%	20%	17%

Tableau 3-39 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Doba

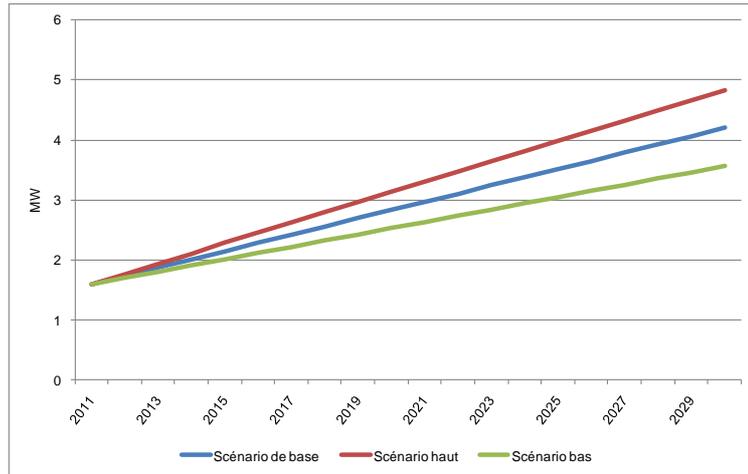


Figure 3-22 : Prédiction de la charge à la pointe à Doba

3.1.8.7 Prévission de la Demande à Faya Largeau

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	460	552	666	781	895
Scénario haut	460	588	748	908	1.068
Scénario bas	460	516	586	656	726

Tableau 3-40 : Prévission de la demande en électricité à Faya

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	20%	21%	17%	15%
Scénario haut	-	28%	27%	21%	18%
Scénario bas	-	12%	14%	12%	11%

Tableau 3-41 : Prévission du taux d'augmentation de la demande à Faya

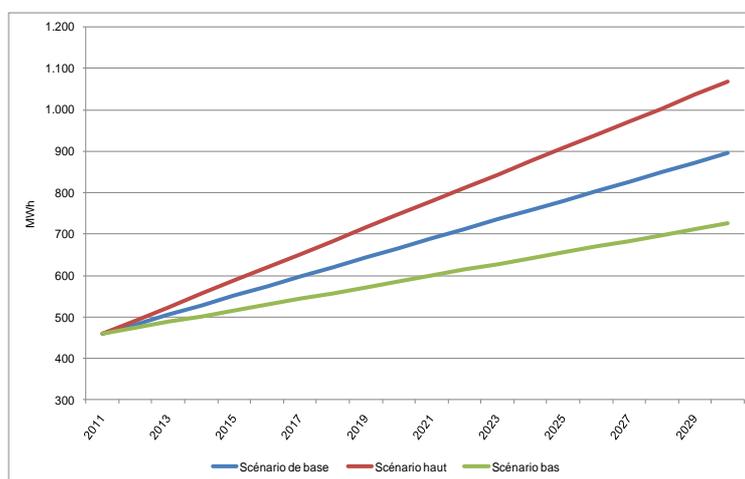


Figure 3-23 : Prévission de la demande en électricité à Faya

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,26	0,31	0,38	0,45	0,51
Scénario haut	0,26	0,34	0,43	0,52	0,61
Scénario bas	0,26	0,29	0,33	0,37	0,41

Tableau 3-42 : Prévission de la charge à la pointe à Faya

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	20%	21%	17%	15%
Scénario haut	-	28%	27%	21%	18%
Scénario bas	-	12%	14%	12%	11%

Tableau 3-43 : Prévission du taux d'augmentation de la charge à Faya

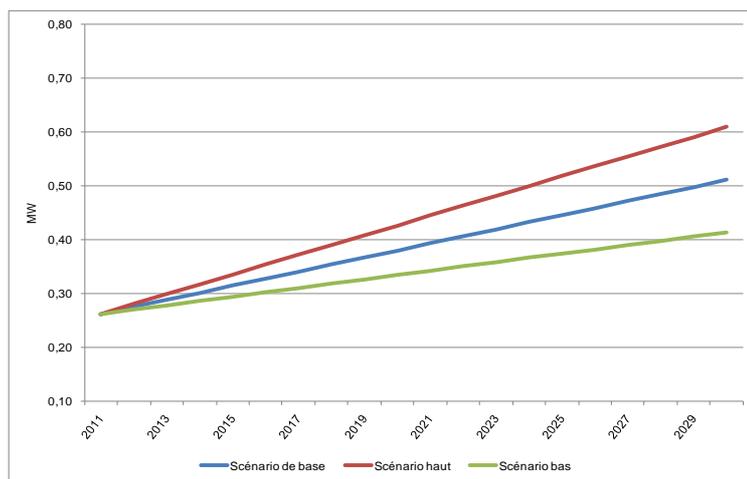


Figure 3-24 : Prévion de la charge à la pointe à Faya

3.1.8.8 Prévision de la Demande à Mongo

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2.105	2.564	3.137	3.710	4.284
Scénario haut	2.105	2.745	3.545	4.345	5.145
Scénario bas	2.105	2.385	2.735	3.085	3.435

Tableau 3-44 : Prévision de la demande en électricité à Mongo

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	30%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	13%	15%	13%	11%

Tableau 3-45 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Mongo

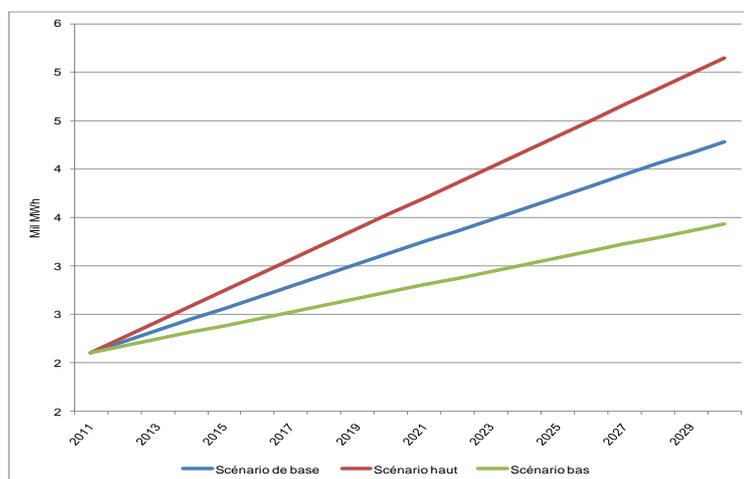


Figure 3-25 : Prévision de la demande en électricité à Mongo

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,19	1,46	1,79	2,12	2,44
Scénario haut	1,19	1,57	2,02	2,48	2,94
Scénario bas	1,19	1,36	1,56	1,76	1,96

Tableau 3-46 : Prévision de la charge à la pointe à Mongo

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	23%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	32%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	11%

Tableau 3-47 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Mongo

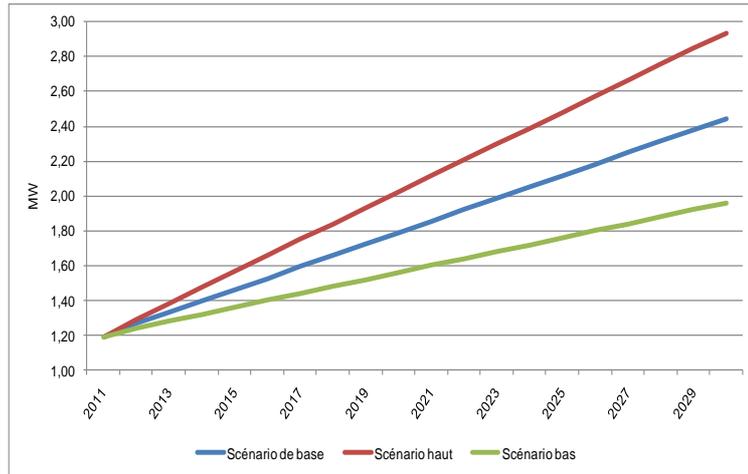


Figure 3-26 : Prédiction de la charge à la pointe à Mongo

3.1.8.9 Prévision de la Demande à Oum Hadjer

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.499	1.825	2.233	2.641	3.049
Scénario haut	1.499	1.954	2.523	3.093	3.662
Scénario bas	1.499	1.698	1.947	2.196	2.445

Tableau 3-48 : Prévision de la demande en électricité à Oum Hadjer

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	30%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	13%	15%	13%	11%

Tableau 3-49 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Oum Hadjer

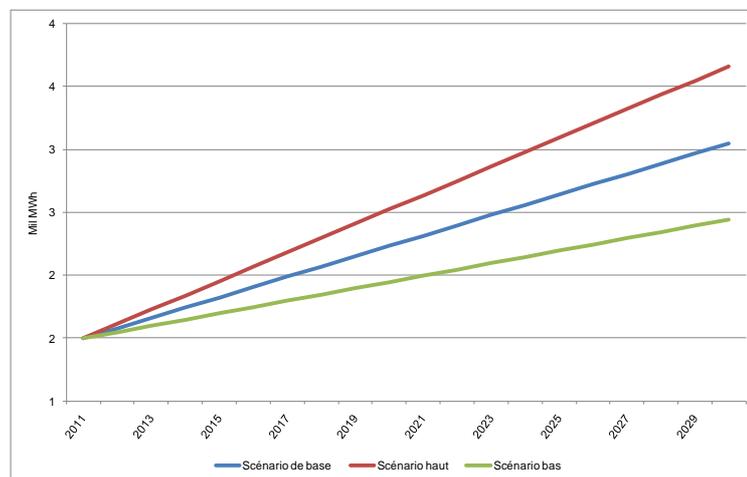


Figure 3-27 : Prévision de la demande en électricité à Oum Hadjer

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,85	1,04	1,27	1,51	1,74
Scénario haut	0,85	1,12	1,44	1,77	2,09
Scénario bas	0,85	0,97	1,11	1,25	1,40

Tableau 3-50 : Prévision de la charge à la pointe à Oum Hadjer

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	23%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	32%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	11%

Tableau 3-51 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Oum Hadjer

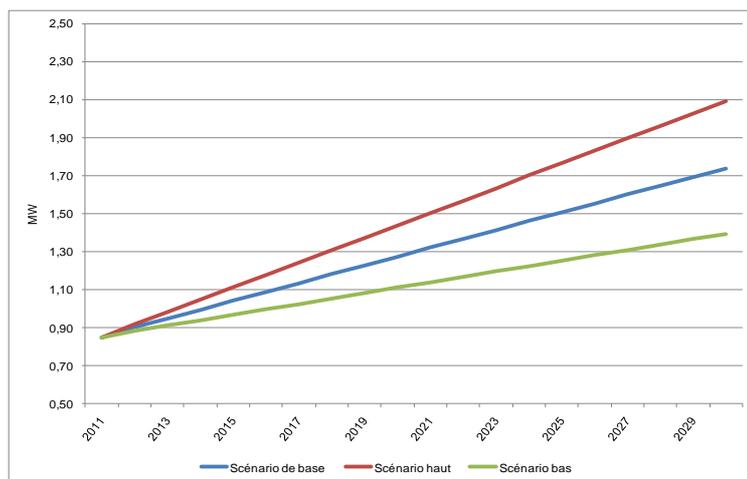


Figure 3-28 : Prédiction de la charge à la pointe à Oum Hadjer

3.1.8.10 Prédiction de la Demande à Biltine

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	856	1.043	1.276	1.509	1.742
Scénario haut	856	1.117	1.442	1.767	2.093
Scénario bas	856	970	1.113	1.255	1.397

Tableau 3-52 : Prédiction de la demande en électricité à Biltine

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	30%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	13%	15%	13%	11%

Tableau 3-53 : Prédiction du taux d'augmentation de la demande à Biltine

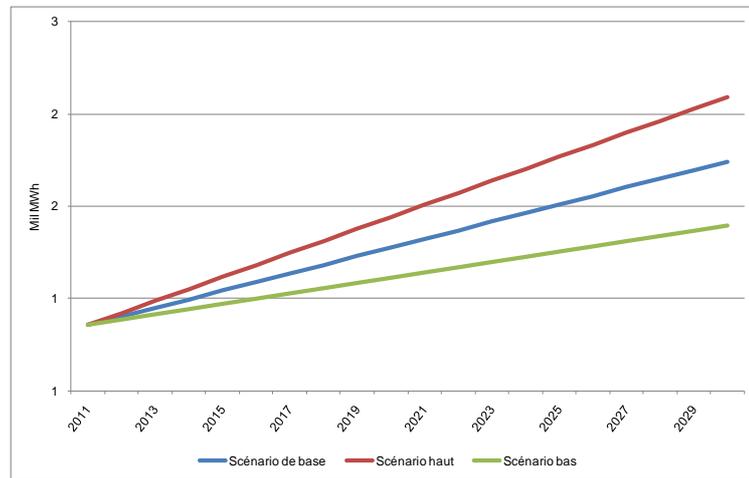


Figure 3-29 : Prédiction de la demande en électricité à Biltine

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,48	0,60	0,73	0,86	0,99
Scénario haut	0,48	0,64	0,82	1,01	1,19
Scénario bas	0,48	0,55	0,64	0,72	0,80

Tableau 3-54 : Prédiction de la charge à la pointe à Biltine

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	23%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	32%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	11%

Tableau 3-55 : Prédiction du taux d'augmentation de la charge à Biltine

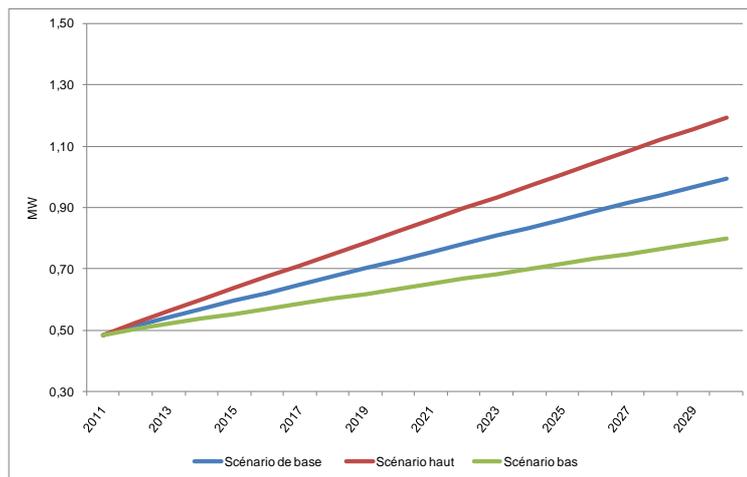


Figure 3-30 : Prédiction de la charge à la pointe à Biltine

3.1.8.11 Prévision de la Demande à Am Timan

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2.105	2.564	3.137	3.710	4.284
Scénario haut	2.105	2.745	3.545	4.345	5.145
Scénario bas	2.105	2.385	2.735	3.085	3.435

Tableau 3-56 : Prévision de la demande en électricité à Am Timan

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	30%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	13%	15%	13%	11%

Tableau 3-57 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Am Timan

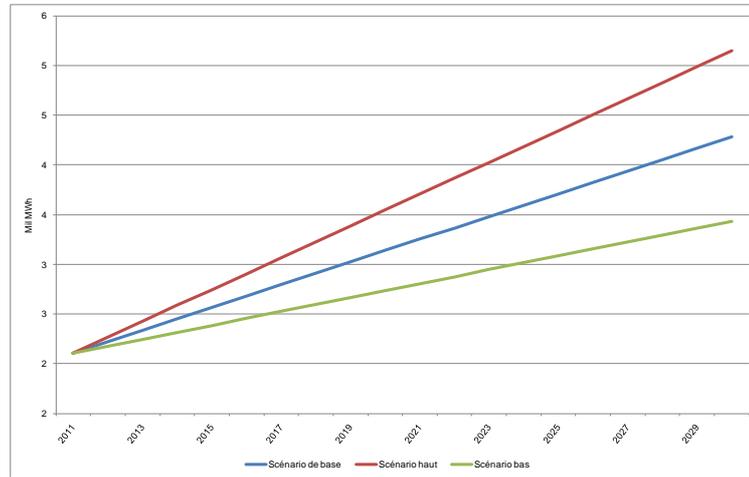


Figure 3-31 : Prévision de la demande en électricité à Am Timan

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,19	1,46	1,79	2,12	2,44
Scénario haut	1,19	1,57	2,02	2,48	2,94
Scénario bas	1,19	1,36	1,56	1,76	1,96

Tableau 3-58 : Prévision de la charge à la pointe à Am Timan

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	23%	22%	18%	15%
Scénario haut	-	32%	29%	23%	18%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	11%

Tableau 3-59 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Am Timan

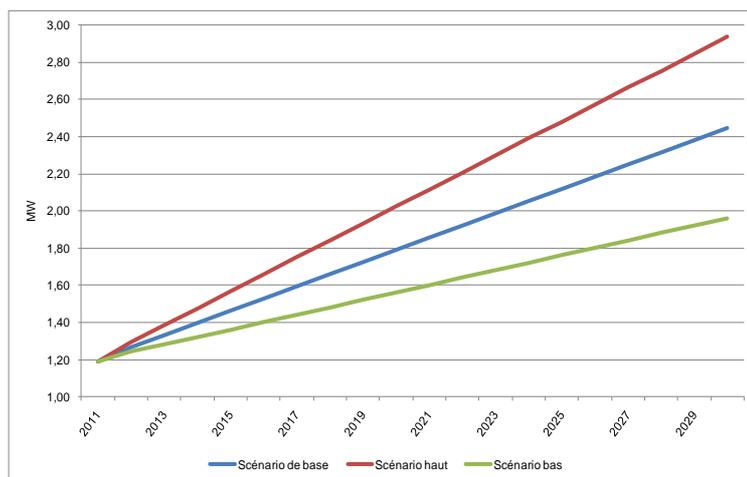


Figure 3-32 : Prédiction de la charge à la pointe à Am Timan

3.1.8.12 Prévision de la Demande à Ati

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.872	2.290	2.813	3.335	3.858
Scénario haut	1.872	2.455	3.185	3.914	4.644
Scénario bas	1.872	2.127	2.446	2.765	3.084

Tableau 3-60 : Prévion de la demande en électricité à Ati (MWh)

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-61 : Prévion du taux d'augmentation de la demande à Ati

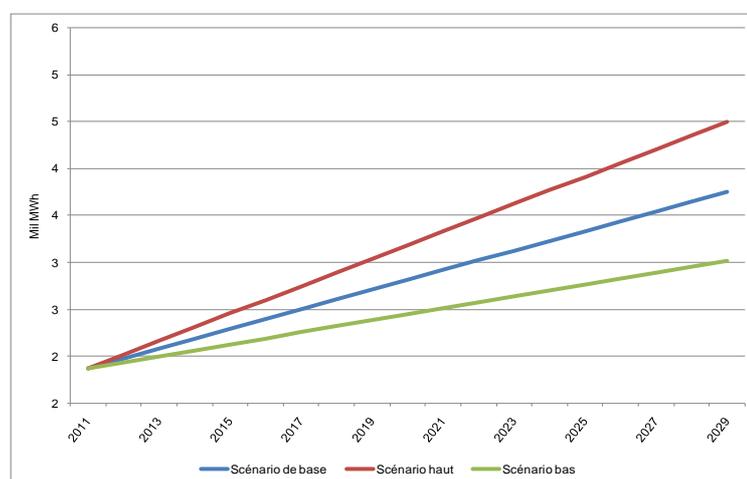


Figure 3-33 : Prévion de la demande en électricité à Ati

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,06	1,31	1,61	1,90	2,20
Scénario haut	1,06	1,40	1,82	2,23	2,65
Scénario bas	1,06	1,21	1,40	1,58	1,76

Tableau 3-62 : Prévion de la charge à la pointe à Ati

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-63 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Ati

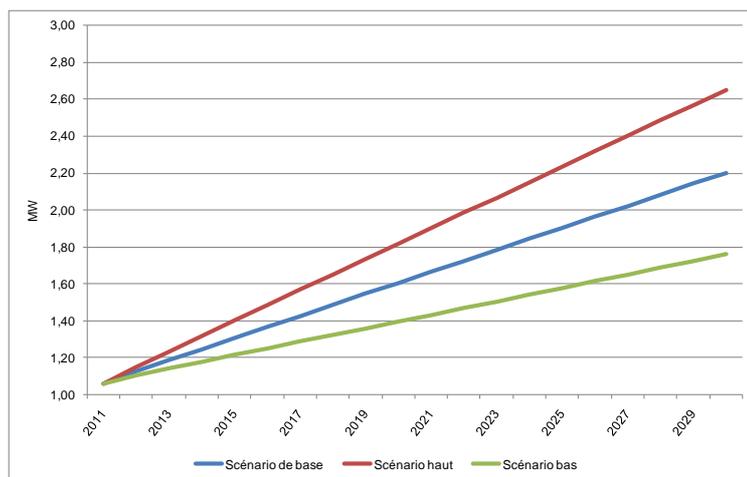


Figure 3-34 : Prédiction de la charge à la pointe à Ati

3.1.8.13 Prévision de la Demande à Mao

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.203	1.472	1.808	2.144	2.480
Scénario haut	1.203	1.578	2.047	2.516	2.985
Scénario bas	1.203	1.367	1.572	1.777	1.982

Tableau 3-64 : Prévision de la demande en électricité à Mao

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-65 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Mao

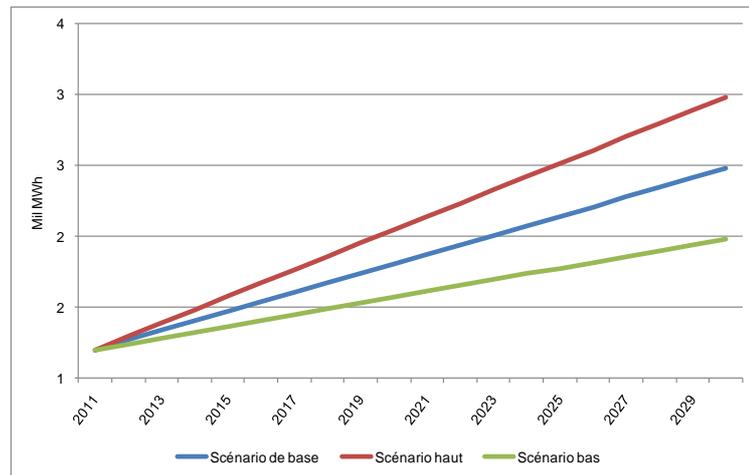


Figure 3-35 : Prévision de la demande en électricité à Mao

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,68	0,84	1,03	1,22	1,42
Scénario haut	0,68	0,90	1,17	1,44	1,70
Scénario bas	0,68	0,78	0,90	1,01	1,13

Tableau 3-66 : Prévision de la charge à la pointe à Mao

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-67 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Mao

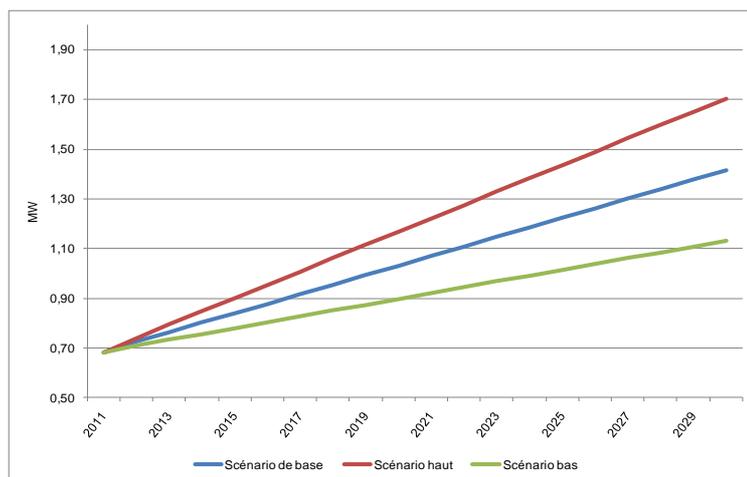


Figure 3-36 : Prédiction de la charge à la pointe à Mao

3.1.8.14 Prévision de la Demande à Bol

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	821	1.004	1.234	1.463	1.692
Scénario haut	821	1.077	1.397	1.717	2.037
Scénario bas	821	933	1.073	1.213	1.353

Tableau 3-68 : Prévion de la demande en électricité à Bol

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-69 : Prévion du taux d'augmentation de la demande à Bol

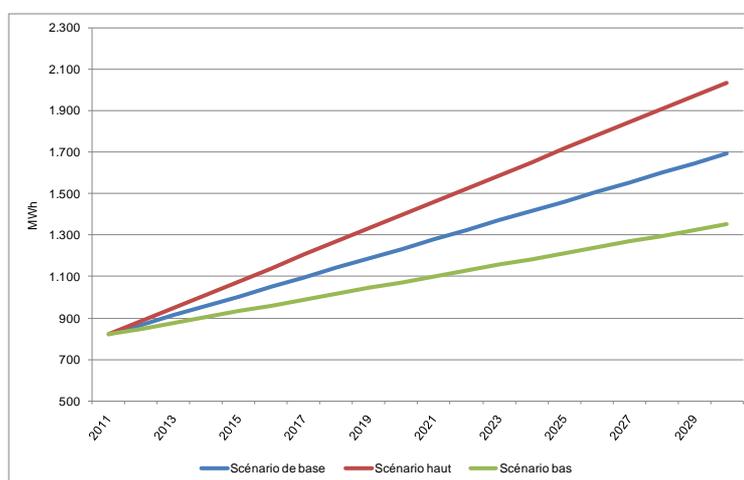


Figure 3-37 : Prévion de la demande en électricité à Bol

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,48	0,57	0,70	0,83	0,97
Scénario haut	0,48	0,61	0,80	0,98	1,16
Scénario bas	0,48	0,53	0,61	0,69	0,77

Tableau 3-70 : Prévion de la charge à la pointe à Bol

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	18%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	27%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	10%	15%	13%	12%

Tableau 3-71 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Bol

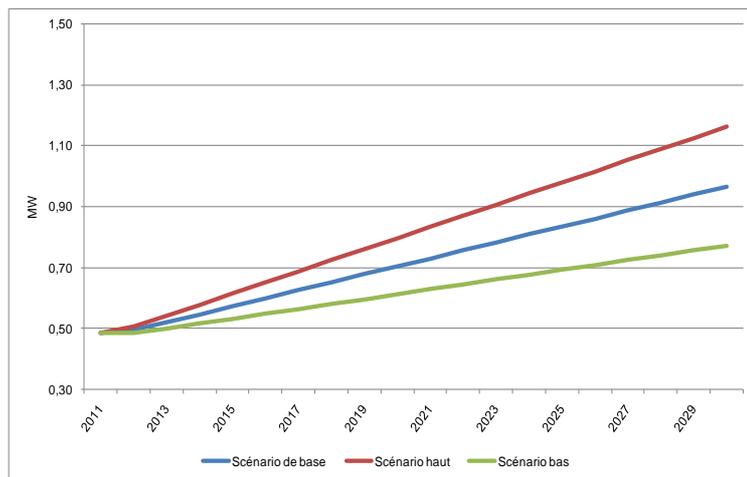


Figure 3-38 : Prédiction de la charge à la pointe à Bol

3.1.8.15 Prévision de la Demande à Moussoro

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.132	1.385	1.701	2.018	2.334
Scénario haut	1.132	1.485	1.927	2.368	2.809
Scénario bas	1.132	1.287	1.480	1.673	1.866

Tableau 3-72 : Prévision de la demande en électricité à Moussoro

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-73 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Moussoro

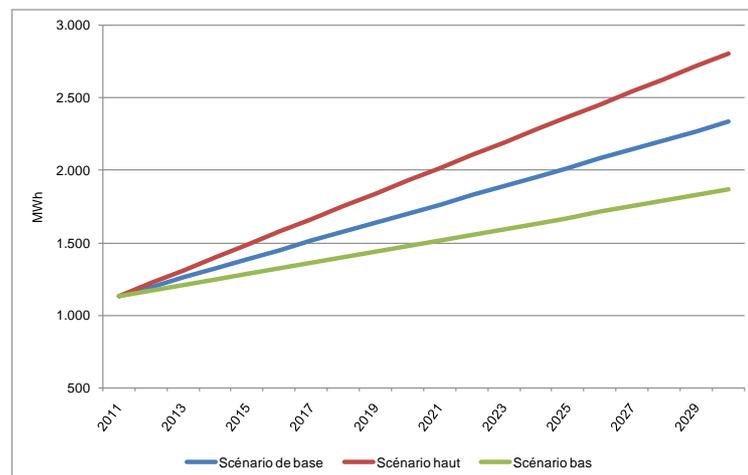


Figure 3-39 : Prévision de la demande en électricité à Moussoro

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,64	0,79	0,97	1,15	1,33
Scénario haut	0,64	0,85	1,10	1,35	1,60
Scénario bas	0,64	0,73	0,84	0,95	1,06

Tableau 3-74 : Prévision de la charge à la pointe à Moussoro

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-75 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Moussoro

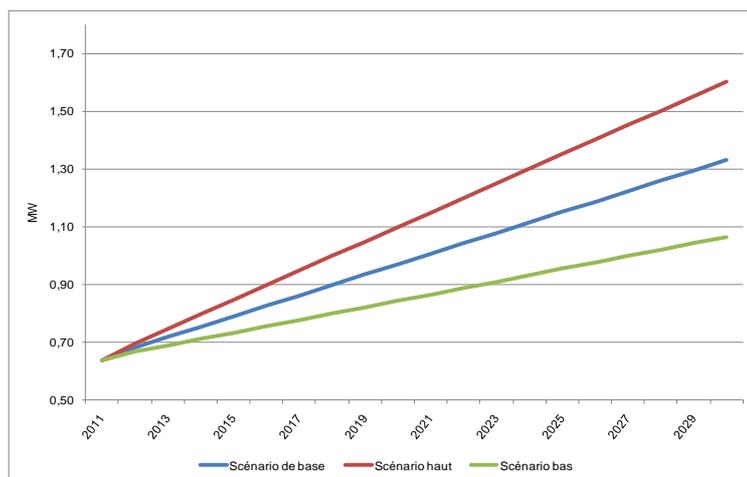


Figure 3-40 : Prédiction de la charge à la pointe à Moussoro

3.1.8.16 Prévision de la Demande à Fada

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	3.008	3.680	4.519	5.359	6.199
Scénario haut	3.008	3.945	5.117	6.289	7.461
Scénario bas	3.008	3.418	3.931	4.443	4.956

Tableau 3-76 : Prévision de la demande en électricité à Fada

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-77 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Fada

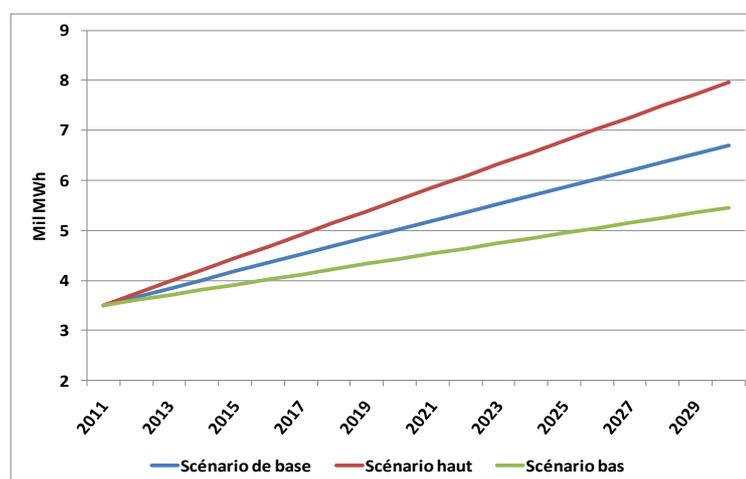


Figure 3-41 : Prévision de la demande en électricité à Fada

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,70	2,10	2,58	3,06	3,54
Scénario haut	1,70	2,25	2,92	3,59	4,26
Scénario bas	1,70	1,95	2,24	2,54	2,83

Tableau 3-78 : Prévision de la charge à la pointe à Fada

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-79 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Fada

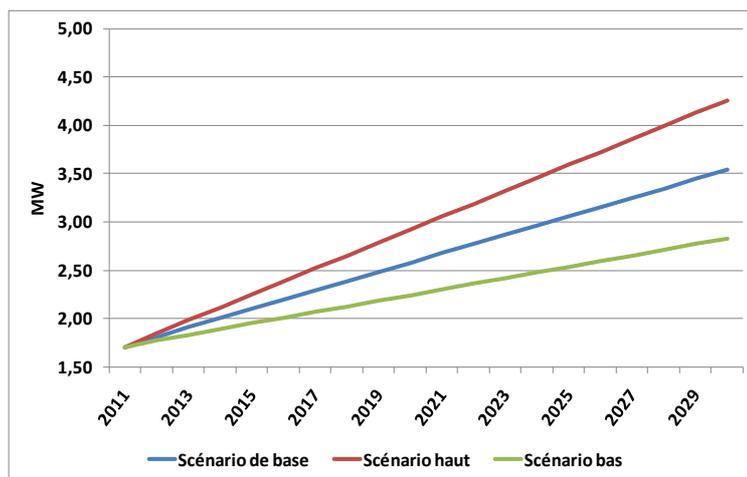


Figure 3-42 : Prévion de la charge à la pointe à Fada

3.1.8.17 Prévision de la Demande à Bardai

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	106	130	160	189	219
Scénario haut	106	139	181	222	263
Scénario bas	106	121	139	157	175

Tableau 3-80 : Prévion de la demande en électricité à Bardai

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-81 : Prévion du taux d'augmentation de la demande à Bardai

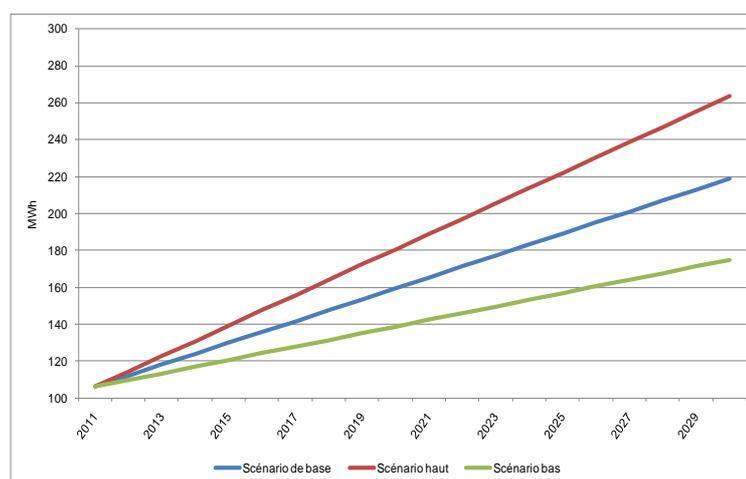


Figure 3-43 : Prévion de la demande en électricité à Bardai

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,06	0,07	0,09	0,11	0,12
Scénario haut	0,06	0,08	0,10	0,13	0,15
Scénario bas	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10

Tableau 3-82 : Prévion de la charge à la pointe à Bardai

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-83 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Bardai

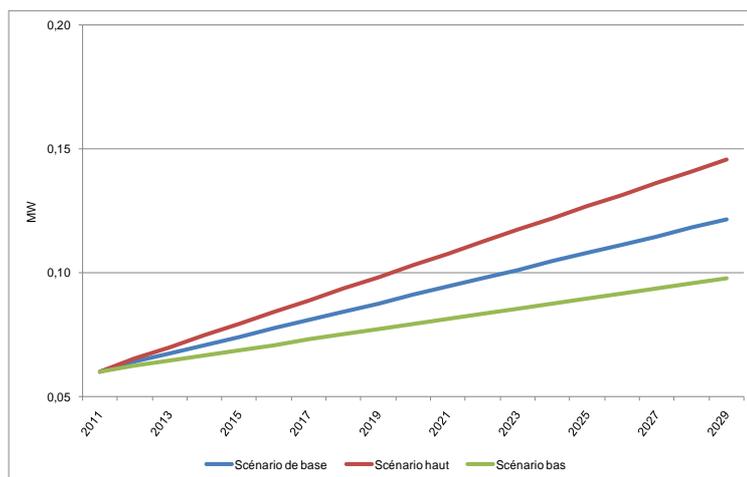


Figure 3-44 : Prédiction de la charge à la pointe à Bardai

3.1.8.18 Prévision de la Demande à Massakory

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.353	1.656	2.034	2.412	2.789
Scénario haut	1.353	1.775	2.303	2.830	3.358
Scénario bas	1.353	1.538	1.769	2.000	2.230

Tableau 3-84 : Prévion de la demande en électricité à Massakory

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-85 : Prévion du taux d'augmentation de la demande à Massakory

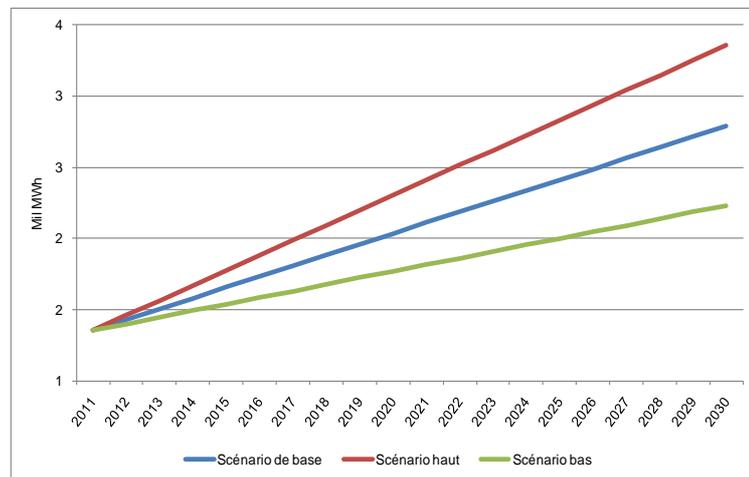


Figure 3-45 : Prévion de la demande en électricité à Massakory

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,77	0,95	1,16	1,38	1,59
Scénario haut	0,77	1,01	1,31	1,62	1,92
Scénario bas	0,77	0,88	1,01	1,14	1,27

Tableau 3-86 : Prévion de la charge à la pointe à Massakory

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-87 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Massakory

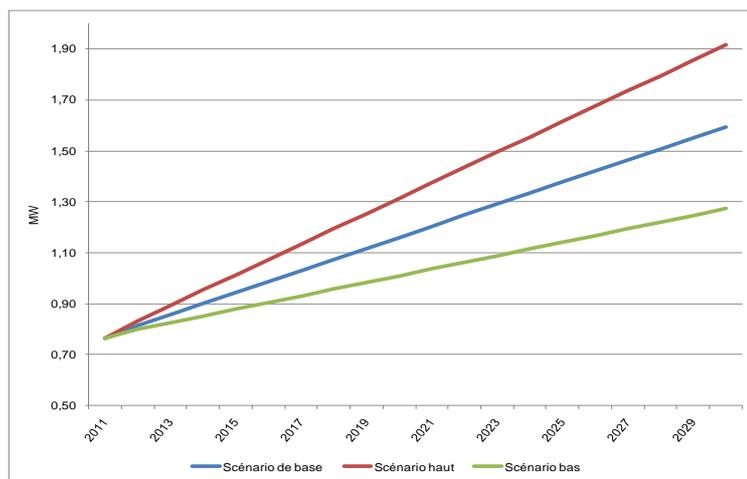


Figure 3-46 : Prédiction de la charge à la pointe à Massakory

3.1.8.19 Prévision de la Demande à Koumra

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2.557	3.128	3.841	4.555	5.269
Scénario haut	2.557	3.354	4.350	5.346	6.342
Scénario bas	2.557	2.905	3.341	3.777	4.213

Tableau 3-88 : Prévision de la demande en électricité à Koumra

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-89 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Koumra

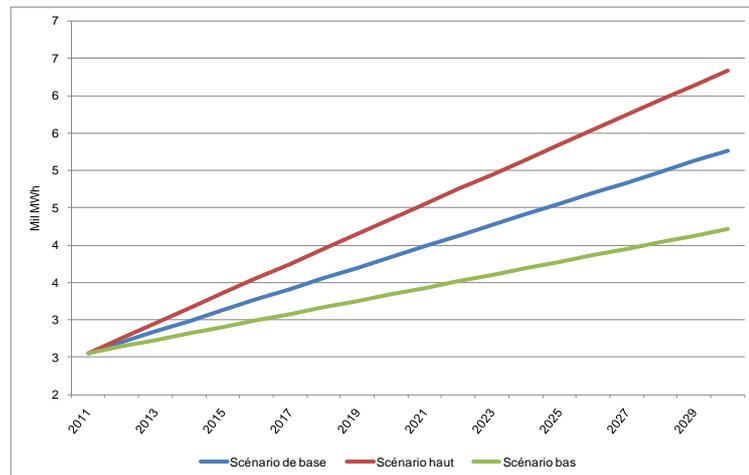


Figure 3-47 : Prévision de la demande en électricité à Koumra

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,45	1,79	2,19	2,60	3,01
Scénario haut	1,45	1,91	2,48	3,05	3,62
Scénario bas	1,45	1,66	1,91	2,16	2,40

Tableau 3-90 : Prévision de la charge à la pointe à Koumra

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-91 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Koumra

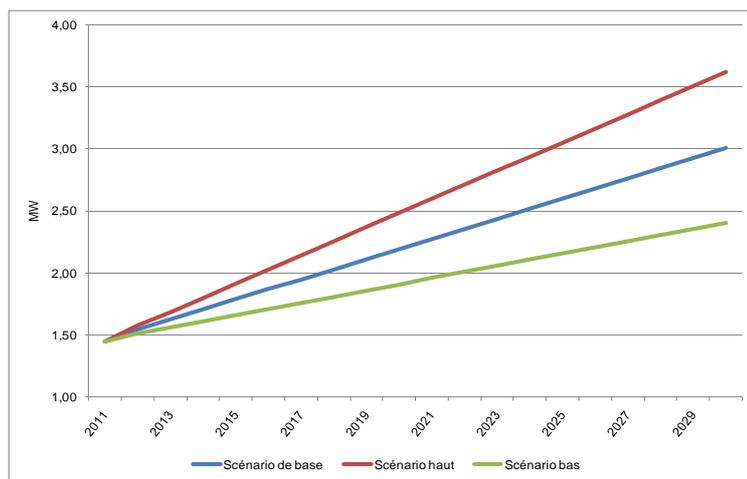


Figure 3-48 : Prédiction de la charge à la pointe à Koumra

3.1.8.20 Prévision de la Demande à Kélo

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	2.557	3.128	3.841	4.555	5.269
Scénario haut	2.557	3.354	4.350	5.346	6.342
Scénario bas	2.557	2.905	3.341	3.777	4.213

Tableau 3-92 : Prévion de la demande en électricité à Kélo

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-93 : Prévion du taux d'augmentation de la demande à Kélo

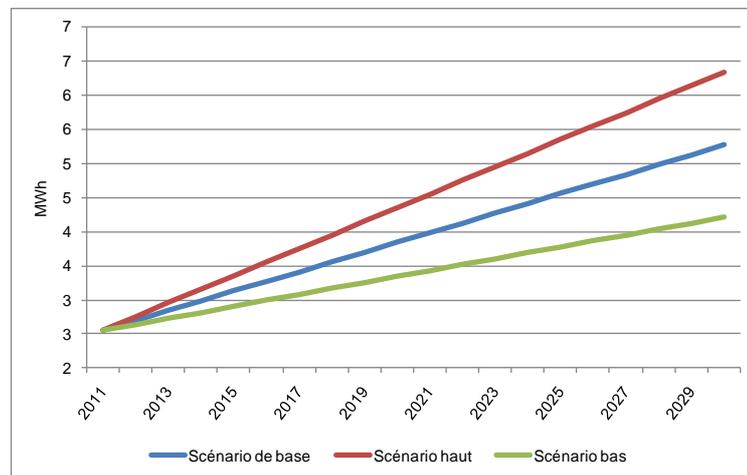


Figure 3-49 : Prévion de la demande en électricité à Kélo

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1,45	1,79	2,19	2,60	3,01
Scénario haut	1,45	1,91	2,48	3,05	3,62
Scénario bas	1,45	1,66	1,91	2,16	2,40

Tableau 3-94 : Prévion de la charge à la pointe à Kélo

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-95 : Prévion du taux d'augmentation de la charge à Kélo

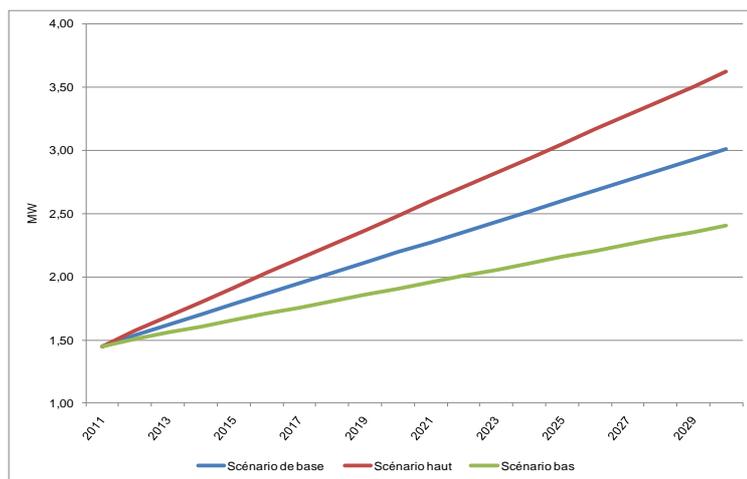


Figure 3-50 : Prédiction de la charge à la pointe à Kélo

3.1.8.21 Prévision de la Demande à Pala

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.504	1.840	2.260	2.680	3.099
Scénario haut	1.504	1.973	2.559	3.145	3.731
Scénario bas	1.504	1.709	1.965	2.222	2.478

Tableau 3-96 : Prévision de la demande en électricité à Pala

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-97 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Pala

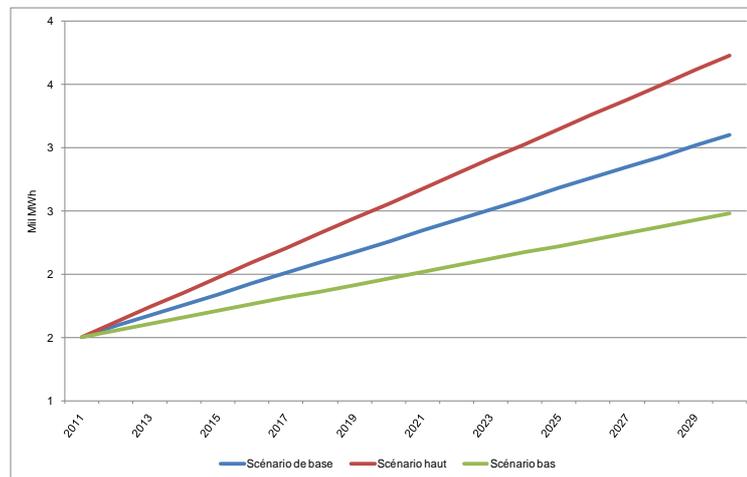


Figure 3-51 : Prévision de la demande en électricité à Pala

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,85	1,05	1,29	1,53	1,77
Scénario haut	0,85	1,13	1,46	1,79	2,13
Scénario bas	0,85	0,98	1,12	1,27	1,41

Tableau 3-98 : Prévision de la charge à la pointe à Pala

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-99 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Pala

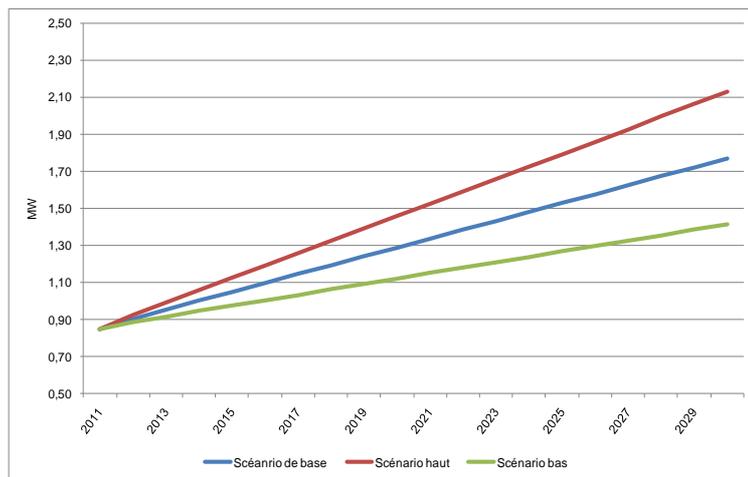


Figure 3-52 : Prédiction de la charge à la pointe à Pala

3.1.8.22 Prévision de la Demande à Lai

MWh	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	1.507	1.844	2.265	2.686	3.107
Scénario haut	1.507	1.977	2.565	3.152	3.739
Scénario bas	1.507	1.713	1.970	2.227	2.484

Tableau 3-100 : Prévision de la demande en électricité à Lai

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	22%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	31%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	14%	15%	13%	12%

Tableau 3-101 : Prévision du taux d'augmentation de la demande à Lai

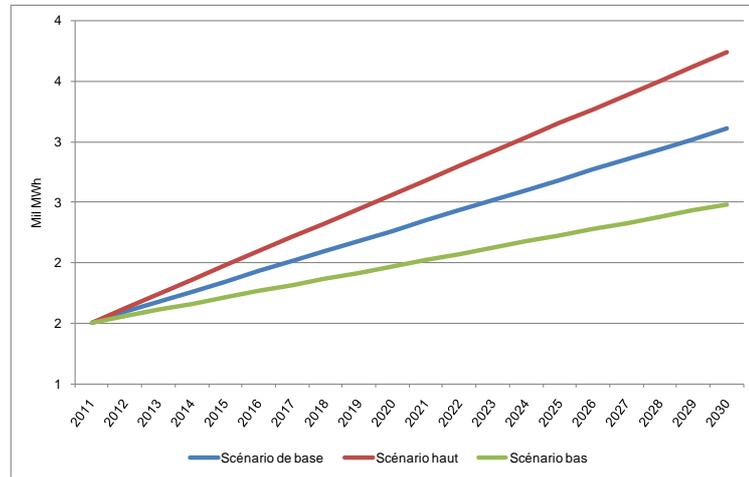


Figure 3-53 : Prévision de la demande en électricité à Lai

MW	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	0,85	1,05	1,29	1,53	1,77
Scénario haut	0,85	1,13	1,46	1,80	2,13
Scénario bas	0,85	0,98	1,12	1,27	1,42

Tableau 3-102 : Prévision de la charge à la pointe à Lai

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	24%	23%	19%	16%
Scénario haut	-	32%	30%	23%	19%
Scénario bas	-	15%	15%	13%	12%

Tableau 3-103 : Prévision du taux d'augmentation de la charge à Lai

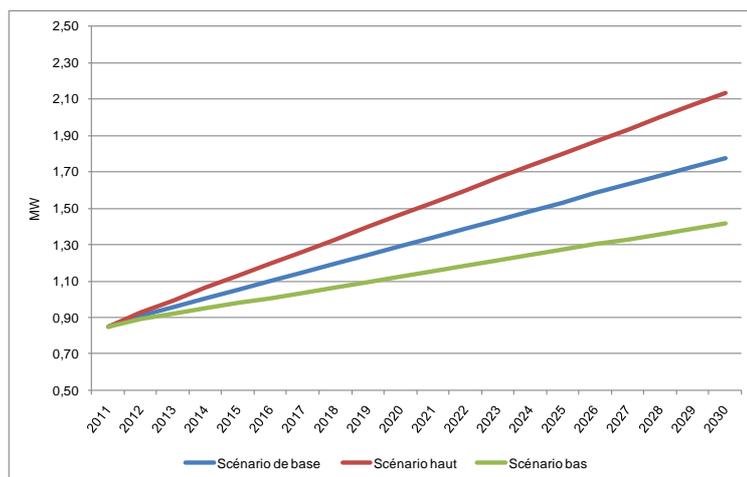


Figure 3-54 : Prédiction de la charge à la pointe à Lai

Les données de la prévision de la demande servent de base à l'élaboration du plan d'expansion au moindre coût.

