

Plan directeur de développement
du sous-secteur de l'énergie
électrique au Bénin

DAEM - MERPMEDER

Tome 1
Scénarios de Demande

Rapport Final - Aout 2015

RAPPORT Final

Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin

Tome 1 :

Scénarios de Demande

Références du contrat : DAEM : 206/MEF/MERPMEDER/DNCMP/SP

IED : 2014/007

Client IDA

Consultant IED Innovation Energie Développement
2 chemin de la Chauderaie
69340 Francheville, France
Tel : +33 (0)4 72 59 13 20
Fax : +33 (0)4 72 59 13 39

Site web : www.ied-sa.fr

Rédaction du document

	VERSION 1	VERSION 2	VERSION 3
Date	Avril 2015	Aout 2015	
Rédaction	CA/HP	CA/HP	
Relecture	CA/HP/PS	CA/HP/PS/UA	
Validation	HP	HP	

Ce rapport a été rédigé par IED dans le cadre du contrat Elaboration du plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin à parti des informations collectées au cours des missions effectuées au Bénin et des échanges avec les personnes rencontrées. Il ne reflète pas nécessairement les opinions de la Banque Mondiale, du Ministère de l'Energie du Bénin, de la SBEE, de l'ABERME.

PLAN DIRECTEUR DE DEVELOPPEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN

LISTE DES TOMES :

- TOME 0 : RESUME EXECUTIF
- TOME 1 : SCENARIOS DE DEMANDE
- TOME 2 : PLAN D'EXPANSION DES MOYENS DE PRODUCTION
- TOME 3 : DEVELOPPEMENT DU RESEAU
- TOME 4 : ELECTRIFICATION RURALE
- TOME 5 : ANALYSE FINANCIERE
- TOME 6 : PLAN D'ACTION

TOME 1 - TABLE DES MATIERES

1	INTRODUCTION	7
2	DEVELOPPEMENT DEMOGRAPHIQUE.....	8
3	DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE	11
3.1	Période 1991 – 2014.....	11
3.2	Scénarios pour la période 2015 - 2035	13
4	DEMANDE BT DANS LES GRANDS CENTRES URBAINS	14
4.1	Carte des grands centres urbains.....	14
4.2	Développement des abonnés BT et des ventes MT dans le passé.....	15
4.2.1	Abonnés BT et taux d'électrification étendu	15
4.2.2	Ventes BT	16
4.3	Modèle pour les scénarios.....	17
4.3.1	Développement du taux d'électrification étendu	17
4.3.2	Demande spécifique en 2014	18
4.3.3	Développement de la demande spécifique	20
4.4	Résultats	22
5	DEMANDE MT.....	25
5.1	Développement des ventes MT dans le passé.....	25
5.2	Scénarios de Demande MT	27
5.2.1	Demande en 2014	27
5.2.2	Méthode utilisée pour estimer la demande MT dans les années 2015 - 2035	28
5.2.3	Répartition de la demande MT sur les régions et centres de la SBEE	30
5.3	Résultats – Demande MT dans les Grands Centres Urbains.....	31

6	DEMANDE DANS LES LOCALITES EN DEHORS DES GCU ET DEJA ELECTRIFIEES....	32
6.1	Nombre de localités	32
6.2	Données disponibles	32
6.3	Approche pour estimer la demande BT.....	32
6.4	Approche pour estimer la demande MT	33
6.5	Résultats	35
7	DEMANDE CREEE PAR LE PROGRAMME D'ELECTRIFICATION	38
7.1	Sélection provisoire des localités à électrifier	38
7.2	Estimation de la demande	39
9	D'ENERGIE ELECTRIQUE ET DE PUISSANCE DANS LE RESEAU INTERCONNECTE..	41
9.1	Taux d'électrification.....	41
9.2	Demande d'énergie électrique	41
9.3	Pointes annuelles dans le réseau interconnecté	43
9.3.1	Demande au niveau de l'injection	43
9.3.2	Facteurs de charge et de coïncidence	43
9.3.3	Pointes annuelles.....	44
10	DEMANDE DE LA CEET	45
ANNEXE 1 : EVOLUTION DU NOMBRE D'ABONNES MT DANS LES REGIONS DE LA SBEE DANS LA PERIODE 2002 – 2014		47
ANNEXE 2 : SCENARIOS DE DEMANDE MT DANS LES GCU ET LES CENTRES EN DEHORS DES GCU QUI ONT DEJA DES ABONNES MT		48
ANNEXE 3 : PUISSANCE APPELEE AU POINT D'INJECTION DURANT LA POINTE ANNUELLE (MW) ..		50