3.2 Demande en hydrocarbures

La demande actuelle d'hydrocarbures au Tchad comprend différents types de produits pétroliers. Il s'agit de GPL (Gaz Pétroliers Liquide ou Propane-Butane vendus en bouteilles), de kérosène sous forme jet pour les avions et de pétrole lampant, de gasoil sous forme diesel pour les transports ou pour les centrales électriques et d'huiles moteur.

De plus, les consommations de fuel lourd ont débuté en juin 2011 dès le démarrage de la raffinerie. Plus tard s'ajoutera la consommation potentielle du brut pour les centrales électriques de Farcha et de propylène pour une usine chimique (plastiques, films), pas encore existante au Tchad.

3.2.1 Demande en GPL (Propane-butane)

Dans cette section vont être développés les points suivants:

- la demande de GPL au Tchad pendant les dernières années,
- le potentiel compte tenu de la raffinerie démarrant en juin 2011,
- une analyse de la consommation régionale dans des pays ayant connu un développement du GPL à l'usage domestique plus ancien qu'au Tchad, avec les enseignements qu'ils comportent et une analyse du GPL comparé aux énergies alternatives concernant la santé,
- l'environnement et la sécurité.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu sur la consommation du gaz pétrolier liquide (GPL) au Tchad pour la période entre 2007 et 2010 et une prévision pour 2011.

tonnes	2007	2008	2009	2010	Prév. 2011
Bouteilles de 3 et 6 kg	401	594	1.702	4.595	11.488
En vrac 12,5 kg	120	178	510	1.379	3.446
Total	521	772	2.213	5.974	14.934
Taux de croissance		+48%	+186%	+170%	+150%
Subventions, mill. FCFA ⁽¹⁾	294	435	1.247	3.368	8.420
⁽¹⁾ Subventions pour les bouteilles de 3 et 6 kg					

Tableau 3-104 : Consommation en GPL au Tchad (2007-2011)

Le développement du propane-butane (GPL), pour la cuisson des aliments, en bouteilles de 2,75 kg et 6 kg (distribué autour de 80% sur Ndjamena et une pénétration de 33,4% comme énergie domestique à Ndjamena) est un succès du PNG (Programme National Gaz).

Ce succès est dû à l'interdiction de vente de bois et de charbon de bois conjuguée à des subventions telles que le prix aux ménages soit compétitif avec celui du charbon de bois. Toutefois, avec une telle croissance de la demande, en majorité à Ndjamena, cela exige de plus en plus de ressources budgétaires de la part du PNG, au point qu'au 31/7/2010 des arriérés de subvention dépassants 1 milliard 500 CFA sont redevables.

De plus, il vaut la peine d'examiner le prix du GPL au Tchad et sa structure.

FCFA	Réchauds	Recharge, Bouteille de 6 Kg
Prix distributeurs	32.300	6.700 (2.370 USD/t)
Subventions	10.000	4.400
Prix consommateur	22.300	2.300

Tableau 3-105 : Prix du GPL au Tchad

Ce prix de 2.300 FCFA pour une recharge de 6 kg de GPL correspond à 800 USD/tonnes, prix légèrement inférieur aux prix international (900 USD/tonne). Le prix distributeur de 6.700 FCFA pour 6 kg de GPL est équivalent à 2,5 à 3,5 fois les prix internationaux.

Une diminution des subventions pour les recharges de gaz a été proposée par le PNG, à savoir 2.400 FCFA au lieu de 4.400 FCFA. Ceci augmenterait le prix aux consommateurs de 2.300 CFA à 4.300 CFA.

Les subventions pour l'achat de réchaud seraient maintenues. Si une telle mesure était adoptée, cela devrait affecter de façon significative la demande de GPL.

La disponibilité de GPL dès le démarrage de la raffinerie en juin 2011 et à des prix qui seraient alignés au prix internationaux, devrait considérablement diminuer le montant des subventions et faciliter la pénétration du GPL chez les ménages.

Comment la situation de la consommation du GPL se manifeste-t-elle dans les pays comparables au Tchad ?

tonnes	2000	2004	2005	2006	Cons. kg/hab./an
Nigeria	58.000	48.000	54.000	58.000	0,2
Côte d'Ivoire	50.000	77.000	66.000	70.000	4,4
Ghana	40.000	68.000	73.000	75.000	3,9
Sénégal	100.000	127.000	152.000	155.000	15
Soudan	33.000	197.000	196.000	312.000	7,0

Tableau 3-106 : Consommation du GPL dans des pays comparables au Tchad

Parmi les pays comparables au Tchad, le Nigeria est une exception. C'est le plus gros producteur de GPL d'Afrique de l'Ouest avec 1,7 million de tonnes de GPL par an en 2006 et une consommation locale étonnamment faible. Tout le GPL provenant de gaz associés de champs est exporté. Seules les productions de GPL de raffinerie sont commercialisées.

La Côte d'Ivoire, le Ghana et le Sénégal ont tous commencé à utiliser le GPL comme énergie dans les ménages, et ceci beaucoup plus tôt qu'au Tchad et ont développé année par année la pénétration du GPL. Ces pays côtiers bénéficient d'un accès au GPL à des niveaux de prix internationaux.

Les pays enclavés comme le Tchad ont commencé plus tard et sont pénalisés par des coûts de transport élevés (125 FCFA/litre ou 530 USD/t de GPL Limbe-Ndjamena), des infrastructures routières déficientes et le recouvrement des taxes et douanes. Toutefois la consommation de GPL au Tchad se développe plus rapidement grâce au programme PNG. Celle-ci est concentrée à 90% sur Ndjamena.

La consommation moyenne de GPL en Côte d'Ivoire, au Sénégal, au Ghana et au Cameroun s'élève à 3,4 kg/habitant/an. Cette consommation moyenne se répartit en 12,4 kg/habitant/an pour les zones urbaines et 0,9 kg/habitant/an pour les zones rurales.¹⁴

Les barrières énoncées pour cette pénétration faible en zones rurales sont les coûts de distribution plus importants pour accéder aux consommateurs en zone rurale, les coutumes locales plus difficiles à faire évoluer et les moyens pour financer ces achats.

Cette expérience dans des pays voisins et les disponibilités de GPL que nous abordons dans le chapitre 4.3.3 nous amènent à donner la priorité pour le Tchad au développement de la pénétration du GPL pour les ménages en zones urbaines et à la promotion des énergies renouvelables en zones rurales comme les fours solaires développés avec succès dans des camps de réfugiés à la frontière du Soudan.

¹⁴ Source : WLPGA : West Africa LPG Market, Development Study

En ce qui concerne la prévision de la demande en GPL, nous estimons un potentiel de consommation de 80.000 tonnes par an pour couvrir les besoins des ménages dans les zones urbaines (27% de la population) sur la base d'une consommation de 2 bouteilles de 6 kg par mois et par ménage de cinq personnes.

Les hypothèses de la prévision de la demande sont les suivants :

- L'interdiction de transporter et de brûler du bois vert et du charbon continue
- Les 33% de la population de la ville de N'Djamena (soit environ 3% de la population du pays) qui consomment du GPL actuellement (selon notre enquête) passent à une consommation d'énergie domestique à 100% en GPL ce qui permet de passer rapidement à 40.000 tonnes de GPL
- Il y a une augmentation forte de la consommation due à une présence accrue de GPL à un coût similaire ou plus bas que le coût subventionné actuellement et cela grâce à la raffinerie
- Les routes continuent de s'améliorer et il existe un réseau de distribution du GPL
- Une promotion et une éducation dans les villes de province accéléreraient la pénétration et le développement de l'utilisation des bouteilles de gaz auprès des ménages.

Dans tous les cas, la consommation de GPL stagnera entre 20 et 30 % du total de l'énergie domestique à moins que les forêts ne viennent à disparaître complètement.

tonnes	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	15.000	28.000	48.000	71.000	99.000
Scénario haut	15.000	37.000	71.000	113.000	163.000
Scénario bas	15.000	20.000	28.000	36.000	45.000

Table 3-106 : Prévision de la demande en GPL

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	86,7%	71,4%	47,9%	39,4%
Scénario haut	-	146,7%	91,9%	59,2%	44,2%
Scénario bas	-	33,3%	40,0%	28,6%	25,0%

Tableau 3-107 : Prévision du taux d'augmentation de la demande en GPL

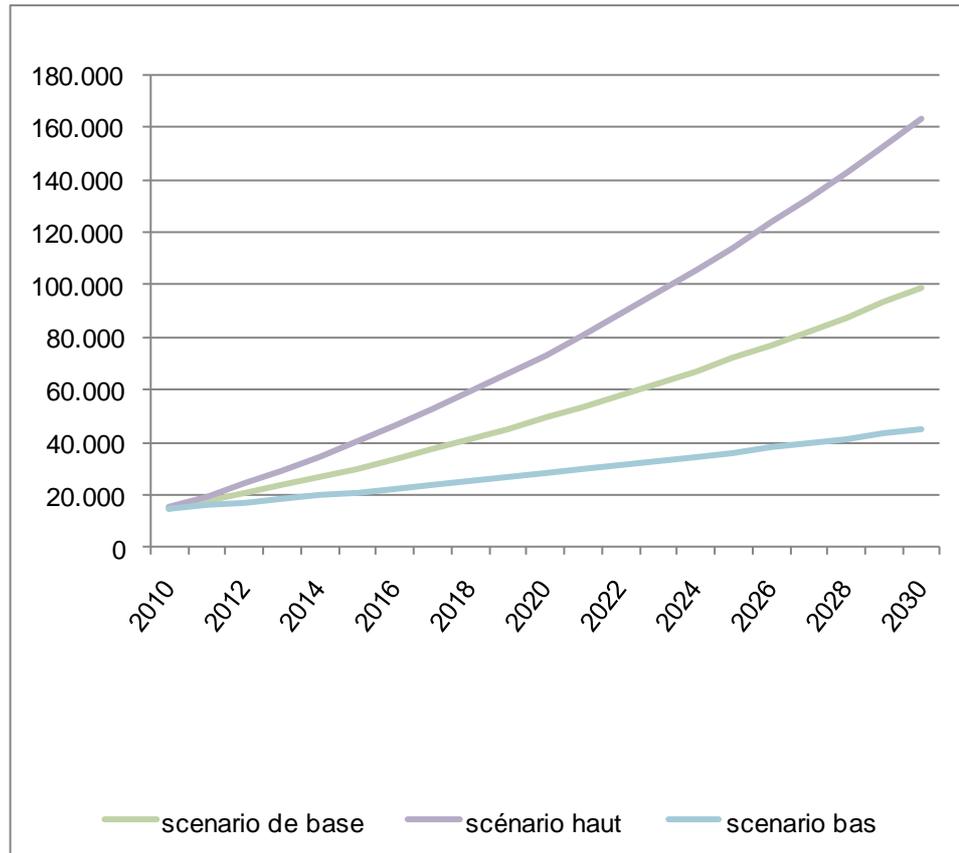


Figure 3-55 Prévision de la demande en GPL

Finalement, il ne faut pas négliger les avantages du GPL dans le domaine de l'environnement comparé avec d'autres combustibles (GPL = 1) tel que le montre le tableau suivant.

	GPL	Kérosène	Bois	Racines	Bouse
CO	1	3	19	22	64
Hydrocarbonés	1	4.2	17	18	115
Particules	1	1.3	26	30	63

Tableau 3-108: Comparaison des émissions de différents combustibles

Les utilisations traditionnelles du bois, de racines, de bouse sont clairement nocives en termes de santé des habitants (taux de CO et d'hydrocarbonés), d'environnement ou de pollution dans l'habitat avec leur taux de saleté (particules) élevé qui encrasse l'habitat.

L'utilisation du GPL et même du kérosène à l'usage domestique est un avantage qui est important mais pas encore quantifiable par les ménages qui n'en ont pas encore l'expérience.

Recommandations

La demande croissante de GPL requiert certaines mesures. Au niveau institutionnel, des normes, des régulations et des procédures, en conjonction avec les pays de la région, les distributeurs et les transporteurs doivent être établies. Cela faciliterait les échanges et la sécurité des transports.

Ceci concerne aussi les normes pour les bouteilles à adapter aux normes internationales, le contrôle de fabrication et la vérification de ces bouteilles aux centres de remplissage, les normes pour les réservoirs de GPL et les normes pour les camions transporteurs de GPL.

Les centres de remplissage doivent vérifier et contrôler les bouteilles quant aux signes de corrosion, fuites (test automatiques de fuites) et poids pour écarter les bouteilles déficientes.

Les joints bouteilles-réchaud doivent être remplacés à chaque usage pour garantir leur efficacité.

Les centres de remplissage doivent connaître et suivre les normes internationales de sécurité sur site et savoir comment effectuer les déchargements et les chargements dans les terminaux.

Une organisation institutionnelle (MPE, SHT, PNG, ou autre) doit réguler les normes, les régulations et les procédures à suivre et effectuer des contrôles réguliers.

Pour le Tchad ces domaines de sécurité sont pris en compte, mais méritent d'être amplifiés.

3.2.2 Demande de pétrole lampant, d'essence, de jet, de gasoil et de fuel lourd

Dans cette section vont être développés les points suivants :

- la demande de gasoil,
- la demande d'essence,
- la demande de pétrole lampant,
- la demande de jet et
- la demande de fuel lourd.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu.

tonnes	2006	2007	2008	2009	Est 2011
Gasoil	106.800	115.000	110.500	183.400	200.000
Croissance 2009-2006 /an				+24%	
Essence	26.500	24.700	39.500	31.400	35.000
Croissance 2009-2006 / an				+6%	
Pétrole lampant	1.800	800	1.500	1.600	1.600
				-	
Jet				62.000	45.000
				-	
Fuel lourd	0	0	0	0	15.600
				-	
Total (exclu Jet)	135.100	140.500	151.500	216.400	251.600
Croissance produits pétroliers				+20%	

Tableau 3-109 : Consommation de produits pétroliers

Ces statistiques basées sur les données douanières n'incluent pas les produits non déclarés, en provenance du Cameroun et du Nigeria, revendus au bord des routes et qui ne sont pas insignifiants.

Pour l'essence, les données sur l'immatriculation des véhicules indiquent une consommation d'essence consistante avec les consommations d'essence indiquées dans le tableau ci-dessus¹⁵. Seuls les véhicules de particuliers, les motos et des générateurs de faible puissance utilisent de l'essence. 90 % des voitures particulières sont des achats de seconde main et ont une durée de vie limitée de 3 à 4 ans. Début 2010, le parc de véhicules à essence est estimé à 5.400 véhicules.

Pour le diesel, les 4x4, dont 1.000 véhicules pour l'administration, les camionnettes, les bus, les camions, les tracteurs et semi-remorques totalisent 15.700 véhicules qui utilisent du diesel.

Les données de consommation indiquées dans le tableau ci-dessus, incluent le gasoil alimentant les centrales électriques et les générateurs privés. Les prix du gasoil ex terminaux à N'Djamena atteignent des tarifs de 2,5 à 3,5 fois les prix internationaux.

Il est prévu que les centrales de Farcha 1 et Farcha 2 soient approvisionnées en fuel oil après le démarrage de la raffinerie. Nous verrons que la raffinerie ne disposera pas de fuel oil en quantité suffisante pour alimenter ces centrales.

Concernant le pétrole lampant, on note une utilisation limitée. Par contre les lampes torches à batterie se sont bien développées, particulièrement en zones rurales comme démontré dans l'enquête énergie.

La prévision de la consommation des différents combustibles est basée sur les indications recueillies dans les statistiques nationales et les informations obtenues par les importateurs-distributeurs. Ces informations confirment une croissance de consommation de tous les produits pétroliers, particulièrement du gasoil. Cette croissance sera limitée par les disponibilités, les infrastructures et les prix.

Dans l'hypothèse que les prix ex raffinerie soient au niveau des prix internationaux et à un niveau de taxation équivalent aux importations, cela réduirait le coût aux consommateurs de l'ordre de 130 FCFA/litre, y compris les coûts de transport Douala ou Limbe-Ndjamena.

Sur la base d'une croissance du PIB au Tchad des dernières années une augmentation de la consommation d'essence et de gasoil peut être estimée.

Pour l'essence et le gasoil les tableaux et figures ci-dessous reflètent cette indication.

¹⁵ Source : Ministère des infrastructures-Département des immatriculations

tonnes	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	35.000	48.100	61.300	74.400	87.500
Scénario haut	35.000	52.500	70.000	87.500	105.000
Scénario bas	35.000	43.800	52.500	61.300	70.000

Tableau 3-110 : Prévion de la demande en essence

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	37,4%	27,4%	21,4%	17,6%
Scénario haut	-	50,0%	33,3%	25,0%	20,0%
Scénario bas	-	25,1%	19,9%	16,8%	14,2%

Tableau 3-111 : Prévion du taux d'augmentation de la demande en essence

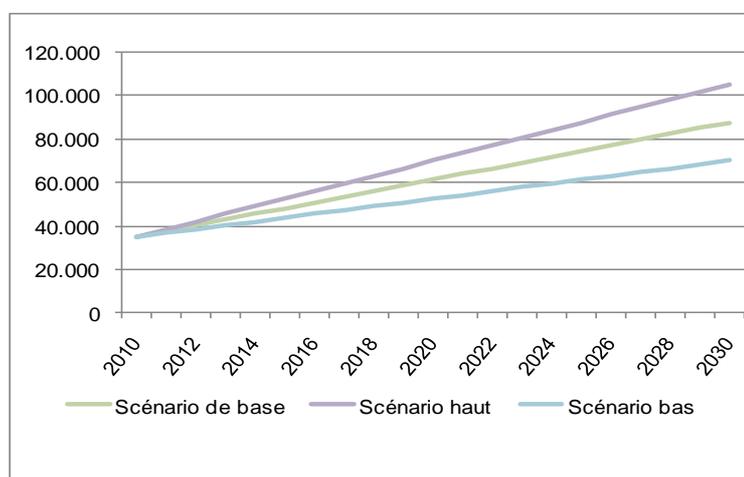


Figure 3-56 Demande en essence (tonnes)

tonnes	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	200.000	275.000	350.000	425.000	500.000
Scénario haut	200.000	397.900	535.400	657.900	773.300
Scénario bas	200.000	250.000	300.000	350.000	400.000

Tableau 3-112 : Prévion de la demande en gaz oil

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	37,5%	27,3%	21,4%	17,6%
Scénario haut	-	99,0%	34,6%	22,9%	17,5%
Scénario bas	-	25,0%	20,0%	16,7%	14,3%

Tableau 3-113 : Prévion du taux d'augmentation de la demande en gasoil

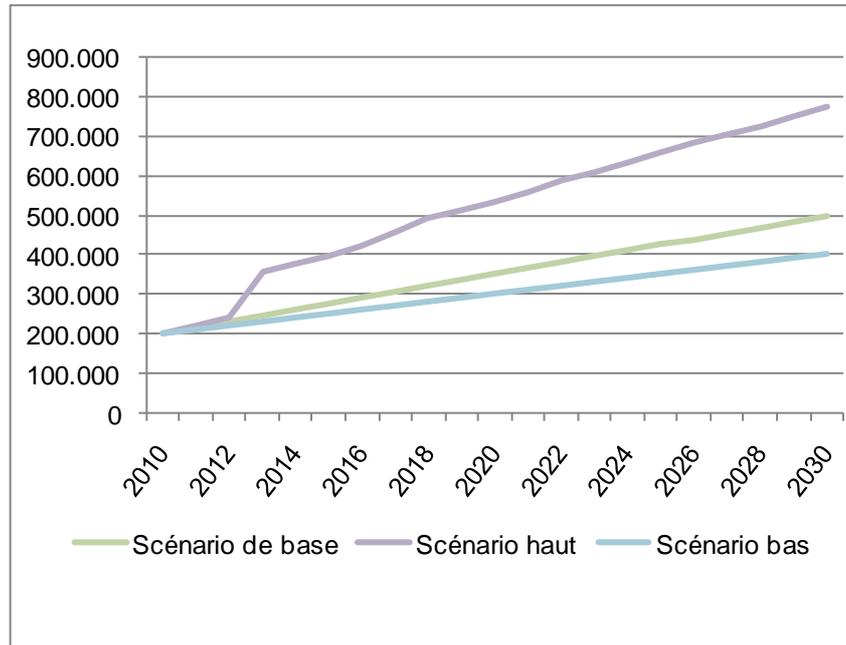


Figure 3-57 Demande en gasoil

Par rapport à la demande en gasoil il est à remarquer qu'une de ses déterminantes est la réalisation des investissements du plan d'expansion au moindre coût.

La réalisation de tout investissement du scénario de base aura pour conséquence une augmentation considérable de la demande en gasoil. Ceci est inclus dans la prévision du scénario haut.

Pour le jet, avec les utilisations de l'aviation militaire en baisse, nous estimons que la demande de jet devrait se stabiliser autour de 45.000 tonnes par an.

Concernant le fuel lourd, bien qu'il n'ait pas été utilisé au Tchad jusqu'à présent, des utilisations de fuel oil sont prévues pour 2012 pour des centrales électriques dès le démarrage de la raffinerie en juin 2011 et la cimenterie CNPC de Baoré qui commence à importer du fuel lourd de la raffinerie de Limbe au Cameroun.

Les quantités estimées sont montrées au tableau ci-dessous.

Centrales	MW	Fuel lourd (tonnes)
Farcha 1	22	32.600
Farcha 2	63	93.300
Raffinerie	20	29.600
Cimenterie Baoré	8	15.600
Total	113	171.100

Tableau 3-114 : Besoins de fuel lourd par les centrales électriques

Notre estimation est basée sur une consommation de 190 g/kWh et un facteur d'utilisation de 89% pour ce type de groupes.

Une augmentation de la demande en fuel lourd aura lieu en fonction de l'introduction des groupes électrogènes proposés dès l'année 2018 (voir le plan d'expansion au moindre coût).

La prévision de la demande en fuel lourd est présentée dans le tableau et la figure suivants.

tonnes	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	15.600	171.100	198.800	240.300	337.200
Scénario haut	15.600	171.100	226.500	268.000	392.600
Scénario bas	15.600	171.100	171.100	184.900	268.000

Tableau 3-115 : Prévision de la demande en fuel lourd

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	997%	16%	21%	40%
Scénario haut	-	997%	32%	18%	46%
Scénario bas	-	997%	0%	8%	45%

Tableau 3-116 : Prévision du taux d'augmentation de la demande de fuel lourd

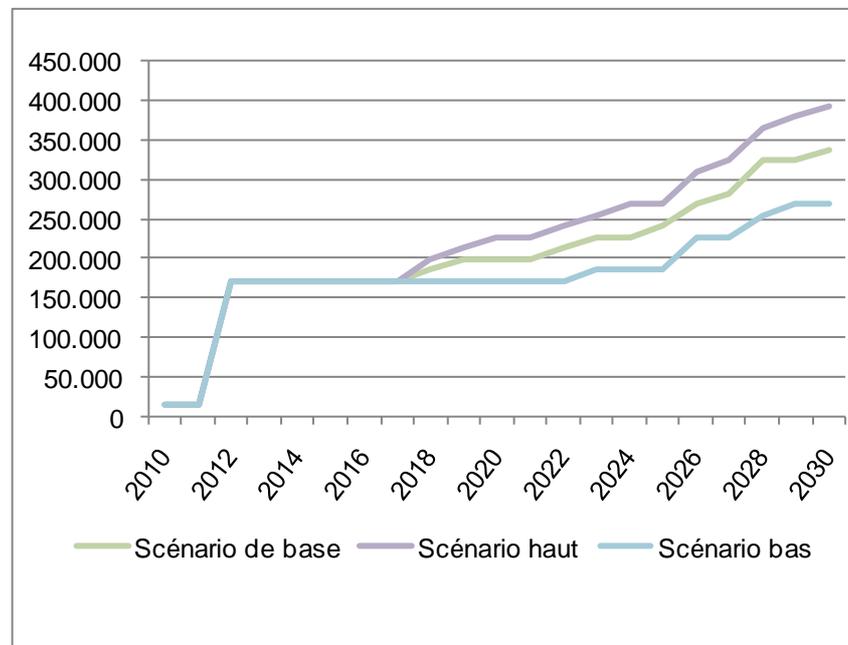


Figure 3-58 : Prévision de la demande en fuel lourd

3.3 Demande en bois (énergie domestique)

Les énergies domestiques forment de loin la plus importante part d'énergie à consommer au Tchad car l'industrialisation y est très peu développée.

Les calculs suivants dans cette section du rapport sont basés sur les unités de mesure suivantes :

Équivalences générales :

- 1 tonne de pétrole = 1,0 tep
- 1 tonne de charbon = 0,619-0,700 tep (valeur utilisée : 0,666)
- 1 tonne de bois = 0,300 à 0,400 tep (valeur utilisée : 0,333)
- 1 tonne de gaz butane ou propane = 1,1 tep
- 1 tonne de charbon = 7 tonnes de bois
- 1 MWh d'électricité = 0,086 tep (énergie finale)
- 1 MWh d'électricité = 0,222 tep (énergie primaire)
- 1.000 litres de fuel lourd = 0,950 tep

Équivalences dendrométriques (bois) :

- 1 m³ = 2 stères
- 1 stère = 350 kg
- 1 m³ = 700 kg

Le charbon de bois possède un pouvoir calorifique supérieur au bois pour une même masse anhydre (respectivement 4.500 kcal.kg-1 et 7.000 kcal.kg-1).

On compte pour les énergies domestiques toutes formes d'énergie pouvant être utilisées par le ménage. Cela englobe autant le bois que le gaz que l'électricité que ce soit de l'énergie pour la cuisson ou pour l'éclairage.

La demande en énergie domestique

Dans l'enquête ménage réalisée, un certain nombre de questions ont été posées pour mieux cerner les habitudes et les moyens consenties par les ménages vis-à-vis de leurs besoins énergétiques. Les résultats de ces enquêtes ainsi que les données historiques et les études antécédentes ont permis de cerner la demande en énergie domestique ainsi que les aspects économiques de cette demande.

En 1990, la quantité de bois consommée était évaluée à 1.500.000 tonnes de bois et 57.000 tonnes de charbon, soit un total de 399.000 tonnes équivalent bois (teb) avec un ratio de 7 pour 1 pour un total de 1.899.000 teb.

En 2002 le bois et charbon de bois et autres biomasses (ménages ruraux et urbains pour l'essentiel) correspondait à 1.763.000 tep (96,5%) soit environ 5.289.000 teb (sur la base de 1 teb = 0,33 tep)

L'étude de 2005 sur la consommation de combustibles domestiques au Tchad, réalisée par l'AEDE (Agence pour l'Énergie domestique et l'Environnement) financée par le programme CILSS donne les valeurs suivantes :

- L'énergie domestique consommée au Tchad en 2005 est de 5.820.432 tonnes équivalents bois (teb)¹⁶, dont 4.295.489 teb (73,8 %) par les ménages ruraux et 1.524.943 teb (26,4%) par les ménages urbains ;
- La consommation globale de 2005, comparée à celle de 1990, montre qu'en quinze ans, elle a connue une augmentation annuelle d'environ 7,8% ce qui est plus de 2 fois l'augmentation de la population. Cette augmentation supérieure à l'accroissement de la population peut être expliquée en grande partie du fait du passage à une consommation de plus en plus importante de charbon qui a un pouvoir calorifique deux fois plus élevée mais demande trois fois plus de bois pour produire la même énergie.
- Les principaux usagers de l'énergie domestique sont d'abord les ménages à plus de 90% et les professionnels des briques cuites pour moins de 10%.

La consommation par tête en 2004 est de 785 kg/pers/an. Des consommations de 0,5 m³/habitant/an au Nord à 1,5 m³/pers/an au Sud et de 1 m³ pers/an pour les zones urbaines sont estimées. Le plan d'approvisionnement en énergie domestique de N'Djamena en 2002 estimait que chaque habitant de N'Djamena a consommé en 2001 l'équivalent de 1,8 stère de bois (soit 0,89 m³ ou 625 kg).

Le tableau suivant donne les principales réponses à la question suivante : Quelles sont, par ordre d'importance décroissante, vos principales sources d'énergie domestique pour la cuisine/cuisson?

Le tableau compile les réponses de la source d'énergie la plus importante pour les différentes strates de population soit urbaine (incluant N'Djamena), suburbaine, rurale, et N'Djamena lui-même (nombre des enquêtés).

Source d'énergie	urbain		suburbain		rurale		N'Djamena	
charbon	516	13%	18	3,4%	8	0,6%	43	4,8%
bois	3.157	81%	455	85%	1.362	96%	499	55%
pétrole	94	2,4%	3	0,6%	7	0,5%	28	3,1%
bouse de vache	1	0,0%	5	0,9%	35	2,5%	9	1,0%
noix de rônier	2	0,1%	1	0,2%	8	0,6%	10	1,1%
gaz	89	2,3%	42	7,9%	1	0,1%	300	33%
électricité	3	0,1%	1	0,2%	0	0,0%	6	0,7%
solaire	1	0,0%	1	0,2%	1	0,1%	1	0,1%
Autres	20	0,5%	9	1,7%	0	0,0%	3	0,3%
Total	3.883		535		1.422		899	

Tableau 3-117 : Principales sources d'énergie en fonction des zones d'habitation 2011

En 2010, sur la base des données de consommation de l'enquête 2005, la consommation théorique en énergie domestique de N'Djamena serait de 137.000 t de bois, 93.000 t de charbon de bois et 3.000 t de gaz. Les

¹⁶ Selon nos calculs 5.820.432 = 1.761.237 tep = 1.601.124,55 Tonne équivalent GPL

93.000 t de charbon de bois représentent en énergie primaire (bois non carbonisé) une quantité de 652.000 t (facteur de 7), mais également une valeur d'utilisation de 240.000 t (facteur de 2,7) quand on tient compte de la différence de pouvoir calorifique et de rendement de cuisson. Le charbon n'existant plus officiellement, les deux alternatives sont :

- soit le remplacer par une production supplémentaire de bois (demande supplémentaire de 240.000 t en valeur utilisation)
- soit le remplacer par une augmentation de l'utilisation du gaz d'une quantité de 36.800 tonnes, (facteur de 6.52), soit une subvention correspond à 27 milliards de FCFA.

En utilisant des ratios de conversions donnés dans l'introduction de cette section, nous obtenons les équivalences suivantes.

Equivalence	charbon	bois	TEP	tonnes GPL	Gain efficacité ¹⁷
Facteur	1	x 7	x 0,333	/ 1,1	40%
N'Djamena					
Valeur	93.000	325.000	108.225	98.386	59.032
		137.000	45.621	41.473	24.884
				5.974	5.974
Total				145.833	89.889
	Total	8.454.709 ¹⁸	2.815.418	2.559.471	1.535.682

Tableau 3-118 : Equivalence pour remplacement du bois et charbon

Pour ce qui est de la demande pour les 20 prochaines années, elle est calculée sur la base des projections de la population du scénario de base et une consommation moyenne de 0,55 tonnes par habitants par an. Cette valeur de consommation aux regards des valeurs données dans les études antérieures nous semble représentative de la situation.

Le tableau suivant donne les valeurs pour les 20 prochaines années sur la base de l'augmentation attendue de la population. Cette valeur est aussi exprimée en terme de mètres cube de bois et de surface nécessaire pour les produits avec un taux moyen de 0,9 m³/ha correspondant à la production estimée des savanes arborées.

¹⁷ L'efficacité de l'énergie produite par GPL est plus importante : on considère un facteur de 40% par rapport au foyer traditionnel. Les valeurs sont donc multipliées par un facteur de 0,6 pour sa prise en compte.

¹⁸ Calcul sur la base d'une augmentation de consommation de 7,775% par an

tonnes	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	5.776.000	6.612.000	7.658.000	8.703.000	9.748.000
Scénario haut	5.776.000	6.946.000	8.233.000	9.519.000	10.805.000
Scénario bas	5.776.000	6.317.000	7.159.000	8.002.000	8.845.000

Tableau 3-119 Prédiction de la demande en bois

	2011	2015	2020	2025	2030
Scénario de base	-	14%	16%	14%	12%
Scénario haut	-	20%	19%	16%	14%
Scénario bas	-	9%	13%	12%	11%

Tableau 3-120 : Prédiction du taux d'augmentation de la demande en bois

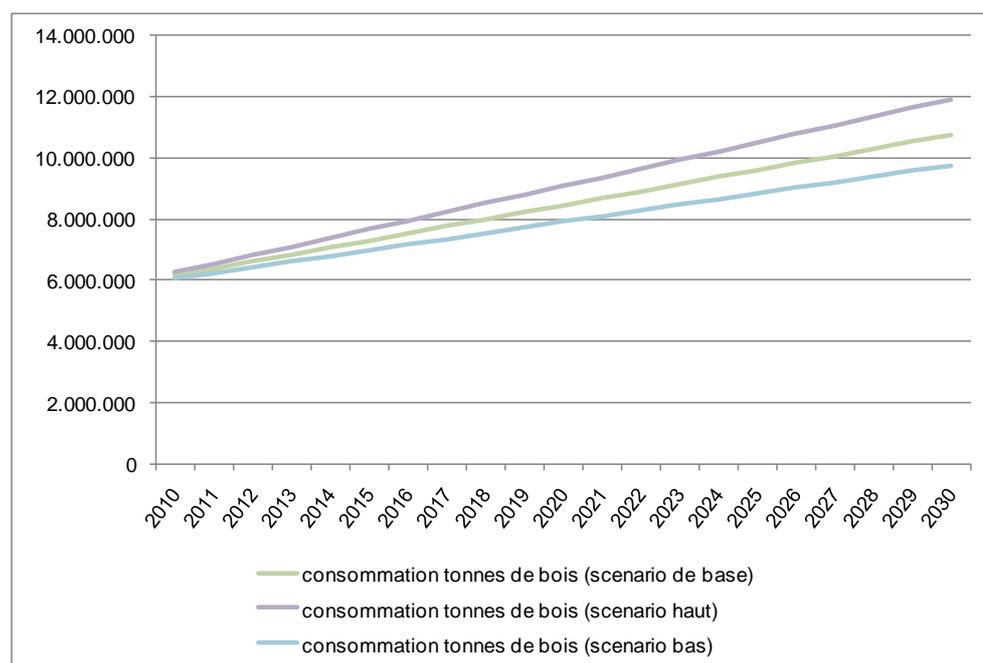


Figure 3-59 Prédiction de la demande en bois

Impact socio-économique de la filière bois

Selon le rapport L'énergie en Afrique de l'ENDA/IEPE¹⁹, le prix au kg du bois à N'Djamena était de 20 FCFA en 1990. Selon une étude de l'INSEED 2009²⁰, le prix du kg de charbon de bois est passé de 130 FCA en mars 2007 à 560 FCFA en mars 2009. D'après cette étude c'est l'énergie qui a subi la plus importante augmentation, soit une augmentation de 127% en 12 mois de mars 2008 à mars 2009.

Les mesures des prix effectués sur un échantillon de près de 3.000 pesées dans différents centres du pays lors de la présente étude donnent les valeurs moyennes suivantes pour le bois.

¹⁹ L'énergie en Afrique, la situation énergétique de 34 pays de l'Afrique subsaharienne et du nord, ENDE/IEPEF

²⁰ INSEED, Indice harmonisé des prix à la consommation N'Djamena – Mars 2009

	Prix moyen du bois (FCFA/kg)
N'Djamena	98,2
Moundou	23,8
Sarh	50,9
Bongor	35,5
Abéché	59,6
Mongo	44,5
Linia	49,6
Guelendeng	18,4
Kélo	18,1
Massakory	39,9
Moyenne générale	50,7
Moyenne sans N'Djamena	34,5

Tableau 3-121 : Prix moyen du bois

Le prix du kilo de bois varie de 1 à 5 au travers du pays. Ces prix ne peuvent être le seul fait du transport. Ils sont vraisemblablement liés au nombre d'intermédiaires dont, pour le cas de Ndjamen, certains sont probablement obligatoires.

Le prix du charbon a été mesuré essentiellement à N'Djamena et donne une valeur de 494 FCFA le kilo. Ces mesures effectuées en avril 2011 demeurent comparables aux prix du charbon calculés par l'INSEED au début de l'année 2009.

Ces augmentations de prix sont essentiellement dues à l'interdiction de transporter ou de vendre du charbon et du bois vert. Ces interdictions ont créé une pénurie artificielle de bois qui a fait augmenter les prix.

La valeur actuelle de bois consommée au Tchad en une année peut être évaluée en utilisant les données de l'enquête et celles des évaluations faites dans cette étude.

Pour préciser les calculs, N'Djamena sera traité comme une entité à part du pays. Les valeurs du calcul sont les suivants :

N'Djamena :

- Valeur de détail au kilo à 98 FCFA
- Consommation de bois par personne à 750 kg/personne
- Consommation de gaz par personne est évaluée pour l'équivalent énergétique du bois-30% dû au fait de l'efficacité énergétique plus grande.
- Consommateur de bois 67%, consommateur de gaz 33%
- Valeur du gaz 2.500 FCFA

Hors de N'Djamena :

- Valeur de détail au kilo 35 FCFA
- consommation de bois à 1.000 kg/personne

- 50% de la population n'achète pas le bois mais le récolte²¹
- Pas de consommation de gaz

	Cons. bois (tonnes)	Coûts (millions FCFA)
N'Djamena	499.200	48.900
Reste du pays	5.091.200	178.200
Total	5.590.400	227.100

Tableau 3-122 : Consommation du bois

	Cons. gaz (tonnes)	Coûts (mill. FCFA)	Subvention (mill. FCFA)
N'Djamena	44.700	111.800	196.700
Reste du pays	0	0	0
Total	44.700	111.800	196.700

Tableau 3-123 : Consommation du gaz

La valeur de 196.700 millions de FCFA en bois énergie /an qui est une valeur non intégrée au PIB du pays correspond tout de même à peu près de 7.2 % de la valeur de ce dernier en 2009.

Le PDA/AEDE (2001) a démontré que le prix d'achat au producteur ne représente que 6 % du prix au détail. Les ruraux ne récupèrent qu'une très faible partie des revenus de l'exploitation du bois de feu. Globalement, les marges prélevées par les différents intermédiaires représentent plus de 60 % du prix au détail.

La présence de cette énergie renouvelable dans les grands centres urbains nécessite une importante logistique qui est en grande partie informelle et dont dépendent un grand nombre de personnes. Selon le PDA/AEDE (2001), les filières de production, transport et distribution font intervenir un très grand nombre d'intervenants privés. Le nombre d'acteurs impliqués dans les filières des énergies traditionnelles est évalué environ à :

- 3.000 à 4.000 bûcherons ;
- 8.000 à 10.000 charbonniers ;
- 300 à 400 charretiers ;
- 300 à 400 commerçants transporteurs détenteurs de moyens motorisés ;
- au moins 5.000 détaillants.

L'enquête ADER/FED/DFPE de 1992 a montré qu'il existe une corrélation importante entre le prix de vente du bois énergie et la distance entre la zone de production et la capitale.

Le PDA/AEDE (2001) évalue que 90 % du volume total de bois consommé à N'djamena se situent à une distance supérieure à 100 km de N'Djamena, 70 % à plus de 150 km et plus de 40% à une distance supérieure à 200 km

²¹ Les résultats de l'enquête donnent un taux de 47% pour les ménages en milieu ruraux pour la récolte en bois (668/1422) et un taux de 53% qui sont achetés (marché ou livraison).

de N'Djamena. Il est probable qu'aujourd'hui ces proportions ont changé avec un agrandissement de la zone et des pourcentages plus élevés dans un rayon de 150 à 250 km de la capitale.

4. Offre en énergie

4.1 Les choix stratégiques d'électrification

En combinant toutes les informations obtenues dans le cadre de cette étude, il est possible de réaliser un schéma d'ensemble de prise de décisions énergétiques du Tchad en considérant :

- la taille de la commune et la densité de l'habitat
- la couverture électrique requise (continue ou intermittente)
- la proximité de ligne ou réseau électrique
- la facilité d'accès à la zone (en particulier les coûts d'approvisionnement en hydrocarbures)
- les ressources en énergies renouvelables disponibles sur site (soleil, vent et biomasse)

La carte suivante résume le découpage bioclimatique du Tchad qui a été pris en compte afin de déterminer le potentiel solaire, éolien et biomasse de chacune des régions.

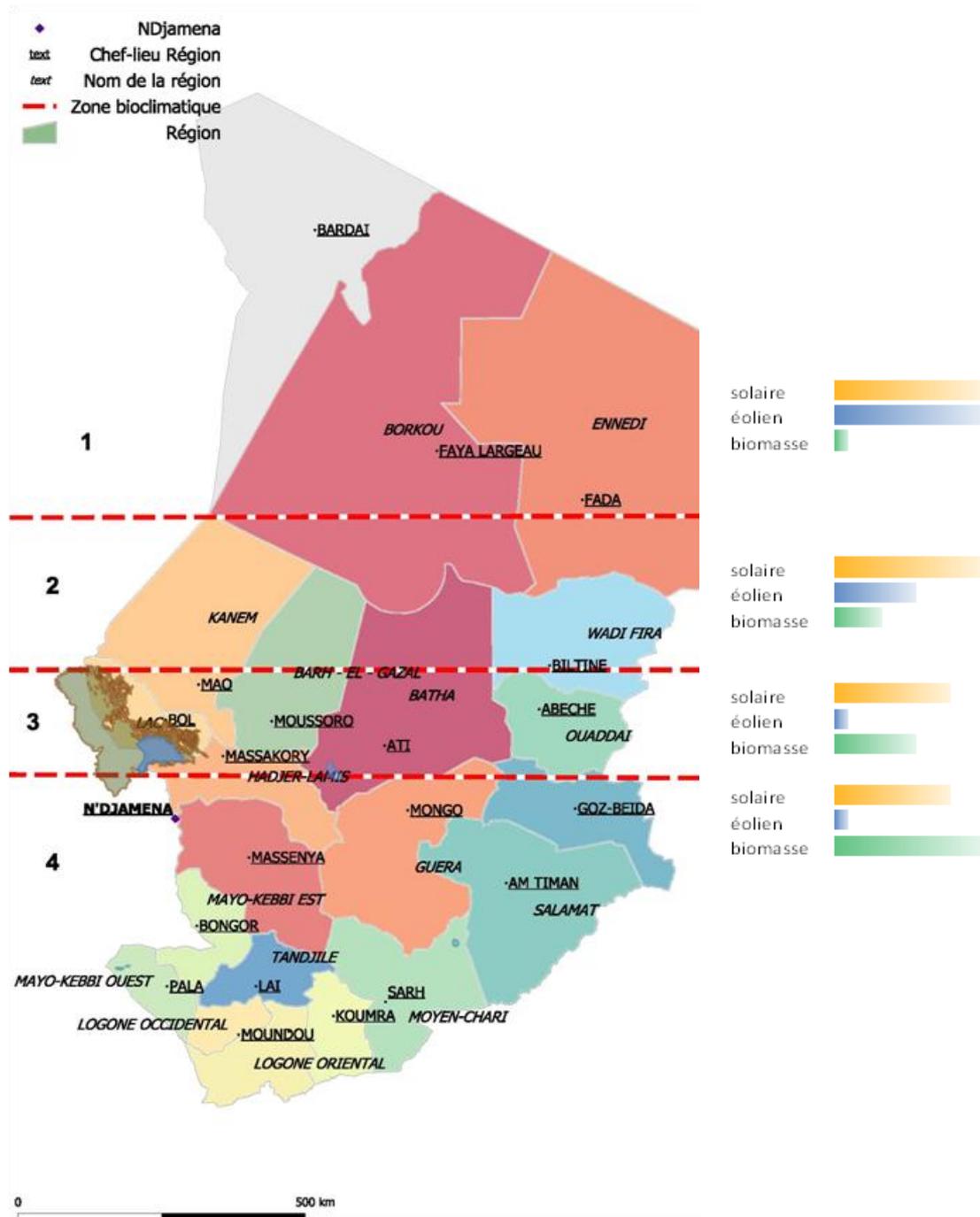


Figure 4-1: Découpage bioclimatique et gisement ER correspondant

Une analyse complète des types d'énergies existants, couplés à la réalité de la population et de la demande, a été réalisée pour la production d'électricité. Cette analyse a permis de faire ressortir quelques tendances qui ont permis de créer une figure qui aide à la décision.

La matrice de décision de solutions énergétiques dans la Figure 4-2 aide à la planification du choix de la technologie de production d'énergie à utiliser en fonction de cinq critères importants qui sont :

1. Le premier critère : distance d'une ligne de basse tension, moyenne et haute tension afin de connecter la commune au réseau. A défaut, la commune devra s'approvisionner avec son propre réseau

indépendant pour lequel les critères de choix suivants devront être observés:

2. Le critère bioclimatique : ce critère conditionne le niveau de disponibilité d'une énergie renouvelable par rapport à une autre selon les 4 zones bioclimatiques évoquées ci-dessus.
3. Le critère population : ce critère détermine l'intérêt économique et les possibilités de mise en réseau et d'utilisation d'une technique de production plutôt qu'une autre mais également les moyens de payer ou non un opérateur pour la gestion d'une installation.
4. Le critère distance de la raffinerie : la distance vis-à-vis d'une source d'énergie fossile, en l'occurrence la raffinerie de Djermaya influence grandement le coût des carburants qui peuvent être utilisés dans une installation thermique et donc la compétitivité des énergies renouvelables.
5. Le critère de solution technique selon les besoins de la population et la zone bioclimatique. En effet, pour une même source d'énergie, différentes options techniques peuvent être considérées : on note notamment pour le solaire des systèmes individuels pour l'habitat dispersé (sans accès routier permanent) puis en réseau avec ou sans accumulateur.

Les technologies prise en compte dans cette planification sont :

Photovoltaïque

- Système individuel (PVI)
- Système réseau avec batterie et diesel appoint (PV-RB)
- Système réseau avec diesel, sans batterie et PV au fil du soleil (PV)

Thermique

- Groupe électrogène au diesel
- Groupe électrogène au fuel lourd / brute

Éolienne

- Système individuel (micro-éolienne) avec batterie

Biomasse

- Déchets ménagers
- Résidus de l'agriculture
- Fermentation pour production de biogaz individuelle ou collective

Ces critères et technologies sont donc résumés dans la figure suivante.

		Population (mille habitants)						zone bio-climatique
		<1,0	1-5	5-50	50-100	100-500	NDjamena	
Raccordement	non	si distance BT		si distance MT / HT		Cas à part		
		<5 km	<5km	<10 km	<10 km			
coûts de carburant	< 800 FCFA							1
			PV-RB		D			2
		PVI	D	D	D	FL		3
			D	D				4
	800-1200 FCFA		PV-RB					1
			PV-RB		D			2
		PVI	PV-RB		D	FL		3
			PV-RB					4
	>1200 FCFA où inaccessible		PV-RB	PV-RB				1
			PV-RB	PV-RB				2
		PVI	PV-RB	PV-RB				3
								4

Cas non applicable

Options à dominante ER		Options à dominante diesel		Options à dominante FL	
PVI	PV Individuel	D	diesel	FL	fioul lourd
	PVI / micro-éolienne				
	PVI / biomasse		diesel + biomasse		fioul lourd + biomasse
PVRB	Mini réseau / PV + batt.				
	PV-RB / biomasse		diesel + PV		fioul lourd PV

Figure 4-2 : Matrice de décision des solutions énergétiques

Cette figure n'exclut pas que d'autres technologies ou solutions soient utilisées. Cette figure est plutôt une aide à la réflexion qu'une prise de position ferme quant à la méthodologie utilisée. Cette première analyse de la situation doit être accompagnée d'une étude plus détaillée et individuelle à chaque commune avant la prise de décision finale.

Cette étude individuelle doit inclure :

- La distance des lignes de transport d'énergie existante
- La population actuelle et son évolution
- L'étude de la demande actuelle (ménages, PME et industrie)
- Évolution de la demande (ménages, PME et industrie)
- Consommation réelle ou probable des ménages

- Capacité de payer des ménages
- Gisement éolien (nombre de jours par an et vitesse moyenne)
- Disponibilité de biomasse
- Densité de l'habitat (nb de ménages par km²)
- Prix et disponibilité des différents carburants sur place

On voit que dans l'absence des subventions pour les énergies renouvelables et étant donné que le prix du carburant est assez bas (<1200 FCFA) dans tous les lieux considérés, les solutions des énergies renouvelables ne peuvent pas être justifiées.

En conséquence toutes les propositions faites dans la section 5 de ce rapport (plan d'expansion au moindre coût) sont basées sur la génération conventionnelle (diesel/fioul lourd).

4.1.1 Communes de moins de 5.000 habitants

La figure suivante indique l'approche générale préconisée pour les communes de moins de 5.000 habitants. Comme indiqué ci-dessus, cette approche n'est pas universelle et des cas individuels peuvent être différents.

De façon générale pour ces communes, si la demande en électricité n'est pas continue et / ou le réseau BT n'est pas disponible à moins de 5 km et /ou le gasoil n'est pas disponible, les options énergies renouvelables décentralisées sont à favoriser.

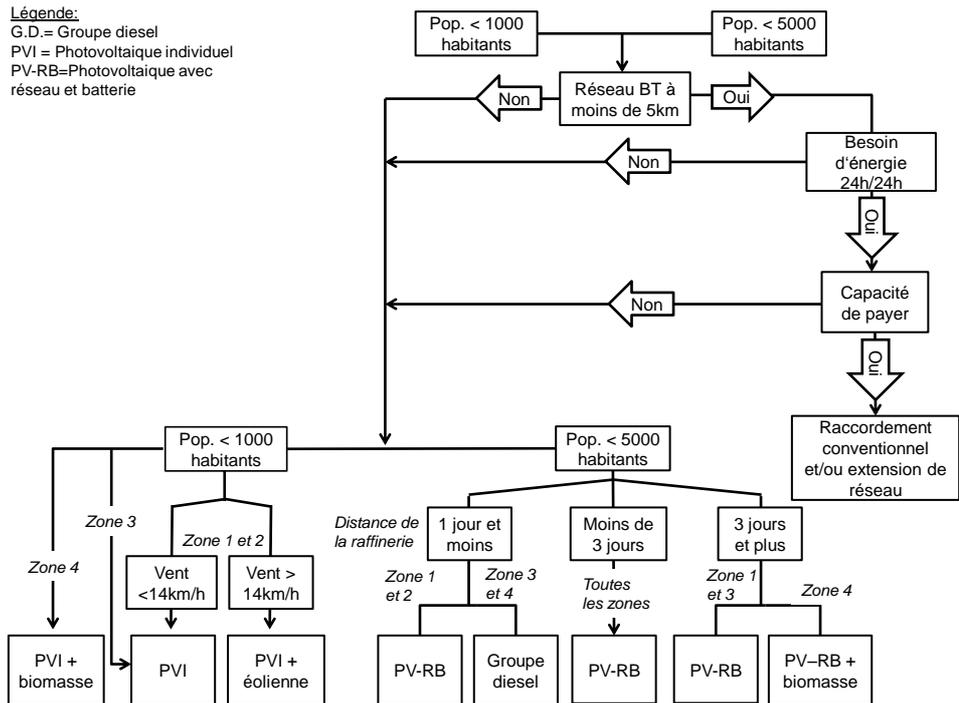


Figure 4-3 : Choix stratégiques pour les communes de moins 5.000 d’habitants

4.1.2 Communes entre 5.000 et 50.000 habitants

La figure suivante indique l’approche générale préconisée pour les communes entre 5.000 et 50.000 habitants. Comme indiqué ci-dessus, cette approche n’est pas universelle et des cas individuels peuvent être différents.