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Liste des tableaux

Tableau 1 Définition des grands centres urbains en termes de centres de la SBEE	7
Tableau 2 Scénario démographique.....	9
Tableau 3 Taux de croissance du PIB réel dans la période 1991-2014 (aux prix constants de 1985)...	11
Tableau 4 Scénarios de la croissance du PIB réel du Bénin dans la période 2015 - 2035 (% par an) ...	13
Tableau 5 Nombre d'abonnés BT dans les grands centres urbains dans la période 2002 - 2014.....	15
Tableau 6 Taux d'électrification étendu dans les GCU dans la période 2002 - 2014	15
Tableau 7 Ventes BT dans les années 2011 - 2014 (MWh)	16
Tableau 8 : Ventes spécifiques des abonnés BT dans les années 2011 - 2014* (kWh par abonné BT par mois)	17
Tableau 9 Taux d'électrification étendu dans l'année 2035 en fonction du scénario	17
Tableau 10 Estimation de la demande BT spécifique en 2014	18
Tableau 11 Résultats des GCU pour les scénarios Haut Moyen Faible	23
Tableau 12 Ventes MT dans la période 2002 - 2014 (kWh)	25
Tableau 13 Autoproduction dans les grands centres urbains.....	28
Tableau 14 Répartition de la demande MT par centre en 2015 et 2035	30
Tableau 15 Taux d'électrification (étendu) en 2035	33
Tableau 16 Autoproduction en dehors des grands centres urbains	34
Tableau 17 Taux de croissance moyenne de la demande BT et MT dans les localités	35
Tableau 18 Demande des localités en dehors des GCU mais déjà électrifiées en 2014 (GWh)	37
Tableau 19 Nombre de localité non électrifiées en 2015 et programme d'électrification.....	39
Tableau 20 Taux de connexion dans les localités qui seront électrifiées.....	40
Tableau 21 Demande spécifique (kWh/mois) dans les localités qui seront électrifiées.....	40
Tableau 22 Croissance de la demande spécifique (% par an)	40
Tableau 23 Demande totale en énergie	42
Tableau 24 Scénarios de la demande d'énergie et des pointes annuelles de la CEET	45

Liste des graphiques

Graphique 1 Scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique au Bénin.....	6
Graphique 2 Evolution de la population du Bénin	10
Graphique 3 Evolution de la production cotonnière au Bénin ; campagnes 2000/1 - 2011/12	12
Graphique 4 Comparaison des ventes MT observées dans la période 2003–2014 avec l'estimation à partir du modèle où les ventes sont une fct de la croissance du PIB réel avec l'élasticité de 1,4.	29
Graphique 5 Bénin - Scénarios de demande MT dans les grands centres urbains	31
Graphique 6 Population totale suivant la taille des localités	38
Graphique 7 Développement du taux d'électrification étendu	41
Graphique 8 Evolution de la demande d'énergie au niveau de facturation	43
Graphique 9 Evolution des pointes annuelles dans le réseau interconnecté du Bénin.....	44

Liste des acronymes :

BT : Basse Tension
CEB : Communauté Electrique du Bénin
CEET : Compagnie Energie Electrique du Togo
DGE : Direction Générale de l'Energie
FCFA : Franc CFA
FMI : Fonds Monétaire International
GCU : Grands Centres Urbains
IED : Innovation Energie Développement
MT : Moyenne Tension
PIB : Produit Intérieur Brut
SBEE : Société Béninoise d'Energie Electrique
TTC : Toute Taxe Comprise

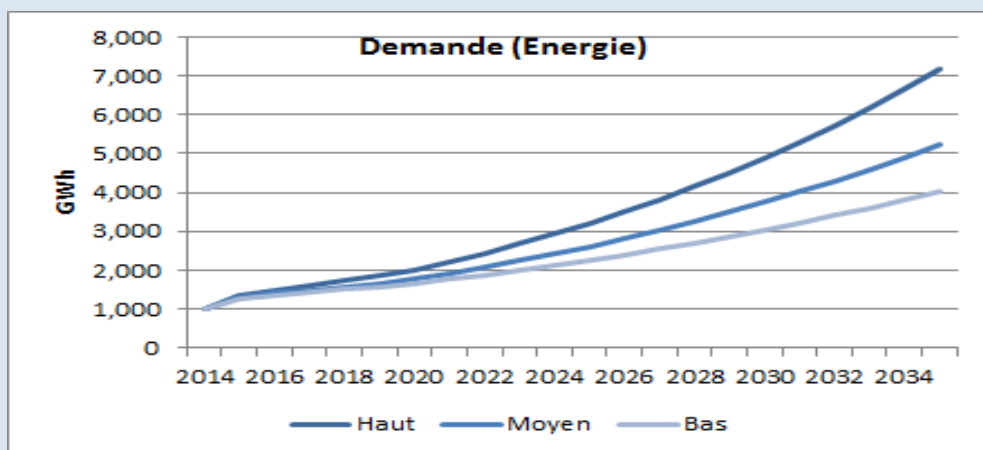
1 € = 1,10 USD

1€ = 655 FCFA

RESUME

Le Graphique 1 montre les projections de la demande d'énergie à satisfaire par le réseau interconnecté du Bénin dans la période 2015 – 2035 (les données de 2014 reflètent l'estimation des ventes en 2014).

Graphique 1 Scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique au Bénin



Dans le Scénario Haut, la demande augmente en moyenne de 9,3% par an entre 2015 et 2035 ; Scénario Moyen 7,7% ; Scénario Faible 6,3%. Ces taux n'incluent pas la demande des cimenteries de SCB Lafarge et de NOCIBE qui sont alimentées par la CEB.

La pointe annuelle, qui était en 2014 d'environ 200 MW, atteint dans le Scénario Haut 1402 MW en 2035 ; 1014 MW dans le Scénario Moyen et 768 MW dans le Scénario Faible.

Les déterminantes principales de la demande sont le taux d'accroissement de la population (en moyenne 3,3% par an dans la période 2015 – 2035), le taux de croissance du PIB réel et la politique d'électrification. La croissance moyenne du PIB réel est de 6,5% par an dans le Scénario Haut, de 5,4% par an dans le Scénario Moyen et de 4,5% par an dans le Scénario Faible.

Le programme d'électrification sous forme de raccordement des localités au réseau interconnecté est ambitieux dans chacun des scénarios. Actuellement, environ 50% des localités au Bénin sont raccordées au réseau. En 2035, le taux est de 92% dans le Scénario Haut, de 86% dans le Scénario Moyen et de 79% dans le Scénario Faible.

La politique d'expansion de l'électrification se reflète aussi dans les hypothèses concernant le développement du taux d'électrification étendu¹ dans les localités qui sont déjà raccordées au réseau (densification). Le taux est actuellement de l'ordre de 47%. Il est en 2035 de 93% dans le Scénario Haut, de 84% dans le Scénario Moyen et de 71% dans le Scénario Faible.

¹ Le taux d'électrification étendu est la relation entre le nombre d'abonnés BT et le nombre de ménages. L'application de la définition standard du taux d'électrification – nombre d'abonnés ménages divisé par le nombre total de ménages – n'était pas possible parce que les statistiques de la SBEE n'ont pas permis de séparer les abonnés ménages des abonnés BT.

1 INTRODUCTION

Le présent rapport décrit les modèles qui sont utilisés pour produire des scénarios de demande et présente les résultats.