De façon générale pour ces communes, si le réseau MT / HT n’est pas disponible à moins de 5 km, les options de production à base de diesel sont favorisées avec une composante énergie renouvelable selon la zone bioclimatique et la disponibilité du gasoil comme carburant en fonction de l’accès routier.

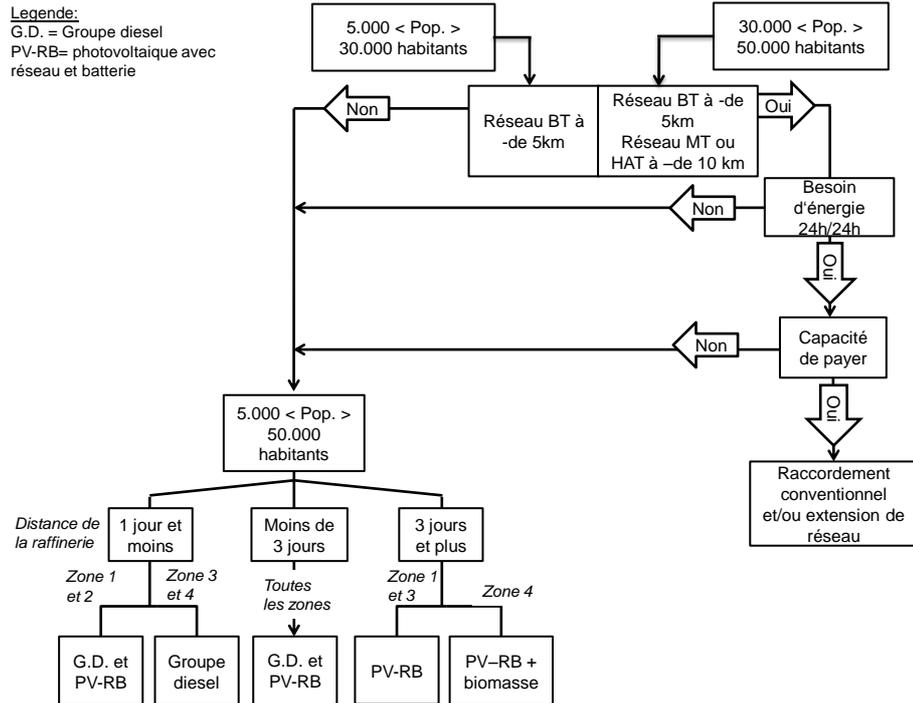


Figure 4-4 : Choix stratégiques pour les communes entre 5.000 et 50.000 d’habitants

4.1.3 Communes entre 50.000 et 500.000 habitants

La figure suivante indique l’approche générale préconisée pour les communes entre 50.000 et 500.000 habitants. Comme indiqué ci-dessus, cette approche n’est pas universelle et des cas individuels peuvent être différents.

De façon générale pour ces communes, si le réseau MT / HT n’est pas disponible à moins de 10 km, les options de production à base de diesel ou fuel lourd sont favorisées pour les villes les plus importantes. Une composante énergie renouvelable selon la zone bioclimatique et le prix du gasoil pourra y être intégrée.

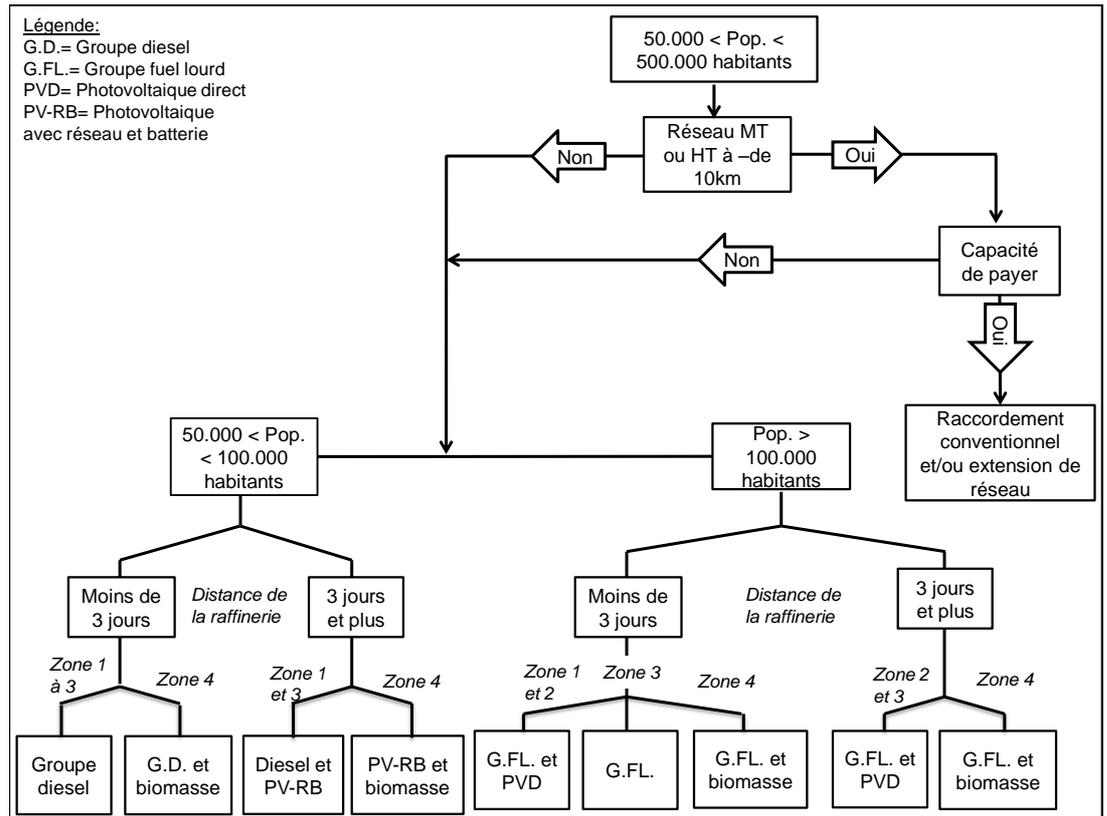


Figure 4-5 Choix stratégiques pour les communes entre 50.000 et 500.000 d’habitants

Le cadre technique de ces solutions sera présenté ci-après.

4.2 Les choix techniques d’électrification

4.2.1 Energie hydraulique

Après consultation de divers rapports existants sur des visites et études des sites potentiels pour un aménagement hydroélectrique, il en découle que les caractéristiques morphologiques et hydrologiques du territoire tchadien rendent difficile la construction et l’exploitation des ressources hydro-électriques. Le régime hydrologique de la région géographique est caractérisé par une saison des pluies qui rend les crues des cours d’eau considérables jusqu’à créer des inondations et de forts ruissellements susceptibles de changer l’hydrologie des bassins versants des rivières dans la région. Pendant la saison sèche, ces mêmes rivières peuvent être complètement asséchées.

Sites retenus

Selon les rapports antérieurs, les sites d’Am Dam sur le Batha, de Goré, de Baibokoum et les chutes Gauthiot avaient fait objet d’un examen provisoire. Ces sites typiquement sub-sahéliens de par leur hydrologie et leur topographie sont caractérisés par une hydrologie très irrégulière, une mauvaise répartition des pluies, des terrains plats et sablonneux.

Les chutes de Gauthiot, situées sur la rivière Mayo Kebbi et ayant un seuil de 19 m de hauteur avaient été envisagées comme site pour un aménagement hydroélectrique. De premières observations effectuées en 1959 par un hydrologue de l'Office de la Recherche Scientifique et Technique Outre-Mer (ORSTOM) et un géologue de l'institut Equatorial de Recherche et d'études Géologiques et Minières datant de 1959 ont mené à des études préliminaires qui ont fait l'objet d'un rapport IGECO en Octobre 1961. En vue d'approfondir les connaissances sur les divers modes d'alimentation du Mayo Kébi et les crues des Mayos rejoignant le Mayo Kebi, une campagne de mesures a été effectuée par ORSTOM en 1965 en plus des campagnes hydrologiques de 1961 et de 1964, toutes effectuées en saison de pluie. Il existe de nombreux rapports sur les études hydrologiques des chutes Gauthiot (voir Tableaux ci-dessous).

Année	Organisation	Auteur/Bureau	Titre projet
1959	O.R.S.T.O.M	A. Bouchardeau	Possibilité d'aménagement des chutes Gauthiot
1961	O.R.S.T.O.M	M. Roche	Chutes Gauthiot - Champagne d'hydrologique
1964	O.R.S.T.O.M	B. Billon, R. Randon	Etude hydrologique des Chutes Gauthiot
1965	O.R.S.T.O.M	J. Calleda, Hydrologue	Etude Hydrologique pour l'Aménagement des Chutes Gauthiot
1970	PNUD-Nations Unies	C. Lotti, Rome	Etude de Faisabilité pour le détournement des Eaux du Logone (Cameroun - Tchad)

Tableau 4-1 : Etudes hydrologiques des chutes Gauthiot

Les chutes Gauthiot ont pour coordonnées géographiques 9°43' Nord et 14°34' Est. La superficie du bassin du Mayo Kebbi est de 13.330 km² et son bassin versant s'étend des Chutes Gauthiot jusqu'aux abords du lit du Logone. Le Bassin est limité au Nord par l'alignement Kaele - Bongor. A l'est il suit le Logone de Bongor à Ere et puis de Ere à Kélo. Au Sud, il est délimité par Kélo, Gagal et Pala et à l'ouest, il est limité par les chutes Gauthiot. Le site de Ndjura-Gauthiot présente l'avantage des chutes naturelles dans un bassin étroit et rocheux avec un apport hydrologique de 515 millions de m³ par année sur le Mayo Kebbi.

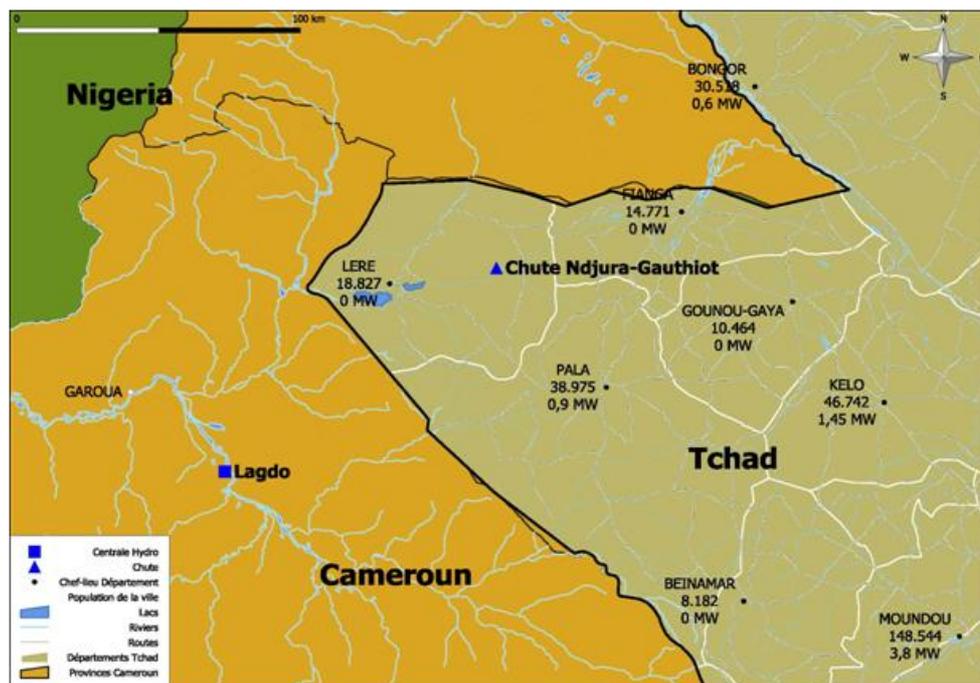


Figure 4-6 : Site des chutes Gauthiot

Diagnostic des études

L'étude hydrologique pour l'aménagement des chutes révèle un régime tropical du Mayo Kébbi caractérisé par une saison de hautes eaux, de juillet à octobre et saison de basses eaux de janvier à juin avec un débit d'étiage assez faible de quelques centaines de litres par seconde dû à l'extension des lacs et des marécages dans le réseau hydrographique.

Les campagnes de mesures de 1966 à 1989 reflètent une diminution du débit annuel moyen écoulé à Mbouaro en amont des chutes Gauthiot de plus de 26.3% par rapport au débit mesuré durant la période 1949 - 1965. La moyenne sur les années 1966 à 1985 s'établit à 14,6 m³/s et depuis le début des années 1980 le débit mesuré de janvier à juin était de 2m³/s. Il faut par ailleurs signaler un ensablement très fréquent des échelles de mesure à Mbouaro à l'est des chutes. Pour éviter un ensablement de l'aménagement qui le rendrait non-opérationnel, il faudra prévoir des purges du fond de la retenue soit des déssableurs en amont de la retenue. Ces équipements consommeront de l'eau qui ne pourra pas être turbinée. De ce fait, les puissances de 13,6 MW et de 10,2 MW préconisées par ORSTOM et EDF respectivement dans les documents antérieurs devraient être ré-analysées et la construction d'un aménagement lourd produisant de l'électricité au long de l'année doit être réévaluée.

Propositions d'aménagement

Plusieurs solutions pour un aménagement hydroélectrique sur le site de Njdura-Gauthiot ont été préconisées dans les rapports antérieurs. Le dimensionnement optimum d'un aménagement nécessitera cependant des études de faisabilité approfondies basées sur des données hydrologiques rigoureusement confirmées des 20 dernières années au moins pour assurer la

viabilité technico-économique. Concernant l'aspect hydraulique, le charriage de fond ou en suspension d'éléments limoneux et sableux devra être suivi simultanément des campagnes de mesures hydrologiques, afin de déterminer les éléments du futur aménagement qui pourront les prendre en considération. La productivité en termes de coûts ne pourra être établie sur une base valable qu'une fois les résultats des études connus.

Basé sur des données obtenues du rapport publié en 1959 (Voir tableau ci-dessus), les caractéristiques générales d'un aménagement potentiel sur le site de Gauthiot sont décrites ci-après. D'après les rapports antérieurs, l'ouvrage et la puissance installée de 3,4 MW avaient été dimensionnés en fonction des besoins locaux estimés à 3.000 kW dont 2.500 kW pour la cimenterie près de Pala et 500 kW pour les consommations régionales, domestiques et artisanales. Actuellement, la cimenterie de Pala est construite et fonctionne en autonomie.

mill. m ³	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Apports Bruts	0	0	0	0	73	25	35	91	249	190	0	0
0,8 x Apports	0	0	0	0	58	20	28	73	199	152	0	0
Dotation	0	0	0	0	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	0	0
Apports disp.	0	0	0	0	56	17.4	25.4	70	196	149	0	0

Tableau 4-2 : Chutes Gauthiot - Répartition mensuelle des apports et productivité

	Total	Moyen (6 mois)
Apports Bruts	663,0	110,5
0,8 x App.	530,4	88,4
Dotation	15,6	2,6
Apports disponibles	514,8	85,8

Tableau 4-3 : Sommaire de la répartition des apports (million m³)

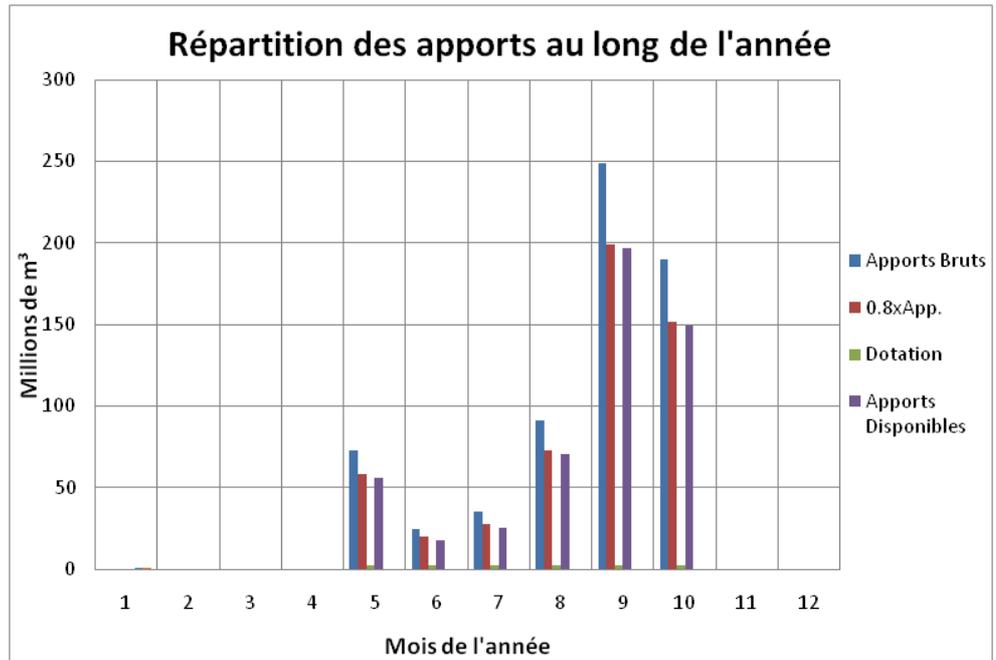


Tableau 4-4 : Répartitions des apports au long de l'année

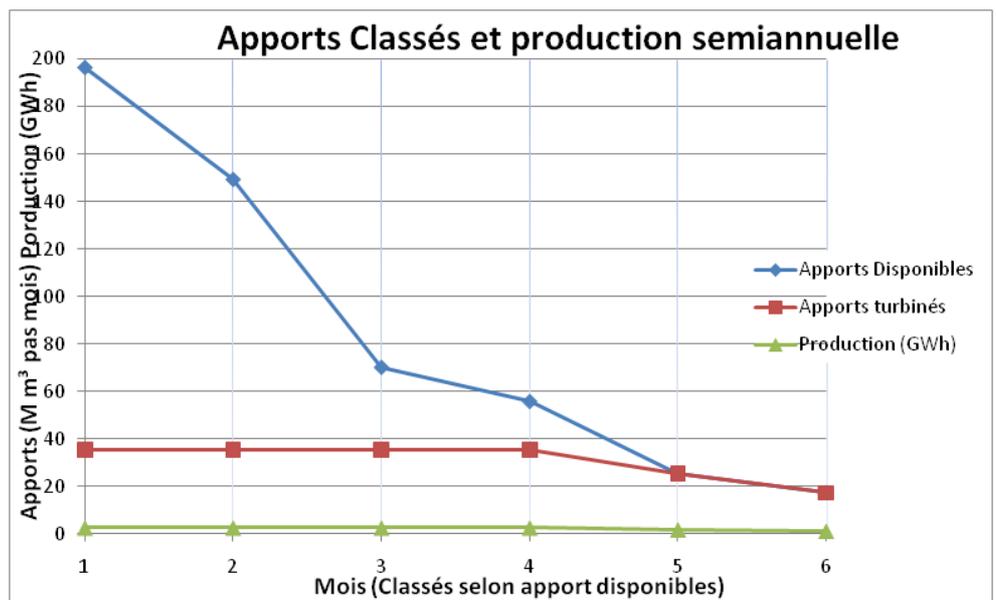


Tableau 4-5 : Apports classés et production semi-annuelle

Considérant une solution garantissant les caractéristiques d'un aménagement sous des conditions les plus défavorables basées sur des données hydrologiques les plus contraignantes, ceci consisterait en un aménagement où les apports naturels du bassin du Mayo Kébi sont turbinés au fil de l'eau pendant environ 6 mois par an avec une retenue en amont des chutes d'une hauteur de 12m. Les crues et excédents sont soit purgés ou simplement déversés. D'après le calcul ci-dessous, le potentiel d'un tel aménagement serait de 3,7 MW et une production de 14 GWh.

Caractéristiques techniques sommaires :

Hauteur de la retenue :	12m
Longueur de crête du barrage :	±70 m
Débit turbiné :	13.7 m ³ /s
Puissance installée :	

avec

P : Puissance

Q : Débit

H : Hauteur des chutes

$$\begin{aligned} & 10.6 \text{ GWh} \\ & = 1.9 \text{ GWh} \\ & = 1.3 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Production totale = 14 GWh

Pour palier au déficit d'énergie pendant la période où la centrale ne produit pas, la solution ci-dessus peut être complétée d'une interconnexion HT avec le Cameroun et d'un contrat d'échange avec la SONEL. Ce scénario offre une augmentation de la production.

Cependant, les coûts pour l'importation de l'énergie hydroélectrique camerounaise sont relativement élevés car les quantités à importer ne sont pas assez importantes.

Face à une faible demande d'électricité dans la région, un aménagement peut être construit dans le cadre de la régulation des eaux. Plusieurs études ont été effectuées à cet égard notamment le projet de régularisation du Logone en aval de Bongor entrepris par le bureau C. Lotti de Rome pour le compte des Nations Unies. Une régularisation du Logone et un aménagement du seuil de Dana ou d'Ere avec une prise d'eau et canal d'amenée au bassin naturel du Mayo Kebbi avaient été préconisés.²²

4.2.2 Interconnexions transfrontalières et sous-régionales

Différentes possibilités d'interconnexion avec les pays frontaliers ont été envisagées et étudiées mais la majorité d'entre-elles n'a pas donné satisfaction. Les causes en sont multiples mais principalement on peut relever que les lignes de transport à construire seront relativement longues

²² Voir tableau 4.2

comparées à la quantité limitée d'énergie à transporter ou qu'elles requièrent des travaux considérables pour l'extension des centrales et des sous stations.

Les études d'interconnexion avec ou via le Cameroun sont les plus avancées et présentent les plus grandes chances de réalisation. Parmi ces études, on peut citer :

- L'Etude du schéma directeur pour la mise en place d'un marché de l'électricité en Afrique centrale (2005 – 2025).

Cette étude a été réalisée par PA Consulting Group pour le compte de l'Agence des Etats-Unis d'Amérique pour le Développement International (USAID). Le rapport final a été déposé en janvier 2006.

Même les hypothèses les plus optimistes de cette étude ne prévoient pas d'interconnexion du Tchad au futur réseau du Pool Energétique de l'Afrique Centrale (PEAC) avant 2020-2025.

- L'Etude sur l'interconnexion des réseaux électriques des pays membres de la communauté économique des états de l'Afrique centrale. Elle a été réalisée par le groupement RSWI et SOGREA pour le compte de la Communauté Economique des Etats d'Afrique Centrale.

Cette étude dont la version finale a été réalisée en décembre 2009 analyse les possibilités techniques de développement d'un réseau interconnecté entre les différents pays membres du PEAC par un ensemble de lignes aériennes allant du poste de Maquela do Zombo en Angola au poste de N'Djamena. Cet ensemble de lignes est nommé « dorsale côtière ». L'étude analyse également une ligne 220 kV double terna de 243 km de long partant du poste de Maroua au Cameroun au poste de N'Djamena au Tchad. Cette ligne permettrait de transiter 125 MW entre les deux pays.

Un éventuel projet de construction de cette dorsale côtière serait d'un intérêt majeur pour la sous-région mais sa construction coûtera trop chère par rapport aux quantités à transmettre. Bien que ce projet reste très optimiste, aucun financement n'a encore été mobilisé ni pour la réalisation des études détaillées ni pour les travaux de construction de l'ensemble de la dorsale.

Toutefois, la BAD se dit disposée à financer la réhabilitation de la centrale de Lagdo au Cameroun ainsi que la construction du tronçon de la dorsale allant du Poste de Lagdo à celui de N'Djamena en passant par Maroua.

Sur financement de l'Union européenne, le Consortium RaL (Ressources and Logistics) a réalisé deux études sur l'interconnexion des réseaux tchadien et camerounais :

- l'Etude d'identification des ouvrages d'interconnexion électrique entre le Cameroun et le Tchad ainsi que l'Etude de disponibilité d'énergie de

Lagdo et de pré faisabilité d'une ligne Haute Tension Maroua – N'Djamena. Le rapport final de ces études a été déposé en mars 2009.

Il ressort de cette étude plusieurs options de lignes d'interconnexion en considérant l'éloignement des zones de consommation tchadiennes avec les sites de production du nord du Cameroun et la prise en compte de la demande intérieure du nord du Cameroun.

Les trois variantes étudiées sont reprises ci-dessous.

- Les interconnexions transfrontalières N'Gaoundéré-Garoua- Maroua - N'Djamena et N'Gaoundéré-Moundou en courant alternatif,
- Les interconnexions transfrontalières Maroua - N'Djaména et N'Gaoundéré - Moundou – Bongor - N'Djamena en courant alternatif.
- Les interconnexions transfrontalières N'Gaoundéré -N'Djamena en courant continu et N'Gaoundéré-Moundou en courant alternatif.

Toutefois, une étude complémentaire par le bureau de Consultants Egis a montré qu'un projet de centrales fonctionnant au fuel lourd serait plus économique que ce projet.

L'Union européenne a donc opté pour l'abandon du financement du projet d'interconnexion au profit d'une participation au financement du projet de développement du réseau de N'Djamena, un projet qui n'a pas été soutenu par le siège, et de la construction d'une centrale au fuel lourd.

L'interconnexion du Sud du Tchad

Une interconnexion du sud du Tchad n'est pas proposée avant l'an 2025.

Ceci s'explique à la base des coûts et des charges incrémentiels attendus d'une telle solution.

Nous estimons que la longueur de la ligne serait d'environ 700 km. Les coûts par km étant estimés à 250.000 Euro, en incluant les coûts des sous stations requises (2 millions Euro), les coûts totaux seraient de 177 millions Euro.

Les coûts de capital et de maintenance annuels sont estimés à environ 20,5 millions Euro.

La charge incrémentielle dans la sous-région est montrée dans le tableau suivant (voir aussi section 3, prévision de la demande) :

Charge incrémentielle (MW)	2015	2020	2025	2030
N'Djaména	87,5	114,6	144,2	176,2
Moundou	3,4	6,8	9,0	10,1
Sarh	1,1	2,3	3,4	3,4
Bongor	0,7	1,1	1,4	1,4
Doba	2,3	3,4	4,5	4,5
Kélo	2,0	2,6	2,6	3,3
Pala	1,1	1,4	1,8	1,8
Lai	1,1	1,4	1,8	1,8
Total	99,0	133,5	168,6	202,4
Total (MWh)	173.527	233.828	295.378	354.561

Tableau 4-6 : Charges incrémentielles dans le Sud du Tchad

Le calcul des coûts unitaires de ce projet d'interconnexion est montré dans le tableau suivant :

Coûts unitaires	2015	2020	2025	2030
Transmission (MWh)	173.527	233.828	295.378	354.561
Coûts de transmission (Euro/kWh)	0,12	0,09	0,07	0,06
Coûts de génération (TAG) (Euro/kWh)	0,06	0,06	0,06	0,06
Coûts total (Euro/kWh)	0,177	0,147	0,129	0,117

Tableau 4-7 : Coût unitaires de Transmission dans le Sud du Tchad

Selon le plan d'expansion au moindre coût (voir section 5) les coûts unitaires dans le sud varient de 0,10 Euro/kWh (à N'Djaména) à environ 0,31 à 0,36 Euro/kWh dans les villes à interconnecter. L'interconnexion bénéficierait donc aux villes connectées par ce projet, mais pas à N'Djaména.

Ce dilemme est résolu en déterminant les coûts unitaires pondérés avec la charge de chaque région. Ceux-ci s'élèvent à 0,130 Euro/kWh, donc le projet n'est pas bénéfique pour la totalité des villes à interconnecter avant l'an 2025.

4.2.3 Energie Solaire

La carte de rayonnement solaire du Tchad ci-dessous montre la position avantageuse qui dispose d'un ensoleillement remarquable sur la totalité de son territoire. Le rayonnement solaire reçu quotidiennement est de l'ordre de 6 kWh/m² sur une surface horizontale.

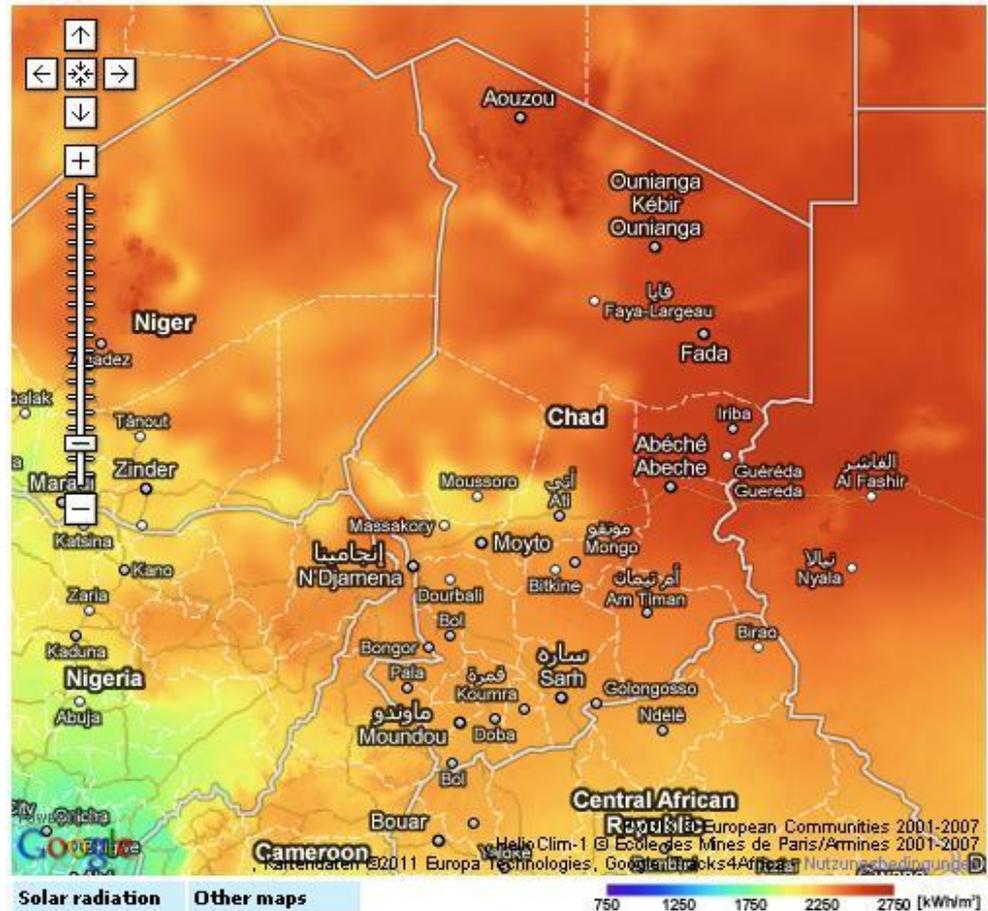


Figure 4-7: Carte extraite du site PVGIS montrant le gisement solaire au Tchad

Cette carte est extraite du site PVGIS développé par la commission européenne et sur lequel les ressources solaires de l’Afrique et l’Europe peuvent être obtenues gratuitement. Grâce à des cartes basées sur Google earth, il est possible soit d’entrer les coordonnées d’un site, soit d’entrer le nom d’une ville ou directement de zoomer sur la carte. Le site pour l’Afrique peut être visité sur la page suivante :

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa>

Ces cartes de rayonnement proviennent de données satellitaires et, contrairement au vent, elles permettent une étude de production avec une résolution satisfaisante pour estimer le potentiel photovoltaïque. La carte suivante montre le zoom sur le territoire Tchadien.

La figure suivante résume les résultats obtenus du site PVGIS en prenant une ville représentative dans chacune des 3 zones climatiques du Tchad :

- Faya Largeau pour la zone Saharienne,
- N’Djamena pour la zone Sahélienne et
- Moundou pour la zone Soudanaise

Les valeurs d’ensoleillement sont données en kWh/m² par jour sur une surface horizontale.

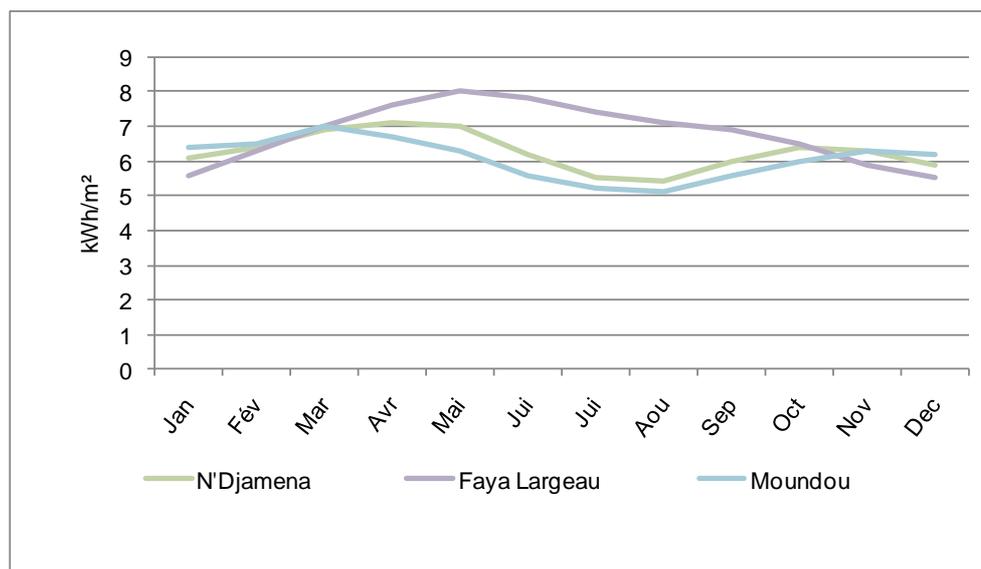


Figure 4-8: Gisement solaire pour les zones climatiques²³

On remarquera une différence importante entre la zone saharienne, représentée ici par Faya Largeau et les 2 autres zones. Le rayonnement à Faya Largeau est caractérisé par 2 saisons : hiver (Octobre – Mars) avec un ensoleillement plus faible et été (Avril – Septembre) avec un ensoleillement plus élevé. Pour les 2 autres zones, l’ensoleillement est plus élevé pour la saison sèche (Octobre – Mai) et plus faible pour la saison humide (Juin – Sep). L’ensoleillement à Moundou est un peu plus faible que celui de N’Djamena pratiquement toute l’année en raison d’une plus forte nébulosité.

Afin de confirmer la validité d’une source de données d’ensoleillement, il est de coutume de comparer plusieurs sources. Pour la ville de N’Djamena, 3 sources alternatives à PVGIS ont donc été comparées :

- Meteonorm, basée sur des mesures au sol prélevées dans la capitale
- Swera, basée sur des données satellites de la NASA
- Retscreen, également basée sur des données satellites de la NASA

Meteonorm²⁴ est un logiciel payant fréquemment utilisé en Europe. Il est constitué d’une base de données de mesures au sol et offre la possibilité d’interpoler pour n’importe quel site en utilisant les données disponibles.

Swera²⁵ est un service en ligne et gratuit mis à disposition par le PNUE. Il permet de consulter le gisement solaire et éolien pour le monde entier. Ces données donnent une idée du potentiel mais sont en général de faible résolution.

²³ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>

²⁴ <http://www.meteonorm.com>

²⁵ <http://swera.unep.net/>

Retscreen²⁶ est un logiciel à télécharger gratuitement et mis à disposition par le ministère des ressources naturelles du Canada. Le logiciel est basé sur Excel et fournit les données de gisement solaire et éolien pour le monde entier. Pour le Tchad, 25 villes sont mises à disposition.

Les 4 sources de données présentent très peu de déviation ce qui donne un bon niveau de confiance des données de PVGIS. En l'absence de connexion internet constante, le logiciel RetScreen est aussi recommandé.

Afin d'estimer la production solaire photovoltaïque d'un système la température doit être connue puisqu'un système PV perd de son rendement quand les températures augmentent (de l'ordre de 0,5% par degré au dessus de 25°C : pour une température de 45°C, les panneaux ont donc une puissance environ 10% plus faible que leur valeur nominale).

La figure suivante résume les résultats de rendement d'un système photovoltaïque installé à N'djamena : la variabilité quotidienne est aussi montrée grâce aux valeurs min. et max. On observera donc les tendances suivantes :

- Malgré un meilleur ensoleillement en avril et mai, la production est plus faible qu'en début d'année en raison de températures nettement plus élevées
- Malgré un rendement moyen assez bon de juillet à septembre, certains jours ont une production très faible en raison d'une forte nébulosité

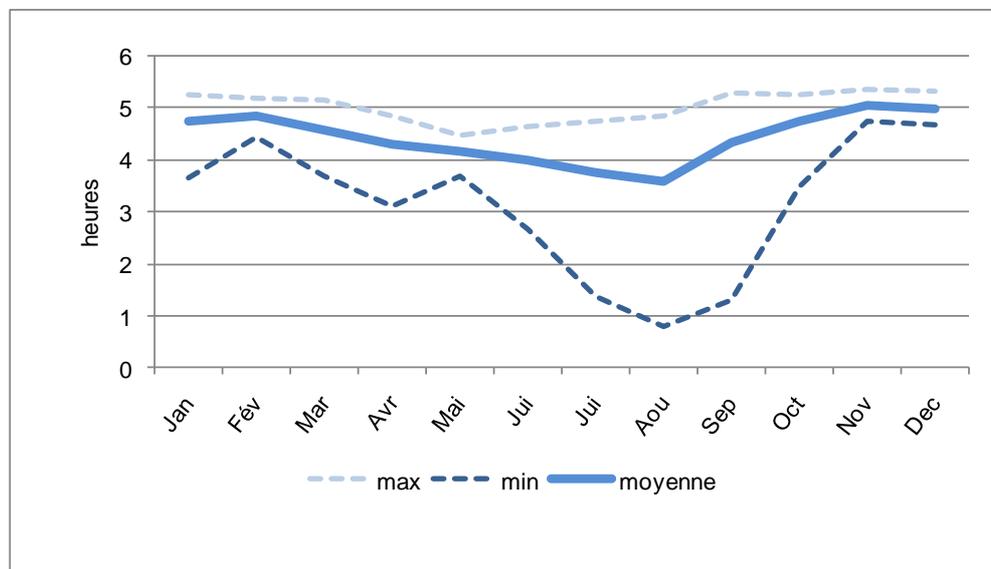


Figure 4-9: Heures quotidiennes à pleine charge d'un système PV à N'Djamena

Ceci totalise environ 1.600 heures à pleine charge par an. Les différences régionales sont minimales, donc cette moyenne peut être prise pour tout le territoire Tchadien.

²⁶ <http://www.nrcan-rncan.gc.ca>

Contrairement au vent, l'énergie solaire est facilement prévisible et une moyenne heure par heure peut être définie à partir de données historiques.

Afin d'étudier l'impact et la pénétration d'une centrale solaire sur un système existant, il convient aussi d'étudier le schéma quotidien de la production solaire. La figure suivante résume les résultats de production quotidienne pour N'Djamena pour 4 mois de l'année choisis de façon représentative.

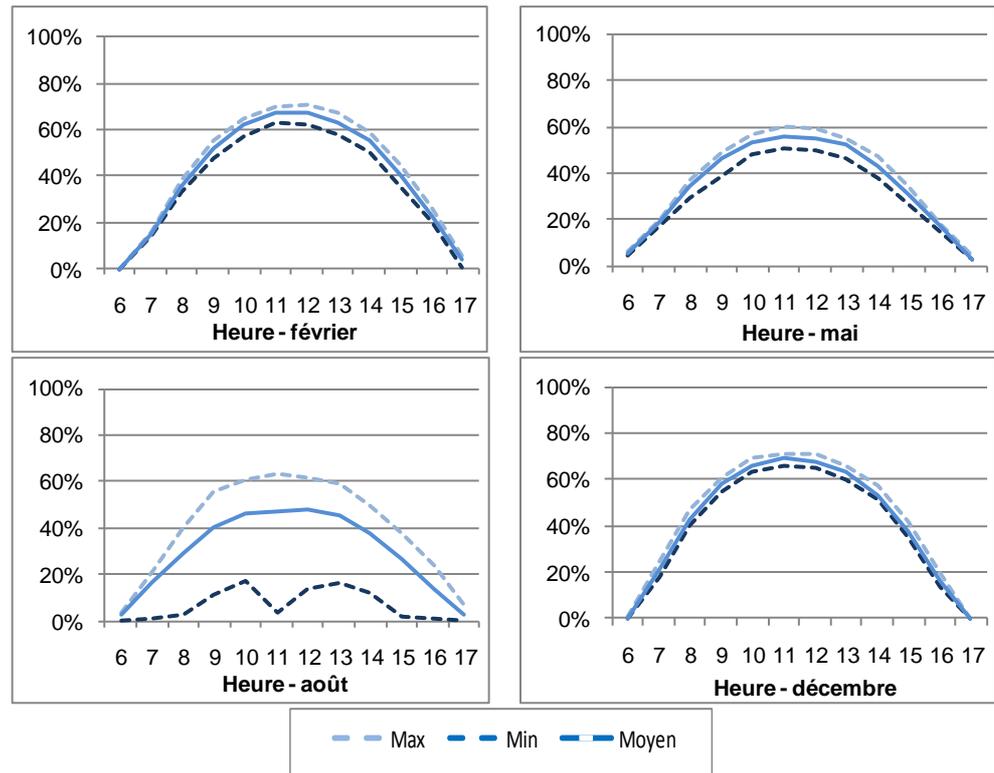


Figure 4-10 Moyenne quotidienne de la production solaire à N'Djamena

On notera que le pic de production est autour de midi lorsque le soleil est au plus haut. On remarquera aussi que dans les mois les moins chauds, la puissance totale vers midi est autour de 70% de la puissance nominale, alors qu'elle atteint à peine 60% pour les mois les plus chauds.

Technologie photovoltaïque

La technologie photovoltaïque elle-même n'a que peu progressé depuis 20 années. Le rendement des panneaux solaires n'a avancé que de quelques points de pourcentage pour tourner aujourd'hui vers une moyenne de 14% avec quelques fabricants jusqu'à 18 ou 19%.

Les panneaux conventionnels sont ceux basés sur le silicium cristallin. Ils représentent aujourd'hui plus de 80% de part de marché. Le tableau suivant résume les technologies les plus développées aujourd'hui avec leurs caractéristiques principales.

	Silicium Cristallin	Couche Mince	CPV
Rendement moyen	12-19%	6-11%	15-25%
Surface moyenne nécessaire pour 1 MW	2 ha	3-5 ha	2,5 ha
Principaux avantages	Disponibles en grande quantité sur le marché, robustes, prouvés	Moins chers, bon comportement par haute température	Très haut rendement
Principaux inconvénients	Relativement plus chers, moins bon comportement par haute température	Moins d'expérience, moins de disponibilité sur le marché. Besoins de plus de surface	Technologie nouvelle, encore à un stade pilote et chère

Tableau 4-8 Technologies photovoltaïques actuellement sur le marché

Ce qui en revanche est différent de la situation des années 90 est l'explosion de la demande ce qui a eu pour conséquence l'explosion de la production donc une diminution des prix.

On en conclura que toute étude de moins de 5 ans ne reflète pas l'état du marché actuel.

Technologie Thermosolaire CSP

Le Thermosolaire ou Concentrated Solar Power (CSP) a une longue histoire en Europe et USA mais surtout sur un plan expérimental. Récemment, le CSP a connu un nouvel élan aux USA, en Espagne et en Afrique du Nord, surtout grâce aux avantages qu'il apporte par rapport au photovoltaïque qui sont :

- les économies d'échelles surtout au-delà de 50 MW
- la possibilité et la facilité de combinaison avec une turbine à vapeur à cycle combiné fonctionnant au gaz
- la possibilité de stocker de l'énergie sous forme de chaleur et de la redistribuer par exemple la nuit

Le Thermosolaire utilise l'énergie directe du soleil (ne fonctionne donc que lorsqu'il n'y a pas de nuage) puis la concentre pour générer de la chaleur qui est utilisée pour faire tourner une turbine. Les principales technologies que l'on distingue aujourd'hui sont résumées dans le tableau suivant.

	Cylindro-parabolique	Tour solaire	Fresnel linéaire	Moteur Stirling
				
Principe	Des paraboles concentrent le rayonnement solaire sur un liquide caloporteur	Des héliostats (miroirs plats) concentrent le rayonnement sur un point focal unique en haut d'une tour	Le rayonnement est concentré par une lentille de Fresnel sur un liquide caloporteur	Le rayonnement est concentré par parabole sur un moteur Stirling qui transforme l'énergie thermique en énergie mécanique
Statut	Disponible de façon commerciale	1 ^{ères} centrales commerciales	Projets pilotes	Projets pilotes

Tableau 4-9: Principales technologies thermosolaires aujourd'hui

De manière générale, le thermosolaire n'a pas encore atteint la maturité commerciale du photovoltaïque. De plus il n'apporte d'avantage qu'à partir de puissances au-delà de 50 MW.

Ci-dessous, les deux technologies solaires principales, le photovoltaïque et le thermosolaire sont comparées de façon technique et financière.

	PV	Thermo solaire CSP
Complexité	Nombre de pièces limité, électricité seule	Nombre de pièces élevé, électricité et hydraulique
Besoin en eau	Très peu, pour lavage seul	Nécessaire pour le refroidissement. 5 litres par kWh
Construction	Rapide et flexible. Tous les matériaux sont disponibles à grande échelle et rapidement. La connexion peut être répartie en plusieurs tranches	Une construction relativement longue et peu flexible. L'achat des équipements est plus complexe (commande 2 ans en avance)
Opération	Pas besoin de personnel sur place. Surveillance et opération à distance. Lavage occasionnel	Besoin de personnel qualifié sur place. Lavage et maintenance réguliers
Modularité	Modularité simple de quelques kW à plusieurs MW	Modularité seulement intéressante par tranche de dizaine de MW
Coût du kWh selon taille du système	Systèmes kW : 40-50 c€ Systèmes MW : 20-30 c€ Systèmes 10s MW : ~20 c€ Systèmes 100s MW : ~18 c€	Systèmes kW : non possible Systèmes MW : non possible Systèmes 10s MW : ~20 c€ Systèmes 100s MW : ~15 c€

Tableau 4-10: Comparaison du PV et du thermo solaire

Selon les caractéristiques énumérées dans le tableau ci-dessus, la technologie photovoltaïque est donc plus adaptée aujourd'hui au besoin du Tchad, en particulier car elle peut être utilisée à petite échelle et de façon modulable.

Au moment où un réseau régional, national, voir international de plus de 100 MW sera existant ou en planification pour le Tchad, la technologie CSP deviendra économiquement et financièrement intéressante. Pour la suite de cette étude, la technologie solaire sera donc limitée au photovoltaïque.

Domaines d'application du photovoltaïque

On distingue aujourd'hui des applications plus conventionnelles qui ont trouvé un marché depuis bien plus de 10 ans sur le continent africain. Il s'agit des kits solaires pour l'électrification rurale et du pompage solaire. Plus récemment, l'éclairage public solaire s'est aussi développé.

Dans les nouvelles applications, on peut nommer l'approvisionnement autonome de village ou petites villes avec batteries et avec ou sans groupes électrogènes et l'injection à un réseau « au fil du soleil ».

Le tableau suivant résume les différents domaines d'applications et leurs caractéristiques.

	Kit Solaire	Eclairage public Solaire	Pompage Solaire	Approvisionnement autonome	Connexion à un réseau
Application	Electrification rurale	village ou ville	pompage de l'eau	village ou ville	ville
Puissance typique	25 W - 2 kW	100 W par lampadaire	200 W - 50 kW	20 kW - 100 kW	50 kWp- 20 MW
Batterie	oui	oui	non	oui	non
Prix (€/W installé) ¹	14	11,2	9,8	11,2	5,6
Prix (FCFA /W installé)	9.170	7.336	6.419	7.336	3.668
Prix (ct/kWh)	70	56	49	56	35
Prix (FCFA / kWh)	459	367	321	367	229
1) Inclus douane (45%)					

Tableau 4-11: Principales applications du photovoltaïque

Etant donné les coûts actuels de production de l'électricité conventionnelle entre 200 et 300 FCFA²⁷, on notera que toutes les solutions nommées ci-dessus ne sont pas très intéressantes actuellement, sauf subvention.

Kits solaires pour électrification rurale

Le kit solaire est le système le plus petit utilisé pour la fourniture d'électricité au niveau d'un foyer. Il est en général préféré pour l'électrification rurale où la densité de population est faible. On parle parfois de pré-électrification car il sert souvent à sensibiliser les utilisateurs à l'accès à l'électricité.

Un kit solaire consiste en général d'un ou de quelques panneaux solaires, d'une ou plusieurs batteries standards (type voiture ou camion) et de quelques lampes à basse consommation. Pour son fonctionnement, il compte aussi un chargeur solaire, et éventuellement un onduleur afin d'utiliser des appareils en courant alternatif. La figure suivante montre l'ensemble des pièces d'un kit solaire de 50 W prêt à installer.

²⁷ Voir les coûts unitaires calculés dans la section 5 PEMC.



Figure 4-11: Exemple de kit solaire

En plus du panneau solaire et de la batterie, il contient un chargeur de batterie, un petit onduleur et le câblage nécessaire pour l'installation.

Les équipements qui peuvent être typiquement utilisés avec un kit solaire sont les suivants :

- Eclairage
- Radio, téléviseur
- Petit réfrigérateur
- Ventilateur
- Recharge de téléphone portable

Un kit solaire ne peut pas alimenter d'appareils «gourmands» en énergie, tels que :

- Une cuisson électrique (plaque chauffante, four, bouilloire électrique), ou autre appareil produisant de la chaleur (sèche cheveux, fer à repasser etc)
- Une climatisation
- Des appareils industriels tels qu'une machine à souder

Un kit solaire peut donc être facilement standardisé et commandé en grande quantité afin de baisser sensiblement les prix. Par ailleurs, ce système est modulable en augmentant simplement le nombre de panneaux solaires et de batteries afin de multiplier les possibilités d'utilisation.

Pour des plus grosses applications, telles que des bâtiments administratifs, publics ou des entreprises, des systèmes sur le même principe que le kit solaire peuvent être installés dans un ordre de grandeur de plusieurs kW.



Figure 4-12: Exemple de système autonome de plusieurs kW, Sotel à Faya

Par contre, ces systèmes peuvent difficilement être standardisés puisqu'ils doivent répondre exactement aux besoins de chaque utilisation. Ces systèmes ne seront donc pas développés plus en détails.