Les scénarios sont produits pour :

- La demande BT dans six Grands Centres Urbains (GCU) : Cotonou, Abomey-Calavi, Sémé-Kpodji, Abomey-Bohicon, Porto Novo, Parakou ; voir le Tableau 1.
- La demande MT dans les six GCU.
- La demande BT et MT dans les localités qui sont en dehors des grands centres urbains mais déjà électrifiées.
- La demande dans les localités qui ne sont pas encore électrifiées mais qui seront électrifiées dans le Plan Directeur d'ici 2035 par raccordement au réseau interconnecté.

Tableau 1 Définition des grands centres urbains en termes de centres de la SBEE

NOM DU GRAND CENTRE URBAIN	CENTRES DE LA SBEE DANS LE GRAND CENTRE
Cotonou	Littoral 1, Littoral 2
Abomey-Calavi	Godomey, Abomey-Calavi, Zinvie, Cocotomey
Sémé-Kpodji	Sémé-Kpodji, Djrégbé
Abomey-Bohicon	Abomey, Bohicon
Porto Novo	Porto Novo, Adjarra, Avrankou, Missérété
Parakou	Parakou

Trois scénarios, appelés Haut, Moyen et Faible, sont préparés pour la période 2015 – 2035. La croissance de la population, le développement de l'économie du Bénin et la politique d'électrification sont dans chaque scénario les déterminantes principales de la demande d'électricité. La croissance de la population est identique dans chaque scénario. Ils se distinguent donc notamment par les hypothèses concernant le développement économique et la politique d'électrification.

Pour établir ce plan directeur, il est indispensable d'avoir connaissance de la demande totale sur les années de la période 2015 – 2035 ainsi que sa répartition géographique. Etant donné la demande, la manière dont elle a été estimée n'a pas d'impact sur le plan d'expansion de production et le plan d'expansion des réseaux de transport et de distribution. Cela n'implique pas que le modèle qui est choisi pour estimer la demande n'est pas important. Le modèle doit bien refléter la tendance d'un développement « si tout va bien » ainsi que la tendance d'un développement où on est seulement « prudemment optimiste ».

Dans les modèles utilisés dans la présente étude, des scénarios de demande sont préparés pour plusieurs catégories d'abonnés et beaucoup de zones géographiques (6 grands centres urbains et 77 centres en dehors des GCU). Les modèles permettent notamment de tenir compte de la politique d'électrification (augmentation du taux d'électrification et dimension régionale de l'augmentation) et des tendances attendues concernant la répartition géographique des grands consommateurs (abonnés MT).

2 DEVELOPPEMENT DEMOGRAPHIQUE

L'objectif de la prévision démographique est d'estimer le nombre d'habitant par plus petite unité d'étude disponible pour la durée de planification : 2015-2035. Les données démographiques sont disponibles par localité pour le recensement de 2002 (3817 localités). Le recensement de 2002 donne également le nombre de personnes par ménage et par département.

Les données du recensement qui a eu lieu en 2013 sont toujours en cours de traitement. Seule des données provisoires connue : le nombre d'habitants dans les communes.

Le calcul de la population de chaque localité en 2013 a été effectué en appliquant le taux de croissance intercensitaire 2002-2013 de la commune de rattachement. Ce calcul abouti à une population totale légèrement supérieure aux résultats communiqués par l'INSAE. Pour être cohérent avec les résultats provisoires de l'INSAE, une normalisation au niveau communal a été réalisée. C'est-à-dire que les résultats en terme de population de la base de donnée sur laquelle la prévision de la demande a été faite est exactement la même que les résultats de l'INSAE.

Afin de calculer les taux d'électrification réels de 2002 à aujourd'hui il a été nécessaire de calculer les populations pour toutes les années intermédiaires. Cette étape a été réalisée en calculant le taux de croissance moyen par localité sur la période 2002-2013.

Pour la période 2013-2035 deux approches différentes ont été suivies, une pour les grands centres urbains, une pour le reste du pays. Dans les deux cas il a été choisi de faire varier les taux de croissances 2002-2013 vers des valeurs plus faibles afin de modéliser la baisse du taux de croissance de la population.