Un kit solaire demande peu de maintenance, mais peut rapidement perdre toute sa fonctionnalité si quelques règles ne sont pas respectées :

- Le panneau solaire doit être placé au soleil au moins 4 heures par jour en faisant attention aux ombrages (maison, arbre, poteau électrique)
- Le panneau solaire doit être régulièrement nettoyé (poussière, déjections d'oiseaux, feuilles mortes etc.), au moins 1 fois par mois et si possible 1 fois par semaine
- La (les) batterie(s) doivent être entretenue(s) régulièrement (ajout d'eau distillée)
- L'utilisation réelle doit correspondre à l'utilisation prévue. Dans le cas contraire la batterie perdra de la capacité rapidement.

Il est à mentionner que les batteries standards utilisées dans les kits solaires sont sensibles à des températures supérieures à 25°C qui leur font perdre rapidement de leur capacité. Dans les conditions climatiques du Tchad, les batteries standards (acide-plomb) de kits solaires doivent être remplacées en moyenne tous les 2-3 ans, ce qui représente un coût et une logistique importants. On pourra cependant considérer des batteries dites sèches, certes plus chère mais qui résistent mieux aux températures.

Pompage solaire

Le pompage solaire est déjà diffusé au Tchad en particulier dans les zones rurales où l'accès à l'eau potable ne peut être que garantie par un pompage profond.

Contrairement aux kits solaires, le pompage solaire fonctionne «au fil du soleil» donc sans batterie. Ainsi il ne présente pas l'inconvénient principal de la courte durée de vie des batteries et peut avoir une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.

Il est difficile de standardiser des systèmes de pompage solaire car ils dépendent de la quantité d'eau et de la profondeur. La figure suivante donne un exemple de la puissance nécessaire en fonction de la hauteur et de la quantité d'eau. Par exemple, pour une hauteur typique de 40m, un système de 1,2 kWp permet de pomper en moyenne 20 m³/jour.

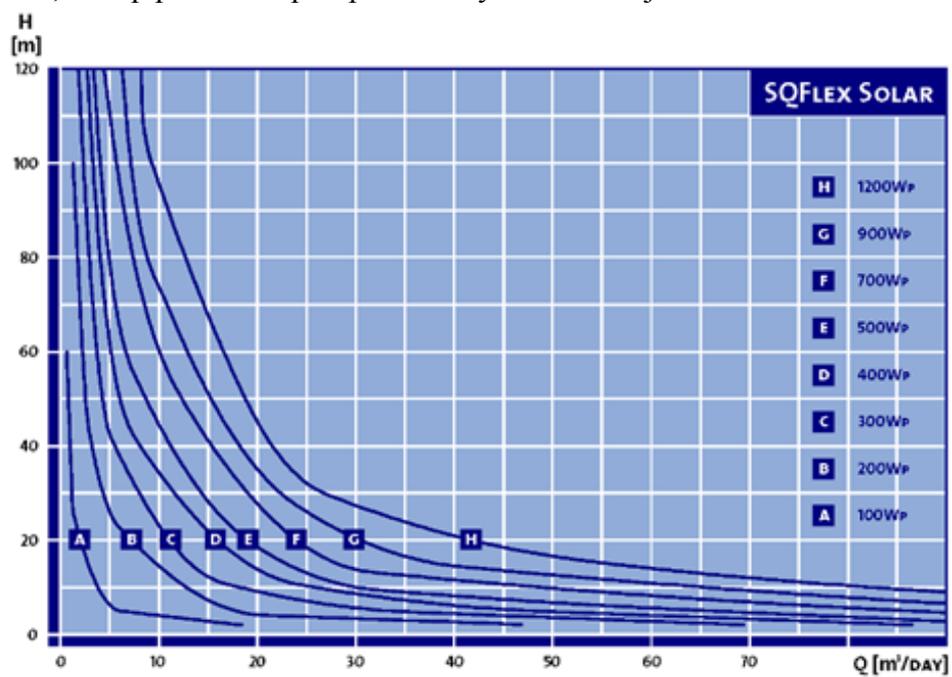


Figure 4-13: Hauteur et volume d'eau en fonction de la puissance PV installée²⁸

Un système de pompage solaire doit être installé avec un château d'eau afin de réguler la distribution de l'eau.

Eclairage public solaire

L'éclairage public solaire est déjà utilisé au Tchad par exemple dans la ville d'Abéché.



Figure 4-14: Exemple d'éclairage solaire à Abéché

L'éclairage solaire a l'avantage principal de pouvoir fonctionner en pleine nuit même si la centrale thermique ne fonctionne pas. L'inconvénient en

²⁸ Grundfos, pompe solaire SQFlex.

revanche est le même que pour les kits solaires, à savoir les batteries qui demandent un entretien régulier.

Système hybride Photovoltaïque / Diesel

Les systèmes hybrides Photovoltaïque / Diesel combinent l'utilisation des 2 sources afin d'assurer la continuité de l'alimentation tout en baissant les coûts de production et limitant la consommation de diesel. Ces systèmes peuvent être ou non combinés avec des batteries. Ci-dessous, un exemple typique de système hybride est montré. De tels systèmes sont modulables de façon simple afin d'être étendus selon l'évolution de la consommation en énergie d'un village ou d'une ville.

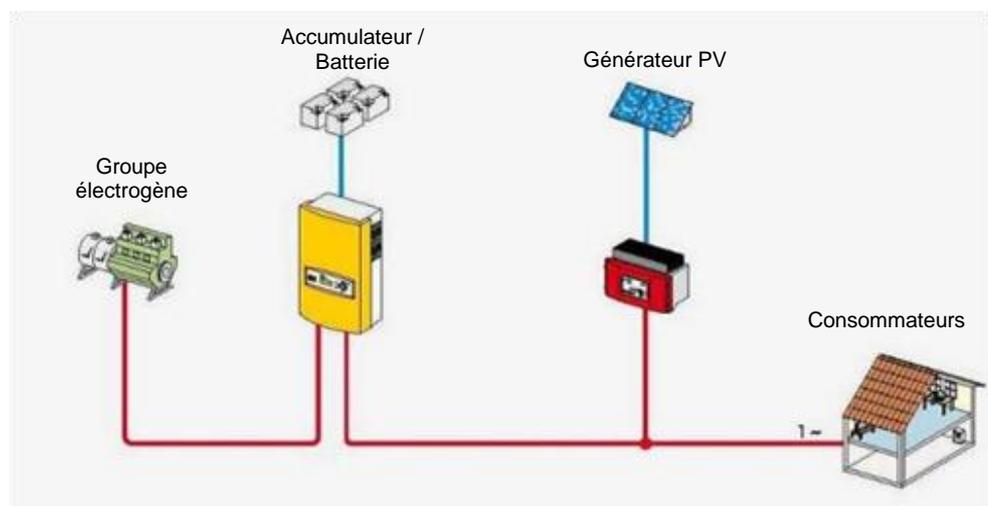


Figure 4-15: Exemple de système hybride PV - diesel

L'utilisation de batteries permet un approvisionnement autonome en énergie à partir de l'énergie solaire. Ce type d'application a une longue histoire dans le domaine des kits solaires ou des systèmes de plusieurs kW pour approvisionner un poste télécom par exemple.

Malheureusement, les systèmes d'accumulateurs conventionnels, basés sur le plomb, ne sont pas adaptés aux systèmes autonomes en Afrique (malgré leur utilisation courante et répétée) pour les 2 raisons suivantes :

- une température au-delà de 20°C raccourcit très nettement leur vie utile et
- une décharge complète, ce qui arrive régulièrement dans des systèmes autonomes, raccourcit également nettement leur vie utile.

Les batteries sont la cause principale d'échec d'installations solaires autonomes : utilisation et dimensionnement inadéquats, maintenance non respectée. Ceci a contribué à la mauvaise image du solaire photovoltaïque en particulier dans les pays chauds.

Pourtant, d'autres types de batteries sont aujourd'hui disponibles commercialement qui remédient à ces problèmes. Le tableau suivant résume

certains des types de batteries disponibles sur le marché. La densité énergétique donne une idée de la taille de la batterie nécessaire pour stocker la même quantité d'énergie.

Le nombre de cycles donne une indication sur le nombre de fois qu'une batterie peut se décharger. En ce qui concerne la durée de vie des batteries, pour les systèmes autonomes il faut partir du principe que la batterie sera déchargée une fois par jour.

Types de batteries	Densité énergétique (Wh / kg)	Nombre de cycles	Durée de vie (ans)	Exemple d'application
Plomb (conventionnelles)	30 – 40	500 - 800	1 - 2	Voitures, kits solaires
Nickel Cadmium	40 – 60	1.500	2 - 3	Pilles rechargeables
Lithium Ion	150 – 250	1.200	2 - 3	Batteries de téléphone
Redox Vanadium	10 – 20	> 10.000	15 +	Stockage énergies renouvelables, électro-mobilité
NaS	150	4.000	10 +	Stabilisation de réseau, stockage d'énergie pour villes

Tableau 4-12: Echantillon de technologie d'accumulateurs

En raison des avancées techniques et des domaines d'applications, le type de batterie Redox-Vanadium est le plus adapté aux applications de systèmes autonomes hybrides pour le Tchad.

Malgré une densité énergétique faible, les avantages suivants sont d'une importance primordiale :

- Nombre de cycles très élevé lui donnant une durée de vie équivalente à la durée de vie d'une centrale solaire
- Peu sensible à la chaleur
- Une décharge complète n'endommage pas la batterie

Une seule de ces batteries peut avoir une puissance de 10 kW et une capacité de 100 kWh (soit 10h à pleine charge).

Les composants (générateur PV, groupe électrogène et accumulateurs) de systèmes autonomes hybrides doivent être dimensionnés en fonction de la courbe de charge des consommateurs afin d'assurer l'alimentation en électricité. En particulier, un surdimensionnement d'une des composantes n'est pas une solution viable car elle augmentera l'investissement total et diminuera le rendement du système.

Les systèmes autonomes hybrides peuvent avoir un pourcentage d'énergie solaire plus ou moins élevé :

- < 30% de pénétration solaire : l'investissement est plus faible mais les coûts d'opération et de maintenance sont plus élevés, ainsi que la consommation en gasoil
- > 70% de pénétration solaire : la consommation en gasoil est très faible mais l'investissement est très élevé

De façon générale, on peut choisir le pourcentage de pénétration solaire en fonction de la facilité d'accès aux hydrocarbures. Pour le cas du Tchad, une étude a été effectuée par Fichtner sur les coûts de revient actualisés du kWh de systèmes autonomes en fonction de la pénétration solaire. Les résultats sont présentés dans la figure ci-dessous. Cette étude a été menée pour une alimentation en électricité de 6h à 23h.

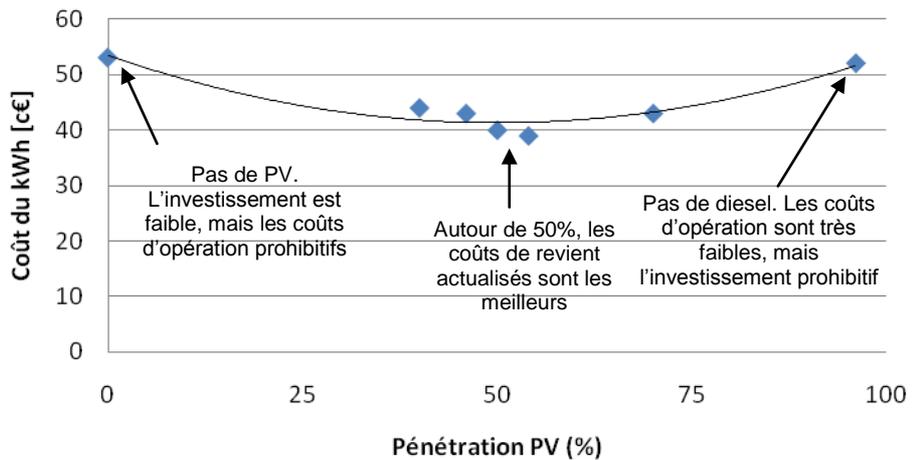


Figure 4-16: Coûts de revient en fonction de la pénétration PV

Les coûts de revient dynamiques du kWh prennent en compte l'investissement et les coûts d'opération et de maintenance. La répartition de ces coûts est montrée dans les figures suivantes. Pour un système hybride avec une pénétration du photovoltaïque de 50%

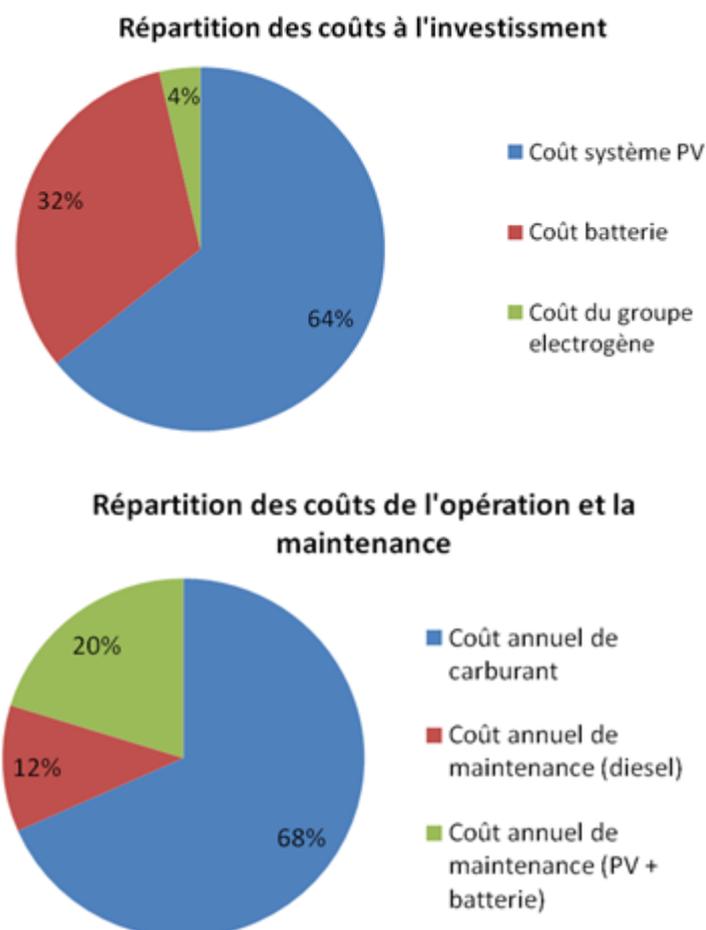


Figure 4-17: Répartition des coûts d'un système hybride

Pour les systèmes recommandés pour l'électrification au Tchad une pénétration PV de l'ordre de 50-55% sera donc retenue en fonction des prix actuels du gasoil et du photovoltaïque. Ce rapport peut évoluer en fonction de l'évolution de ces prix, et on peut s'attendre à ce qu'une pénétration PV de plus de 70% soit plus intéressante dans moins de 10 ans.

Des systèmes hybrides de l'ordre de quelques kW sont désormais disponibles sous forme standardisée prêts à utiliser dans des conteneurs. Ceux-ci peuvent aussi combiner l'utiliser de petites éoliennes. Ces systèmes présentent l'avantage d'une installation facile et rapide et d'un dimensionnement standardisé. Leur utilisation est cependant limitée à quelques kW.

Connexion à un réseau « au fil du soleil »

Cette application n'est pas encore connue au Tchad mais est la principale application mondiale avec plus de 90% de la puissance installée. Dans ce cas, une centrale solaire de plusieurs MW est connectée directement sur un réseau MT ou HT. Le système ne comprend aucune batterie ou accumulateur et la totalité de la production est directement injectée sur le réseau. La production varie donc instantanément selon l'ensoleillement, donc « au fil du soleil ». Pour une telle application, on estime que la

puissance du générateur solaire ne peut pas dépasser 30% de la puissance du réseau afin de ne pas perturber la stabilité du réseau.

La figure suivante montre un exemple d'une centrale de 70 MW en Italie connectée au réseau en 2010. Cette centrale dispose de son propre poste de transformation haute tension.



Figure 4-18: Exemple de centrale solaire connectée au réseau

Une telle application ne présente pas les problèmes de dimensionnement de l'accumulateur comme les systèmes autonomes, et permet un coût du kWh nettement plus faible.

En revanche, en raison de la limitation à 30% de la puissance totale du réseau, une pénétration de plus de 5 à 10% n'est pas viable. A mi-chemin entre un système hybride et un générateur solaire au fil du soleil, il existe aussi des accumulateurs de plusieurs MW capables de réguler le flux d'électricité solaire. Naturellement ceux-ci augmentent nettement l'investissement total.

De nos jours, une centrale photovoltaïque au fil du soleil en Europe coûte aux alentours de 2 à 2,5 € / W et le prix est distribué comme ci-dessous.

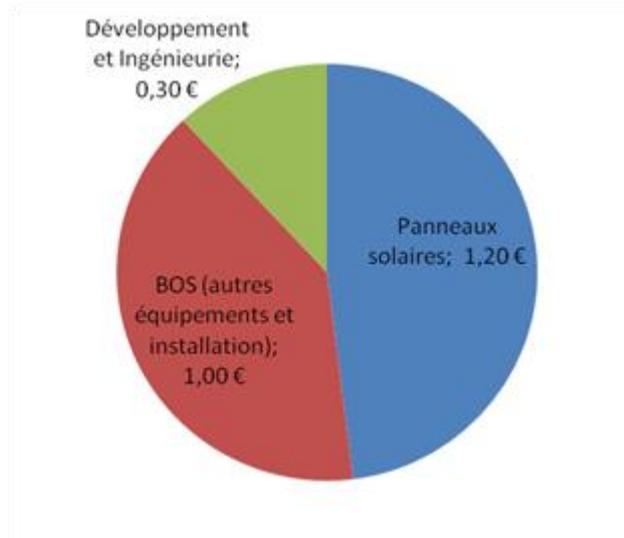


Figure 4-19: Répartition des coûts d'une centrale PV connectée au réseau

Une telle centrale est généralement pilotée à distance grâce au transfert de données instantanées de production et d'ensoleillement par voix GSM ou internet. Les coûts annuels d'opération et de maintenance sont de l'ordre de 1% de l'investissement, soit entre 2 et 3 c€/Wp/an.

Grâce au principe de rachat de l'électricité à un tarif subventionné et fixé à 20 ans, l'investissement dans des centrales photovoltaïques est devenu en Europe un placement de capitaux très prisé des fonds privés et des banques d'investissement au même titre que le placement immobilier.

Ces placements sont mêmes qualifiés de moins risqués car la technologie est maintenant très largement éprouvée et les tarifs sont fixés par des lois. Ainsi dans la seule année 2010, il s'est installé autour de 8 GW en Allemagne, soit l'équivalent de 8 réacteurs nucléaires.

Systemes et dimensionnement retenus pour le Tchad

a. Pré-électrification

Le principe de kit solaire (Solar Home System en anglais) est répandu partout dans le monde et le dimensionnement reste à peu près semblable.

Sur la base de l'enquête énergétique, l'état des lieux de la consommation d'électricité des ménages au Tchad, ainsi que les besoins ont été identifiés comme indiqués dans le tableau suivant.

Revenu mensuel du foyer (mille FCFA)	-de 50	de 50 à 100	de 100 à 150	de 150 à 200	+ de 200
Revenu mensuel du foyer (€)	< 76 €	< 153 €	< 229 €	< 305 €	> 305 €
Répartition des classes de revenus	18%	34%	19%	13%	16%
Nombre de personnes vivant dans le foyer	7	7	8	8	10
Electricité à la maison	3%	4%	10%	18%	39%
Dépense mensuelle pour l'électricité (le cas échéant)	6 €	10 €	19 €	23 €	30 €
Nombre moyen de pièces	3	4	4	5	6
Nombre moyen d'ampoules	0,3	0,6	1,5	2,7	5,1
Mode actuel d'éclairage					
Ampoules	3%	4%	10%	18%	39%
Lampe torche	54%	54%	49%	46%	38%
Lampe pétrole	40%	36%	31%	25%	18%
Electricité du réseau	3%	4%	7%	11%	18%
Groupe électrogène	2%	4%	10%	14%	21%
<i>Autres équipements utilisés</i>					
Radio	43%	42%	39%	34%	24%
Téléviseur	2%	5%	11%	15%	18%
Téléphone	36%	44%	39%	35%	25%
Réfrigérateur	0%	0%	1%	2%	5%
Ventilateur	1%	2%	4%	7%	11%
Consommation actuelle d'électricité [Wh/jour]	40	60	100	160	280
<i>Consommation potentielle</i>					
Ampoules	3	4	4	5	6
Radio	1	1	1	1	1
Téléviseur	-	-	-	1	1
Téléphone	1	1	1	1	1
Réfrigérateur	-	-	-	-	1
Ventilateur	-	1	1	1	1
Consommation potentielle d'électricité (Wh/jour)	200	300	400	500	1.100

Figure 4-20: Identification des besoins électriques selon les résultats de l'enquête énergétique

On notera les caractéristiques suivantes :

- Encore très peu de foyers utilisent des ampoules pour s'éclairer. Environ 90% utilisent soit des lampes torches, soit des lampes à pétrole
- Les dépenses en électricité et/ou éclairage sont en moyenne autour de 10% des revenus, soit environ 10 € par mois pour les ménages à plus faible revenu et 30 € pour ceux à plus haut revenu
- En convertissant l'éclairage actuel en éclairage électrique, les besoins restent en général au dessous d'1 kWh par jour

Suite à l'identification de ces besoins, les systèmes standards de kit solaire sont préconisés.

	40 W	80 W	160 W
Module PV	40 Wp	80 Wp	2 x 80 Wp
Batterie	50 Ah (600Wh)	80 Ah (960 Wh)	160 Ah (1920 Wh)
Ampoules basse conso.	4	6	8
Autres équipements	Chargeur de portable, radio	Chargeur de portable, radio, téléviseur, ventilateur	Chargeur de portable, radio, téléviseur, ventilateur, réfrigérateur
Prix de vente -hors autres équip. (€) (inclus douane)	40 (56)	800 (1.120)	1.500 (2.100)
Prix de vente (FCFA) (inclus douane)	262.000 (366.800)	524.000 (733.600)	982.000 (1374.800)

Tableau 4-13: Systèmes de kit solaire retenus

Selon l'étude, les 2 plus petits de ces systèmes suffisent donc déjà à couvrir la pluparts des besoins identifiés et, pour les ménages ayant besoin par exemple d'un réfrigérateur, le 3^{ème} système peut être utilisé.

Ces systèmes engendrent des prix du kWh de l'ordre de 50ct€ (330 FCFA). Si on compare ce prix avec les coûts actuels dépensés pour l'éclairage et la téléphonie mobile, on obtient les résultats suivants :

- Pile R20 (pile ronde utilisée typiquement pour une radio ou une lampe torche) achetée à 150 FCFA. Une telle pile compte environ 5 Wh, soit un prix du Wh de 30.000 FCFA, soit pratiquement 100 fois plus que le kit solaire
- Recharge privée de batterie de téléphone portable : une recharge coûte 250 FCFA chez un fournisseur privé. A raison de 4 Wh par batterie, cela revient à un prix du kWh de 62.500 FCFA, soit environ 200 fois le prix du kit solaire.
- Lampe à pétrole. A raison du litre de pétrole acheté à 600 FCFA et d'une consommation de 40 g/h. 1 litre de pétrole revient donc à 25h. En comparaison avec une lampe basse consommation de 10 W, 25h d'utilisation correspond à 250 Wh, soit 82 FCFA avec un kit solaire. La lampe à pétrole revient donc environ à 8 fois plus cher.

On en conclura que le kit solaire est aujourd'hui de loin la manière la moins cher de fournir de l'électricité en milieu rural pour les applications les plus utilisées qui sont l'éclairage, la radio et la téléphonie mobile.

En ce qui concerne la capacité à payer, les ménages au plus faible revenu ont une dépense actuelle aux alentours de 10 € par mois. Avec un acompte de 40 € (26.000 FCFA) et des mensualités consécutives de 10 € (6.500 FCFA), le premier système peut donc être remboursé en 3 ans.

On notera que cet acompte est 2 fois plus faible que la réponse donnée à la question «*combien seriez-vous prêt à investir pour un panneau solaire ?*» et donc tout à fait plausible. Les résultats à cette question sont résumés ci-dessous. La valeur moyenne qui en résulte est 212 €.

Combien seriez-vous prêts à investir dans l'acquisition de panneaux solaire?		
FCFA	en €	Pourcentage
Moins de 50.000	< 76	43%
De 50.000 à 150.000	< 229	39%
De 150.000 à 250.000	< 382	14%
De 250.000 à 500.000	< 763	3%
500.000 et plus	> 763	2%

Tableau 4-14: Combien seriez-vous prêts à investir pour un panneau solaire

Ainsi, ces kits solaires peuvent donc être combinés à un système de microcrédit, éventuellement lui-même combiné avec des mensualités pour assurer la maintenance. Un exemple de financement est montré ci-dessous.

Système	40 W	80 W	160 W
Investissement (€)	400	800	1.500
Investissement (FCFA)	262.000	524.000	982.500
1 ^{er} acompte (€)	40	80	150
1 ^{er} acompte (FCFA)	26.200	52.400	98.250
Mensualité remboursement (max. 3 ans) (€)	10	20	40
Mensualité remboursement (max. 3 ans) (FCFA)	6.550	13.100	26.200
Mensualité maintenance (20 ans) (€)	3	6	12
Mensualité maintenance (20 ans) (FCFA)	1.965	3.930	7.860

Tableau 4-15: Exemple de financement de kit solaire

Tous ces paiements correspondent à la capacité à payer des différents niveaux de revenus et sont donc à des niveaux plausibles sans le besoin de subventions. Il convient seulement de mettre en place des structures permettant d'offrir les microcrédits puis d'assurer la collecte des mensualités et l'assurance.

Les revenus de ces mensualités permettent en générale à une structure privée autonome de fournir des équipes tournant constamment dans le pays et assurant maintenance et collecte des fonds. Cette structure a été appliquée avec succès par exemple au Bangladesh avec Grameen banque.

b. Villages et petites villes

Pour les villages et les petites villes, une étude a été menée afin de comparer plusieurs configurations de systèmes sur la base de collectes de données réelles.

Comparaison de 3 typologies

Pour l'alimentation de petites villes, les données utilisées ont été obtenues par l'ONUDI dans le cadre du projet d'électrification rural à base de mini centrales solaires²⁹.

Les données ont été relevées pour les communes de Mombou (700 habitants), Mailao (2.000 habitants), Douguia (4.000 habitants), Guelendeng (12.000 habitants) et Dourbali (17.000 habitants). La proportion de l'utilisation de l'électricité est résumée dans la figure ci-dessous.

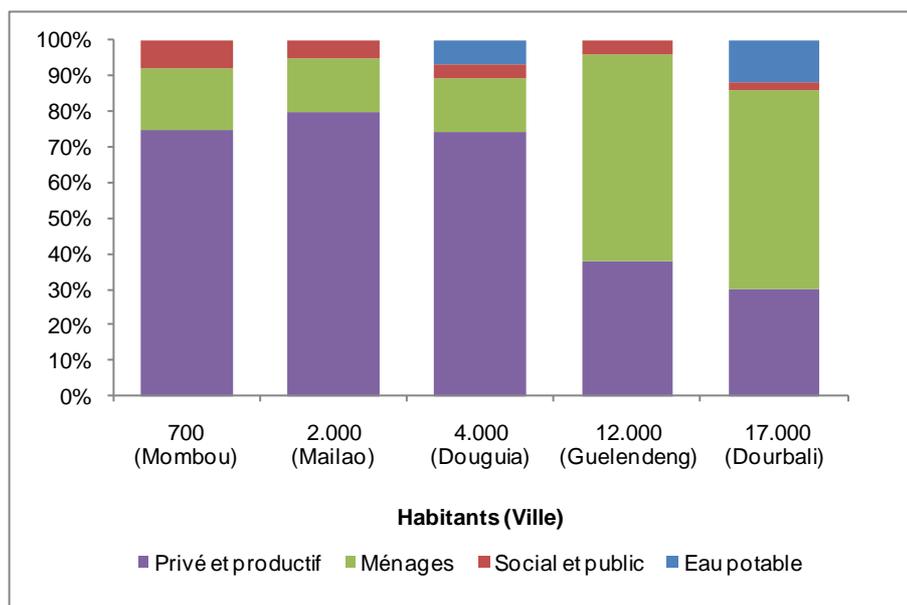


Figure 4-21: La demande énergétique en fonction de la taille de la commune

On notera que les plus petites communes ont une consommation électrique tellement faible que seules quelques structures productives représentent une proportion très élevée de la consommation en électricité. Il s'agit à Mombou de 2 structures utilisant un pompage de l'eau, et à Mailao d'un hôtel.

Ces données de consommation électrique ont été utilisées pour générer synthétiquement une courbe de charge typique. Cette courbe de charge est caractérisée par le pompage de l'eau en journée et l'éclairage des ménages en soirée. Le principe retenu est de fournir de l'électricité de 10h du matin à 23h sans interruption.

Pour un village de l'ordre de grandeur de Mombou (consommation de 300 kWh par jour, plus de 90% de couverture de la demande), 3 systèmes alternatifs ont été analysés, à savoir : conventionnel (diesel seul), 100% photovoltaïque et hybride photovoltaïque – diesel. Les résultats sont représentés ci-dessous.

²⁹ Rapport de Mission de Pré-Identification des Sites Pilotes pour le Projet de Promotion des Energies Renouvelable basée sur les Mini-Systèmes pour l'électrification Rural et les usages productifs, Juillet 2010

Système	Diesel seul	PV seul	PV - Diesel
Puissance PV	-	80 kW	40 kW
Capacité de la batterie	-	200 kWh	100 kWh
Puissance groupe électrogène	60 kW	-	30 kW
Investissement	18.000 €	520.000 €	269.000 €
Consommation de diesel / an	38.000 l	-	18.000 l
Consommation diesel fût/ jour	0,5	-	0,25
Pénétration PV	-	100%	55%
Coût annuel d'opération	46.000 €	6.000 €	22.000 €
Coût dynamique du kWh	0,49 €	0,51 €	0,42 €

Tableau 4-16: Comparaison des 3 types de systèmes pour la commune de Mombou

On en tirera donc les conclusions suivantes :

- Un système avec du photovoltaïque seul ne se justifie pas, car la puissance nécessaire ainsi que la capacité de l'accumulateur rendent l'investissement prohibitif (plus du double d'un système hybride). Il en résulte que de tels systèmes ne sont pratiquement jamais réalisés
- Un système conventionnel avec un groupe électrogène a certes un investissement plus faible, mais les coûts actualisés du kWh sont relativement élevés
- Le système largement avantageux sur le long terme est le système hybride combinant PV et diesel

Le système hybride sera donc retenu et détaillé ci-après.

Mode de fonctionnement journalier

Le mode de fonctionnement journalier d'un système hybride diesel – photovoltaïque est expliqué dans la figure suivante :

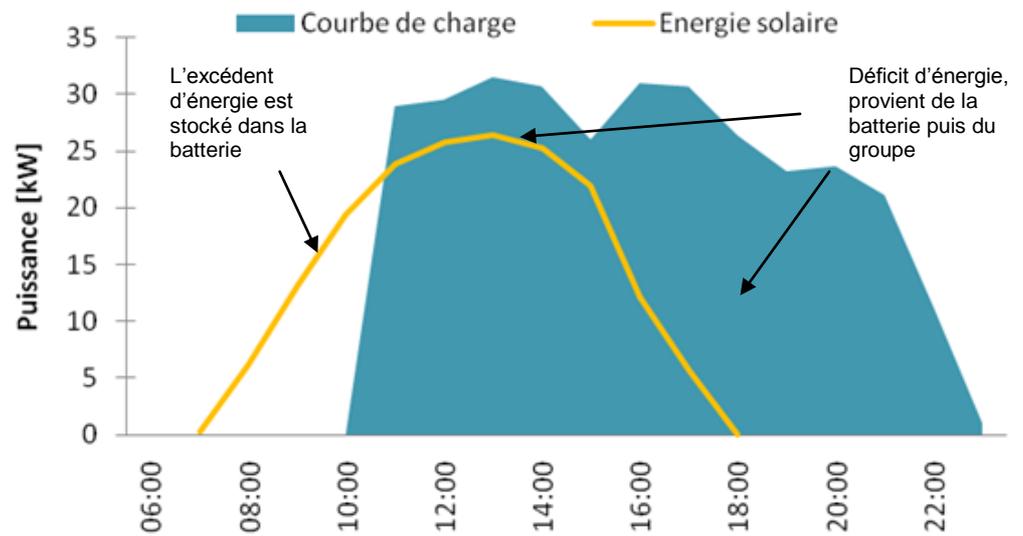


Figure 4-22 Courbe de charge et production solaire

Il en résulte donc le mode de fonctionnement journalier ci-dessous.

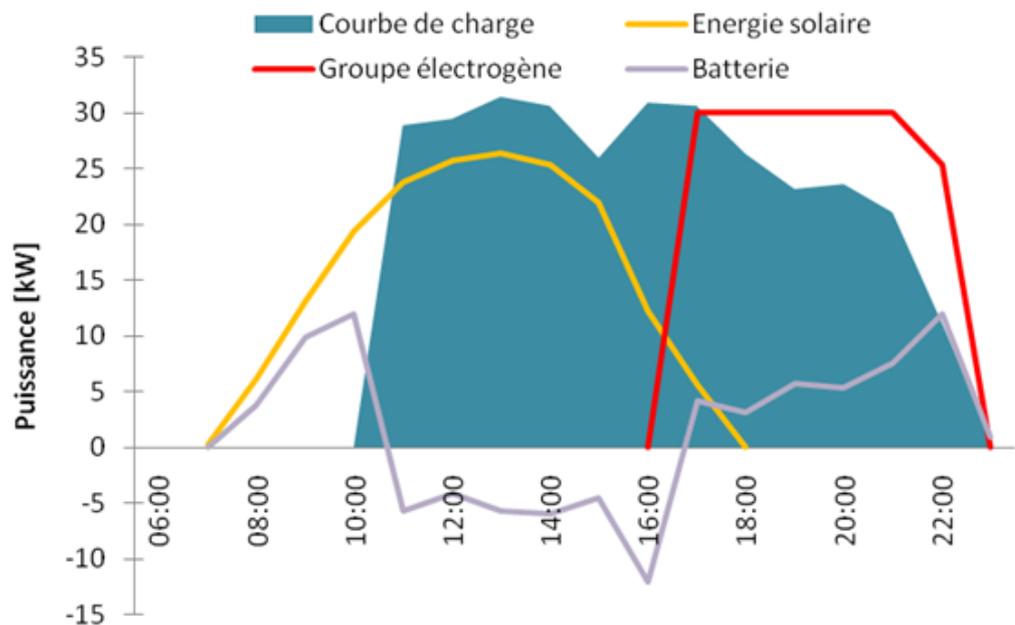


Figure 4-23 Mode de fonctionnement journalier d'un système hybride

Le rythme journalier est donc comme suit :

- Le matin le surplus d'énergie solaire est stocké dans la batterie
- L'après midi, la majeure partie de la consommation est couverte directement par l'énergie solaire. Les éventuels surplus d'énergie vont dans la batterie, les déficits proviennent de la batterie
- En soirée, le groupe électrogène intervient pour couvrir le pic de consommation et charger la batterie

Dans un tel système, l'alimentation en électricité peut être assurée en continue de 10h du matin à 23h, sans utiliser plus de gasoil qu'un système

fonctionnant de 18h à 23h. Il permet donc le développement de la petite entreprise en journée. De plus, le groupe électrogène est utilisé la plupart du temps à pleine charge.

Le déclenchement du groupe électrogène peut être soit couplé à un horaire (par exemple de 16h à 23h), soit couplé au niveau de charge de la batterie (par exemple il commence quand la batterie atteint le niveau bas de 10% et arrête quand elle atteint le niveau haut de 90%).

Une combinaison des 2 alternatives est aussi possible. Etant donné le plus faible niveau d'ensoleillement pendant les mois de la saison des pluies, une adaptation saisonnière est nécessaire. La planification de la mise en marche du groupe électrogène sera donc par exemple comme suit. En rouge, le générateur est éteint et en vert allumé.

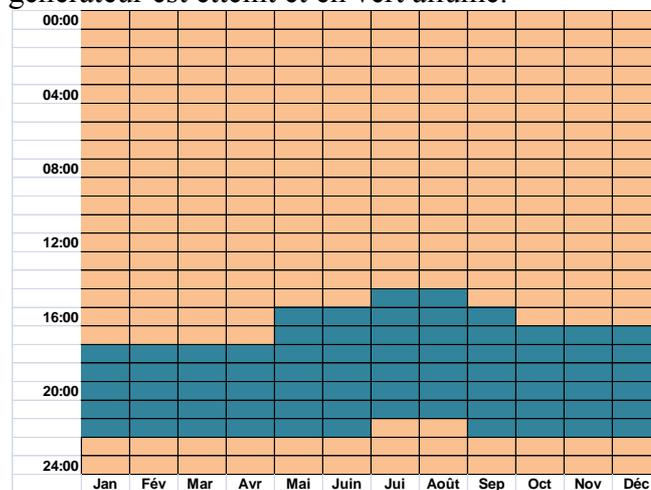


Figure 4-24: Planning de fonctionnement du groupe électrogène d'un système hybride

Pour son fonctionnement, le système sera connecté au réseau GSM par batterie indépendante afin de transmettre à tout moment les données principales, à savoir :

- Niveau instantané d'ensoleillement
- Puissance instantanée du générateur solaire
- Niveau de charge de la batterie
- Niveau de puissance de la courbe de charge et du groupe

Ainsi, tout le système peut être contrôlé à distance, par exemple depuis la capitale et même avec l'appui du fabricant ou de l'installateur depuis l'Europe. En cas de niveaux anormaux ou d'anomalie, un technicien local peut être contacté pour se rendre sur place. Ce mode d'opération est tout à fait opérationnel et utilisé depuis maintenant plus de 5 ans avec succès en Europe.

Standardisation de systèmes modulables

Sur la base de cette étude, un système modulable sur la base d'un générateur photovoltaïque de 40 kWp a été développé pour les communes avec une demande quotidienne allant jusqu'à 1000 kWh. Un système peut donc

graduellement être agrandi selon l'augmentation de la demande de la commune.

Les données techniques et économiques de tels systèmes sont montrées dans le tableau ci-dessous. Les coûts actualisés du kWh sont de l'ordre de 40 ct€/kWh pour ces systèmes.

Type (kWh/kW)	250/40	500/80	800/120	1000/160
Type de village (hab.)	1.000	2.000	3.000	4.000
Données techniques				
Puissance PV (kW)	40	80	120	160
Batterie	1	2	2	3
Capacité de stockage batterie (kWh)	100	200	200	300
Groupe électrogène (kW)	30	60	90	120
Charge minimum requise (kW)	0	0	30	30
Coûts d'investissement				
Coût système PV (Euro)	160.000	320.000	480.000	640.000
Coût batterie(Euro)	100.000	200.000	200.000	300.000
Coût du groupe (Euro)	9.000	18.000	27.000	36.000
Investissement total (Euro)	269.000	538.000	707.000	976.000
Investissement total (kFCFA)	176.000	352.000	463.000	639.000
Production électrique				
Pénétration PV	55%	55%	55%	55%
Production PV quotidienne (kWh)	160	320	490	650
Production total quotidienne (kWh)	290	580	890	1.180
Production PV annuelle (kWh)	60.000	120.000	180.000	240.000
Production total annuelle (kWh)	109.000	218.000	327.000	436.000
Consommation de diesel				
Consommation de diesel (m ³ /an)	16	33	49	65
Consommation de diesel (g/jour)	37,3	76,8	114,1	151,4
<i>conso. de diesel sans PV (m³/an)</i>	<i>36</i>	<i>73</i>	<i>109</i>	<i>145</i>
Coûts d'opération et maintenance				
Coût annuel de carburant (Euro)	16.000	32.000	49.000	65.000
Coût de maintenance (diesel) (Euro)	2.700	5.400	8.100	10.800
Coût de maint.(PV+batterie) (Euro)	5.600	11.200	12.800	18.400
Coût totaux O&M(Euro)	24.300	48.600	69.900	94.200
Coûts totaux O&M (kFCFA)	15.900	31.800	45.700	61.700
<i>Coûts totaux O&M diesel seul(Euro)</i>	<i>43.000</i>	<i>86.100</i>	<i>129.200</i>	<i>172.300</i>

Tableau 4-17: Dimensionnement de systèmes hybrides pour villages

La transition d'un système à un système plus puissant peut se faire simplement en augmentant l'utilisation du groupe électrogène.

c. Villes secondaires

Pour les villes secondaires, l'étude se base sur les données relevées en particulier dans la ville de Mongo. Dans ce cas, le but principal est d'étendre

l'alimentation en électricité de la ville à toute la journée et de connecter le pompage de l'eau sans pour autant augmenter la consommation en diesel. Ce cas est présenté dans la figure suivante.

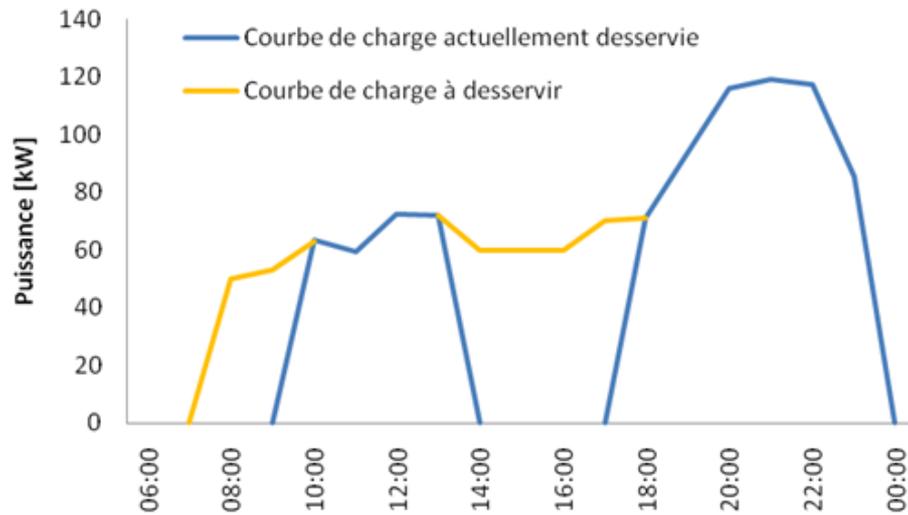


Figure 4-25: Courbe de charge actuelle et potentielle de Mongo

Le fonctionnement journalier du système est présenté dans la figure suivante. Contrairement aux systèmes fonctionnant à partir de 10h du matin, le groupe électrogène démarre 2 fois par jour mais il est complètement éteint en milieu de journée.

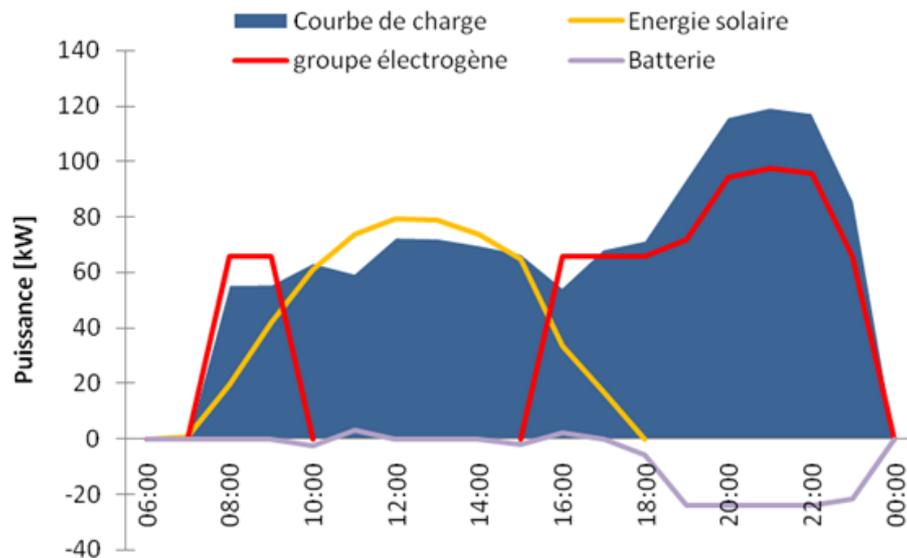


Figure 4-26: Mode de fonctionnement d'un système hybride de 7h à 23h

Sur le même principe modulable, les systèmes suivants ont été développés pour les villes ayant un besoin quotidien de plus de 1.000 kWh.

Demande quotidienne (kW/kWh)	200/ 1.300	240/ 1.600	280/ 1.900	320/ 2.200
Type de village (hab.)	5.000	6.000	7.000	8.000
Données techniques				
Puissance PV (kW)	200	240	280	320
Batterie	4	4	5	6
Capacité de stockage batterie (kWh)	400	400	500	600
Groupe électrogène (kW)	150	180	210	240
Charge minimum requise (kW)	30	60	60	60
Coûts d'investissement				
Coût système PV (Euro)	800.000	960.000	1.120.000	1.280.000
Coût batterie (Euro)	400.000	400.000	500.000	600.000
Coût du groupe électrogène(Euro)	45.000	54.000	63.000	72.000
Investissement total (Euro)	1.245.000	1.414.000	1.683.000	1.952.000
Investissement total (kFCFA)	815.000	926.000	1.102.000	1.278.000
Production électrique				
Pénétration PV	55%	55%	55%	55%
Production PV quotidienne (kWh)	820	980	1.150	1.310
Production total quotidienne (kWh)	1.490	1.780	2.090	2.380
Production PV annuelle (kWh)	300.000	360.000	420.000	480.000
Production total annuelle (kWh)	545.000	654.000	763.000	872.000
Consommation de diesel				
Consommation de diesel (m³/an)	82	98	114	131
Consommation de diesel (g/jour)	191,0	228,2	265,5	305,1
<i>conso. de diesel sans PV (m³/an)</i>	<i>182</i>	<i>218</i>	<i>254</i>	<i>291</i>
Coûts d'opération et maintenance				
Coût annuel de carburant (Euro)	81.000	98.000	114.000	130.000
Coût de maintenance (diesel) (Euro)	13.500	16.200	18.900	21.600
Coût de maint. (PV + batterie) (Euro)	24.000	25.600	31.200	36.800
Coût totaux O&M(Euro)	118.500	139.800	164.100	188.400
Coûts totaux O&M (kFCFA)	77.600	91.500	107.400	123.400
<i>coûts totaux O&M diesel seul (Euro)</i>	<i>215.400</i>	<i>258.500</i>	<i>301.500</i>	<i>344.600</i>

Tableau 4-18 : Dimensionnement de systèmes hybrides pour villes secondaires

d. N'Djamena

Le cas préconisé pour N'Djamena et éventuellement pour les autres grosses villes du Tchad est de connecter une centrale solaire au réseau sans l'utilisation de batterie.

Etant donné l'état actuel du parc de production et du réseau, une centrale de maximum 8 MWp (puissance DC) est possible. Après la mise en service de la nouvelle centrale thermique de Farcha et de la boucle HT de la ville, une centrale de 20 MWp peut être considérée.

La figure suivante résume la production mensuelle de ces 2 options.

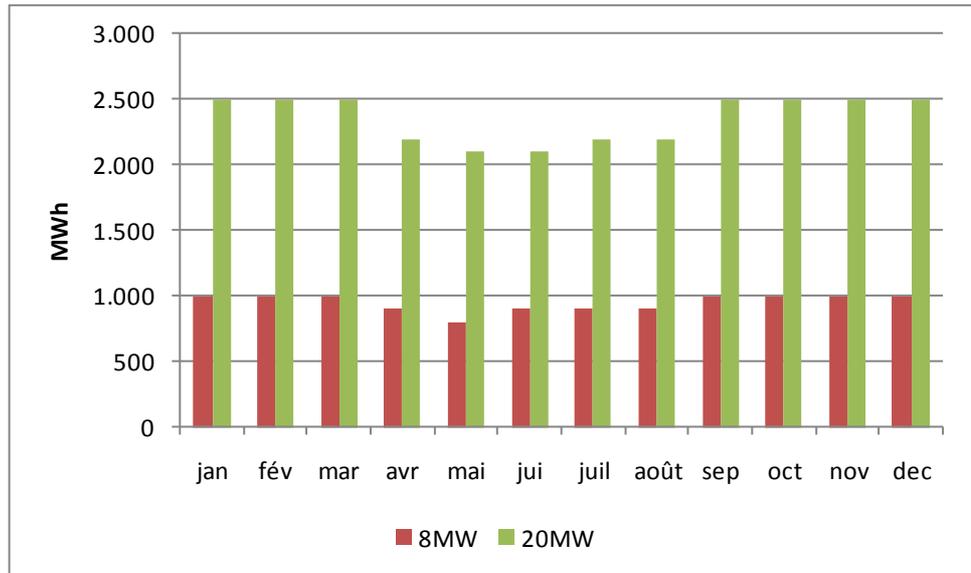


Figure 4-27: Production mensuelle d'une centrale PV connectée au réseau à N'Djamena

La figure suivante donne une indication sur la puissance maximum injectée sur le réseau autour de midi des mois respectifs.

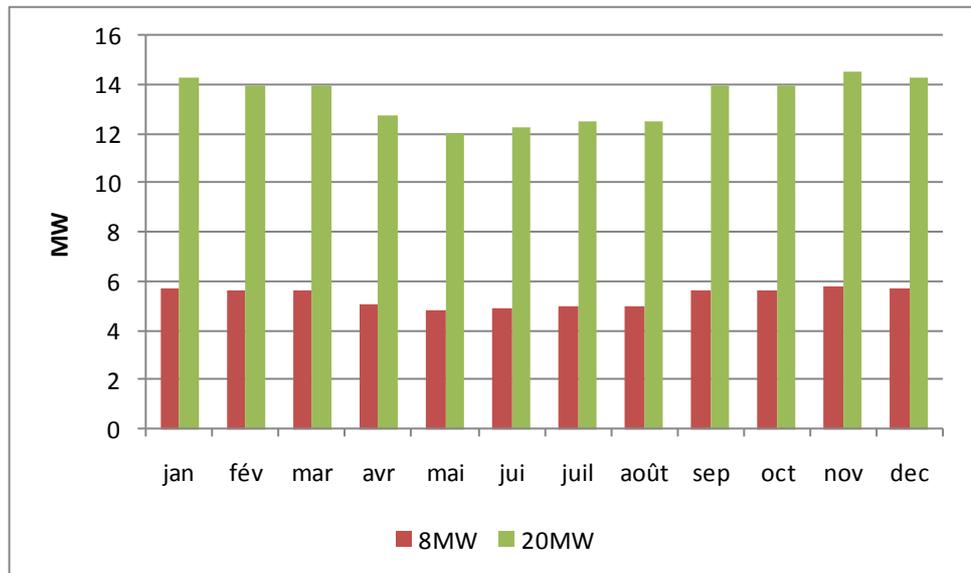


Figure 4-28: Puissance maximum injectée au réseau d'une centrale PV connectée au réseau

Du point de vue de son opération, la centrale fonctionne de façon totalement autonome et ne nécessite pas de main d'œuvre qualifiée en permanence sur place. Les onduleurs convertissent le courant continu dès que le rayonnement solaire le permet et synchronise le courant alternatif automatiquement avec le réseau.