- Grands centres urbains : le taux final 2034-2035 a été fixé comme hypothèse, une interpolation linéaire a permis de calculer les taux 2013-2034.
- Reste du pays : pour toutes les communes du Bénin, le taux 2034-2035 a été pris 33% plus faible que le taux moyen 2002-2013, les taux intermédiaires ont été calculé sur la base d'une extrapolation linéaire.

Une fois les résultats consolidés sur les zones suivantes : Grand Centres Urbains, localités électrifiées, localités non électrifiées, on constate que les hypothèses prises donnent des taux de croissance de population plus forts dans les grands centres urbains que dans le reste du pays, traduisant notamment l'exode rural.

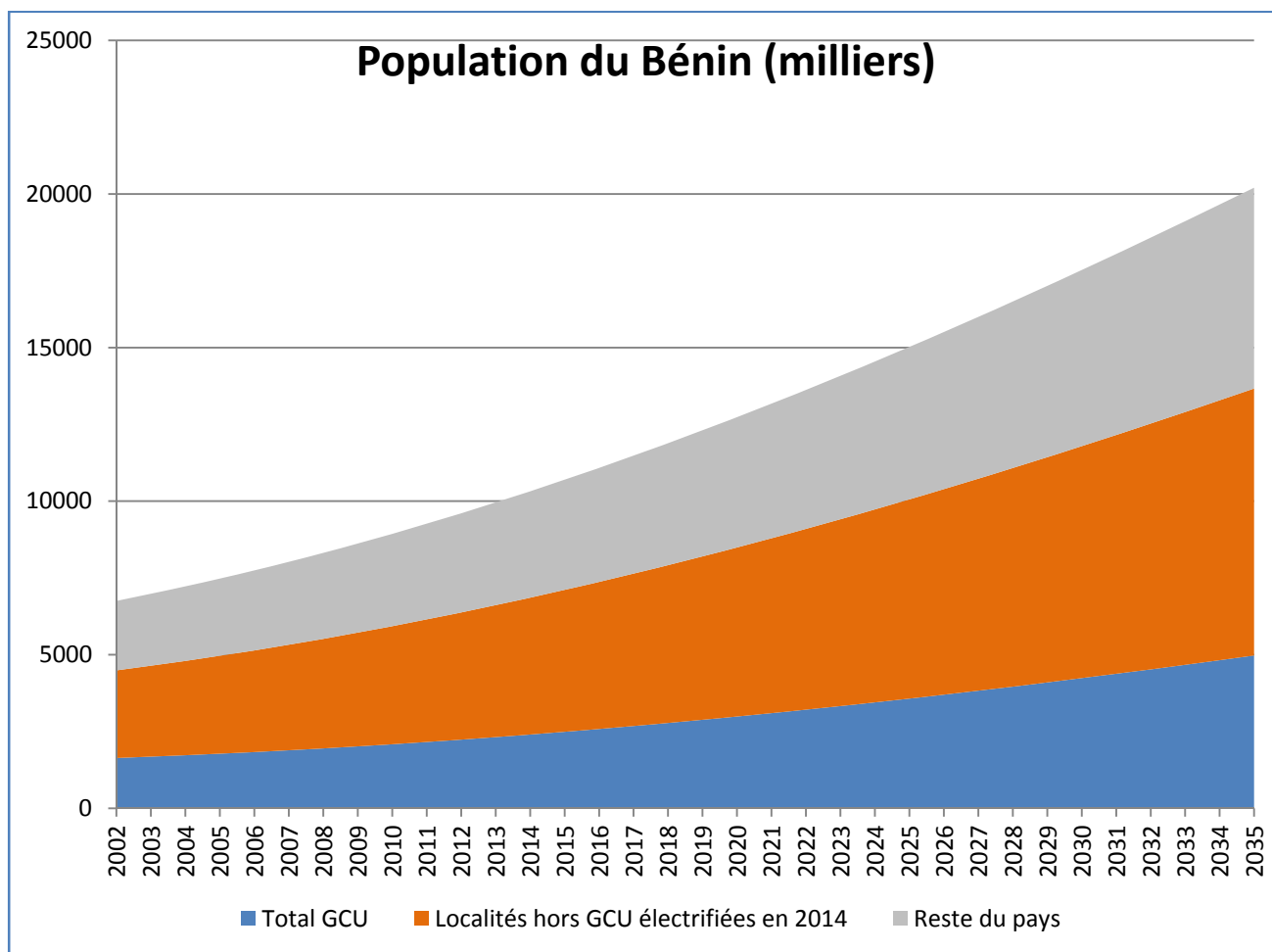
Tableau 2 Scénario démographique

Population (milliers)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GCU		1636	1683	1731	1783	1837	1895	1956	2020	2088	2161	2237	2318	2403
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		2866	2972	3083	3198	3318	3443	3573	3709	3850	3998	4151	4311	4471
Reste du pays		2267	2349	2433	2520	2611	2706	2804	2906	3011	3121	3236	3354	3475
Total Bénin		6769	7004	7247	7501	7766	8044	8333	8635	8949	9280	9624	9983	10349
Tx. croissance	GCU		2,80%	2,90%	3,00%	3,10%	3,10%	3,20%	3,30%	3,40%	3,50%	3,50%	3,60%	3,60%
	Localités électrifiées en 2014 hors GCU		3,70%	3,70%	3,70%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,80%	3,90%	3,70%
	Reste du pays		3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,70%	3,70%	3,70%	3,60%
	Total Bénin		3,47%	3,47%	3,50%	3,53%	3,58%	3,59%	3,62%	3,64%	3,70%	3,71%	3,73%	3,67%

Population (milliers)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
GCU		2491	2583	2678	2777	2880	2986	3096	3209	3327	3447	3571
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		4636	4804	4977	5153	5334	5519	5707	5900	6096	6296	6500
Reste du pays		3598	3724	3853	3984	4118	4254	4393	4535	4678	4825	4973