Il est important de noter que l'énergie solaire ne peut être injectée que sur un réseau qui fonctionne. En cas de maintenance sur le réseau ou de délestage pour faute de carburant, les onduleurs se déconnectent automatiquement du réseau.

La centrale sera connectée au réseau GSM par batterie indépendante afin de transmettre à tout moment les données principales, à savoir :

- Niveau instantané d'ensoleillement
- Puissance instantané du générateur solaire
- Messages d'erreurs des onduleurs

Ainsi tout le système peut être contrôlé à distance, par exemple depuis la capitale et même avec l'appui du fabricant ou de l'installateur. En cas de niveaux anormaux ou d'anomalie, un technicien local peut être contacté pour se rendre sur place. Ce mode d'opération est tout à fait opérationnel et utilisé depuis maintenant plus de 5 ans avec succès en Europe.

Les aspects économiques sont résumés dans le tableau suivant.

Centrale PV "au fil du soleil"	prix unitaire (par MWp)	8 MWp	20 MWp
Investissement			
Panneaux solaires (Euro)	1.450.000	11.600.000	29.000.000
BOS (autres composantes) (Euro)	1.450.000	11.600.000	29.000.000
Ingénierie, développement (Euro)	2.610.000	20.880.000	52.200.000
Prix total (Euro)	5.510.000	44.080.000	76.000.000
Prix total (kFCFA)	3.582	28.652	49.400
Maintenance			
Coût de maintenance annuelle (Euro)	38.000	304.000	760.000
Coût de maintenance annuelle (kFCFA)	24.890	199.120	497.800
Production			
Production annuelle (MWh/an)	1.624	12.912	32.280
Economie de diesel (m³/an)	538	4.304	10.760

Figure 4-29: Coûts d'une centrale PV connectée au réseau (avec douane)

La durée de vie approximative d'une telle installation est de 25 ans, sachant que les onduleurs doivent être remplacés autour de la dixième année.

4.2.4 Energie éolienne

Ressources au Tchad

Contrairement aux données solaires obtenues par satellite, un gisement éolien ne peut être déterminé avec précision que par la réalisation de mesure sur place de plusieurs mois. La carte ci-dessous provient de mesures satellites et donne une idée du gisement éolien en Afrique. De telles cartes permettent en particulier de savoir où concentrer les recherches plus approfondis.

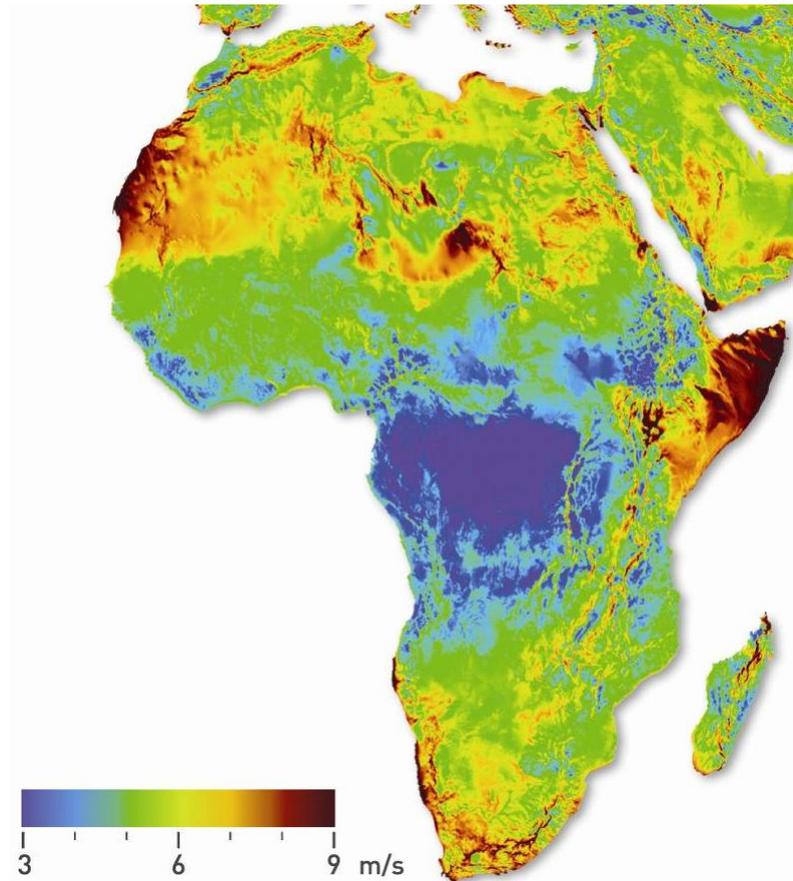


Figure 4-30 : Gisement éolien en Afrique³⁰

La carte suivante montre le potentiel au Tchad. Elle permet de délimiter le potentiel des régions, afin de savoir sur quelles régions ou villes concentrer une recherche plus approfondie. La résolution spatiale est de 5km, et les aspects géomorphologiques locaux (en particulier les collines) ne sont pas pris en compte.

³⁰ Source 3tier : <http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>

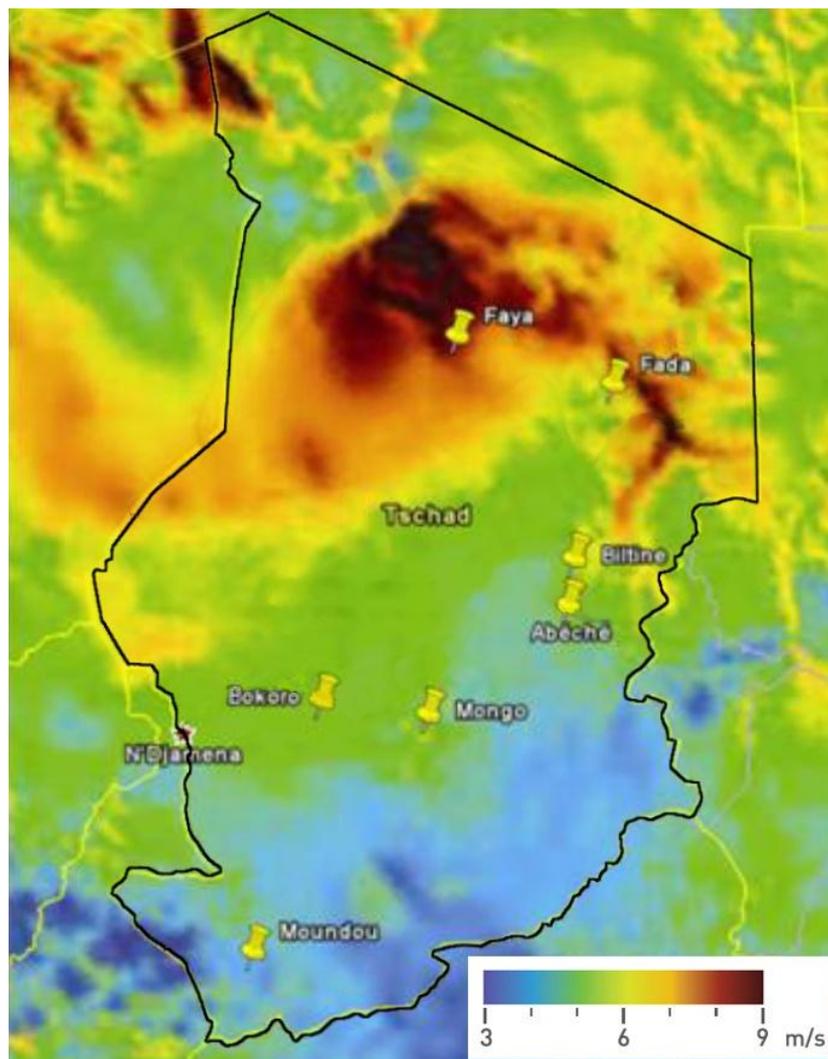


Figure 4-31: Potentiel énergie éolienne au Tchad

La division des régions du potentiel éolien au Tchad correspond plus ou moins au découpage climatique de la zone Soudanaise, Sahélienne et Saharienne. L'équivalence approximative en heures à pleine charge pour des éoliennes est aussi montrée.

Comme on peut le constater, le meilleur potentiel éolien est situé dans la zone la moins peuplée du pays, mais quelques villes peuvent donc faire l'objet d'une étude plus détaillée, comme Fada ou Faya.

Applications

Les éoliennes utilisées majoritairement aujourd'hui sont en général de 1 ou 2 MW dans des sites bien ventés et injectent la totalité de leur production sur le réseau. En Europe ou aux Etats-Unis, le réseau étant interconnecté il représente une puissance énorme pouvant « absorber » les fluctuations de production, lié à la fluctuation du vent. De manière générale, un réseau ne peut pas accepter plus de 10% de sa puissance en éolien afin d'assurer sa stabilité. Ces éoliennes sont installées aujourd'hui pour des prix autour de

1 million d'euros du MW. Le coût du kWh qui en résulte est situé en dessous de 10 c€ soit un coût bien plus faible que le photovoltaïque.

Cette application est aujourd'hui impensable au Tchad pour des raisons techniques car le meilleur gisement éolien est situé loin des gros centres de consommation et ces derniers ne représentent pas une consommation suffisante.

Une application moins répandue, mais avec une longue expérience est l'utilisation de la micro et petite éolienne pour des systèmes autonomes en particulier en combinaison avec des groupes électrogènes et batteries. Ces petites éoliennes sont disponibles sur le marché à partir de 100 W et jusqu'à environ 200 kW. Ces éoliennes sont installées pour des coûts aux alentours de 2 à 2,5 €/W soit plus du double des grosses éoliennes conventionnelles. Ceci est en majorité dû au manque d'économie d'échelle en raison de la production non-industrielle du matériel. Ce marché est dominé par les Etats-Unis où les petites éoliennes reçoivent souvent un tarif de rachat préférentiel (subventionné).

Ces éoliennes sont en générale caractérisées par une mécanique simple demandant peu de maintenance et surtout une installation simple et sans machinerie ou grues. La figure suivante montre par exemple le montage d'une éolienne de Vergnet à l'aide d'un levier. Ainsi ces éoliennes peuvent être rabaissées sur le sol pour la maintenance.



Figure 4-32: Exemple de montage d'une petite éolienne³¹

Le tableau suivant montre un échantillon de micro et petites éoliennes utilisées aujourd'hui dans le monde.

³¹ www.vergnet.fr

	< 1 kW	< 10 kW	< 100 kW	+ 100 kW
Exemple	Southwest Windpower Air X ³²	Bergey Excel 10 ³³	Wind Energy Solutions WES 18 ³⁴	Vergnet GMV MP 250 ³⁵
Photo				
Puissance nominale	400 W	7,5 kW	80 kW	250 kW
Diamètre du rotor	1,15 m	7 m	18 m	30 m
Hauteur du moyeu	4 – 10 m	10 – 20 m	24 – 39 m	30 – 50 m
Production annuelle*	400 – 800 kWh	7.500 – 15.000 kWh	80.000 – 160.000 kWh	250.000 – 500.000 kWh
Application typique	Electrification rurale, maison	Village, petite industrie	Petite ville	Ville moyenne avec réseau

Tableau 4-19: Exemple de micro et petites éoliennes disponibles sur le marché

Cette production est une moyenne et dépend du site choisi. La production de chaque éolienne peut aussi être plus élevée.

Pour la plupart de ces petites éoliennes, les tours peuvent en général être fabriquées sur place, réduisant ainsi les frais d'acquisition et de transport.

Comme pour le photovoltaïque, les petites éoliennes peuvent être utilisées en systèmes autonomes avec des batteries et avec d'autres types de générateurs comme un groupe électrogène ou un générateur solaire, ou même les trois ensemble.

Le tableau suivant résume les différentes implications d'un système utilisant l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque.

³² <http://www.windenergy.com>

³³ <http://www.bergey.com>

³⁴ <http://www.wes18.com>

³⁵ <http://www.vergnet.fr>

	PV	Eolien
Complexité / Construction	Les deux systèmes sont relativement simples à installer et ne demandent que peu de personnel spécialisé	
Opération	Pas de pièces en mouvement, maintenance très limitée	Pièces en mouvement. Besoin régulier de lubrifier. Sensible à la poussière
Modularité	Les deux systèmes peuvent être agrandis de façon modulaire.	
Coût du kWh	20 – 50 ct€/kWh	10 – 20 ct€/kWh

Tableau 4-20: Comparaison PV éolien.

L'éolien a aujourd'hui encore un avantage économique par rapport au photovoltaïque.

Par contre, dans un milieu où la maintenance des groupes électrogènes est en général un point sensible, il convient raisonnablement de ne pas augmenter la demande en maintenance, et donc de recourir au PV plutôt qu'à l'éolien. Pour cette raison principale, l'éolien ne sera pas développé plus en détails dans cette étude.

4.2.5 Biomasse

La biomasse désigne de façon générale la matière organique d'origine végétale ou animale pouvant être transformée pour produire de l'énergie. Au Tchad la biomasse provient surtout de 3 sources principales :

- les déchets de l'agriculture
- les excréments d'animaux d'élevage
- les ordures ménagères

Ces 3 sources sont encore très peu exploitées aujourd'hui et le potentiel en est d'autant plus énorme. On distingue cependant les utilisations suivantes :

- utilisation des excréments de bovins séchés pour la cuisine
- utilisation de la bagasse (restes de canne à sucre), dans un cas unique

La figure suivante montre un exemple de biomasse non exploitée : restes de l'agriculture du mil dans la région de Mangalmé qui sont en général abandonnés dans les champs.



Figure 4-33: Exemple de biomasse non-exploitée (restes de mil)

La mise en valeur des ordures ménagères exige la mise en place d'un système de collecte des déchets qui est depuis peu opérationnel dans la capitale.

En termes de quantité, les 10 denrées les plus produites au Tchad sont énumérées dans la figure suivante. En particulier on notera les 2 céréales les plus produites qui sont le Sorgho avec 680.000 tonnes en 2008 et le millet avec 523.000 tonnes en 2008.

Denrée	Production en 2008 (tonnes)
Sorgho	685.000
Mil - Millet	523.200
Autres céréales indigènes	406.000
Igname	405.000
Arachide	403.000
Canne à sucre	390.000
Maïs	226.000
Lait bovin	188.000
Riz	170.000
Manioc	161.000

Tableau 4-21: 10 Denrées alimentaires les plus produites au Tchad

Le Tchad regorge donc d'un bon potentiel biomasse jusqu'à présent largement inexploité.

Applications

Parmi les applications de la biomasse, on distinguera les principales suivantes :

- Incinération pour cogénération (chaleur et électricité)
- Fermentation pour production de biogaz
- Biocarburants (avec ou sans transformation : éthanol, biodiesel et jatropha)

Seules les deux premières applications feront parties de cette étude en raison de leur pertinence pour le territoire Tchadien.

Le Biogaz

Le biogaz a connu un essor surtout dans les 10 dernières années en Europe et particulièrement en Allemagne à échelle industrielle en raison d'un tarif de rachat subventionné. Des plantes agricoles, par exemple des céréales sont souvent cultivées dans le seul but d'être transformées en biogaz donc sans production agroalimentaire.

La figure suivante montre un exemple typique d'une centrale à biogaz en Allemagne. Les deux cylindres sont les digesteurs où a lieu la transformation anaérobie de la biomasse. La taille de ces centrales peut atteindre plusieurs MW électriques.



Figure 4-34: Exemple de centrale biogaz

Le biogaz trouve aussi de nombreuses applications dans les pays du sud avec des solutions adaptées :

- Très peu de technologie, en particulier s'il n'y a pas de production d'électricité
- main d'œuvre locale sans qualification particulière et
- utilisation directe du gaz par exemple pour la cuisine. Le gaz peut aussi être utilisé dans des turbines ou moteurs à gaz pour produire de l'électricité.

Un autre avantage est que la température optimale de digestion est de l'ordre de 35°C.

La figure suivante montre la simplicité d'un tel système. Le digesteur est un dôme mi-enterré fabriqué en briques. La biomasse est approvisionnée d'un côté et de l'engrais naturel (résultat de la digestion anaérobie) est récupéré de l'autre côté. Le gaz est récupéré à la surface du dôme.

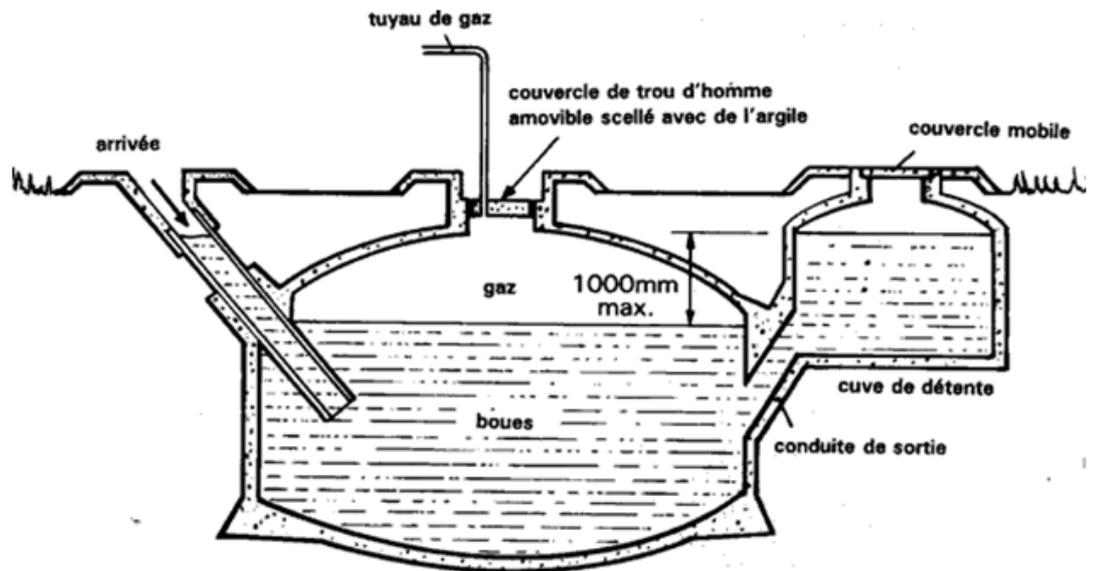


Figure 4-35: Schéma d'un petit digesteur biogaz pour pays du sud



Figure 4-36: Construction d'un digesteur biogaz à dôme fixe

Ces applications sont particulièrement développées en Asie, par exemple avec plus de 1,8 million de digesteurs à excréments de bovins en Inde au milieu des années 90³⁶, mais aussi dans plusieurs pays d'Afrique dont le Burkina Faso, la Tanzanie et le Kenya.

Cette utilisation est largement prouvée et peut être utilisée à très petite échelle : 2 bovins et 1 hectare de céréales suffisent pour produire 2 kW électrique tout au long de l'année. Selon les économies d'échelle et le savoir faire local, une telle installation coûte entre 500 et 1.000 € et ne demande pratiquement pas de maintenance pour une durée de 15 à 20 ans.

En considérant seulement les 2 denrées alimentaires les plus produites au Tchad – le Sorgho et le Mil – le potentiel suivant a été estimé.

³⁶ Source: GTZ, small scale electricity generation from Biomass

	Sorgho	Mil	Total
Rendement type* (tonne/ha)	1	0.6	
Résidus* (tonne/ha)	2.5	2	
Pouvoir calorifique des résidus* (kWh/ha)	12,000	10,000	
Potentiel total au Tchad (GWh/an)	8,200	5,200	13,400
Potentiel technique (5%) (GWh/an)	410	260	670
Potentiel technique (MWh thermique/jour)	1,100	700	1,800
Puissance équivalente électrique (MW)	14	9	23

Tableau 4-22 : Potentiel biogaz au Tchad avec le Sorgho et le mil

De telles installations biogaz ne peuvent être utilisées avec succès que là où la population et / ou l'agriculture est relativement dense. Ainsi, le potentiel technique est limité ici à 5% du potentiel théorique.

En prenant en compte seulement les 2 deux denrées alimentaires les plus produites au Tchad, le sorgho et le mil, on obtient un potentiel technique de 1.800 MWh thermique par jour, équivalent à 23 MW électrique en continue. Par ailleurs, par la production de biogaz à base d'excréments de bovins, un potentiel d'environ 4 kWh thermique par jour par tête est disponible.

On émettra cependant la réserve suivante, extraite d'un document de l'Union européenne intitulé « Energie et développement durable en milieu rural en Afrique »³⁷:

« Pour envisager l'installation d'une telle filière [le biogaz] il faut que les agriculteurs concernés soient déjà en phase d'intensification agricole très avancée. Mais même dans ce cas il n'est pas évident que le meilleur usage soit d'abord la production de chaleur ; l'éclairage au gaz et la production d'électricité peuvent y être, dans un premier temps au moins, parfois plus intéressants. »

4.2.6 Géothermie

De façon générale, les zones éloignées des limites de plaques tectoniques ont un gradient géothermique (augmentation de la température en fonction de la profondeur) de l'ordre de 25°C – 30°C par km de profondeur. Ces valeurs ne permettent pas d'utiliser cette énergie pour produire de l'électricité de façon économique car les forages auraient besoin d'être profonds de plusieurs km.

Quelques recherches ont été menées du côté Nigérien du bassin du lac Tchad³⁸. Les résultats confirment le gradient géothermique autour de 3-4 pour cette zone au niveau de la frontière avec le Tchad.

³⁷ Energie et développement durable en milieu rural en Afrique (commission Européenne, 1997, 110 pages), www.greenstone.org

³⁸ International Journal of Physical Sciences Vol. 4 (12), pp. 777-783, December, 2009: Geothermal gradients in the Chad Basin, Nigeria, from bottom hole temperature logs

La seule formation géologique au Tchad potentiellement exploitable est située dans le massif de Tibesti qui est loin de tous les centres de consommation du Tchad.

De ce fait, la géothermie ne sera pas considérée pour le Tchad dans le cadre de ce document.

4.3 Les hydrocarbures

Un changement important survient en 2011 avec le démarrage de la raffinerie de Ndjamenas en juin 2011. Jusqu'au démarrage de cette raffinerie, l'ensemble des produits pétroliers consommés au Tchad étaient importés par camion, en majorité des raffineries de Limbe au Cameroun et de Lagos au Nigéria. Cela inclue le GPL, le jet, le pétrole lampant, l'essence, le gasoil/diesel, les huiles.

Dans ce chapitre il est abordé successivement les hydrocarbures pour la génération d'électricité, les hydrocarbures pour les transports et les hydrocarbures pour les ménages. Il sera tenu compte des surplus/déficits exposés à la section 2.5 de ce rapport.

De plus, des recommandations seront émises pour traiter les surplus et les déficits, inhérents à une raffinerie encastrée et loin des ports d'importation/exportation, comme l'utilisation de brut pour alimenter les centrales électriques au lieu de fuel oil, le développement d'un département à la MEP consacré aux normes dans le secteur pétrole et produits pétroliers avec objectif d'avoir des normes communes dans la région et la priorité pour développer la connexion rail de N'Djamena avec la voie de chemin de fer au Cameroun.

4.3.1 Hydrocarbures pour la génération d'électricité

Les hydrocarbures utilisés pour la génération de l'électricité sont le gasoil, le fuel lourd, le gaz naturel, les gaz liquides comme GPL, LNG, et l'essence.

La génération d'électricité est actuellement basée en majorité sur une alimentation en gasoil. L'alimentation en essence est limitée aux petits générateurs individuels. Le gasoil est importé par camion et atteint des prix ex terminaux à N'Djamena de 2.5 à 3.5 fois les prix internationaux. Ci-dessous, les prix CIF des différents produits sont comparés.

USD/tonne	2008-2010	8/4/2011
Gasoil	746	1.065
GPL	647	951
Fuel lourd	422	641
Source : Financial Times 8/4/2011		

Tableau 4-23 : Prix CIF des différents produits

Les prix du fuel lourd sur les marchés internationaux, inférieurs au prix du gasoil, devraient conduire à des coûts du kWh électrique nettement inférieurs aux coûts actuels, particulièrement si les prix des produits finis sont calés sur les prix internationaux comme indiqué dans différents documents MPE-SHT-CNPC.

La cimenterie de Baoré va approvisionner sa centrale en important du fuel lourd de la raffinerie de Limbe au Cameroun ; ceci étant la première utilisation de fuel lourd au Tchad.

Dans le Tableau 2-18 estimant les surplus et déficits des produits finis de la raffinerie dans le paragraphe précédent, un déficit de fuel lourd de 270.000 tonnes par an est prévu.

L'alternative d'utiliser le résidu de la distillation atmosphérique, n'est pas retenue. Ce résidu sera utilisé pour alimenter le cracker et améliorer la marge de raffinage. Seuls des surplus de résidu, s'il y en a, pourront être utilisés pour approvisionner des centrales. Nous proposons une alternative qui est d'alimenter les centrales en pétrole brut au lieu d'importer du fuel lourd.

Dans le tableau ci-dessous, les caractéristiques du fuel lourd et brut lourd au Tchad sont comparées.

	Atm. Residue 350°C +	Slurry Oil	Brut Lourd CNPC	Brut Lourd Doba
kt/an	569,4	34		6.000
Fuel, m%	100	100	-	80,45
API	21,6	19,9	20,69	21,1
Densité 15°C	0,9237	0,934	0.9292	0,9267
Soufre, m%	0,08		-	0,10
Viscosité, Cst	21,6 (100°C)	16,4 (90°C)	202,5 (50°C)	151 (50°C)
Point de solidification, °C	39	-	-8	-1,5
Ca, ppm	-	-	4,9	300
Na, ppm	14,1	-	15,0	> 8
Ni, ppm	11,3	-	10,2	9,38
V, ppm	0,7	-	0,9	0,48
Sources : CNPC et Chevron pour Doba				

Tableau 4-24 : Comparaison des caractéristiques du fuel lourd et du brut lourd

Les bruts lourds CNPC et Doba sont similaires et sont estimés avoir la même valeur FOB Kribi, soit Brent moins 10 USD/baril.

Le design de la raffinerie (CNPC) indique que la teneur en Ca ne doit pas dépasser 1 ppm pour alimenter les centrales. Il est prévu de baisser ces teneurs par dessalement électrostatique.

Esso indique que ce même problème de teneur en Ca se pose pour le brut Doba qui alimente les centrales électriques d'Esso Tchad. Des

investissements seront nécessaires pour abaisser cette teneur en Ca. Une étude économique aurait démontré que l'alimentation des centrales en brut lourd serait plus avantageuse que l'approvisionnement en fuel lourd de la raffinerie de N'Djamena, en supposant le prix ex raffinerie calqué sur les prix internationaux malgré les investissements requis.

Wärtsila, fournisseurs des groupes des centrales de Farcha, confirme la possibilité d'utiliser du pétrole brut, suivant les spécifications montrées au tableau ci-dessous.

Characteristics	Unit	Limit	Test method reference
Kinematic viscosity bef. inj. pumps, min. bef. inj. pumps, max.	mm ² /s ^{a)}	2,0 24	-
Kinematic viscosity at 50 °C, max.	mm ² /s ^{a)}	700,0	ISO 3104
Density at 15 °C, max.	kg/m ³	991,0 / 1010,0 ^{b)}	ISO 3675 or ISO 12185
CCAI, max.	-	870	ISO 8217, Annex F
Water bef. engine, max.	% v/v	0,30	ISO 3733 or ASTM D 6304-C
Sulphur, max. ^{c)}	% m/m	4,50	ISO 8754 or ISO 14596
Ash, max.	% m/m	0,150	ISO 6245 or LP1001
Vanadium, max.	mg/kg	450	IP 501, IP 470 or ISO 14597
Sodium, max.	mg/kg	100	IP 501 or IP 470
Sodium bef. engine, max.	mg/kg	30	
Aluminium + Silicon, max.	mg/kg	30	IP 501, IP 470 or ISO 10478
Aluminium + Silicon bef. engine, max.	mg/kg	15	
Calcium + Potassium + Magnesium bef. engine, max.	mg/kg	50	IP 501 or IP 500 for Ca and ISO 10478 for K and Mg
Carbon residue, micro method, max.	% m/m	20,00	ISO 10370
Asphaltenes, max.	% m/m	14,0	ASTM D3279
Reid vapour pressure, at 37.8 °C, max.	kPa	65	ASTM D323
Pour point (upper), max.	°C	30	ISO 3016
Cloud point, max. or Cold filter plugging point, max.	°C	60 ^{d)}	ISO 3015 IP 309
Total sediment aged, max.	% m/m	0,10	ISO 10307-2
Hydrogen sulfide, max.	mg/kg	5,00	IP 399 or IP 570
Acid number, max.	mg KOH/g	3,0	ASTM D664

Tableau 4-25 : Spécifications pour alimenter en brut les groupes Wärtsila

Le brut lourd de CNPC semble remplir les critères, mais des données supplémentaires devront être demandées à la CNPC pour s'en assurer.

Sur base des prix internationaux, et Farcha comme destination, une comparaison des coûts d'approvisionnement en gasoil, en GPL, en fuel oil par rapport au fuel brut CNPC est donnée dans le graphique ci-dessous pour la période 2008 – 2010³⁹.

³⁹ Source Financial Times du 8/4/2011

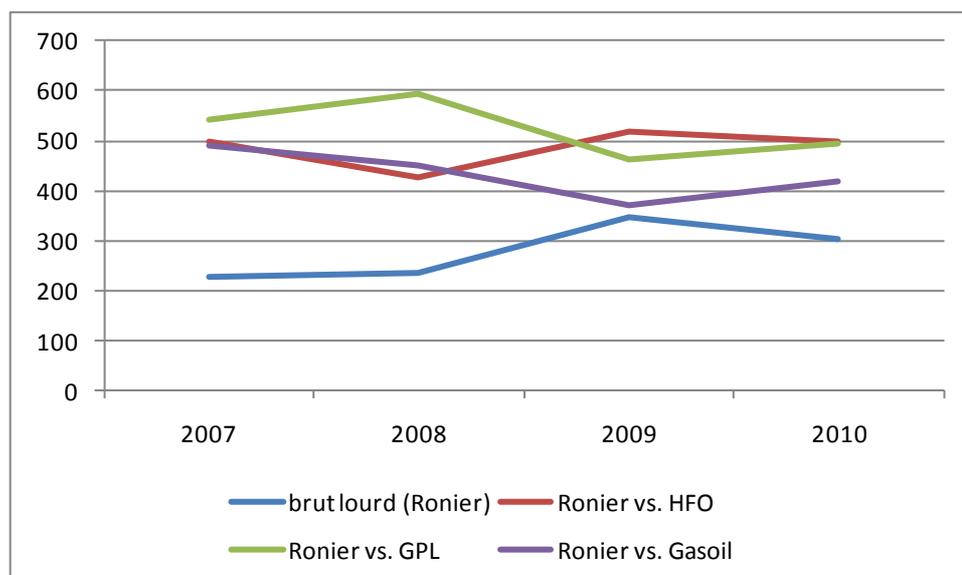


Figure 4-37 : Coûts de gasoil, de GPL et de fuel lourd par rapport au brut lourd (USD/t)

Etant donné l'importance de l'avantage économique à utiliser des bruts lourds par rapport au fuel lourd, gasoil et GPL, il est nécessaire de poursuivre cette voie pour approvisionner les centrales électriques, d'autant que la raffinerie ne pourra pas satisfaire la demande en fuel lourd pour les centrales électriques et la cimenterie.

L'utilisation du gasoil pour les mini-centrales en province devrait être revue à la baisse pour minimiser les coûts d'alimentation, en développant la génération électrique photovoltaïque et biomasse.

4.3.2 Hydrocarbures pour le secteur de transport

La demande d'essence, de diesel et de kérosène (jet et pétrole lampant) est satisfaite par importation par camion des raffineries de Limbe au Cameroun et de Lagos au Nigéria. On dénombre de nombreux accidents, des retards aux frontières et des « péages » imposés par des malfaiteurs.

Les coûts de transport de Limbe à Ndjamena sont de 125 FCFA/litre correspondant à 314 USD/tonne. A ces coûts s'ajoutent les taxes suivantes :

- Droits au Cameroun
- Taxe à la porte
- Droits de douane
- Redevance statistique
- Fiscalité pétrolière
- Bureau national de fret
- TVA
- Taxe sur la marge

Les prix ex raffinerie de Limbe sont basés sur les quotas Platts FOB Med High et les prix d'importation CIF Douala sont basés sur les quotas Platts CIF NWE (Rotterdam).

Avec le démarrage de la raffinerie en juin 2011, l'ensemble des fuels de transport seront disponibles ex raffinerie.

La balance des produits indiquée dans le Tableau 2-18 indiquait la balance suivante :

tonnes	Surplus/Déficit
Kérosène	-5.000
Essence	295.000
Gasoil	216.000

Tableau 4-26 : Surplus/déficit de kérosène, d'essence et de gasoil

Cette balance n'est pas précise, en l'absence de données de la production en produits finis qu'il n'a pas été possible d'obtenir du MEP ou de la SHT. Toutefois ces surplus sont validés par la CNPC.

Une étude marketing faite en mars 2011 par la CNPC indique toujours des productions en produit finis avec 20% de brut Sédigui approvisionné à la raffinerie. Cette étude s'adresse aux exportations d'essence et de diesel dans les pays limitrophes : Nigéria, Cameroun, République Centre Afrique, Soudan du sud. La CNPC a déjà pris contact avec des distributeurs dans ces pays de façon à ce que la raffinerie puisse vendre ces produits dès le démarrage de la raffinerie.

Sur la base des prévisions de consommation au Tchad, des surplus d'essence sont prévus au delà de 2030, et de gasoil pour 15 ans.

Le développement du rail avec connexion au Cameroun sur la voie existante devrait être une priorité qui permettra à terme de vendre des cargaisons FOB et diminuer les transports en camion.

Les prix ex raffinerie sont prévus d'être calqués sur les prix mondiaux.

	2008-2010 USD/Tonne	8/4/2011 USD/Tonne	8/4/2011 CFA/Litre
Diesel	765	1.080	592
Essence	744	1.105	677
Jet	798	1.146	659
Les prix à la pompe à Ndjama ce 2 avril était de 690 FCFA/litre pour l'essence et de 680 FCFA/litre pour le diesel			

Tableau 4-27 : Prix CIF de diesel, d'essence et de jet

Avec ces hausses de prix importantes sur les marchés mondiaux du pétrole, des produits pétroliers, et des prix ex raffinerie qui seront calés au marché international, il est probable que les réductions de prix au consommateur qui étaient anticipées avec le démarrage de la raffinerie soient remis en cause,

d'autant que le montant des taxes et autres charges ne sont pas encore connus.

La vente de ces surplus présentera des difficultés dans les pays ayant des prix intérieurs subventionnés (Nigeria) ou à péréquation (Cameroun).

La SHT devrait s'impliquer dans ces domaines et développer des possibilités de swap de produits comme livraisons au Nord du Nigéria d'essence avec restitution FOB raffinerie de Lagos des mêmes quantités d'essence. Un différentiel de prix, équivalant par exemple à la différence des coûts de transport, pourrait être négocié. SHT vendrait alors l'essence FOB Lagos sur le marché international. De même au Nord Cameroun où il serait possible de livrer de l'essence et restitution FOB la raffinerie de Limbe d'essence. Cela représente un avantage de transport pour les deux parties et évite des problèmes de prix local dans ces pays.

Toutefois les normes des produits finis de la raffinerie de Ndjamen, aux standards chinois, avec des limites de soufre élevés (0.2% pour le gasoil et le jet), densité mesurée à 20°C, pourrait poser un problème dans les pays limitrophes qui appliqueraient des normes différentes. Un département concernant les normes devrait être développé au sein du MEP pour le pétrole et les produits pétroliers avec l'objectif de développer un organisme régional et standardiser ces normes avec les pays voisins.

Quand la voie ferrée de N'Djamena sera connectée au chemin de fer du Cameroun, cela facilitera les exportations, à des coûts inférieurs que par la route et donnera plus de facilité à la SHT pour diversifier les ventes.

Cette construction de voie ferrée devrait obtenir une priorité compte tenu des quantités déjà prévisibles pour son utilisation.

4.3.3 Hydrocarbures pour les ménages

Tout le GPL est importé par camions des raffineries de Limbe au Cameroun et Lagos au Nigeria. Actuellement, le Cameroun restreint ses exportations de GPL, étant donné la croissance des besoins locaux donc dans l'avenir les importations au Tchad proviendront en majorité du Nigéria.

Les importateurs et distributeurs principaux avec entre parenthèse la part de marché sont les suivants :

- TOTAL (72%)
- Libya Oil (6%)
- Gazcom (12%)
- SPP (local) (10%).

Ils assurent le transport jusqu'à leur terminal de Ndjamen, où ils disposent de stockage et la distribution.

Ils confirment la croissance de la consommation et le changement de mentalité qui s'installe chez les consommateurs. Ils y voient non seulement une alternative pas plus coûteuse que le charbon de bois, mais aussi le fait de ne plus aller chercher du bois ou d'acheter du charbon de bois illicite, une facilité d'emploi à la demande, et une habitation plus propre.

Les coûts du GPL pour les pays côtiers sont au niveau des prix internationaux. Pour les pays enclavés comme Tchad, Niger, Mali et Burkina Faso, les coûts sont de 2 à 3.5 fois plus élevés. Comme pour le Tchad, une réglementation spécifique est nécessaire.

Par contre à partir du moment où le GPL peut être disponible ex raffineries locales, à un prix anticipé au niveau des prix internationaux, la pénétration GPL auprès des ménages devrait continuer à augmenter considérablement.

Les coûts de distribution de GPL en dehors des villes limiteront la pénétration du GPL en zones Rurales. Des sources d'énergie durables et renouvelables devront être développées en zones rurales comme les fours solaires.

La production du GPL dans les pays de la région y compris le Tchad est montrée au tableau ci-dessous.

mille tonnes	1995	2000	2005	2006
Nigeria	169	1.203	1.170	1.670
Côte d'Ivoire	18	65	66	70
Ghana	10	10	63	64
Sénégal	68	99	152	155
Soudan	6	162	225	322
Angola	185	213	335	1.170
Tchad, prév. 2011 :15.000 t				
Surplus régional	166	1.431	1.975	2.681
Source : WLPGA 2007 (sauf le Tchad)				

Tableau 4-28 : Production du GPL

Le Nigéria est le plus gros producteur et exportateur de GPL dans l'Afrique de l'Ouest. La majorité de cette production de GPL provient de la stabilisation du gaz naturel et n'est pas disponible sur le territoire du Nigéria, car le terminal n'est équipé que pour l'export. Même en ne tenant pas compte du Nigéria, la région est exportatrice nette de GPL.

Les exportations vers les pays de la région, non producteurs, sont limitées par les infrastructures routières, les problèmes de douane, de taxes, et aboutissent à des coûts très élevés.

Toutefois le design de la raffinerie indique une production au cracker de 73.600 tonnes de GPL. Des données actualisées de production de produits finis sont nécessaires. La consommation de GPL estimée en 2011 est d'environ 15.000 tonnes donc le Tchad pourra s'approvisionner directement

à la raffinerie au lieu d'acheter chez les pays voisins. Selon le Tableau 2-18 de ce rapport, la balance entre production et demande du GPL donne un surplus de 58.600 tonnes en 2011.

Le prix des hydrocarbures au Tchad est aujourd'hui 2,5 à 3 fois plus élevé que les prix internationaux moyens. Cette élévation est en particulier due aux coûts du transport de l'ordre de 125 FCFA/l depuis le Cameroun.

Dès 2011 le GPL pourra être vendu à la sortie de la raffinerie au prix du marché soit entre 700-900 USD la tonne soit environ 400 FCFA le kilo ou 2.400 FCFA la bouteille de 6 kg prix comparable au prix du gaz subventionné actuellement.

Avec la recharge des bouteilles et leur distribution le prix du 6 kg pourra facilement atteindre 3.200-3.500 CFA incluant le transport interne et la marge distributeur.

Une disponibilité supplémentaire de GPL peut être obtenue au Tchad, en investissant dans le traitement des gaz associés de champs pour séparer le GPL et en remplaçant ces gaz alimentant les centrales électriques par du pétrole brut. Le pétrole de Sédigui contient une teneur élevée de GPL à 6,6%.

Par rapport aux hydrocarbures il est recommandé :

- d'obtenir de la part de la CNPC les chiffres exacts en ce qui concerne la production des différents types de carburant de la raffinerie de N'Djamena
- de maintenir le prix de l'essence au plus bas pour limiter les imports d'essence des pays limitrophes.
- D'utiliser dans la mesure du possible du fuel lourd pour alimenter les groupes électrogènes et conserver l'usage du diesel pour le transport.
- Lorsque le champ de Sédigui sera en exploitation voir la possibilité d'alimenter les groupes électrogènes directement à partir du pétrole brut provenant de ce champ dont les caractéristiques semblent compatibles avec ce genre d'usage.
- D'augmenter la taxe essentiellement sur les carburants gasoil/diesel pour alimenter le fond gaz et appuyer le développement du programme de promotion des énergies alternatives servant de contrepartie gouvernementale.

4.4 Energie domestique (bois)

L'énergie domestique traditionnelle au Tchad est le bois et sa production dans les conditions actuelles pourrait très facilement subvenir à ses besoins. Toutefois ce n'est pas le cas comme pour beaucoup de pays d'Afrique subsaharienne.

L'hypothèse souvent retenue pour expliquer la défaillance de la filière bois de feux en Afrique est liée à la gouvernance. Dans la majorité des cas la filière est maîtrisée par quelques individus qui en collusion avec les services en charge des forêts s'accaparent de l'ensemble de la chaîne de production, transport et distribution et dans certains cas jusqu'à la vente au détail.

Pour les énergies non traditionnelles l'offre est également importante. Le soleil et le gaz (GPL) sont abondants. Toutefois, leur exploitation est quasi inexistante pour le premier et non appropriée pour le second.

L'enquête effectuée par Fichtner constate l'importante part du bois dans l'énergie des ménages (les produits ligneux couvrent plus de 90% des besoins d'énergie des ménages du pays en tant qu'énergie domestique notamment pour la cuisson) et la façon dont ce bois est produit et acheminé vers les grands centres est également un frein au développement.

Deux constats de l'enquête laissent croire à une surexploitation du milieu forestier dans les périphéries des grandes villes, l'augmentation importante des matières ligneuses dans les milieux urbains et la difficulté de plus en plus grande des populations rurales à acquérir le bois. De plus la réglementation nationale interdisant la commercialisation de bois vert et de charbon laisse présager également que le gouvernement considère la déforestation comme un enjeu majeur.

La surexploitation des zones forestières et rurales fait en sorte que les populations rurales ont de plus en plus de difficultés à s'approvisionner en bois car ce dernier est acheminé rapidement vers les grands centres urbains à des prix élevés. Cette surexploitation entraîne une dégradation des sols et accélère la désertification.

Pour enrayer ce phénomène il est important d'apporter des alternatives au bois en tant qu'énergie domestique.

4.4.1 L'approvisionnement en bois énergie

Il est très difficile d'estimer la production de bois d'énergie au Tchad car les connaissances du couvert forestier et des productions de ce dernier sont rares. Le rapport de la FAO de 1999⁴⁰ caractérise le milieu naturel en trois grandes zones bioclimatiques :

- La zone saharienne, d'une superficie de 600.350 km², subit un climat aride de type désertique. Les pluies y sont rares et irrégulières. L'insuffisance et l'irrégularité des précipitations ne permettent pas à une végétation spontanée de se développer. Celle qui existe, se rencontre dans des stations particulières bénéficiant de conditions édaphiques favorables : lits d'oueds, plaines d'épandage, zones d'affleurement de la nappe.

⁴⁰ Rapport d'étude sur les données du bois-énergie au Tchad, Taga Hamid, FAO, Septembre 1999

- La zone sahélienne qui s'étend sur 550.000 km² avec une pluviométrie variant entre 200 mm au Nord et 800 mm au Sud. La végétation y est caractéristique du domaine sahélien constituée d'une mosaïque de peuplements purs et mélangés marqués par une prédominance des espèces caractéristiques des climats arides et subarides et par quelques espèces relictuelles du domaine soudanien.
- La zone soudanienne, couvre une superficie de 130.000 km² et a une pluviométrie comprise entre 800 mm et 1.200 mm. La végétation va du nord au sud des savanes arbustives clairsemées aux îlots de forêts denses sèches en passant par des savanes arborées, boisées, des forêts claires et des galeries forestières.
- Faute d'inventaire, le potentiel ligneux n'est que très peu connu et les superficies varient du simple au double selon les auteurs.

D'après le Centre Technique Forestier Tropical (1989) cité dans FAO (1999), les formations végétales naturelles seraient d'environ 23.450.000 hectares. En utilisant le taux de dégradation estimé par la FAO en 1995 qui est de 0,6%/an, la zone de forêt est estimée à environ 21.000.000 ha en 2001. En reprenant les mêmes données on arriverait en 2011 à une valeur de 20.542.000 ha.

Toutefois une étude plus récente⁴¹ démontre par des études de suivi de site précis que les taux de déforestation pour la région du sahel sont plus près de 2%. Tout en conservant l'estimation de départ, la surface actuelle de forêts ne serait plus que de 15.035.000 ha. Il est fort probable que la vérité se trouve entre ces 2 valeurs. Il est également fort probable que le niveau de déforestation soit plus élevé dans un rayon de 100 à 200 km de N'Djamena et de 20 à 30 km des grandes agglomérations du Sud qu'ailleurs dans le pays.

Les calculs estimés du volume brut sur écorce, toutes espèces confondues mènent à une quantité de 304.000.000 m³ et le volume exploitable est de 5.600.000 m³ selon l'étude FAO (1999).

D'après cette même étude de la FAO, 40.000 ha de formation forestière seraient perdus chaque année du fait de l'agriculture, de l'élevage et des feux de brousse répétitifs. Il faudrait donc réduire la formation identifiée en 1989 de près de 1,2 millions d'hectares supplémentaires pour obtenir la superficie actuelle.

Dans ce calcul, il faut également extraire la surfaces des différentes aires protégées du pays qui ne peuvent entrer, du moins théoriquement, dans les calculs de surface exploitable. Nous avons estimé cette surface à 1.000.000 hectares.

⁴¹ Serge Léopold ARIORI & Pierre Ozer : Evolution des ressources forestières en Afrique de l'Ouest soudano-sahélienne au cours des 50 dernières années, Geo-Eco-Trop, 2005, pages 29, 61-68

Toutefois, toutes ces tendances sont données sur la base de supposition qu'aucun inventaire forestier n'ait été réalisé dans le pays depuis. Pour permettre une réelle évaluation il sera très important d'acquérir les données de base permettant dévaluer les forêts tchadiennes et d'en faire le suivi.

Une étude de 2001⁴² donne des potentiels de production par hectare qui sont relativement importants. Par contre le PDA/AEDE (2001) donne des valeurs beaucoup plus faibles pour les mêmes types de forêt.

	Préfecture	Forêt claire (m ³ /ha)	Formation arborée (m ³ /ha)	Formation arbustive (m ³ /ha)
Étude prospective de 2001	lac			2
	Kanem	22	12	7
	Chari Baguirmi	27	14	9
PDA/AEDE (2001)	Zone de d'approvisionnement de Ndjama, qui couvre à peu près les mêmes préfectures	1,9	0,9	0,3

Tableau 4-29 : Potentialité de production des forêts tchadiennes par zone phytogéographique

Cités dans l'étude de la FAO de 1999, les résultats de l'étude du Projet Energie Domestique financée par la Banque mondiale et le PNUD donnent une estimation des ressources ligneuses sur un rayon de 125 km autour de N'Djamena.

Des données satellites SPOT de 1994/1995 ainsi que celles de Landsat de 1986 ont été utilisées et un travail au sol de deux semaines en novembre 1995 ont permis d'estimer les ressources en bois énergie de la région. Il ressort de cette étude que :

- La biomasse ligneuse varie énormément ; d'un minimum de 0,03 tonnes de bois sec à l'hectare aux endroits les plus dégradés à 80,52 tonnes bois sec par hectare aux endroits sujets à une inondation ;
- 57% des sites étudiés ont une biomasse inférieure à 5 tonnes de bois sec à l'hectare et 84% ont moins de 15 tonnes de bois sec à l'hectare.

Pour ce qui est des boisements artificiels aucune donnée à jours n'est disponible. L'étude de la FAO parle de 10.000 hectares plantés. On pourrait estimer que 20 ans plus tard 20.000 ha pourraient être plantés, mais aucune donnée n'est disponible à cet égard et d'après des communications personnelles obtenues, la plupart des reboisements ne résistent pas à la sécheresse, au feu et au pâturage.

Certaines études démontrent par contre qu'en plantation industrielle on peut retrouver des résultats de 3 m³ à un isohyète de 950 mm et à 13 m³ à un isohyète de 1.050 mm.

⁴² Mahamat Ahmat Haggar, L'Étude prospective du secteur forestier en Afrique(FOSA), Tchad, 2001

De ce qui précède il est possible d'estimer l'offre de différente façon.

4.4.2 Estimation de la production sur la base de la production des zones boisées existantes

Hypothèse haute

Les calculs ont été faits sur la base suivante :

- Superficie de 23.450.000 hectares en 1989 auxquels on soustrait 1 million d'hectares d'aires protégées non exploitables
- taux de déforestation de 0,6%/an,
- déduction de 40.000 ha/ an perdus au profit de l'agriculture
- forêt subsistante en 2011 est égale à 18.839.319 avec une production moyenne de 4 tonnes à l'hectare.

En superposant ces données à la demande sur les 20 prochaines années on arrive à aucun point de rupture avant 2030.

Hypothèse moyenne

Les calculs ont été faits sur la base suivante :

- Superficie de 23.450.000 hectares en 1989 auxquels on soustrait 1 millions d'hectares d'aires protégées non exploitables
- taux de déforestation de 1%/an,
- déduction de 40.000 ha/ an perdus au profit de l'agriculture.
- forêt subsistante en 2011 est égale à 17.203.129 avec une production moyenne de 2 tonnes à l'hectare.

En superposant ces données à la demande sur les 20 prochaines années on arrive à aucun point de rupture avant 2030.

Hypothèse basse

Les calculs ont été faits sur la base suivante :

- Superficie de 23.450.000 hectares en 1989 auxquels on soustrait 1 millions d'hectares d'aires protégées non exploitables
- taux de déforestation de 2 %/an, moins 40.000 ha/ an perdus au profit de l'agriculture.
- forêt subsistante en 2011 est égale à 17.203.129 avec une production moyenne de 1 tonne à l'hectare.

En superposant ces données à la demande sur les 20 prochaines années on arrive à un point de rupture en 2019.

Année	Demande calculée	Offre Hypothèse haute	Offre Hypothèse moyenne	Offre Hypothèse basse
2011	9.009.079	75.357.276	34.406.258	13.676.624
2012	9.322.651	74.745.132	33.982.196	13.363.091
2013	9.636.222	74.136.662	33.562.374	13.055.829
2014	9.949.794	73.531.842	33.146.750	12.754.713
2015	10.263.365	72.930.651	32.735.282	12.459.618
2016	10.576.937	72.333.067	32.327.930	12.170.426
2017	10.890.508	71.739.068	31.924.650	11.887.018
2018	11.204.080	71.148.634	31.525.404	11.609.277
2019	11.517.651	70.561.742	31.130.150	11.337.092
2020	11.831.223	69.978.372	30.738.848	11.070.350
2021	12.144.794	69.398.501	30.351.460	10.808.943
2022	12.458.365	68.822.110	29.967.945	10.552.764
2023	12.771.937	68.249.178	29.588.266	10.301.709
2024	13.085.508	67.679.683	29.212.383	10.055.674
2025	13.399.080	67.113.605	28.840.259	9.814.561
2026	13.712.651	66.550.923	28.471.857	9.578.270
2027	14.026.223	65.991.617	28.107.138	9.346.704
2028	14.339.794	65.435.668	27.746.067	9.119.770
2029	14.653.366	64.883.054	27.388.606	8.897.375
2030	14.966.937	64.333.755	27.034.720	8.679.427

Tableau 4-30 : Différentes hypothèses de l'offre en bois d'énergie

Étant donnée le manque d'information il est difficile de savoir laquelle des hypothèses se rapproche le plus de la réalité.

Toutefois, la réalité semble toute autre. La demande de la majorité des grandes agglomérations est couverte par l'offre provenant des zones immédiates ce qui a pour conséquence de dégrader rapidement les zones forestières entourant ces agglomérations. Pour la zone de N'Djamena, le point de rupture a probablement été atteint il y a plus de 10 ans et la zone d'offre s'agrandit d'année en année en raison de la demande grandissante.

Le Tableau 4-30 comme la plupart des études antérieures est purement théorique car il se base sur l'ensemble du couvert forestier du pays dont une grande partie n'est pas accessible du fait du manque de route. De plus, la dégradation du couvert forestier s'accélère de façon quasi exponentielle du fait de leur rétrécissement annuel, des migrations et du processus de désertification. Un schéma tente de caractériser et d'imager ce processus de dégradation accéléré auquel fait face le Tchad.

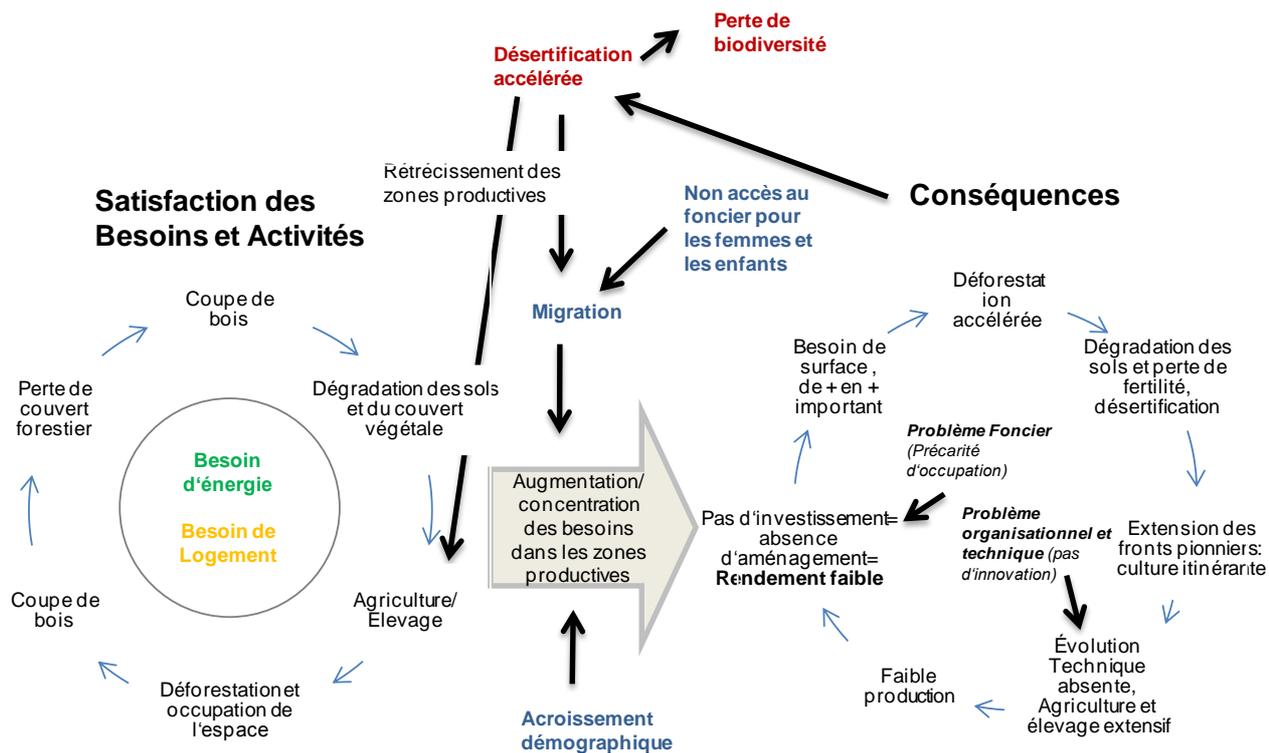


Figure 4-38 : Spirale de la dégradation des ressources forestières au Tchad

4.4.3 Estimation de la production sur la base des zones accessibles par route

Un essai d'évaluation des zones de collecte réellement accessibles a été réalisé sur la base des routes et pistes existantes dans la base de données SIG. L'hypothèse est que le bois ne peut être récolté que s'il y a des pistes et des routes qui permettent d'acheminer ce bois jusqu'au niveau des marchés.

Nous avons pris une zone tampon de 15 km de part et d'autre des routes existantes sachant que cela correspond à une distance moyenne qui peut être exploitée pour les besoins en bois énergie du bois d'œuvre et être rapporté jusqu'à la route principale. Les résultats obtenus sont donnés sur la carte suivante.

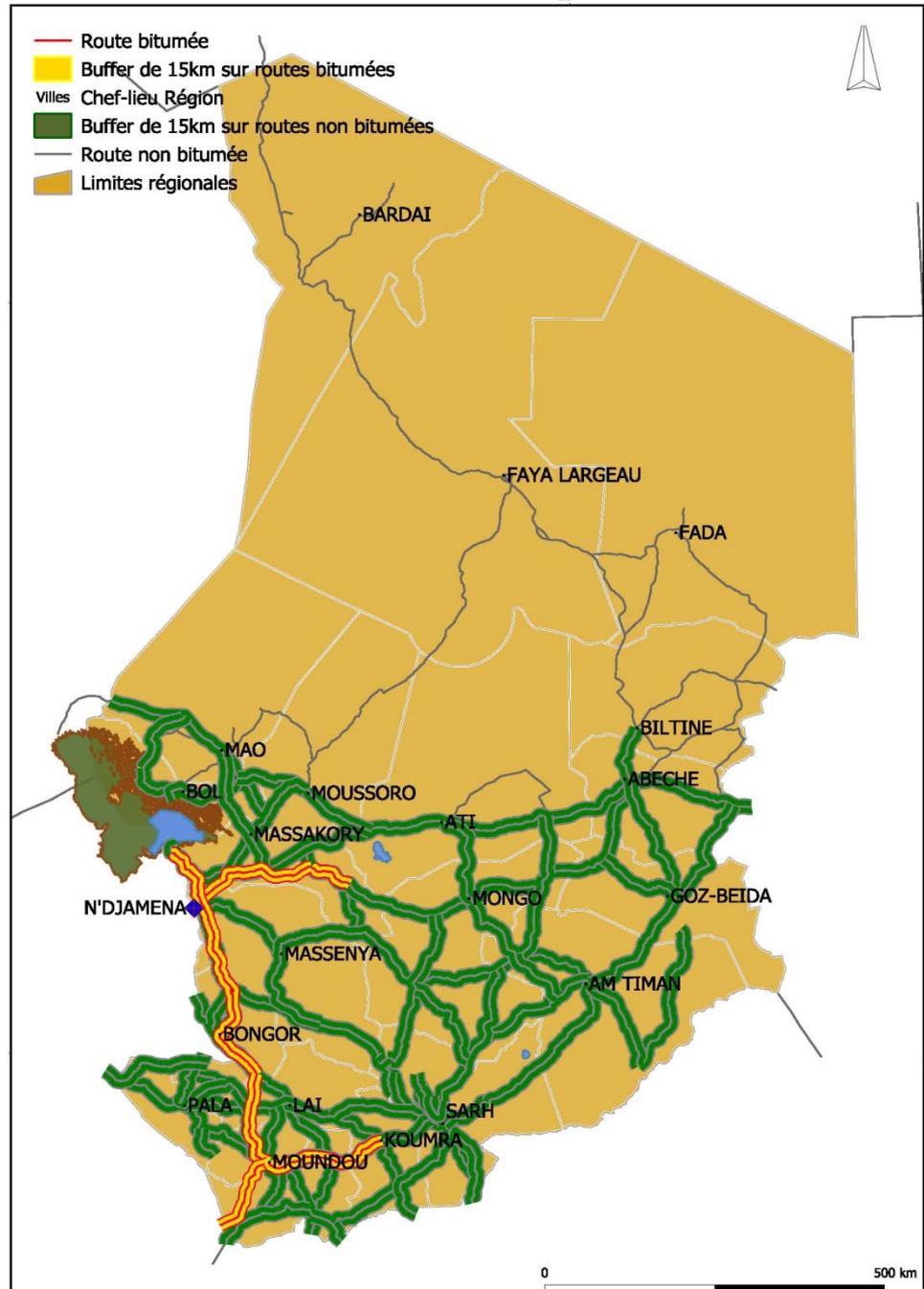


Figure 4-39 : Zone tampon de 15 kilomètres autour des routes nationales

Il est apparent que la zone sud ouest du Tchad est la plus susceptible d'être touchée par les déforestations. Une simple visite sur ces routes démontre en effet que cette hypothèse représente bien la situation.

La surface de la zone tampon de 15 km de part et d'autre des routes ayant une surface équivalant à 384.109 km² soit environ 25% des ressources du pays est concentrée dans une zone représentant environ 60%.

Malheureusement aucune carte forestière existe mais il est certain que si l'on pouvait faire le parallèle entre la couverture végétale existante et les routes on trouverait une relation directe. L'hypothèse est que les 8.500.000

mètre cubes de bois sont essentiellement prélevés sur de petites zones forestières ce qui entraîne une importante dégradation de la végétation et accélère les phénomènes de désertifications.

4.4.4 Estimation de la production sur la base des possibilités de reboisement

De grands territoires en bordure des principales villes ne sont plus aptes à l'agriculture mais pourraient faire partie d'un programme de reboisement qui permettrait de satisfaire une grande partie des besoins des villes. Bien que cette offre n'existe pas elle pourrait être créée et probablement facilement rentabilisée.

De même, la simple promotion de l'agroforesterie pourrait permettre à la population rurale de couvrir leur besoin en énergie en évitant les déplacements.

À titre d'exemple sont donnés dans le tableau suivant les besoins en surface de reboisement selon différents rendements hypothétiques mais étant plausibles dans le contexte du pays et sur la base d'expériences réalisées dans la même région.

Ces surfaces sont celles qu'il suffirait de reboiser à des fins énergétiques pour couvrir la demande de 2010 à 2030.

Année	tonnes de bois	m ³ de bois	Besoin avec rendement de		
			2 m ³ /ha (ha)	5 m ³ /ha (ha)	10 m ³ /ha (ha)
2011	9.009.079	12.871	6.435	2.574	1.287
2012	9.322.651	13.318	6.659	2.664	1.331
2013	9.636.222	13.766	6.883	2.753	1.377
2014	9.949.794	14.214	7.107	2.843	1.422
2015	10.263.365	14.662	7.331	2.932	1.466
2016	10.576.937	15.110	7.555	3.022	1.511
2017	10.890.508	15.558	7.778	3.111	1.556
2018	11.204.080	16.006	8.003	3.201	1.601
2019	11.517.651	16.454	8.227	3.290	1.646
2020	11.831.223	16.902	8.451	3.380	1.690
2021	12.144.794	17.350	8.675	3.470	1.735
2022	12.458.365	17.797	8.899	3.559	1.780
2023	12.771.937	18.246	9.122	3.649	1.824
2024	13.085.508	18.694	9.346	3.738	1.870
2025	13.399.080	19.141	9.571	3.828	1.914
2026	13.712.651	19.590	9.794	3.918	1.959
2027	14.026.223	20.037	10.019	4.007	2.004
2028	14.339.794	20.486	10.243	4.097	2.048
2029	14.653.366	20.934	10.467	4.186	2.093
2030	14.966.937	21.381	10.691	4.276	2.138

Tableau 4-31 : Offre potentielle en bois d'énergie par un reboisement

La production en bois d'énergie par les forêts naturelles est probablement suffisante pour couvrir l'ensemble des besoins du pays. Toutefois, les données fiables sur le couvert forestier et sa productivité étant inexistantes, il est impossible d'avancer une certitude à cet égard.

De plus, il est évident que les ressources forestières ne sont pas toutes accessibles et que nombreuses d'entre-elles ne sont pas exploitées. En contre partie, celles à proximité des grandes agglomérations subissent une pression déséquilibrée qui entraîne leur destruction à court ou moyen terme.

Par contre, il n'existe aucune offre en bois énergie provenant de plantations (reboisement) bien que les possibilités soient énormes et que le marché soit important, notamment celui de N'Djamena. Dans la mesure où une offre substantielle de bois énergie pourrait se développer autour des agglomérations, la demande en bois énergie pourrait aisément être comblée et ce pour les 50 prochaines années la surface de terre accessible pour des reboisements étant suffisante.

5. Le Plan d'Expansion au Moindre Coût

5.1 Méthodologie et Hypothèses

Pour faire suite à l'analyse diagnostic des installations et des équipements existants, à l'étude de la demande et de l'offre, qui ont été traitées dans les sections précédentes, cette section a pour objectif de proposer les solutions pour satisfaire les différentes demandes énergétiques au moindre coût économique (plan d'expansion au moindre coût) à l'horizon de l'étude (2030).

Concernant notre méthodologie, nous faisons remarquer que pour le secteur de l'électricité, pour la production, en complément de la solution thermique (gasoil ou fuel lourd), nous avons exploré les variantes énergies renouvelables pour le développement futur des systèmes dans la section 4, ceci conformément à la politique de diversification des ressources énergétiques et d'utilisation des énergies renouvelables pour économiser les ressources fossiles et préserver l'environnement.

Si, pour des raisons de buts stratégiques comme la diversification des ressources énergétiques ou pour des raisons environnementales, l'Etat tchadien a l'intention de prendre en compte les énergies renouvelables par les planificateurs et investisseurs du secteur d'énergie, il sera impératif d'établir les incitations financières (subventions) pour que les énergies renouvelables deviennent des alternatives viables.

Néanmoins nous avons considéré certaines énergies renouvelables (comme photovoltaïque, biomasse et ordures municipales) dans le rapport des projets bancables.

Pour l'analyse des coûts, dans ce secteur, nous présentons dans le tableau ci-dessous les différents paramètres qui ont été considérés.

	Puissance par unité (kW)	Coûts spécifiques (Euro/kW)	Facteur d'utilisation	Coûts O&M (% des Inv.)	Cons. fuel (g/kWh)
thermique (diesel)	300	700	40%	10%	250
thermique (diesel)	700	650	50%	10%	230
thermique (diesel)	1.000	600	66%	10%	215
thermique (diesel)	1.500	600	75%	10%	210
thermique (fuel oil)	10.500	800	89%	5%	190

Tableau 5-1 : Paramètres de Décision dans le PEMC

	Coûts de carburant (FCFA/l)	Coûts de carburant (Euro/l)
N'Djamena	569	0,87
N'Djamena (fuel lourd)	164	0,25
Moundou	584	0,89
Sarh	604	0,92
Bongor ¹	580	0,89
Abeché	620	0,95
Doba	599	0,91
Faya Largeau ¹	650	0,99
autres ¹	650	0,99
¹) estimé		

Figure 5-1 : Coûts de Carburant

Un des facteurs qui détermine les investissements dans les plans d'expansion aux moindres coûts est la périodicité de l'augmentation de la puissance.

Une périodicité courte de la fourniture d'équipement mène aux coûts bas en termes de suréquipement, car la puissance installée sera parfaitement adaptée à la charge de la période en considération.

Cependant d'un autre coté les coûts de la fourniture seront élevés car l'entreprise serait presque constamment entrain d'effectuer les processus et l'organisation de la fourniture.

Pour N'Djamena nous allons dévier du principe mentionné au dessus parce qu'il s'agit d'une centrale assez grande pour occuper en permanence des cadres responsables pour la fourniture. Donc nous proposons une adaptation à la demande annuelle du parc de production.

De plus les coûts spécifiques d'un matériel d'équipement seront plus élevés car les prix d'une petite quantité d'un bien sont généralement plus élevés.

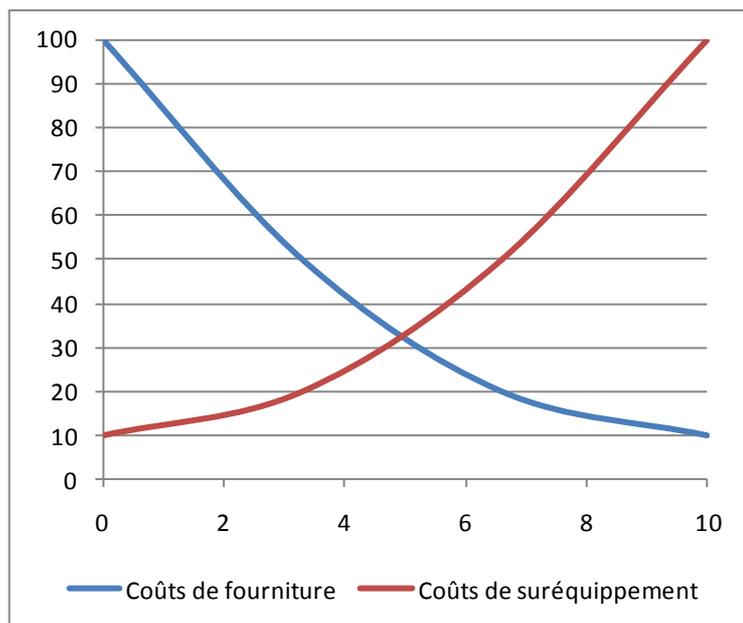


Figure 5-2 : Optimisation de la Périodicité de Fourniture

A cause des raisons exposées ci-dessus et sur la base de notre expérience nous avons choisi de programmer l'augmentation de la puissance des centrales tous les 5 ans.

Concernant la distribution, la méthodologie pour le développement des réseaux et les détails de calcul sont décrits en annexe 4.

Il faut signaler que les problèmes rencontrés au cours de cette étude se situaient surtout au niveau de la collecte des données pendant la phase diagnostic. En effet les données nécessaires au dimensionnement et à l'établissement des coûts des équipements n'étaient pas complètes (p.ex. : durées de vie restante). Le consultant a donc dû utiliser son expérience pour les compléter.

Les différents plans d'expansion sont présentés ci après pour 22 centres selon leurs spécificités administratives et leur taille. Pour les plus petits centres nous les avons traités de façon globale par type d'électrification.

5.2 Le Plan d'Expansion au Moindre Coûts par Ville

5.2.1 PEMC N'Djamena

Suite à l'analyse de l'étude de la demande (voir section 3.1.8) et des investissements prévus par la SNE (voir Annexe 5) on constate que la demande à N'Djamena sera satisfaite jusqu'en 2017 pour le scénario de base et haut et 2021 pour le scénario bas.

Par la suite suivant la disponibilité du fuel lourd, la technologie des centrales thermiques fonctionnant avec ce combustible pourrait être mise en place.

Suite au diagnostic traité auparavant dans la section 2, le consultant propose les différentes mesures à prendre en réhabilitation et extension en distinguant la BT, la MT et les postes.

Les résultats des analyses du N'Djamena y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation fuel lourd	190	g/kWh
Prix du carburant	163,8	FCFA/l
Coûts unitaires	0,10	Euro/kWh
Coûts unitaires	65,2	FCFA/kWh

Tableau 5-2 : Détails N'Djamena Scénario de base

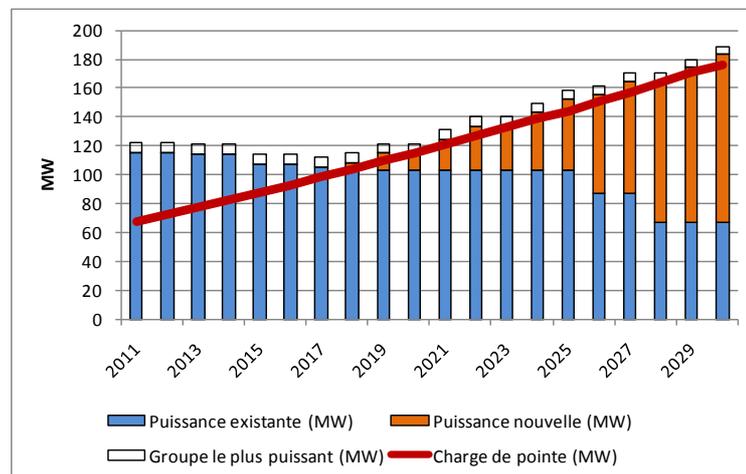


Figure 5-3 : PEMC N'Djamena Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production (fuel lourd)	0,0	0,0	18,7	10,8	102,8	69,3	121,5	80,1
Réseau	0,0	0,0	29	8,7	40	12,1	69	20,8
Total		0,0		19,5		81,4		100,9

Tableau 5-3 : Investissement N'Djamena Scénario de base

Scénario haut

Consommation fuel lourd	190	g/kWh
Prix du carburant	163,8	FCFA/l
Coûts unitaires	0,10	Euro/kWh
Coûts unitaires	62,8	FCFA/kWh

Tableau 5-4 : Détails N'Djamena Scénario haut

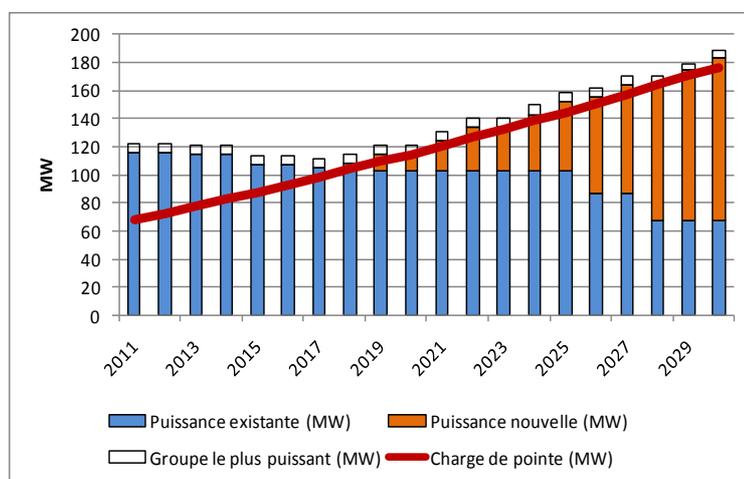


Figure 5-4 : PEMC N'Djamena Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production (fuel lourd)	0,0	0,0	37,4	21,7	113,3	76,0	150,7	97,7
Réseau	0,0	0,0	33	10,0	47	14,2	81	24,2
Total		0,0		31,7		90,2		121,9

Figure 5-5 : Investissement N'Djamena Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	190	g/kWh
Prix du carburant	163,8	FCFA/l
Coûts unitaires	0,11	Euro/kWh
Coûts unitaires	71,9	FCFA/kWh

Figure 5-6 : Détails N'Djamena Scénario bas

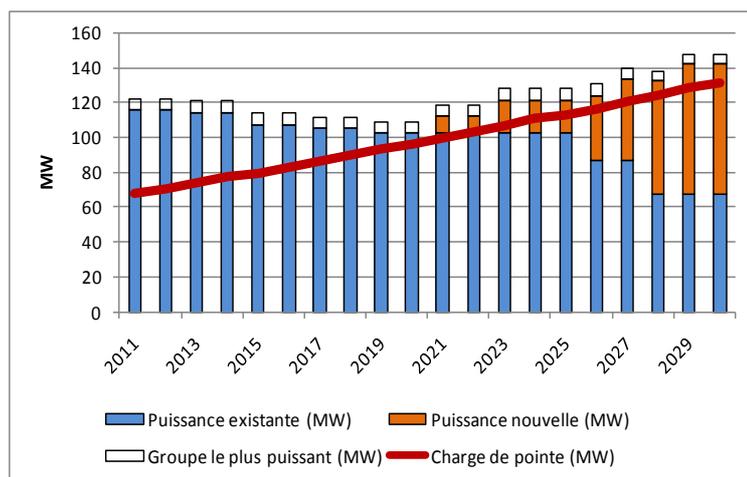


Figure 5-7 : PEMC N'Djamena Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Production (fuel lourd)	0,0	0,0	0,0	0,0	74,8	50,4	74,8	50,4
Réseau	0,0	0,0	23	6,9	30	8,9	53	15,8
Total		0,0		6,9		59,2		66,1

Tableau 5-5 : Investissement N'Djamena Scénario bas

5.2.2 PEMC Moundou

Les résultats des analyses du chef lieu de Moundou y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,31	Euro/kWh
Coûts unitaires	200,2	FCFA/kWh

Tableau 5-6 : Détails Moundou Scénario de base

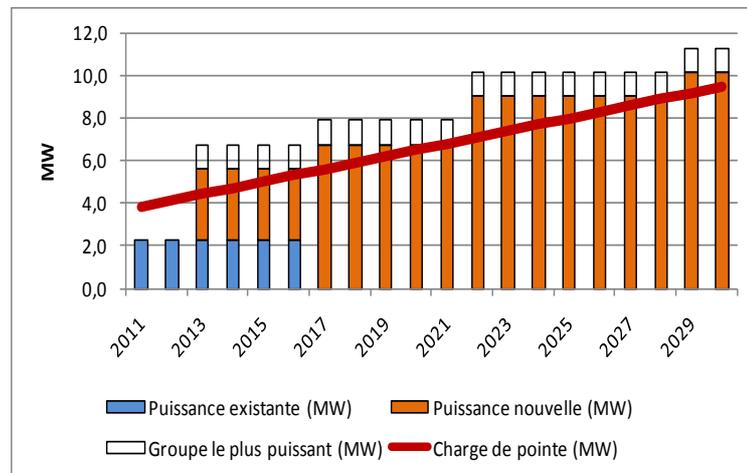


Figure 5-8 : PEMC Moundou Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	6,0	3,75	4,5	3,04	4,5	3,52	15,0	10,3
Réseau	4	1,01	1	0,27	1	0,39	6	1,7
Total		4,76		3,31		3,91		12,0

Tableau 5-7 : Investissement Moundou Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,31	Euro/kWh
Coûts unitaires	200,6	FCFA/kWh

Tableau 5-8 : Détails Moundou Scénario haut

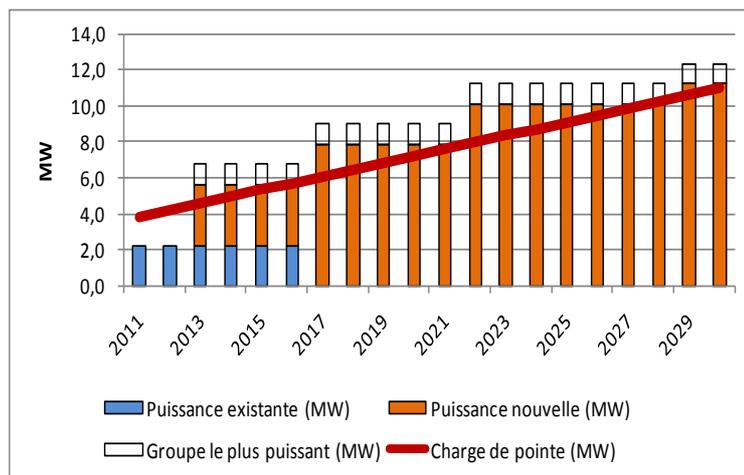


Figure 5-9 : PEMC Moundou Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	6,0	3,75	6,0	4,05	4,5	3,52	16,5	11,3
Réseau	4	1,01	1	0,32	2	0,43	6	1,8
Total		4,76		4,37		3,96		13,1

Tableau 5-9 : Investissement Moundou Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,30	Euro/kWh
Coûts unitaires	198,8	FCFA/kWh

Tableau 5-10 : Détails Moundou Scénario bas

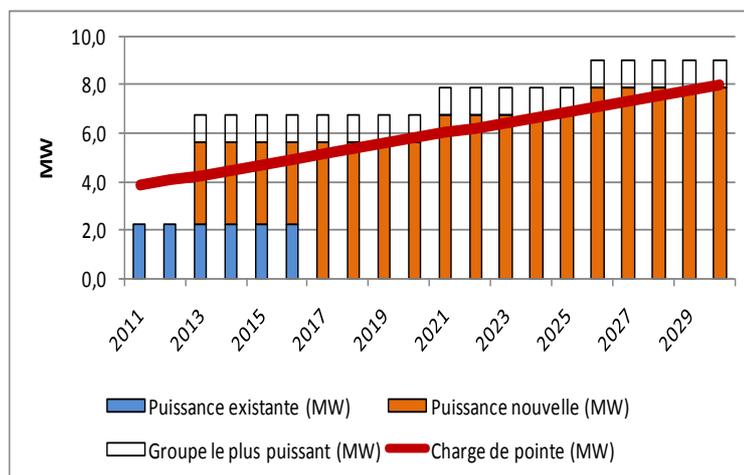


Figure 5-10 : PEMC Moundou Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	6,0	3,75	3,0	2,03	3,0	2,31	12,0	8,1
Réseau	4	1,01	1	0,22	1	0,33	6	1,6
Total		4,76		2,24		2,64		9,6

Tableau 5-11 : Investissement Moundou Scénario bas

5.2.3 PEMC Sarh

Les résultats des analyses du chef lieu de Sarh y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,31	Euro/kWh
Coûts unitaires	205,5	FCFA/kWh

Tableau 5-12 : Détails Sarh Scénario de base

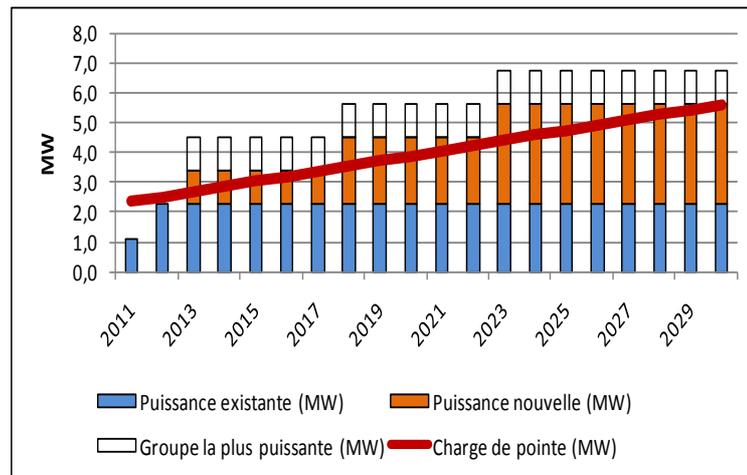


Figure 5-11 : PEMC Sarh Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	0,9	1,5	1,0	1,5	1,1	4,5	3,1
Réseau	29	1,0	7	0,3	11	0,4	47	1,7
Total		1,9		1,3		1,5		4,8

Tableau 5-13 : Investissement Sarh Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,30	Euro/kWh
Coûts unitaires	197,8	FCFA/kWh

Tableau 5-14 : Détails Sarh Scénario haut

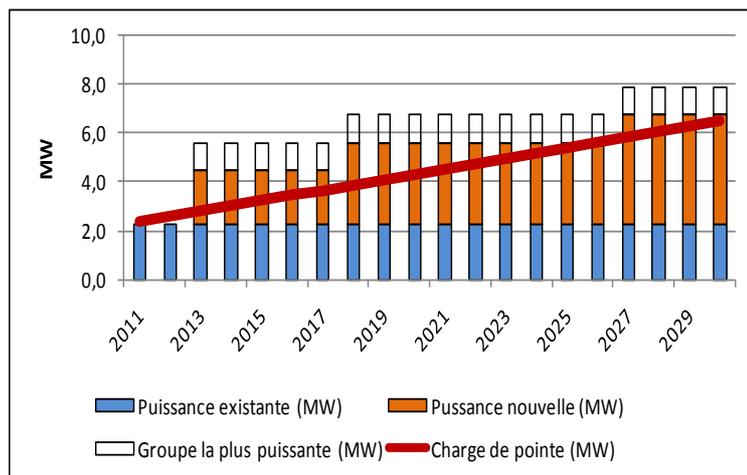


Figure 5-12 : PEMC Sarh Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,5	2,8	1,5	1,0	1,5	1,2	7,5	5,1
Réseau	29	1,0	9	0,3	12	0,4	50	1,7
Total		3,8		1,3		1,7		6,8

Tableau 5-15 : Investissement Sarh Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	600	FCFA/l
Coûts unitaires	0,30	Euro/kWh
Coûts unitaires	199,4	FCFA/kWh

Tableau 5-16 : Détails Sarh Scénario bas

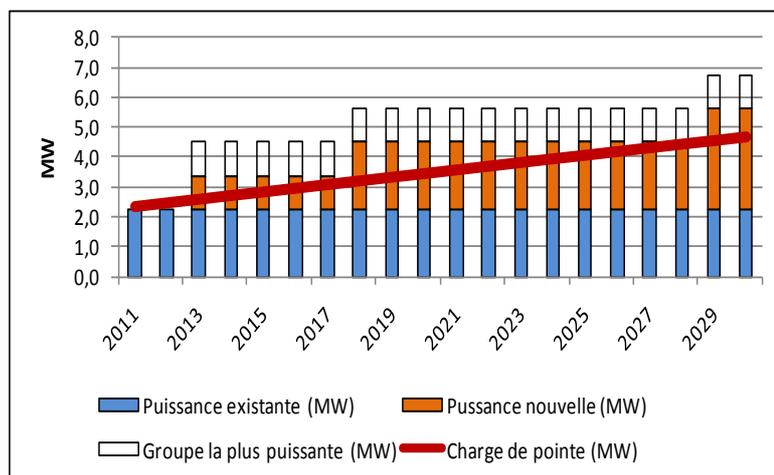


Figure 5-13 : PEMC Sarh Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,0	1,9	1,5	1,0	1,5	1,3	6,0	4,2
Réseau	29	1,0	6	0,2	9	0,3	44	1,5
Total		2,9		1,2		1,6		5,7

Tableau 5-17 : Investissement Sarh Scénario bas

5.2.4 PEMC Abeché

Les résultats des analyses du chef lieu d'Abeché y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	620	FCFA/l
Coûts unitaires	0,32	Euro/kWh
Coûts unitaires	208,9	FCFA/kWh

Tableau 5-18 : Détails Abeché Scénario de base

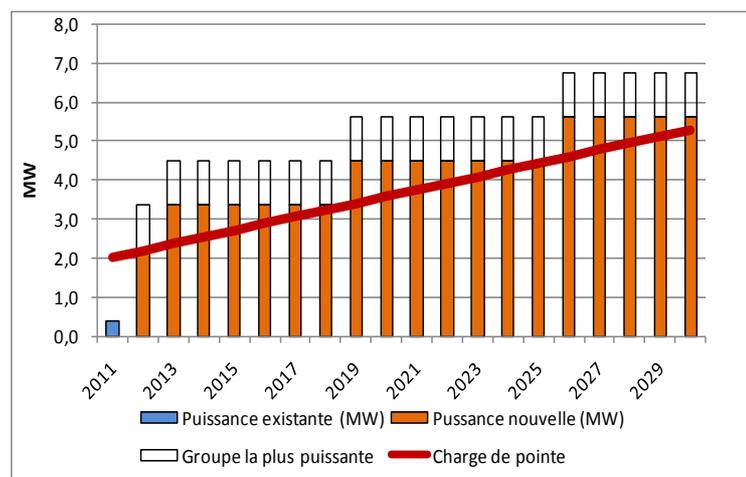


Figure 5-14 : PEMC Abeché Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	0,9	1,5	1,1	1,5	1,2	4,5	3,2
Réseau	28	1,0	8	0,3	11	0,4	48	1,7
Total		1,9		1,3		1,6		4,9

Tableau 5-19 : Investissement Abéché Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	620	FCFA/l
Coûts unitaires	0,32	Euro/kWh
Coûts unitaires	210,1	FCFA/kWh

Tableau 5-20 : Détails Abeché Scénario haut

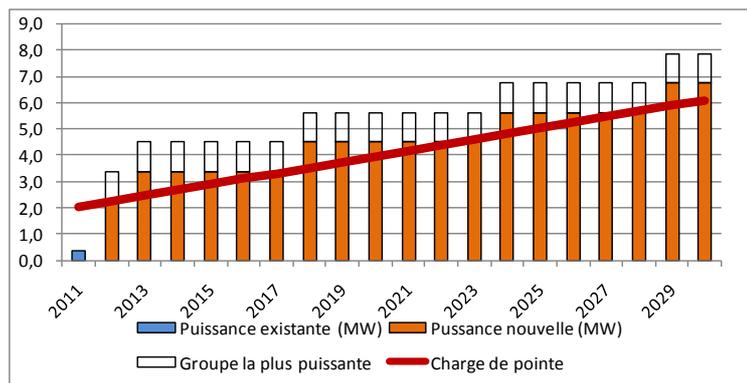


Figure 5-15 : PEMC Abeché Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	0,9	1,5	1,0	3	2,4	6,0	4,4
Réseau	28	1,0	9	0,3	13	0,4	50	1,8
Total		1,9		1,4		2,9		6,2

Tableau 5-21 : Investissement Abéché Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	210	g/kWh
Prix du carburant	620	FCFA/l
Coûts unitaires	0,32	Euro/kWh
Coûts unitaires	207,3	FCFA/kWh

Tableau 5-22 : Détails Abeché Scénario bas

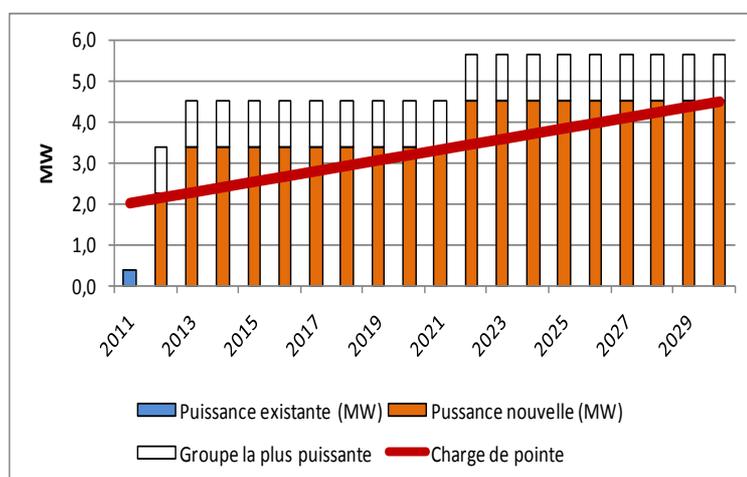


Figure 5-16 : PEMC Abeché Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	0,9	0,0	0,0	1,5	1,1	3,0	2,1
Réseau	28	1,0	7	0,2	10	0,3	45	1,6
Total		1,9		0,2		1,5		3,6

Tableau 5-23 : Investissement Abéché Scénario bas

5.2.5 PEMC Bongor

Les résultats des analyses du chef lieu de Bongor y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	580	FCFA/l
Coûts unitaires	0,37	Euro/kWh
Coûts unitaires	240,3	FCFA/kWh

Tableau 5-24 : Détails Bongor Scénario de base

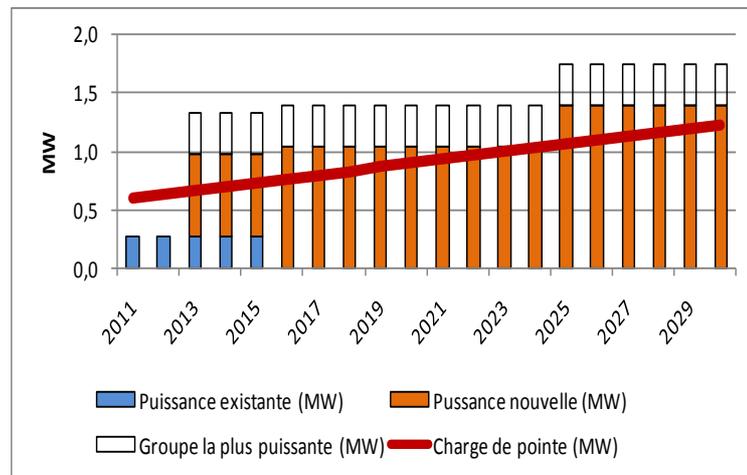


Figure 5-17 : PEMC Bongor Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,1	1,5	0,7	0,5	0,7	0,6	3,5	2,7
Réseau	31	1,1	6	0,2	10	0,3	48	1,7
Total		2,6		0,8		1,0		4,4

Tableau 5-25 : Investissement Bongor Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	580	FCFA/l
Coûts unitaires	0,37	Euro/kWh
Coûts unitaires	241,6	FCFA/kWh

Tableau 5-26 : Détails Bongor Scénario haut

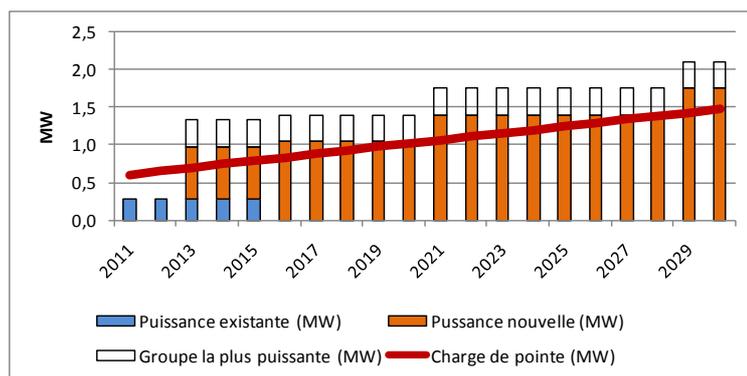


Figure 5-18 : PEMC Bongor Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,1	1,5	0,7	0,5	1,4	1,3	4,2	3,4
Réseau	31	1,1	8	0,3	12	0,4	52	1,8
Total		2,6		0,8		1,7		5,2

Tableau 5-27 : Investissement Bongor Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	580	FCFA/l
Coûts unitaires	0,37	Euro/kWh
Coûts unitaires	241,0	FCFA/kWh

Tableau 5-28 : Détails Bongor Scénario bas

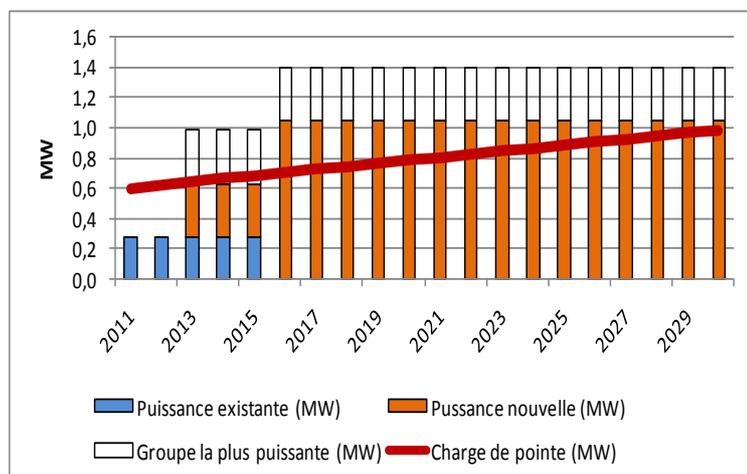


Figure 5-19 : PEMC Bongor Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,4	1,0	1,4	1,1	0,0	0,0	2,8	2,1
Réseau	31	1,1	4	0,2	7	0,3	43	1,5
Total		2,1		1,2		0,3		3,6

Tableau 5-29 : Investissement Bongor Scénario bas

5.2.6 PEMC Doba

Les résultats des analyses du chef lieu de Doba y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	599	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	213,4	FCFA/kWh

Tableau 5-30 : Détails Doba Scénario de base

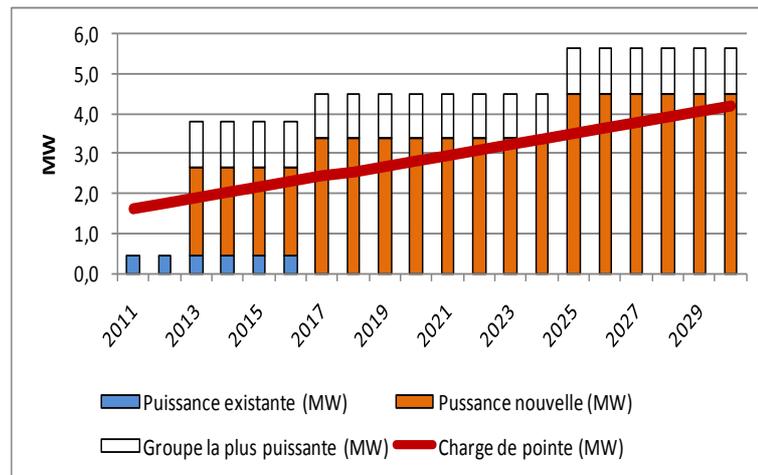


Figure 5-20 : PEMC Doba Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,5	3,0	1,5	1,1	1,5	1,3	7,5	5,4
Réseau	11	0,4	3	0,1	4	0,2	18	0,6
Total		3,4		1,2		1,4		6,1

Tableau 5-31 : Investissement Doba Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	599	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	214,6	FCFA/kWh

Tableau 5-32 : Détails Doba Scénario haut

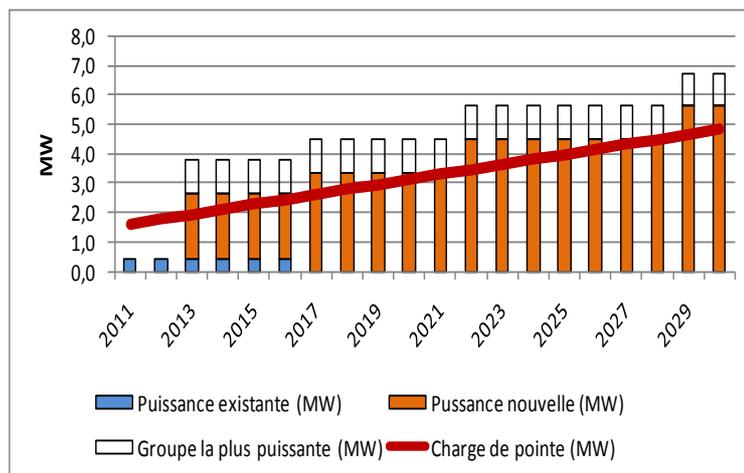


Figure 5-21 : PEMC Doba Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,5	3,0	1,5	1,1	3	2,6	9,0	6,7
Réseau	11	0,4	4	0,1	5	0,2	19	0,7
Total		3,4		1,2		2,8		7,4

Tableau 5-33 : Investissement Doba Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	599	FCFA/l
Coûts unitaires	0,32	Euro/kWh
Coûts unitaires	212,5	FCFA/kWh

Tableau 5-34 : Détails Doba Scénario bas

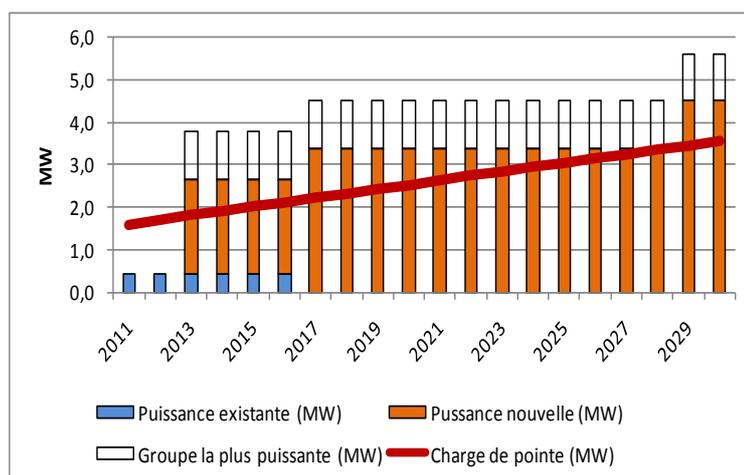


Figure 5-22 : PEMC Doba Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,5	3,0	1,5	1,1	1,5	1,4	7,5	5,5
Réseau	11	0,4	3	0,1	4	0,1	17	0,6
Total		3,4		1,2		1,5		6,1

Tableau 5-35 : Investissement Doba Scénario bas

5.2.7 PEMC Faya Largeau

Les résultats des analyses du chef lieu de Faya Largeau y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,43	Euro/kWh
Coûts unitaires	283,6	FCFA/kWh

Tableau 5-36 : Détails Faya Largeau Scénario de base

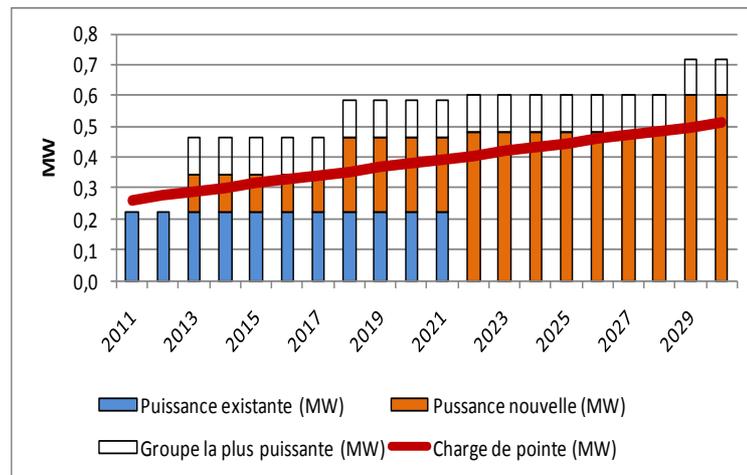


Figure 5-23 : PEMC Faya Largeau Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,6	0,4	0,3	0,2	0,9	0,8	1,8	1,5
Réseau	13	0,4	2	0,1	4	0,1	19	0,7
Total		0,9		0,3		1,0		2,2

Tableau 5-37 : Investissement Faya Largeau Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,43	Euro/kWh
Coûts unitaires	279,3	FCFA/kWh

Tableau 5-38 : Détails Faya Largeau Scénario haut

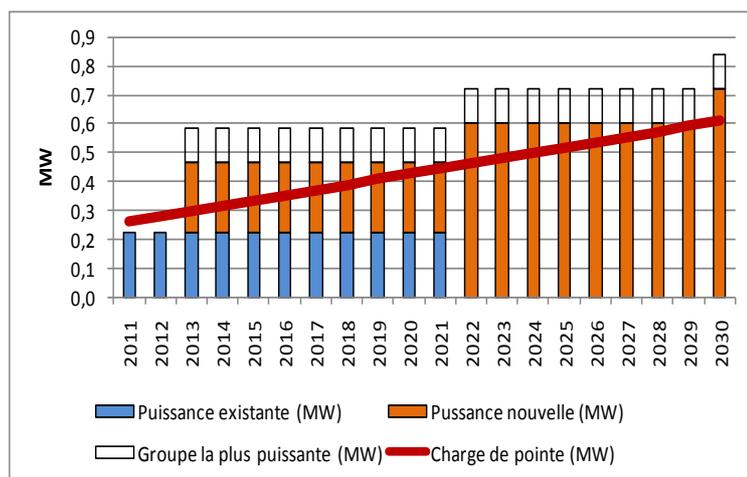


Figure 5-24 : PEMC Faya Largeau Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,9	0,7	0	0,0	1,2	1,1	2,1	1,7
Réseau	13	0,4	3	0,1	5	0,2	21	0,7
Total		1,1		0,1		1,3		2,5