Total Bénin		10725	11111	11508	11914	12332	12759	13196	13644	14101	14568	15044
Tx. croissance	GCU		3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,70%	3,60%	3,60%
	Localités électrifiées en 2014 hors GCU		3,70%	3,60%	3,60%	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%
	Reste du pays		3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%	3,20%	3,20%	3,10%
	Total Bénin		3,63%	3,60%	3,57%	3,53%	3,51%	3,46%	3,43%	3,39%	3,35%	3,31%

Population (milliers)		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU		3699	3830	3964	4100	4240	4383	4528	4675	4824	4975
Localités électrifiées en 2014 hors GCU		6707	6918	7131	7348	7568	7791	8016	8244	8474	8706
Reste du pays		5123	5276	5430	5586	5744	5903	6064	6226	6389	6553
Total Bénin		15529	16024	16525	17034	17552	18077	18608	19145	19687	20234
Tx. Croissance	GCU		3,60%	3,50%	3,50%	3,50%	3,40%	3,40%	3,30%	3,30%	3,20%
	Loc. électrifiées 2014 hors GCU		3,20%	3,10%	3,10%	3,00%	3,00%	2,90%	2,90%	2,80%	2,70%
	Reste du pays		3,00%	3,00%	2,90%	2,90%	2,80%	2,80%	2,70%	2,70%	2,60%
	Total Bénin		3,22%	3,19%	3,13%	3,08%	3,04%	2,99%	2,94%	2,89%	2,83%

Graphique 2 Evolution de la population du bénin



3 DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE²

3.1 Période 1991 – 2014

Le Tableau 3 montre l'évolution du PIB réel dans la période 1991 – 2014.

Tableau 3 Taux de croissance du PIB réel dans la période 1991-2014 (aux prix constants de 1985)

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
4,2	3,0	5,8	2,0	6,0	4,3	5,7	4,0	5,3	4,9	6,2	4,4
2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
3,9	3,1	2,9	3,8	4,6	5,0	2,7	2,6	3,3	5,4	5,6	5,7

Sources

- 1991 – 2012 INSAE sauf pour 2011 où la valeur d'INSAE de 3,5% a été remplacée par la valeur de 3,3% indiquée dans le document du Gouvernement « Projet de Loi de Finances, Document de la Programmation Budgétaire et Economique Pluriannuelle 2015 – 2017 »
- 2013 et 2014 Document du Gouvernement cité ci-dessus.