Tableau 5-39 : Investissement Faya Largeau Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,43	Euro/kWh
Coûts unitaires	283,4	FCFA/kWh

Tableau 5-40 : Détails Faya Largeau Scénario bas

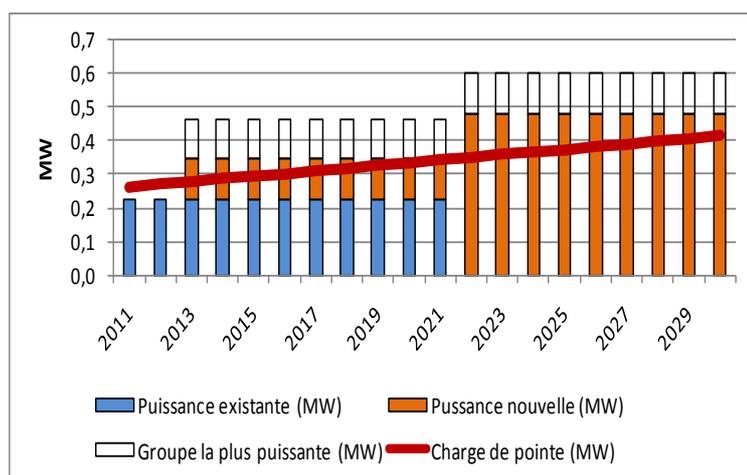


Figure 5-25 : PEMC Faya Largeau Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,6	0,4	0,0	0,0	0,9	0,8	1,5	1,2
Réseau	13	0,4	2	0,1	3	0,1	17	0,6
Total		0,9		0,1		0,9		1,8

Tableau 5-41 : Investissement Faya Largeau Scénario bas

5.2.8 PEMC Mongo

Les résultats des analyses du chef lieu de Mongo y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,1	FCFA/kWh

Tableau 5-42 : Détails Mongo Scénario de base

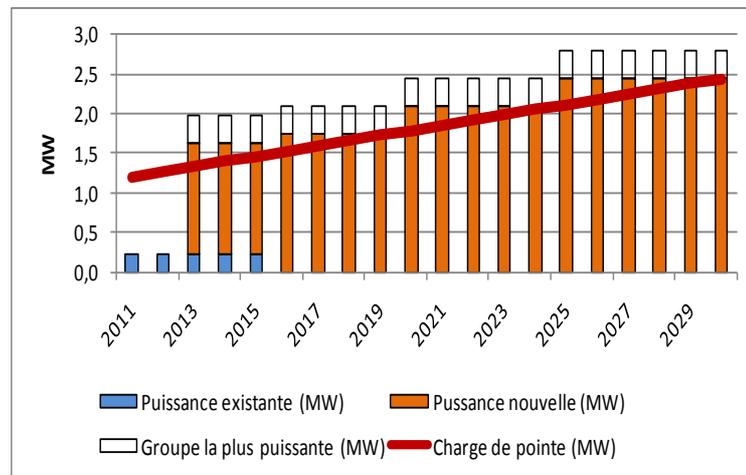


Figure 5-26 : PEMC Mongo Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	3,5	1,0	0,7	0,6	7,7	4,0
Réseau	13	0,4	3	0,1	4	0,1	19	0,7
Total		2,8		1,1		0,7		4,7

Tableau 5-43 : Investissement Mongo Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,8	FCFA/kWh

Figure 5-27 : Détails Mongo Scénario haut

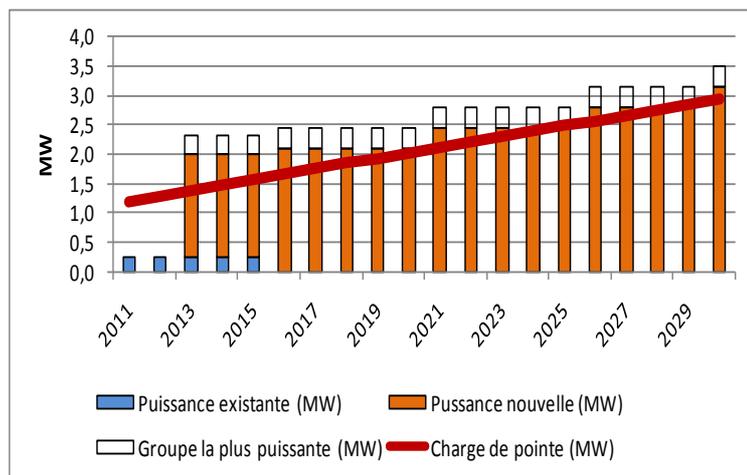


Figure 5-28 : PEMC Mongo Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,2	2,8	0,7	0,5	2,1	1,8	7,0	5,2
Réseau	13	0,4	3	0,1	5	0,2	21	0,7
Total		3,3		0,6		2,0		5,9

Tableau 5-44 : Investissement Mongo Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	233,7	FCFA/kWh

Tableau 5-45 : Détails Mongo Scénario bas

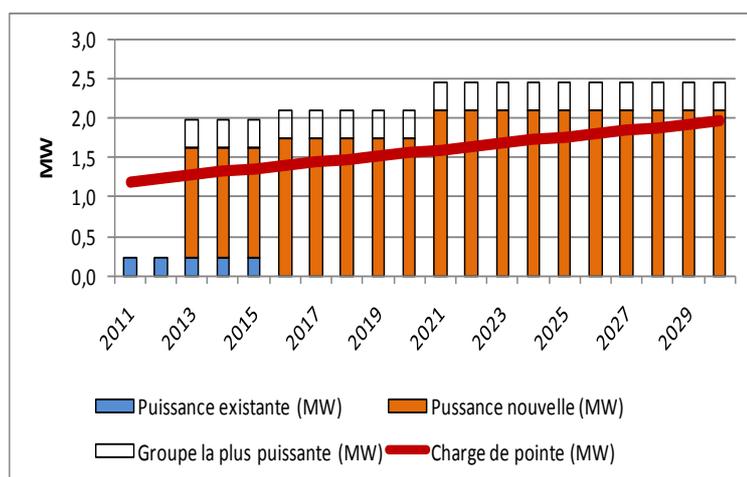


Figure 5-29 : PEMC Mongo Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	1,4	0,6	5,6	3,4
Réseau	13	0,4	2	0,1	3	0,1	17	0,6
Total		2,8		0,6		0,7		4,0

Tableau 5-46 : Investissement Mongo Scénario bas

5.2.9 PEMC Oum Hadjer

Les résultats des analyses du chef lieu d'Oum Hadjer y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,6	FCFA/kWh

Tableau 5-47 : Détails Oum Hadjer Scénario de base

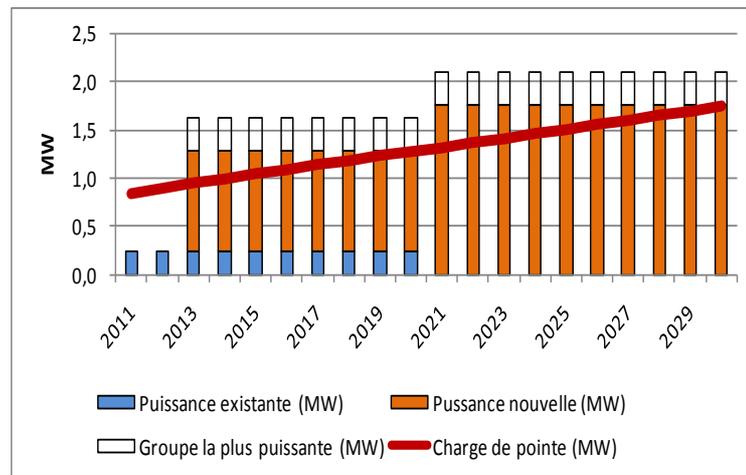


Figure 5-30 : PEMC Oum Hadjer Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0	0,0	1,4	1,1	4,2	3,0
Réseau	6	0,2	1	0,0	2	0,1	9	0,3
Total		2,1		0,0		1,2		3,3

Tableau 5-48 : Investissement Oum Hadjer Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,0	FCFA/kWh

Tableau 5-49 : Détails Oum Hadjer Scénario haut

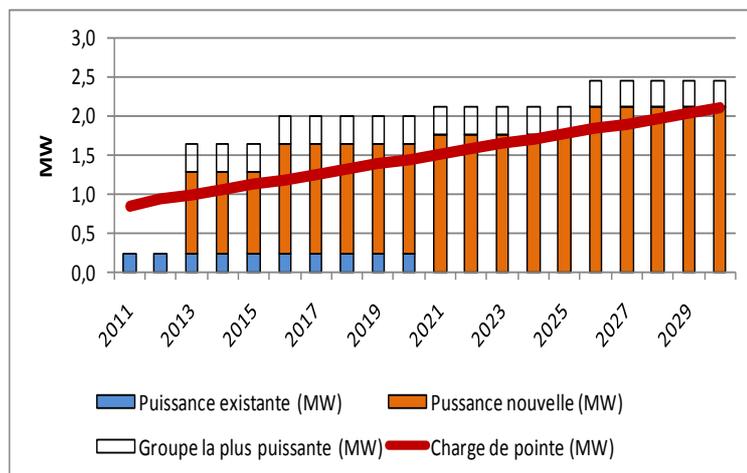


Figure 5-31 : PEMC Oum Hadjer Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	1,4	1,2	4,9	3,6
Réseau	6	0,2	2	0,1	2	0,1	10	0,3
Total		2,1		0,6		1,2		3,9

Tableau 5-50 : Investissement Oum Hadjer Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,7	FCFA/kWh

Tableau 5-51 : Détails Oum Hadjer Scénario bas

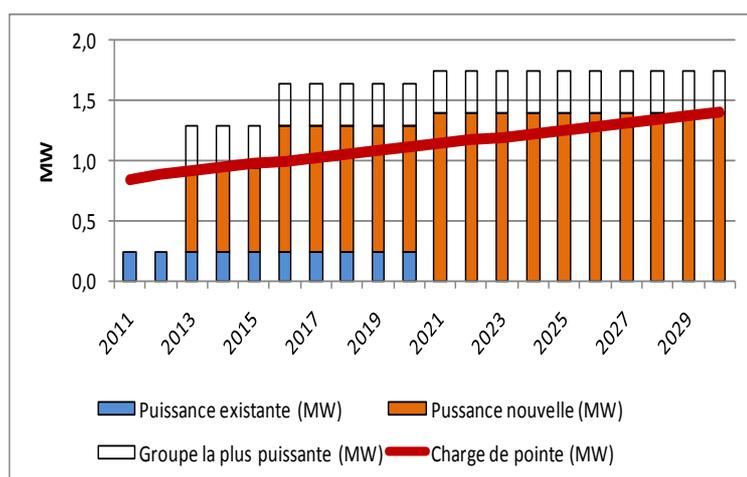


Figure 5-32 : PEMC Oum Hadjer Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,1	1,4	0,7	0,5	0,7	0,6	3,5	2,5
Réseau	6	0,2	1	0,0	1	0,0	8	0,3
Total		1,6		0,5		0,6		2,8

Tableau 5-52 : Investissement Oum Hadjer Scénario bas

5.2.10 PEMC Biltine

Les résultats des analyses du chef lieu de Biltine y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	266,5	FCFA/kWh

Tableau 5-53 : Détails Biltine Scénario de base

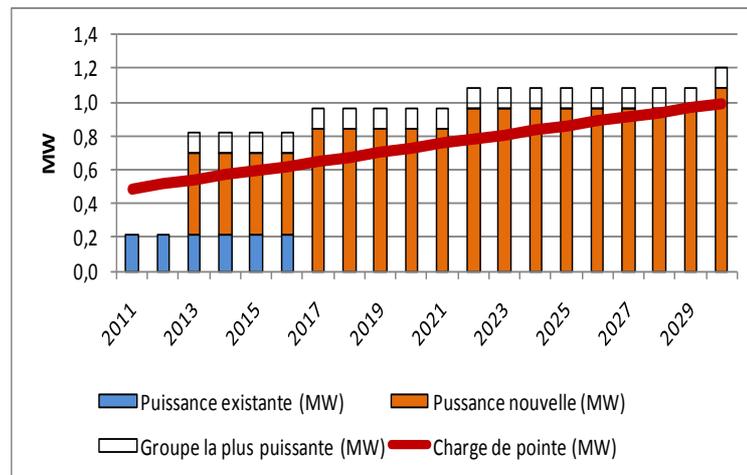


Figure 5-33 : PEMC Biltine Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	1,1	0,9	0,7	0,6	0,6	3,0	2,4
Réseau	14	0,5	3	0,1	4	0,2	21	0,7
Total		1,6		0,8		0,7		3,1

Tableau 5-54 : Investissement Biltine Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	267,3	FCFA/kWh

Tableau 5-55 : Détails Biltine Scénario haut

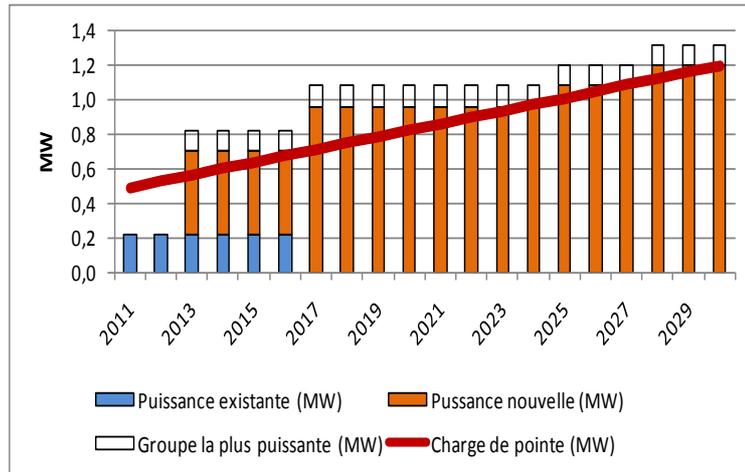


Figure 5-34 : PEMC Biltine Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,5	1,1	1,2	0,9	0,6	0,6	3,3	2,6
Réseau	14	0,5	4	0,1	5	0,2	22	0,8
Total		1,6		1,1		0,8		3,4

Tableau 5-56 : Investissement Biltine Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	267,1	FCFA/kWh

Tableau 5-57 : Détails Biltine Scénario bas

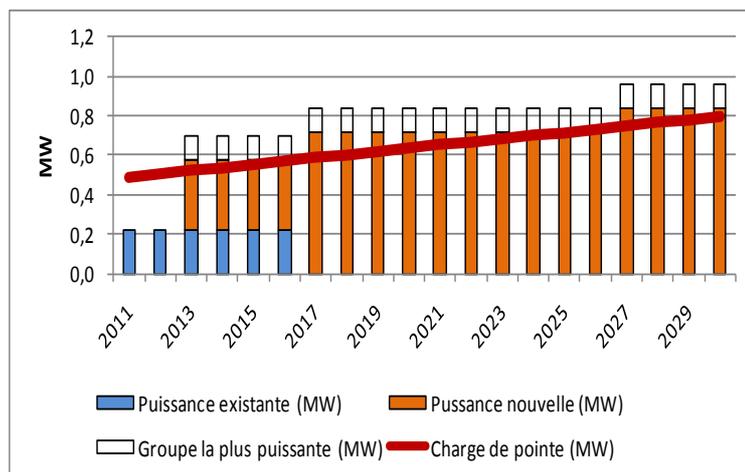


Figure 5-35 : PEMC Biltine Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,2	0,9	0,9	0,7	0,3	0,3	2,4	1,9
Réseau	14	0,5	2	0,1	3	0,1	19	0,7
Total		1,3		0,8		0,4		2,5

Tableau 5-58 : Investissement Biltine Scénario bas

5.2.11 PEMC Am Timan

Les résultats des analyses du chef lieu d'Am Timan y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	236,0	FCFA/kWh

Tableau 5-59 : Détails Am Timan Scénario de base

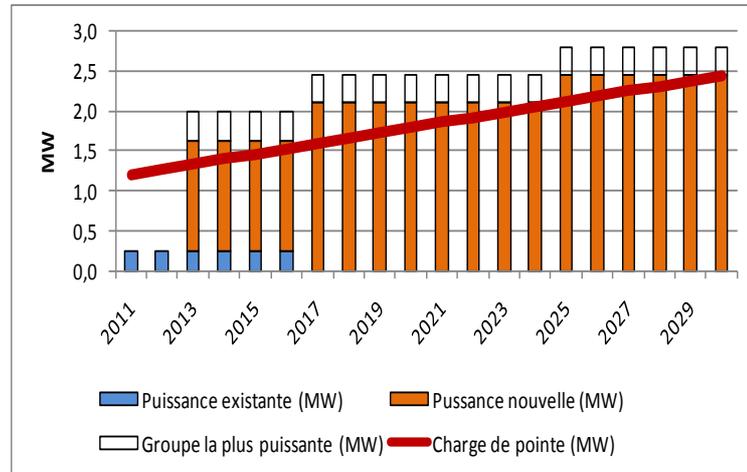


Figure 5-36 : PEMC Am Timan Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	1,4	1,0	0,7	0,6	5,6	4,0
Réseau	20	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,1
Total		3,1		1,2		0,8		5,0

Tableau 5-60 : Investissement Am Timan Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	238,2	FCFA/kWh

Tableau 5-61 : Détails Am Timan Scénario haut

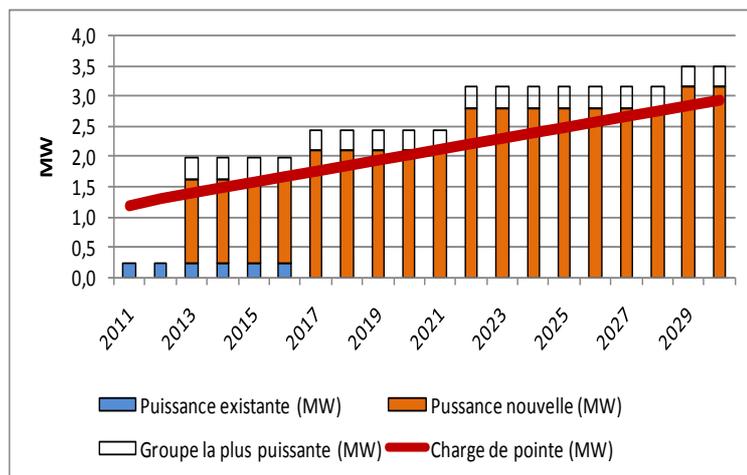


Figure 5-37 : PEMC Am Timan Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	1,4	1,0	2,1	1,8	7,0	5,2
Réseau	20	0,7	5	0,2	7	0,3	32	1,1
Total		3,1		1,2		2,0		6,3

Tableau 5-62 : Investissement Am Timan Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,9	FCFA/kWh

Tableau 5-63 : Détails Am Timan Scénario bas

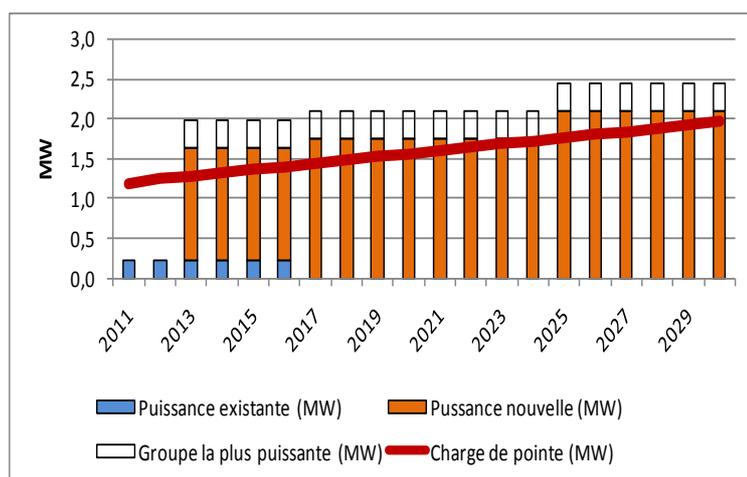


Figure 5-38 : PEMC Am Timan Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	0,7	0,6	4,9	3,5
Réseau	20	0,7	3	0,1	5	0,2	27	0,9
Total		3,1		0,6		0,8		4,4

Tableau 5-64 : Investissement Am Timan Scénario bas

5.2.12 PEMC Ati

Les résultats des analyses du chef lieu d'Ati y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	236,1	FCFA/kWh

Tableau 5-65 : Détails Ati Scénario de base

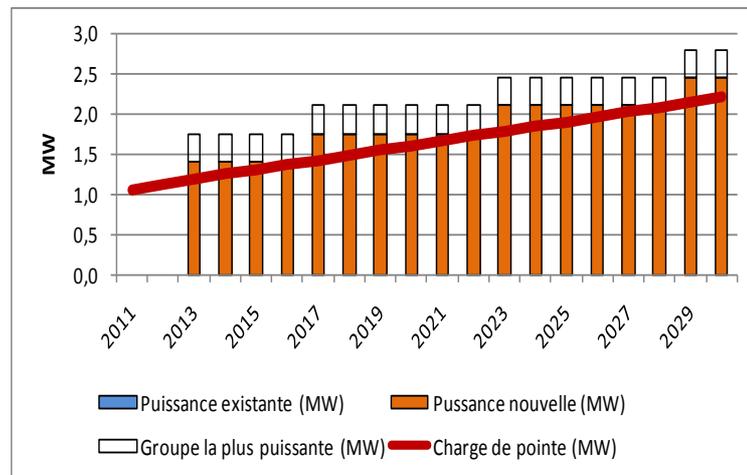


Figure 5-39 : PEMC Ati Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	1,4	1,2	5,6	4,1
Réseau	20	0,7	4	0,1	6	0,2	31	1,1
Total		3,1		0,7		1,5		5,2

Tableau 5-66 : Investissement Ati Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	237,4	FCFA/kWh

Tableau 5-67 : Détails Ati Scénario haut

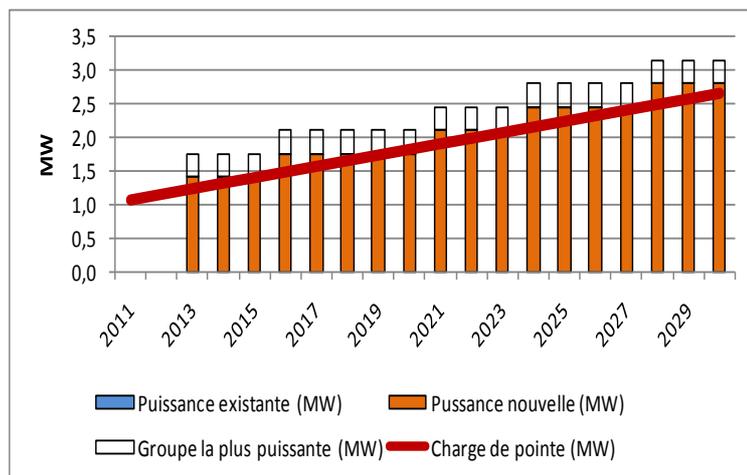


Figure 5-40 : PEMC Ati Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	2,1	1,8	6,3	4,6
Réseau	20	0,7	5	0,2	8	0,3	33	1,2
Total		3,1		0,7		2,0		5,8

Tableau 5-68 : Investissement Ati Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,1	FCFA/kWh

Tableau 5-69 : Détails Ati Scénario bas

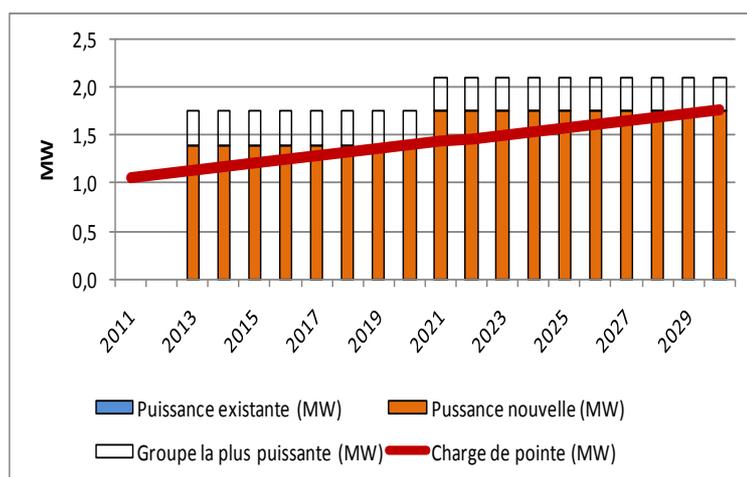


Figure 5-41 : PEMC Ati Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,0	0,0	0,7	0,6	4,2	2,9
Réseau	20	0,7	3	0,1	5	0,2	28	1,0
Total		3,1		0,1		0,7		3,9

Tableau 5-70 : Investissement Ati Scénario bas

5.2.13 PEMC Mao

Les résultats des analyses du chef lieu de Mao y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	234,0	FCFA/kWh

Tableau 5-71 : Détails Mao Scénario de base

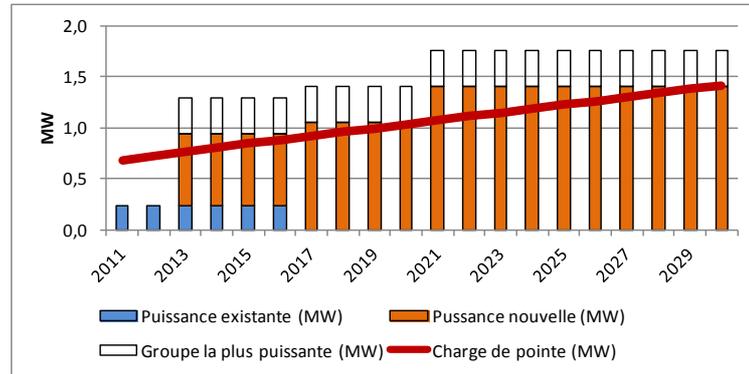


Figure 5-42 : PEMC Mao Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,6	1,7	0,2	0,2	0,7	0,6	3,5	2,4
Réseau	16	0,5	3	0,1	5	0,2	24	0,8
Total		2,3		0,3		0,7		3,3

Tableau 5-72 : Investissement Mao Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,2	FCFA/kWh

Tableau 5-73 : Détails Mao Scénario haut

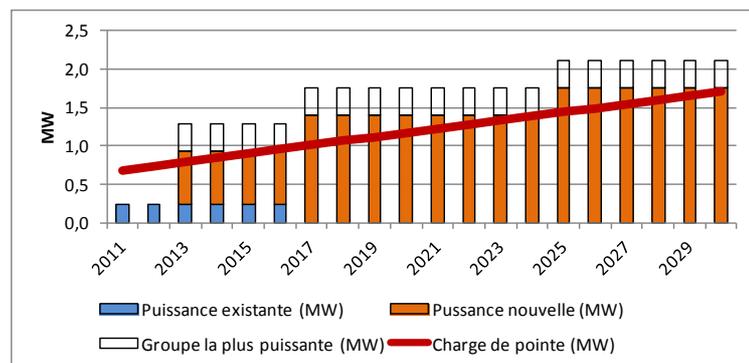


Figure 5-43 : PEMC Mao Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,6	1,7	0,9	0,7	0,7	0,6	4,2	3,0
Réseau	16	0,5	4	0,1	6	0,2	26	0,9
Total		2,3		0,8		0,8		3,9

Tableau 5-74 : Investissement Mao Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,2	FCFA/kWh

Tableau 5-75 : Détails Mao Scénario bas

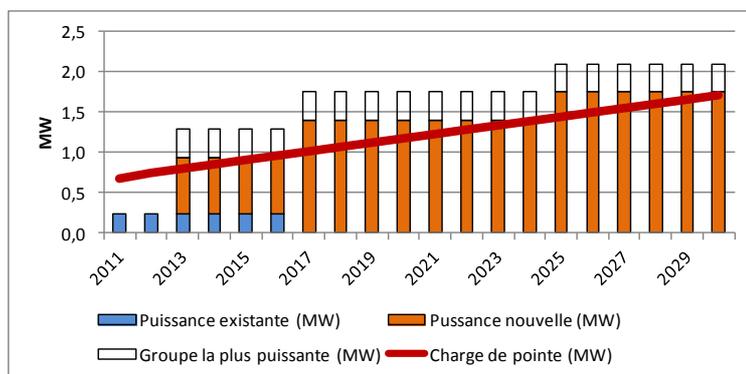


Figure 5-44 : PEMC Mao Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,6	1,7	0,9	0,7	0,7	0,6	4,2	3,0
Réseau	16	0,5	4	0,1	6	0,2	26	0,9
Total		2,3		0,8		0,8		3,9

Tableau 5-76 : Investissement Mao Scénario bas

5.2.14 PEMC Bol

Les résultats des analyses du chef lieu de Bol y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	267,3	FCFA/kWh

Tableau 5-77 : Détails Bol Scénario de base

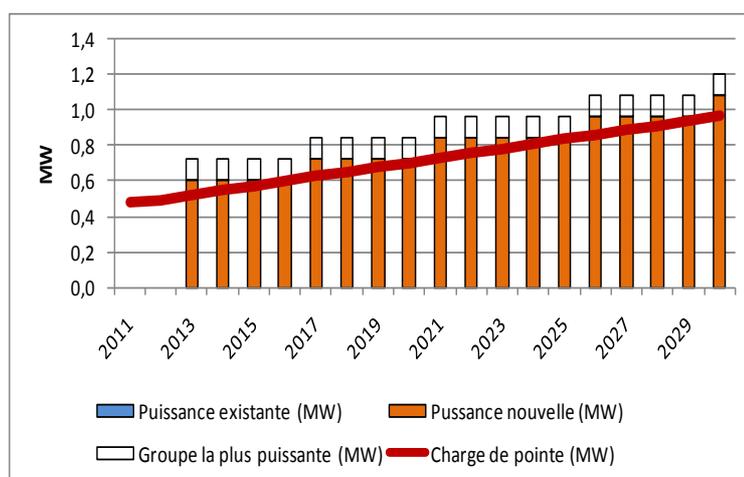


Figure 5-45 : PEMC Bol Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,8	1,3	0,3	0,2	0,9	0,8	3,0	2,4
Réseau	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Total		2,0		0,4		1,1		3,4

Tableau 5-78 : Investissement Bol Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	267,6	FCFA/kWh

Tableau 5-79 : Détails Bol Scénario haut

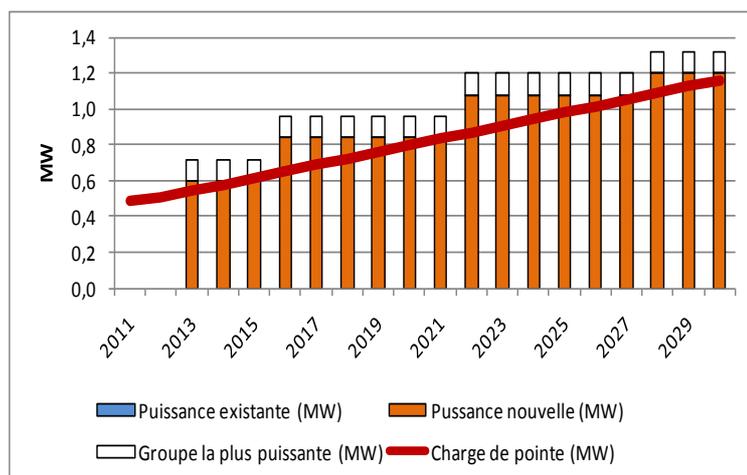


Figure 5-46 : PEMC Bol Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,8	1,3	0,6	0,5	0,9	0,8	3,3	2,6
Réseau	19	0,7	5	0,2	7	0,3	32	1,1
Total		2,0		0,6		1,1		3,7

Tableau 5-80 : Investissement Bol Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,41	Euro/kWh
Coûts unitaires	265,3	FCFA/kWh

Tableau 5-81 : Détails Bol Scénario bas

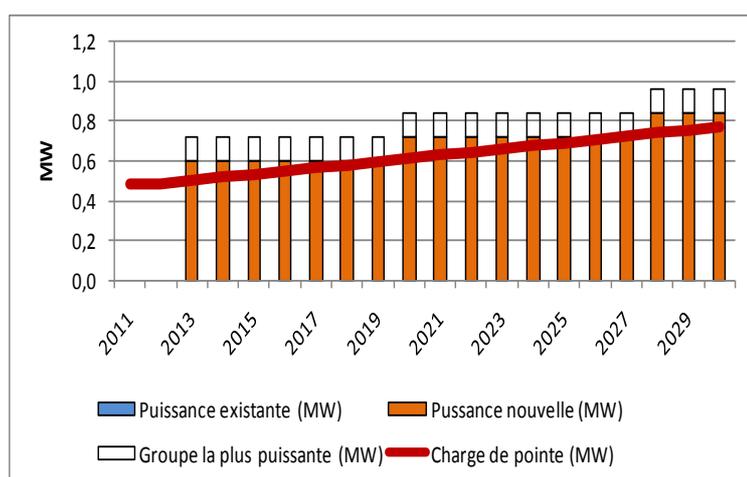


Figure 5-47 : PEMC Bol Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	1,8	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,4	1,9
Réseau	19	0,7	3	0,1	5	0,2	27	0,9
Total		2,0		0,3		0,5		2,8

Tableau 5-82 : Investissement Bol Scénario bas

5.2.15 PEMC Moussouro

Les résultats des analyses du chef lieu de Moussouro y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,39	Euro/kWh
Coûts unitaires	253,8	FCFA/kWh

Tableau 5-83 : Détails Moussouro Scénario de base

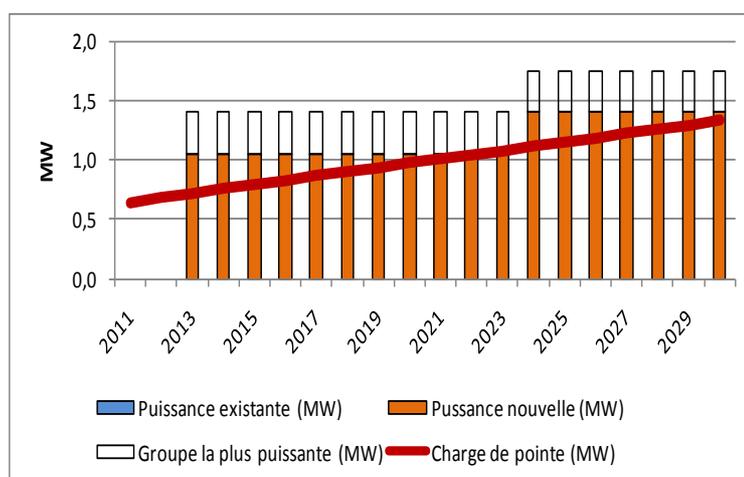


Figure 5-48 : PEMC Moussouro Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	2,0	0	0,0	0,7	0,6	3,5	2,7
Réseau	13	0,4	3	0,1	4	0,1	19	0,7
Total		2,5		0,1		0,8		3,4

Tableau 5-84 : Investissement Moussouro Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,39	Euro/kWh
Coûts unitaires	255,7	FCFA/kWh

Tableau 5-85 : Détails Moussouro Scénario haut

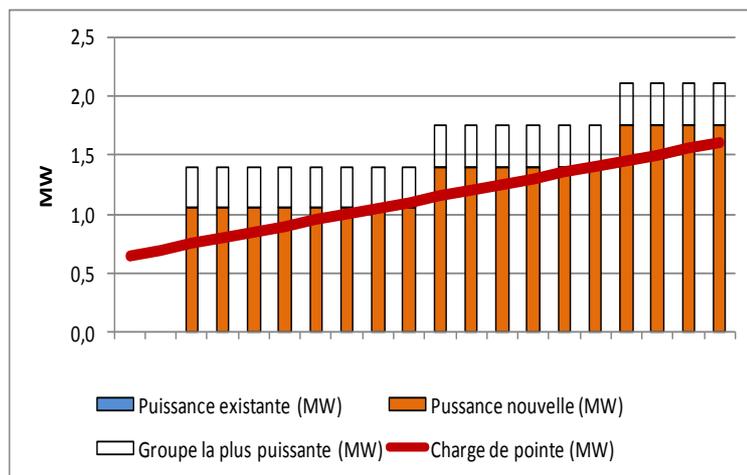


Figure 5-49 : PEMC Moussouro Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	2,0	0	0,0	1,4	1,3	4,2	3,3
Réseau	13	0,4	3	0,1	5	0,2	21	0,7
Total		2,5		0,1		1,4		4,0

Tableau 5-86 : Investissement Moussouro Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,39	Euro/kWh
Coûts unitaires	252,6	FCFA/kWh

Tableau 5-87 : Détails Moussouro Scénario bas

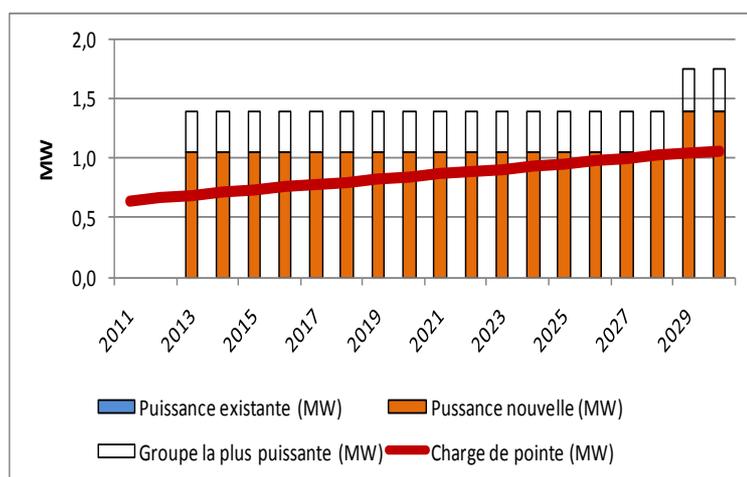


Figure 5-50 : PEMC Moussouro Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	2,0	0,0	0,0	0,7	0,7	3,5	2,7
Réseau	13	0,4	2	0,1	3	0,1	17	0,6
Total		2,5		0,1		0,8		3,4

Tableau 5-88 : Investissement Moussouro Scénario bas

5.2.16 PEMC Fada

Les résultats des analyses du chef lieu de Fada y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	213,1	FCFA/kWh

Tableau 5-89 : Détails Fada Scénario de base

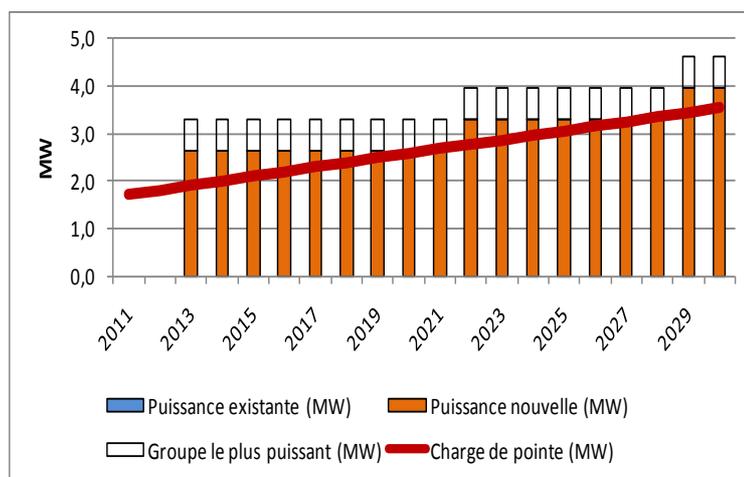


Figure 5-51 : PEMC Fada Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	5	3,1	0	0,0	2	1,6	7,0	4,7
Réseau	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Total		3,8		0,1		1,8		5,8

Tableau 5-90 : Investissement Fada Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	214,4	FCFA/kWh

Tableau 5-91 : Détails Fada Scénario haut

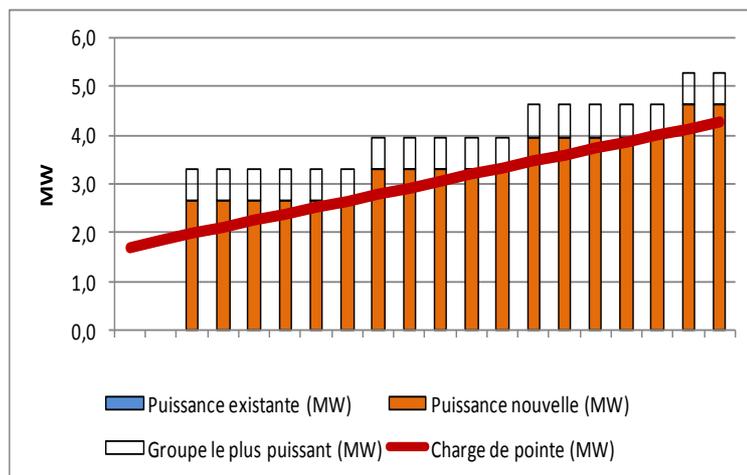


Figure 5-52 : PEMC Fada Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	5	3,1	1	0,7	2	1,6	8,0	5,5
Réseau	19	0,7	5	0,2	7	0,3	32	1,1
Total		3,8		0,9		1,9		6,6

Tableau 5-92 : Investissement Fada Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	213,6	FCFA/kWh

Tableau 5-93 : Détails Fada Scénario bas

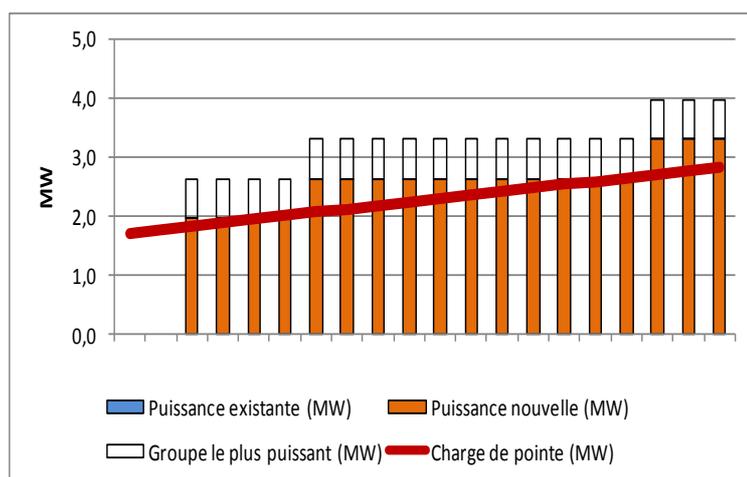


Figure 5-53 : PEMC Fada Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,0	2,5	1,0	0,7	1,0	0,8	6,0	4,0
Réseau	19	0,7	3	0,1	5	0,2	27	0,9
Total		3,2		0,8		1,0		4,9

Tableau 5-94 : Investissement Fada Scénario bas

5.2.17 PEMC Bardai

Les résultats des analyses du chef lieu de Bardai y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,44	Euro/kWh
Coûts unitaires	290,8	FCFA/kWh

Tableau 5-95 : Détails Bardai Scénario de base

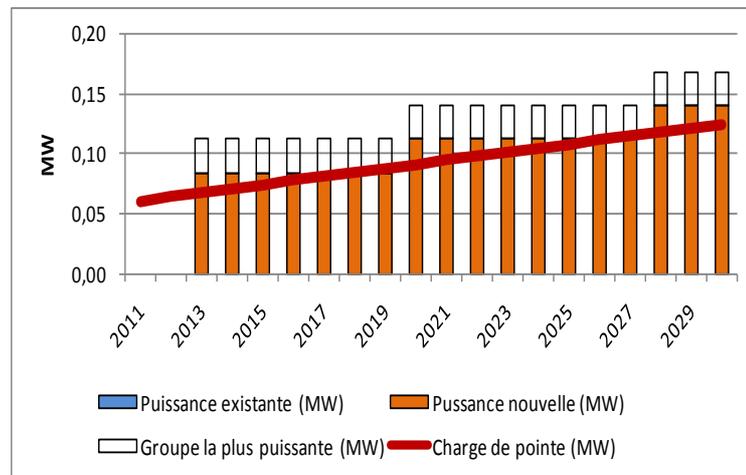


Figure 5-54 : PEMC Bardai Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,28	0,2	0,07	0,1	0,07	0,1	0,4	0,3
Réseau	12	0,4	2	0,1	4	0,1	18	0,6
Total		0,6		0,1		0,2		1,0

Tableau 5-96 : Investissement Bardai Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,45	Euro/kWh
Coûts unitaires	291,6	FCFA/kWh

Tableau 5-97 : Détails Bardai Scénario haut

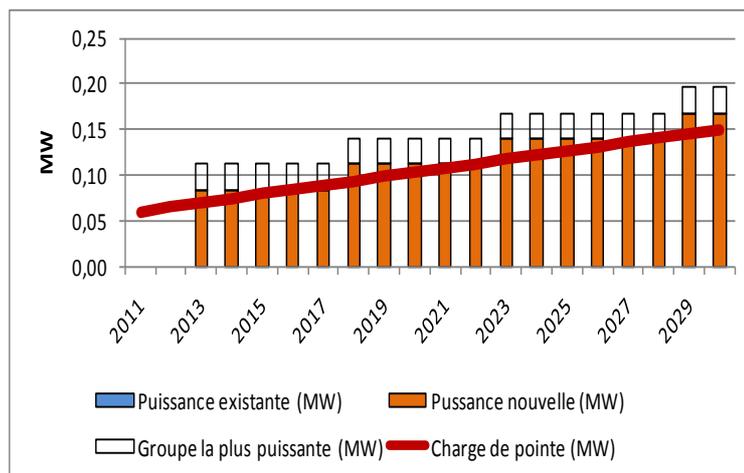


Figure 5-55 : PEMC Bardai Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,28	0,2	0,07	0,1	0,14	0,1	0,5	0,4
Réseau	12	0,4	3	0,1	4	0,2	19	0,7
Total		0,6		0,2		0,3		1,1

Tableau 5-98 : Investissement Bardai Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	250	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,44	Euro/kWh
Coûts unitaires	289,1	FCFA/kWh

Tableau 5-99 : Détails Bardai Scénario bas

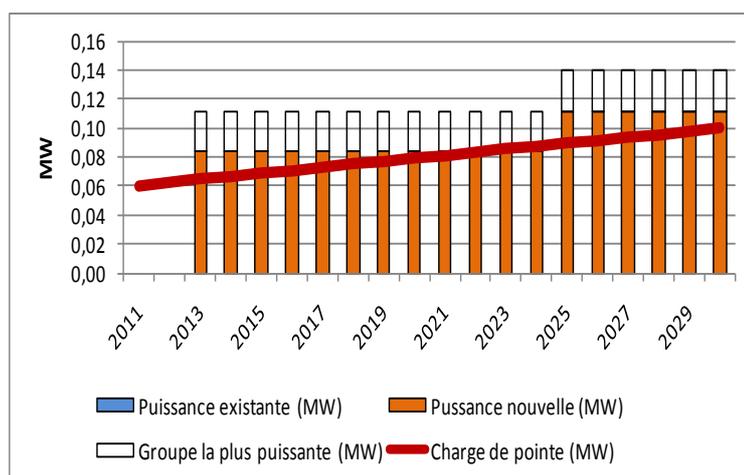


Figure 5-56 : PEMC Bardai Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3
Réseau	12	0,4	2	0,1	3	0,1	16	0,6
Total		0,6		0,1		0,2		0,8

Tableau 5-100 : Investissement Bardai Scénario bas

5.2.18 PEMC Massakory

Les résultats des analyses du chef lieu de Massakory y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,0	FCFA/kWh

Tableau 5-101 : Détails Massakory Scénario de base

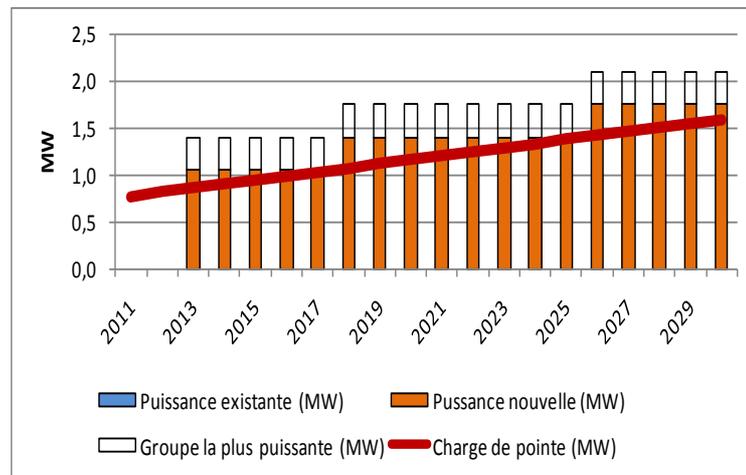


Figure 5-57 : PEMC Massakory Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Réseau	12	0,4	2	0,1	4	0,1	18	0,6
Total		2,3		0,6		0,7		3,7

Tableau 5-102 : Investissement Massakory Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	236,1	FCFA/kWh

Tableau 5-103 : Détails Massakory Scénario haut

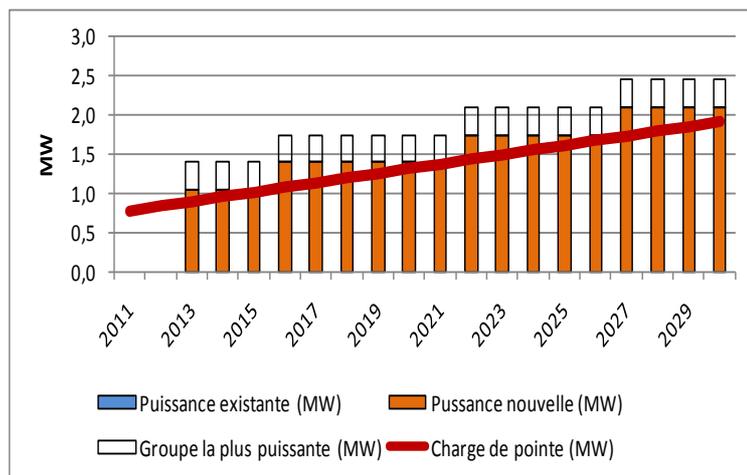


Figure 5-58 : PEMC Massakory Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	1,4	1,2	4,9	3,6
Réseau	12	0,4	3	0,1	4	0,2	19	0,7
Total		2,3		0,6		1,3		4,3

Tableau 5-104 : Investissement Massakory Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	233,6	FCFA/kWh

Tableau 5-105 : Détails Massakory Scénario bas

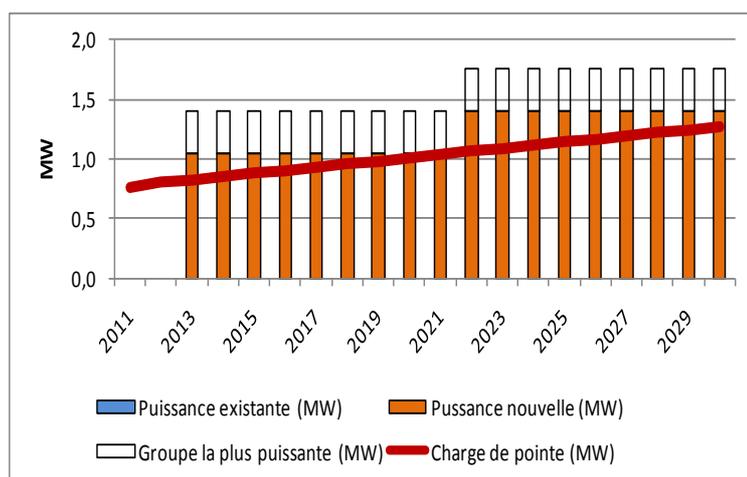


Figure 5-59 : PEMC Massakory Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,0	0,0	0,7	0,6	3,5	2,5
Réseau	12	0,4	2	0,1	3	0,1	16	0,6
Total		2,3		0,1		0,7		3,0

Tableau 5-106 : Investissement Massakory Scénario bas

5.2.19 PEMC Koumra

Les résultats des analyses du chef lieu de Koumra y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,34	Euro/kWh
Coûts unitaires	221,4	FCFA/kWh

Tableau 5-107 : Détails Koumra Scénario de base

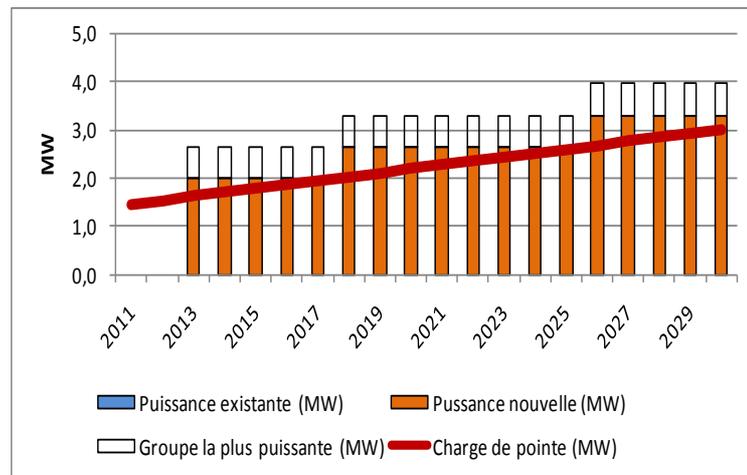


Figure 5-60 : PEMC Koumra Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2	1,2	1	0,7	1	0,8	4,0	2,7
Réseau	34	1,2	7	0,3	11	0,4	53	1,8
Total		2,5		0,9		1,2		4,6

Tableau 5-108 : Investissement Koumra Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,34	Euro/kWh
Coûts unitaires	221,9	FCFA/kWh

Tableau 5-109 : Détails Koumra Scénario haut

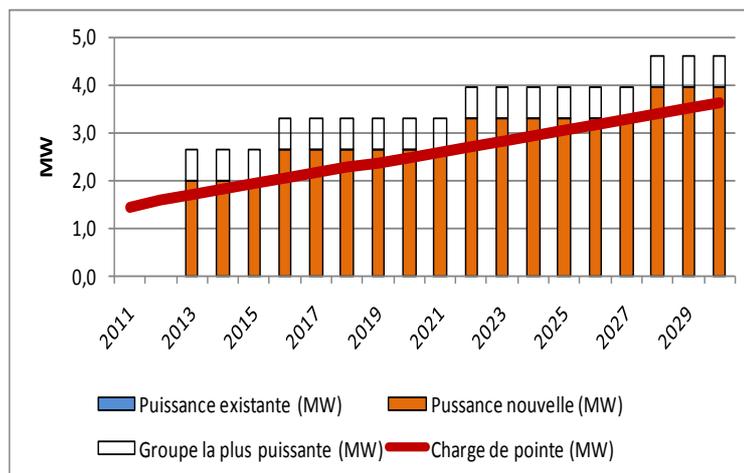


Figure 5-61 : PEMC Koumra Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2	1,2	1	0,7	2	1,6	5,0	3,5
Réseau	34	1,2	9	0,3	13	0,5	57	2,0
Total		2,5		1,0		2,0		5,5

Tableau 5-110 : Investissement Koumra Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,34	Euro/kWh
Coûts unitaires	220,2	FCFA/kWh

Tableau 5-111 : Détails Koumra Scénario bas

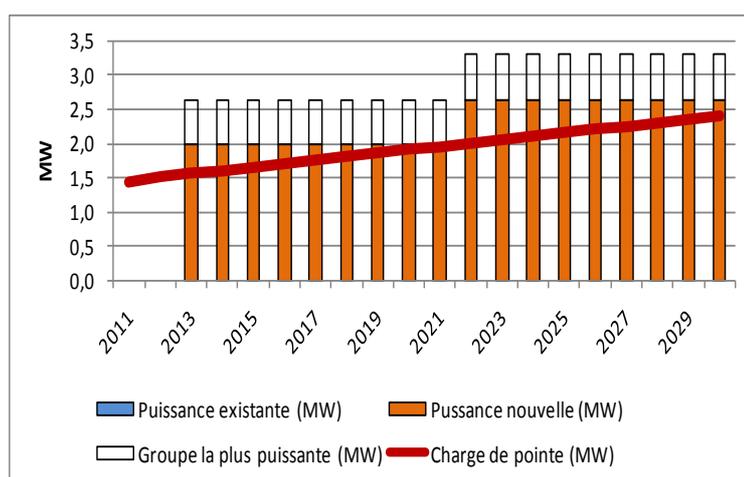


Figure 5-62 : PEMC Koumra Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,0	1,2	0,0	0,0	1,0	0,7	3,0	2,0
Réseau	34	1,2	5	0,2	8	0,3	47	1,7
Total		2,5		0,2		1,0		3,7

Tableau 5-112 : Investissement Koumra Scénario bas

5.2.20 PEMC Kélo

Les résultats des analyses du chef lieu de Kélo y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	216,9	FCFA/kWh

Tableau 5-113 : Détails Kélo Scénario de base

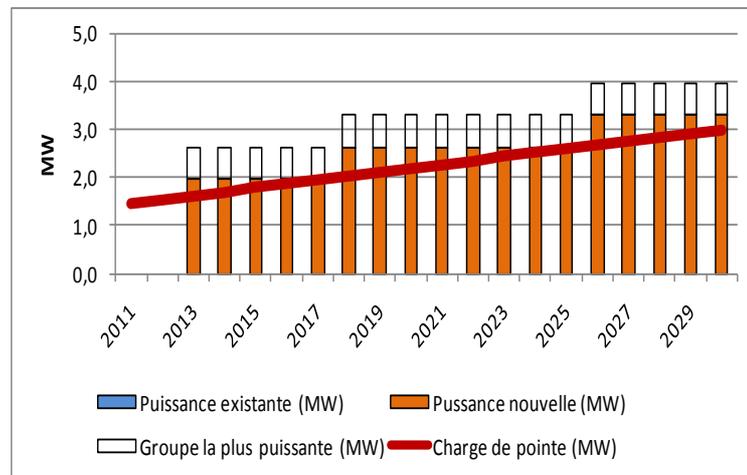


Figure 5-63 : PEMC Kélo Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4	2,5	1	0,7	1	0,8	6,0	4,0
Réseau	42	1,5	9	0,3	14	0,5	65	2,3
Total		4,0		1,0		1,3		6,3

Tableau 5-114 : Investissement Kélo Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	217,5	FCFA/kWh

Tableau 5-115 : Détails Kélo Scénario haut

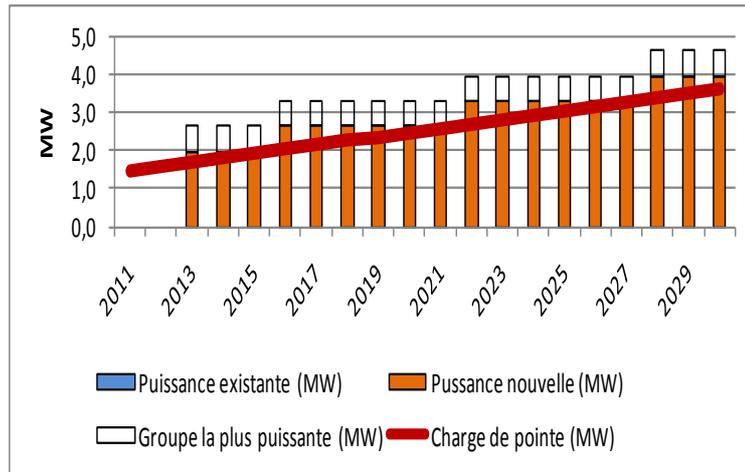


Figure 5-64 : PEMC Kélo Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4	2,5	1	0,7	2	1,6	7,0	4,7
Réseau	42	1,5	11	0,4	16	0,6	70	2,4
Total		4,0		1,1		2,2		7,2

Tableau 5-116 : Investissement Kélo Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	215	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,33	Euro/kWh
Coûts unitaires	215,7	FCFA/kWh

Tableau 5-117 : Détails Kélo Scénario bas

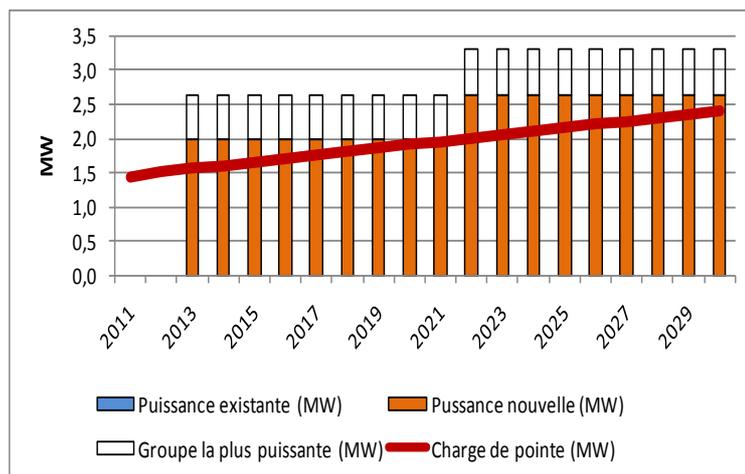


Figure 5-65 : PEMC Kélo Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	4,0	2,5	0,0	0,0	1,0	0,7	5,0	3,2
Réseau	42	1,5	6	0,2	10	0,3	58	2,0
Total		4,0		0,2		1,1		5,3

Tableau 5-118 : Investissement Kélo Scénario bas

5.2.21 PEMC Pala

Les résultats des analyses du chef lieu de Pala y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	238,1	FCFA/kWh

Tableau 5-119 : Détails Pala Scénario de base

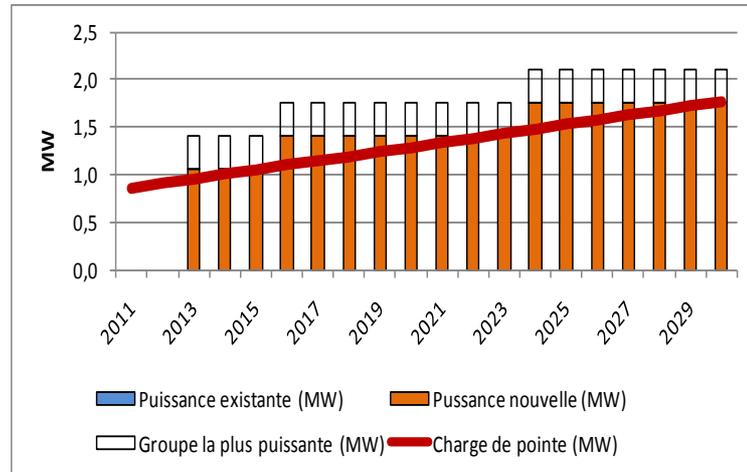


Figure 5-66 : PEMC Pala Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Réseau	29	1,0	6	0,2	9	0,3	45	1,6
Total		2,9		0,7		0,9		4,6

Tableau 5-120 : Investissement Pala Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	237,6	FCFA/kWh

Tableau 5-121 : Détails Pala Scénario haut

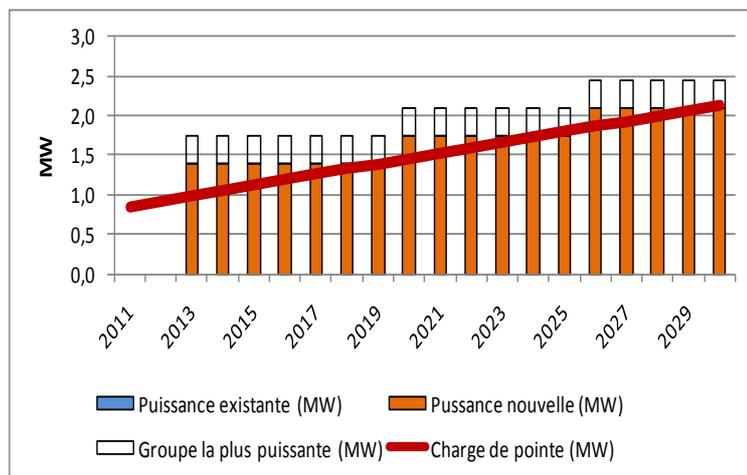


Figure 5-67 : PEMC Pala Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	0,7	0,6	4,9	3,5
Réseau	29	1,0	8	0,3	11	0,4	48	1,7
Total		3,4		0,8		1,0		5,2

Tableau 5-122 : Investissement Pala Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	237,3	FCFA/kWh

Tableau 5-123 : Détails Pala Scénario bas

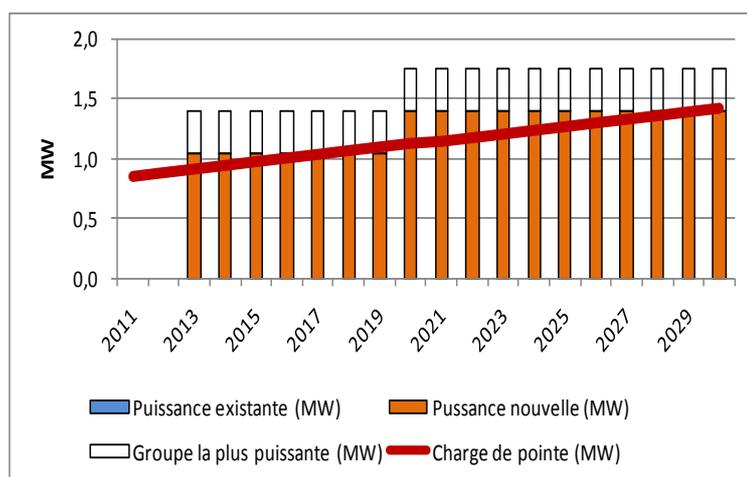


Figure 5-68 : PEMC Pala Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	0,0	0,0	3,5	2,4
Réseau	29	1,0	4	0,1	7	0,2	40	1,4
Total		2,9		0,7		0,2		3,8

Tableau 5-124 : Investissement Pala Scénario bas

5.2.22 PEMC Lai

Les résultats des analyses du chef lieu de Lai y compris les trois scénarii sont inclus dans les tableaux et figures ci-après. Les détails se trouvent dans l'annexe 5.

Scénario de base

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	236,1	FCFA/kWh

Tableau 5-125 : Détails Lai Scénario de base

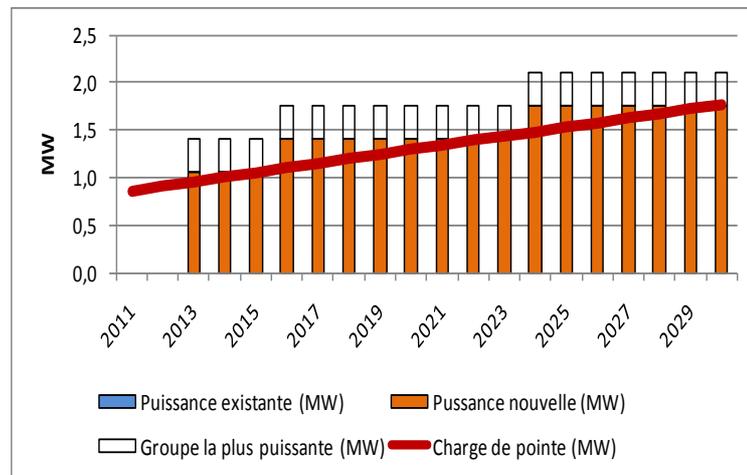


Figure 5-69 : PEMC Lai Scénario de base

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Réseau	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Total		2,6		0,6		0,8		4,0

Tableau 5-126 : Investissement Lai Scénario de base

Scénario haut

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,7	FCFA/kWh

Tableau 5-127 : Détails Lai Scénario haut

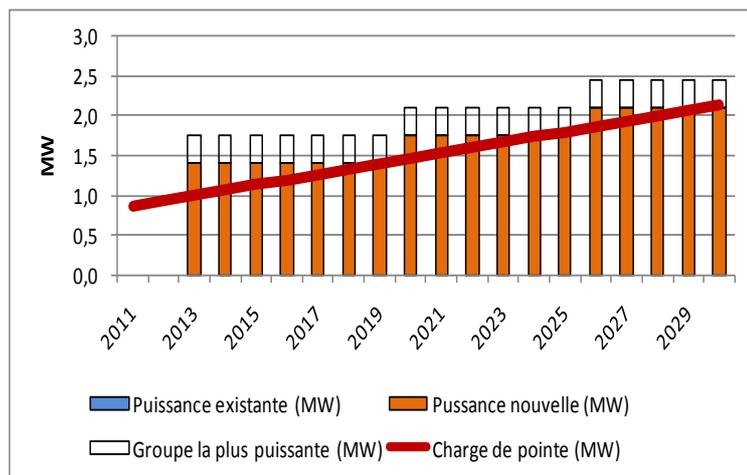


Figure 5-70 : PEMC Lai Scénario haut

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	3,5	2,4	0,7	0,5	0,7	0,6	4,9	3,5
Réseau	19	0,7	5	0,2	7	0,3	32	1,1
Total		3,0		0,7		0,9		4,6

Tableau 5-128 : Investissement Lai Scénario haut

Scénario bas

Consommation carburant	230	g/kWh
Prix du carburant	650	FCFA/l
Coûts unitaires	0,36	Euro/kWh
Coûts unitaires	235,2	FCFA/kWh

Tableau 5-129 : Détails Lai Scénario bas

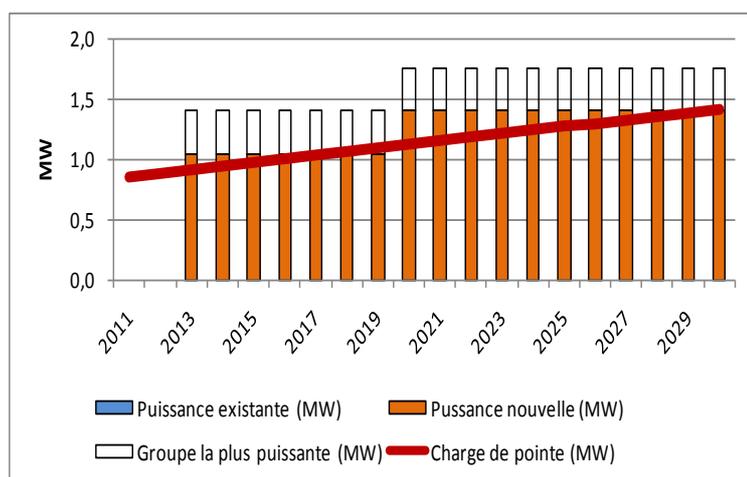


Figure 5-71 : PEMC Lai Scénario bas

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro	MW/km	mill. Euro
Production	2,8	1,9	0,7	0,5	0,0	0,0	3,5	2,4
Réseau	19	0,7	3	0,1	5	0,2	27	0,9
Total		2,6		0,6		0,2		3,4

Tableau 5-130 : Investissement Lai Scénario bas

5.3 Sommaire des Quantités et des Coûts

Suite au plan d'extension au moindre coût retenu pour l'électrification au Tchad, les tableaux suivants résument les quantités en MW de puissance et km de ligne et les montants nécessaires pour couvrir des besoins.

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	km	mill. Euro	km	mill. Euro	km	mill. Euro	km	mill. Euro
N'Djamena	0	0,0	29	8,7	40	12,1	69	20,8
Moundou	4	1,0	1	0,3	1	0,4	6	1,7
Sarh	29	1,0	7	0,3	11	0,4	47	1,7
Abeché	28	1,0	8	0,3	11	0,4	48	1,7
Bongor	31	1,1	6	0,2	10	0,3	48	1,7
Doba	11	0,4	3	0,1	4	0,2	18	0,6
Faya Largeau	13	0,4	2	0,1	4	0,1	19	0,7
Mongo	13	0,4	3	0,1	4	0,1	19	0,7
Oum Hadjer	6	0,2	1	0,0	2	0,1	9	0,3
Biltine	14	0,5	3	0,1	4	0,2	21	0,7
Am Timan	20	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,1
Ati	20	0,7	4	0,1	6	0,2	31	1,1
Mao	16	0,5	3	0,1	5	0,2	24	0,8
Bol	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Moussouro	13	0,4	3	0,1	4	0,1	19	0,7
Fada	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Bardai	12	0,4	2	0,1	4	0,1	18	0,6
Massakory	12	0,4	2	0,1	4	0,1	18	0,6
Koumra	34	1,2	7	0,3	11	0,4	53	1,8
Kélo	42	1,5	9	0,3	14	0,5	65	2,3
Pala	29	1,0	6	0,2	9	0,3	45	1,6
Lai	19	0,7	4	0,1	6	0,2	30	1,0
Total	404	15,0	118	12,0	174	17,1	626	23,4

Tableau 5-131 Sommaire des Quantités et des Coûts du PEMC (Réseau)

	urgence 2011-2015		2016-2020		2021-2030		total	
	MW	mill. Euro	MW	mill. Euro	MW	mill. Euro	MW	mill. Euro
N'Djamena	0,0	0,0	18,7	10,8	103	69,3	122	80,1
Moundou	6,0	3,7	4,5	3,0	4,5	3,5	15,0	10,3
Sarh	1,5	0,9	1,5	1,0	1,5	1,1	4,5	3,1
Abeché	1,5	0,9	1,5	1,1	1,5	1,2	4,5	3,2
Bongor	2,1	1,5	0,7	0,5	0,7	0,6	3,5	2,7
Doba	4,5	3,0	1,5	1,1	1,5	1,3	7,5	5,4
Faya Largeau	0,6	0,4	0,3	0,2	0,9	0,8	1,8	1,5
Mongo	3,5	2,4	3,5	1,0	0,7	0,6	7,7	4,0
Oum Hadjer	2,8	1,9	0,0	0,0	1,4	1,1	4,2	3,0
Biltine	1,5	1,1	0,9	0,7	0,6	0,6	3,0	2,4
Am Timan	3,5	2,4	1,4	1,0	0,7	0,6	5,6	4,0
Ati	3,5	2,4	0,7	0,5	1,4	1,2	5,6	4,1
Mao	2,6	1,7	0,2	0,2	0,7	0,6	3,5	2,4
Bol	1,8	1,3	0,3	0,2	0,9	0,8	3,0	2,4
Moussouro	2,8	2,0	0,0	0,0	0,7	0,6	3,5	2,7
Fada	5,0	3,1	0,0	0,0	2,0	1,6	7,0	4,7
Bardai	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,3
Massakory	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Koumra	2,0	1,2	1,0	0,7	1,0	0,8	4,0	2,7
Kélo	4,0	2,5	1,0	0,7	1,0	0,8	6,0	4,0
Pala	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Lai	2,8	1,9	0,7	0,5	0,7	0,6	4,2	3,0
Total	57,8	38,5	39,9	24,5	127	89,1	103	72,1

Tableau 5-132 Sommaire des Quantités et des Coûts du PEMC (Production)

On obtient un investissement de l'ordre 100,9 millions d'Euros pour N'Djamena et 95,4 millions d'Euros pour les autres chefs lieux. Ceci est montré dans le tableau suivant.

	coûts unitaires	urgence 2011-2015	2016-2020	2021-2030	total
	Euro/kWh	mill. Euro	mill. Euro	mill. Euro	mill. Euro
N'Djamena	0,10	0,0	19,5	81,4	100,9
Moundou	0,31	4,8	3,3	3,9	12,0
Sarh	0,31	1,9	1,3	1,5	4,8
Abeché	0,32	1,9	1,3	1,6	4,9
Bongor	0,37	2,6	0,8	1,0	4,4
Doba	0,33	3,4	1,2	1,4	6,1
Faya Largeau	0,43	0,9	0,3	1,0	2,2
Mongo	0,36	2,8	1,1	0,7	4,7
Oum Hadjer	0,36	2,1	0,0	1,2	3,3
Biltine	0,41	1,6	0,8	0,7	3,1
Am Timan	0,36	3,1	1,2	0,8	5,0
Ati	0,36	3,1	0,7	1,5	5,2
Mao	0,36	2,3	0,3	0,7	3,3
Bol	0,41	2,0	0,4	1,1	3,4
Moussouro	0,39	2,5	0,1	0,8	3,4
Fada	0,33	3,8	0,1	1,8	5,8
Bardai	0,44	0,6	0,1	0,2	1,0
Massakory	0,36	2,3	0,6	0,7	3,7
Koumra	0,34	2,5	0,9	1,2	4,6
Kélo	0,33	4,0	1,0	1,3	6,3
Pala	0,36	2,9	0,7	0,9	4,6
Lai	0,36	2,6	0,6	0,8	4,0
Total	0,36	53,6	17,0	24,9	95,4

Tableau 5-133 : Sommaire des Coûts du PEMC (Réseau et Production)

L'estimatif des coûts d'électrification du pays entier et les hypothèses du calcul pour les villes hors N'Djamena et les chefs lieux sont présentés dans le tableau suivant.

Taille du centre (hab)	N'Djamena	Chefs lieu	5.000-50.000	300-5.000	<300		
Habitants/centre	1.035.000	36.000	18.000	1200	100		
Nombre des centres	1	21	54	6.450	20.000		
Habitants total	1.035.000	756.000	972.000	7.740.000	2.000.000		
kWh/hab/an	voir PEMC (Section 5)	voir PEMC (Section 5)	200	120	100		
MWh/an			194.400	928.800	200.000		
kWh/centre/an			3.600.000	144.000	10.000		
Facteur d'utilisation			30%	30%	30%		
kW/hab			0,08	0,05	0,04		
MW total			74	353	76		
Puissance (kW/centre)			1.370	55	4		
Coût spécifique (Euro/kW)			1.000	1.200	1.500		
Investissement par centre (Euro)			100.930.000	4.540.000	1.370.000	66.000	5.700
Investissement total (mill. Euro)			100,9	95,4	74,0	425,7	114,0
Imprévu 30% (mill. Euro)	30,3	28,6	22,2	127,7	34,2		
Investissement total (mill. Euro) (inclu imprévu)	131,2	123,9	96,2	553,4	148,2		
Investissement total (mill. FCFA)	86.000	81.000	63.000	362.000	97.000		

Tableau 5-134 : Coûts d'électrification du pays entier

5.4 Priorités des investissements

S'il n'y a pas une priorisation de base sur les critères politiques nous proposons une priorisation des investissements par rapport aux coûts unitaires les moins élevés résultant du PEMC.

Avec un tarif fixe, une telle priorisation permet à la SNE ou aux communes d'accumuler le maximum de moyen pour l'autofinancement d'investissements futurs.

Le résultat de cette priorisation est présenté dans le tableau suivant :

		urgence 2011-2015 (mill. Euro)
1	Moundou	4,76
2	Sarh	1,95
3	Abeché	1,93
4	Fada	3,80
5	Doba	3,42
6	Kélo	2,23
7	Koumra	2,45
8	Oum Hadjer	0,69
9	Massakory	0,78
10	Mongo	1,16
11	Mao	1,12
12	Am Timan	3,06
13	Lai	0,84
14	Ati	3,07
15	Pala	1,02
16	Bongor	2,63
17	Moussouro	0,74
18	Biltine	1,57
19	Bol	0,66
20	Faya Largeau	0,88
21	Bardai	0,27

Tableau 5-135 : Priorisation des Mesures d'Urgence

6. Conclusions et recommandations

6.1 Opérationnalisation du Schéma Directeur

Étant donnée les besoins financiers du plan directeur de l'énergie et la diversité des actions qu'il nécessitera, il est recommandé qu'un organisme soit créé essentiellement pour coordonner les financements et les actions qui seront à réaliser.

Certains des aspects du Plan sont transversaux et touchent les attributions de différents ministères notamment en ce qui a trait aux énergies renouvelables, à la protection de l'environnement, au développement durable et la mise en place d'infrastructure.

Il serait donc préférable de créer un comité de pilotage qui donnerait les grandes orientations et qui prendrait des décisions sur des problèmes politiques ou autres à tous les trimestres.

Financement

Pour que les fonds soient rapidement accessibles et que les modes de gestion de ces fonds soit soumis à une seule procédure administrative, il serait avantageux que le gouvernement puisse créer un « basket fund » ou « fond commun » qui servira à financer l'ensemble des actions qui découleront du plan.

La procédure administrative à laquelle sera soumise la gestion de ce fond reste à déterminer; toutefois elle devra satisfaire les exigences des partenaires techniques et financiers internationaux. Le manuel de gestion administrative et financière du fond devra être validé par les principaux partenaires.

Gestion

Étant données les politiques exprimées par le gouvernement et brièvement décrites, après l'objectif du présent plan directeur et de la non-application du plan directeur précédent nous estimons qu'il est nécessaire de créer une cellule au sein du Ministère du Pétrole et de l'Énergie. Celle-ci devra s'assurer de la mise en œuvre, du suivi et de l'évaluation du plan directeur et de l'ensemble des programmes et projets qui en découleront. Cette cellule jouera le rôle de maître d'ouvrage pour le compte du MPE.

Les fonctions de cette cellule seront :

- La promotion du plan au niveau national et international dans le but d'attirer des partenaires techniques et financiers
- Le développement des partenariats public-privé
- La coordination de l'ensemble des actions menées dans le cadre du plan directeur

- La préparation de l'ensemble des Termes de Référence et des Dossiers d'Appel d'Offre pour la réalisation des études de faisabilité et pour la maîtrise d'ouvrage déléguée
- La sélection et le suivi / contrôle de la maîtrise d'ouvrage déléguée (MOD) et/ou des maîtres d'œuvre (MOE)
- La passation de marché pour les études et le recrutement de MOD et de ME
- Le suivi technique, financier et environnemental des actions menées par les MOD et ME et des projets réalisés.

Pour les besoins de gestion de l'ensemble du processus il est primordial que la cellule soit composée des éléments minimaux suivants:

- Coordination
- Opération
- Suivi-évaluation environnementale
- Administration et finance
- Passation de marché

Les tâches spécifiques de ces éléments sont :

Coordination

- Assurer les relations entre les partenaires techniques et financiers et le comité de coordination
- Responsabilité de la bonne gouvernance des fonds devant le comité de coordination et les bailleurs de fond
- Assurance que le manuel de gestion administrative et financier soit respecté
- Prise de décisions vis-à-vis des MOD et de ME défaillant
- Assurance du respect des procédures de passation de marché
- Assurance du rôle de directeur de la cellule de coordination

Opération

- Préparation de l'ensemble des documents techniques
- Supervision de la réalisation du suivi-évaluation et la protection de l'environnement
- Supervision de la préparation des Termes de Référence et la partie technique des contrats
- Contrôle des MOD et des ME sur le plan technique
- Assurance des relations techniques et opérationnelles avec les différents partenaires, les MOD et les ME

Suivi-évaluation et environnement

- Réalisation du suivi-évaluation sur la base du plan de suivi développé et validation
- Intégration des besoins de protection de l'environnement dans les Termes de Référence et les contrats

- Contrôle de la mise en œuvre du processus de gestion environnementale et sociale du plan
- Assurance des relations avec le ministère de l'environnement
- Préparation des différents rapports de suivi- évaluation et de suivi environnemental

Administration et finances

- Gérer l'administration générale de la cellule
- En charge de la réalisation de la comptabilité du fond commun
- Assurer l'audit financier et comptable des MOD
- Publier les rapports comptables annuels
- Préparer les documents pour les audits financiers et comptables du fond

Passations de marchés

- Assure le respect de la passation de marché à toutes les étapes du processus
- Prépare les contrats
- Documente l'ensemble des appels d'offre selon la procédure
- Conseil la coordination en matière de passation de marché
- Rédige des rapports à l'intention des partenaires techniques et financiers

Comité de coordination

Le comité de coordination devrait être composé du Ministère du Pétrole et de l'Energie qui en assurera la présidence et le secrétariat, du ministère des finances, du ministère de l'environnement et du ministère de l'urbanisme et de l'aménagement du territoire.

6.2 Cadre organisationnel du Schéma Directeur

Le cadre organisationnel est un des facteurs clés qui déterminent l'efficacité d'une entité administrative.

L'exemple du Ministère du Pétrole et de l'Energie et notamment de la Direction de l'Energie étant maître d'œuvre du projet plan directeur a permis au consultant de proposer des modifications organisationnelles pour améliorer la gestion du secteur. Il reste à discuter ces modifications avec le MPE.

Dans ce contexte nous proposons la structure organisationnelle suivante pour la Direction d'Energie :

- Département de Planification du secteur, avec des cellules :
 - Suivi et actualisation du plan directeur. Cette entité aura la responsabilité de maintenir les données statistiques du secteur et d'actualiser régulièrement (mensuellement) le plan directeur du secteur avec les données collectées auprès des acteurs (techniques

et administratifs) du secteur (SNE, Communes, opérateurs privés, Ministères compétents) elle sera aussi en charge de la maintenance, de l'actualisation et du développement des données contenues dans Système d'Information Géographique (SIG).

- Formation. Nous jugeons la formation comme essentielle pour le succès d'une délégation des responsabilités du secteur de l'énergie aux administrations locales (communes, opérateurs privés). Pour cela il est indispensable d'orienter les responsables desdites entités sur les principes et méthodes de la planification du secteur.
- Département des Energies domestiques, artisanales, industrielles et des transports, avec des cellules
 - Régulation des énergies domestiques et des hydrocarbures. Elle aura la responsabilité de vulgariser les informations légales et techniques et de suivre l'utilisation des énergies domestiques. Notamment elle définira les normes à appliquer au niveau des hydrocarbures.
 - Biomasse et charbon de bois, qui suivra les projets de reboisement et estimera le potentiel futur de la biomasse, notamment du bois. Elle travaillera en étroite collaboration avec la cellule
 - GPL qui servira d'interface entre l'offre (raffinerie et importateurs) et la demande (distributeurs, municipalités, Programme National Gaz).
- Département de l'Energie électrique, avec des cellules
 - Suivi et actualisation du plan directeur d'électricité. Avec la cellule de suivi et actualisation du plan directeur et la SNE, des auto-producteurs (communes, privés), cette entité aura la responsabilité de maintenir les données statistiques du secteur d'électricité et de les actualiser régulièrement.
 - Evaluation des normes et standards en vigueur (avec la SNE) et information des acteurs sur les tendances internationales et les possibilités de leur application au Tchad.
 - Promotion de l'électrification rurale et des énergies renouvelables. Cette cellule agira comme interlocuteur entre les communautés rurales demandant une électrification et les fournisseurs de technologies appropriées.
 - Il conviendrait de rajouter un département environnement.

6.3 Bonne gouvernance

La bonne gouvernance est un impératif de croissance et de lutte contre la pauvreté, de par ses corollaires : conflits communautaires, violence, désordre, mauvaise prestation des services publics, faiblesse de la loi, inversion des valeurs, corruption importante, interférences sociopolitiques et confessionnelles dans la gestion de l'administration, lobbyings invétérés etc.

La Stratégie de Réduction de Pauvreté au Tchad doit préconiser prioritairement :

- de renforcer d'abord l'assainissement des finances publiques par une meilleure maîtrise de la gestion des dépenses et des recettes, et la rationalisation du système de passation de marchés ;
- de renforcer la sécurité des personnes et biens et
- l'indépendance, l'efficacité et l'équité du pouvoir judiciaire ;
- de réformer l'administration pour accroître la performance et la transparence de la gestion du secteur public et enfin
- de favoriser un partenariat dynamique et responsable entre les secteurs public et privé, et la société civile.

De façon transversale, une attention particulière doit être accordée à l'indépendance de la presse en vue de promouvoir une communication permanente entre le sommet et la base, y compris dans le domaine du renforcement de la base de l'énergie.

L'objectif global recherché par le Gouvernement est «l'accroissement durable du volume des productions dans un environnement préservé».

Cet objectif devrait permettre de réduire de moitié, à l'horizon 2015, le nombre de personnes vivant sous le seuil de pauvreté et l'insécurité alimentaire telle que fixé lors du Sommet Mondial de l'Alimentation (SMA) et dans les Objectifs de Développement du Millénaire (OMD).

L'objectif secondaire est de promouvoir des sources alternatives d'énergie (énergie solaire et éolienne) pour limiter l'impact de la coupe de bois de chauffe sur la régénération des ressources forestières.

6.4 Financement des Projets

En matière de gestion des finances publiques, les principes de la sincérité dans les prévisions budgétaires et de fidélité de l'exécution budgétaire à la loi de finances sont les deux grands axes de coopération. Ils devraient être orientés vers les objectifs suivants :

- En matière de perception des recettes, améliorer le professionnalisme des régisseurs de recettes pour rétablir un climat de confiance avec les opérateurs économiques. C'est-à-dire que les régisseurs doivent agir sur la base des déclarations fiscales bien préparées.
- En matière de prévision, développer les capacités pour offrir une utilisation optimale des ressources afin de combattre la pauvreté avec des outils budgétaires adaptés au contexte particulier de la volatilité des revenus de l'État,
- Au plan de l'exécution, restaurer suffisamment la discipline budgétaire pour sécuriser l'emploi des deniers publics et garantir le respect de l'autorisation parlementaire,
- Concernant les marchés publics, afin de répondre aux critiques de fond, permettre à l'État d'obtenir des biens et services au meilleur rapport qualité/prix grâce à l'adoption des procédures qui n'engendrent pas de

retard, favorisent la concurrence, assurent la transparence et protègent la participation du secteur privé national aux marchés de l'État.

- Au plan des contrôles, créer les conditions de leur efficacité pour que leur caractère dissuasif permette de prévenir les risques de gaspillage et de détournements. Il faut établir un mécanisme qui permet un contrôle par des indépendants.

6.5 Coopération internationale

Compte tenu de l'énorme potentiel hydroélectrique du Cameroun et dans le cadre d'une interconnexion régionale, le Tchad entend renforcer son offre énergétique domestique pour venir à bout de son déficit d'électricité.

C'est le cas de l'état de l'Adamaoua, frontalier avec la région de Garoua, dont le raccordement au réseau électrique camerounais à partir du barrage hydroélectrique de Lagdo, situé à quelques kilomètres de la ville de Garoua est à envisager.

Actuellement, à peine 6% de ressources énergétiques sont exploitées, alors qu'une importante partie des populations du pays n'a pas accès à l'électricité et que le réseau disponible, qui nécessite des investissements lourds, se caractérise par des coupures aussi bien intempestives que longues.

Dans le passé, il y a eu des discussions sur l'interconnexion du Tchad et du Cameroun. Dans son rapport final (2009), le bureau d'études BCEOM-EGIS a résumé les inconvénients d'un tel projet comme suit :

- Coûts exorbitants du projet, par rapport à l'énergie disponible pour l'export du Cameroun ;
- Coûts élevés de transmission de l'électricité ;
- Situation de monopole d'ABB, seul fournisseur au monde de ces systèmes à courant continu de petites capacités ;
- Dépendance du Tchad vis-à-vis du Cameroun ;
- Incapacité du réseau d'absorber toute électricité transmise de la part du Cameroun.⁴³

Suite à cette recommandation, l'Union Européenne a renoncé à investir dans le projet concerné, mais a proposé à la place un autre projet pour financement dans le 10ème FED. Il s'agit de l'amélioration de la capacité thermique à Ndjamena, et du réseau MT/BT pour renforcer l'offre de capitale et mettre à un niveau susceptible de recevoir une éventuelle future interconnexion. Ce projet a été rejeté par le siège de l'UE.

Dans le contexte de la coopération internationale, il faut mentionner l'affiliation du Tchad au Pool Énergétique de l'Afrique Centrale. Avec l'aide de la BDEAC, un programme pilote d'électrification transfrontalière

⁴³ Identification et formulation du projet d'amélioration des infrastructures d'énergie électrique, Rapport BCEOM EGIS, Note au chef de la délégation, 2009, page 1

des localités a été préparé, qui inclut l'électrification de la ville de Bongor à partir de son voisin du Cameroun Yagoua.

Ce Programme des Projets d'Electrification Transfrontalière des Localités (PETL) a été préparé avec le concours de l'Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs de l'Energie Electrique en Afrique (UPDEA) et des Sociétés d'électricité membres. Il concerne la totalité des cinq sous-régions de l'Afrique dont l'Afrique centrale.

Le programme vise la fourniture de l'électricité aux localités transfrontalières, pour la plupart rurales, situées aux frontières d'un pays à partir d'une source de production hydroélectrique située dans un autre pays voisin de la sous-région.

6.6 La décentralisation et l'intégration régionale

Du point de vue institutionnel, il est proposé d'accélérer le processus de la décentralisation dans le secteur de l'énergie.

Au niveau décentralisation, l'Etat tchadien a voté une loi qui oriente la façon par lequel cette décentralisation, annoncée dans la dernière constitution, doit se faire. Ces textes encadrent également la façon dont doit se dérouler la planification du développement.

Les tableaux suivants⁴⁴ donnent une synthèse de la relation entre l'aménagement du territoire et la décentralisation pour le pays.

⁴⁴ A Rohegude, 2004, La problématique des rapports décentralisation et aménagement du territoire http://www.aménagement-afrique.com/article.php3?id_article=258

Collectivités décentralisées	Compétences propre en aménagement	Implication dans l'aménagement par les autres pouvoirs publics
Commune urbaine	Programmation du développement local	Donne son avis sur les dispositions du plan national de développement portant sur le territoire communal Donne son avis sur le schéma directeur d'aménagement urbain communal
Communauté rurale	Elaboration du plan de développement local Plan d'utilisation des terres	(même principe) mais avis sur le schéma directeur d'aménagement du territoire communautaire
Département	Relais entre communes, communautés rurales et région Elaboration du plan de développement socio-économique départemental	Consulté sur programme régional de développement, et sur le schéma d'aménagement du territoire au niveau du département
Région	Echelon de conception et de planification régionale de l'action de l'Etat	

Tableau 6-1 : Organisation de la décentralisation et compétences en aménagement

La loi définit donc que la région est l'échelon de conception et de planification de l'action de l'état. Toutefois, en matière d'énergie, il semble que les ministères techniques imposent leur vision en définissant au sein de leur ministère des actions et infrastructures à implanter dans le pays. Ces actions sont ensuite concrétisées pour la plupart par le ministère des infrastructures et du transport qui assure la maîtrise d'ouvrage déléguée pour la majorité des travaux d'infrastructure du pays. Ces travaux sont apparemment réalisés sans étude socio-économique préalable définissant les besoins et la demande.

Cette tendance est partiellement décrite dans le Rapport d'Évaluation Programme d'Action en faveur des Pays les moins avancés pour la décennie 2001-2010 établie par le Ministère du Commerce en 2006 qui définit comme éléments clés de la faible réalisation des objectifs de développement dans plusieurs secteurs et la capacité d'absorption des financements par le fait que « la conception peu participative de cadres stratégiques conduisant à des politiques imposées d'en haut et la plupart du temps par les partenaires de développement »⁴⁵ ne donne pas toujours les résultats escomptés. Ce

⁴⁵ Le problème des capacités d'absorption doit être cependant posé de manière globale et non pas être réduit à la faiblesse des ressources humaines, techniques et matérielles des structures nationales impliquées dans la chaîne de la dépense publique. En effet, la faiblesse des capacités d'absorption au Tchad est un problème global de lacunes à chacune des étapes du cycle de mise en œuvre des programmes et politiques de développement à savoir : (i) la conception peu participative des cadres stratégiques conduisant à des politiques imposées d'en haut et la plupart de temps par les partenaires du développement ; (ii) l'incapacité à traduire les stratégies et les politiques en programmes et projets opérationnels; (iii) les faiblesses dans l'exécution financière et physique des programmes entraînant une absorption insuffisante des ressources ou une qualité inférieure des dépenses publiques ; (iv) l'absence de mécanismes de suivi et évaluation empêchant de mesurer l'impact des programmes et politiques mis en œuvre et d'en réorienter les stratégies, la programmation et les modalités d'exécution. La faiblesse des capacités d'absorption est également liée à trois autres facteurs : la corruption, la mobilité élevée des fonctionnaires et

rapport définit aussi comme absent le processus de suivi-évaluation qui permettrait de réorienter ces programmes et leur exécution sur la base des expériences vécues.

Le tableau ci-dessous montre que le processus de décentralisation permet aux régions de négocier et de passer des conventions de coopération internationale décentralisée.

Collectivités décentralisées	Coopération entre collectivités décentralisées nationales	
Commune urbaine	Organisation spécifique de l'intercommunalité au niveau national (Conseil national pour le Développement des communes ; conférence intercommunale nationale)	Possibilité de passer des accords de jumelage pour des actions socio-économiques
Communauté rurale	Possibilité de constituer des groupements d'intérêt communautaire. Possibilité d'organiser des ententes intercommunautaires pour réaliser des actions de développement	(même principe)
Département	Organisation spécifique de la coopération dans le cadre du Conseil interdépartemental pour le développement	(même principe)
Région	Organisation spécifique dans le cadre du Conseil national des régions pour le développement, et du Conseil interrégional pour le développement	Possibilité de passer des conventions de coopération internationale décentralisée

Tableau 6-2 : Organisation de la décentralisation et coopération décentralisée

Les deux tableaux ci-dessus qui définissent les grandes orientations de la décentralisation vis-à-vis de l'aménagement du territoire démontrent que les régions ont pour objet de planifier les actions de l'état et donc le développement sur leur territoire et qu'elles peuvent également passer des conventions de coopération internationale. Malheureusement la première étape, la mise en place des plans d'aménagement régionaux, n'est pas encore finalisée alors qu'elle est le point de départ de tout ce processus de gouvernance régionale

6.7 Le renforcement des capacités

Il est essentiel que les planificateurs et les chargés de projets des différents ministères impliqués dans la conception et la gestion des projets relatifs à la production d'énergie soient formés sur les domaines suivants.

Lois et règlements au niveau national qui influencent la préparation et la gestion des projets. On parle notamment :

l'impact limité du partenariat au développement sur le renforcement des capacités nationales du fait notamment de règles et procédures trop complexes.

- Du code foncier
- Du code de l'eau
- De l'ensemble des lois et règlements traitant de la décentralisation et de l'aménagement du territoire
- Loi 14/PR/98 définissant les principes généraux de protection de l'environnement, complétée par la loi 14/PR/2008 portant sur le régime des forêts
- Loi 14/PR/99 relatif à la production, au transport et à la distribution d'énergie électrique
- Décret 904/PR/PM/MERH/2009 portant sur la réglementation des pollutions et des nuisances à l'environnement
- Décret 630/PR/PM/MERH/10 portant sur la réglementation des études d'impact sur l'environnement.

L'intégration des aspects légaux et des processus définis par ces textes nationaux doit être contrôlée par une instance supérieure (peut-être au ministère du plan) avant même qu'un programme ou projet puisse être soumis à financement.

En ce qui concerne la cellule de coordination de la mise en œuvre du plan directeur, il faudra que l'ensemble des personnes qui y sont rattachées maîtrise les outils qui lui permettent de réaliser ses fonctions. Si les membres de cette cellule sont recrutés sur la base d'un concours il ne devrait pas en principe avoir un besoin important de formation car ils auront été recrutés sur la base de leurs compétences respectives dans les domaines d'intervention de la cellule. Par contre, si les membres sont issus du MEP ou autre ministère, il sera probablement nécessaire d'assurer un renforcement de leur capacité au besoin de la gestion de la dite cellule. Dans ce dernier cas, un plan de formation approprié et construit sur la base des besoins de renforcement de chaque membre de la cellule devra être préparé.

6.8 Environnement, forêts et désertification

Au point de vue environnemental, il est primordial que le gouvernement profite du fait que l'UE dans le cadre d'une projet d'aménagement du territoire finance des images satellitaires qui pourront fournir les bases d'un inventaire forestier national permettant d'obtenir les données manquantes à la prise de décision éclairée en matière de gestion des forêts et de leur exploitation.

En ce qui concerne l'alimentation en bois-énergie, il reste encore plusieurs années avant que le GPL ou d'autres sources d'énergie ne viennent remplacer le bois comme énergie des ménages notamment dans le milieu rural. A cet égard, il est recommandé de mettre en place des reboisements économiques qui réduiraient pour autant la pression sur les zones de boisements naturels et les dépenses énergétiques liés au transport du bois vers les grandes agglomérations.

Dans un même ordre d'idée et comme cela a été recommandé par des études précédentes sur la même thématique il serait intéressant de redémarrer les villages verts qui avaient donné des résultats très intéressants et qui permettaient de formaliser la filière bois-énergie qui est maintenant maîtrisée par un réseau d'influence voulant éviter la formalisation et maîtriser l'offre.

Les villages verts permettaient également d'avoir une filière plus durable et favoriseraient des démarches visant au maintien de la productivité des zones boisées en évitant leur surexploitation.

Un autre moyen de réduire la pression sur les zones boisées est la promotion des énergies alternatives et des foyers améliorés.

L'implication du Tchad avec N'Djamena comme siège, dans l'initiative Grande Muraille Verte, initiée par la CEN-SAD et endossée par l'Union Africaine est un atout pour le pays. Elle repose sur une approche concertée, multisectorielle mettant en synergie des actions de lutte contre la désertification, la pauvreté et le changement climatique.

L'édification de la Muraille Verte dans ces zones arides et déshéritées aura des effets et impacts très positifs sur les populations et leur cadre de vie. La Grande muraille Verte intègre divers mécanismes de Développement humain, tels que le Développement Durable, le Développement Propre et la Lutte contre la Pauvreté.

6.9 Gestion environnementale et sociale

Au niveau de la gestion environnementale du plan directeur et des programmes et projets qui en découleront il faudra que le responsable du suivi évaluation et environnement de la cellule de gestion du plan directeur oriente le processus de gestion environnementale et sociale en fonction des partenaires financiers et des enjeux environnementaux et sociaux identifiés.

Ce dernier devra être en mesure d'assurer la mise en œuvre de l'ensemble du processus de gestion environnementale et sociale qui a été brièvement défini dans le cadre de gestion environnementale et sociale donné en annexe

Ce dernier détermine la façon dont la préparation et la gestion d'un programme ou d'un projet doit être réalisée pour prendre en compte les différentes exigences environnementales et sociales définies par la législation nationale et les politiques environnementales des partenaires techniques et financiers.

La Direction des Évaluations environnementales et de la lutte contre les pollutions (DEELCP) du Ministère de l'Environnement et des Ressources halieutiques notamment en charge de l'application du décret sur les études d'impact environnemental a besoin d'un renforcement des capacités qui lui permettront :

- De former son personnel sur la base de l'application de sa réglementation

- D'obtenir les équipements et le matériel qui lui permettra de faire appliquer les textes légaux dont elle a la charge
- De réaliser des contrôles sur les chantiers et dans les établissements classés pour être en mesure de faire respecter les normes applicables
- De communiquer et de rappeler les différentes obligations environnementales aux différents porteurs de projet qu'ils soient publics ou privés

Sans la mise à disposition de moyens conséquents, cette direction ne pourra jamais jouer le rôle essentiel de garant de la protection de l'homme et de l'environnement qui lui a été confié et qui est un engagement de l'état envers son peuple de part les textes constitutionnels du pays.