En moyenne, le taux de croissance du PIB réel était sur la période 1991 – 2014 de 4,4% par an.

Les raisons principales de l'évolution économique jusqu'en 2014

Dans les années 90, de nombreuses réformes macro-économiques ont été mises en œuvre, notamment dans le cadre des Programmes d'Ajustement Structurels signés avec le FMI et la Banque Mondiale. Les réformes ont permis à l'économie de retrouver le sentier de la croissance entre 1995 et 2001. Le relâchement dans la mise en œuvre des réformes structurelles, les délestages de 2004 et l'interdiction de réexportations que le Nigéria avait imposée entre 2003 et 2005 expliquent la tendance à la baisse observée entre 2002 et 2005. Les bonnes campagnes agricoles, la modernisation du port de Cotonou, la fin des restrictions imposées par le Nigéria dans les relations commerciales et la poursuite des réformes sont mentionnées comme raisons pour la croissance dans les années 2006 – 2008. Le ralentissement dans la période 2009 – 2011 est intervenu à la suite de divers chocs dont la crise financière mondiale de 2008 ainsi que les inondations de 2010 qui ont détruit une grande partie des récoltes agricoles et contribué au mauvais rendement de la filière coton (voir le Graphique 3.1). L'accélération de croissance depuis 2012 provient notamment de la hausse de la production du coton et de la bonne performance du commerce.

² Ce chapitre est basé sur les renseignements de M. Aristide Medenou, Directeur dans le Ministère de l'Economie et des Finances, et la revue des documents suivants :

- CAPOD, Politiques Macroéconomiques au Bénin : Progrès, Limites et Perspectives, Septembre 2010.
- BAfD/OCDE, Perspectives économiques en Afrique – Bénin, 2008.
- BAD, Bénin – Document de Stratégie Pays 2012 – 2016, Juin 2012.
- FMI, Rapport No. 14/150, Juin 2014.
- République du Bénin, Document de la Programmation Budgétaire et Economique Pluriannuelle 2015 – 2017.
- INSAE, Note sur les comptes nationaux de 2012, Février 2013.

Importance des secteurs économiques

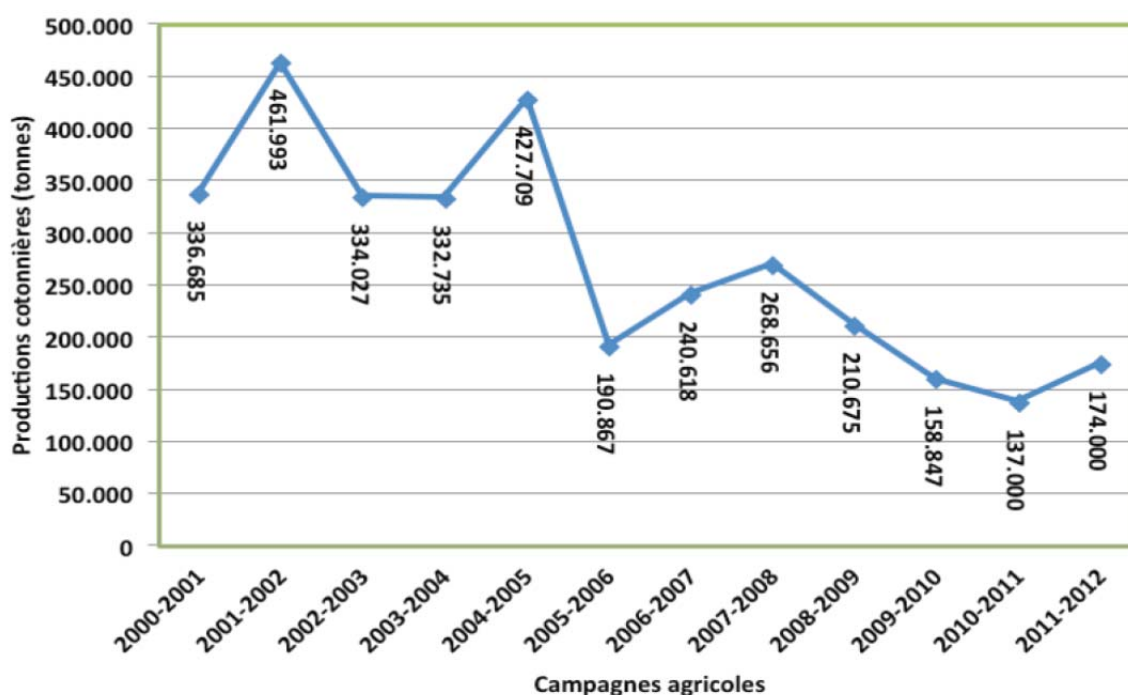
L'économie béninoise est dominée par l'agriculture et les services. L'industrie demeure un secteur peu développé.

L'agriculture représente environ 22% du PIB et occupe 50% - 60% de la population active. Le produit principal du secteur est le coton. Les exportations du coton participent à hauteur de 80% à la constitution des recettes d'exportations. Le Graphique 2 montre la production cotonnière dans les années 2000/1 – 2011/12. Autres produits du secteur, les cultures vivrières (manioc, haricot, igname, sorgho, maïs, mil, riz), l'huile de palme, l'anacarde et l'ananas. Le secteur agricole reste tributaire des pluies et il est peu compétitif du fait des coûts des intrants élevés et de sa faible mécanisation.

Le secteur secondaire est encore embryonnaire au Bénin. Sa contribution au PIB est de l'ordre de 13%. La production industrielle est dominée par l'industrie textile, les cimenteries et l'industrie alimentaire. L'agro-industrie n'est rien d'autre que la transformation artisanale qui souffre de manque d'équipements et ne produit pas à grande échelle.

Le secteur tertiaire compte pour environ 50% du PIB. Les activités du secteur reposent essentiellement sur le commerce qui reste largement tributaire des relations avec le Nigéria.

Graphique 3 Evolution de la production cotonnière au Bénin ; campagnes 2000/1 - 2011/12



Source : La Filière Coton Tisse Sa Toile Au Bénin, SNV Bénin (Organisation Néerlandaise de Développement), KIT Publishers 2013, p.18. Le Rapport No. 14/150 du FMI (Juin 2014) mentionne sur page 26 que la production cotonnière était en 2012/13 de 240 000 tonnes. En 2013/14, elle était de 307 355 tonnes selon le document « Projet de Loi de Finances, Document de la Programmation Budgétaire et Economique Pluriannuelle 2015 – 2017 » du Gouvernement (p.12).

3.2 Scénarios pour la période 2015 - 2035

Le FMI considère les perspectives économiques dans l'ensemble favorables (Rapport 14/150 de juin 2014). L'amélioration du climat des affaires pour accroître l'investissement privé et l'augmentation des investissements dans les infrastructures de base, y compris dans le secteur de l'électricité, sont deux conditions principales pour réussir. Le Gouvernement est conscient de ces conditions. La politique économique du Gouvernement jusqu'à 2017 sera axée sur le développement de l'entreprise et de l'initiative privée. La politique prévoit à cet effet notamment la poursuite des réformes structurelles³, des investissements publics dans l'infrastructure et l'augmentation du degré de mécanisation dans le secteur de l'agriculture.

La réalisation des bonnes perspectives dépend aussi de facteurs en dehors du contrôle du Gouvernement. Il s'agit notamment de la politique commerciale du Nigéria, des conditions météorologiques et du prix du coton sur le marché mondial.

Les scénarios de demande sont basés sur trois scénarios de développement économique.

Tableau 4 Scénarios de la croissance du PIB réel du Bénin dans la période 2015 - 2035 (% par an)

Scénario	2015	2016	2017	2018	2019	2020	...	2035
Haut	6,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	...	6,5
Moyen	5,2	4,8	4,8	4,8	4,8	5,5	...	5,5
Faible	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	...	4,5

Sources

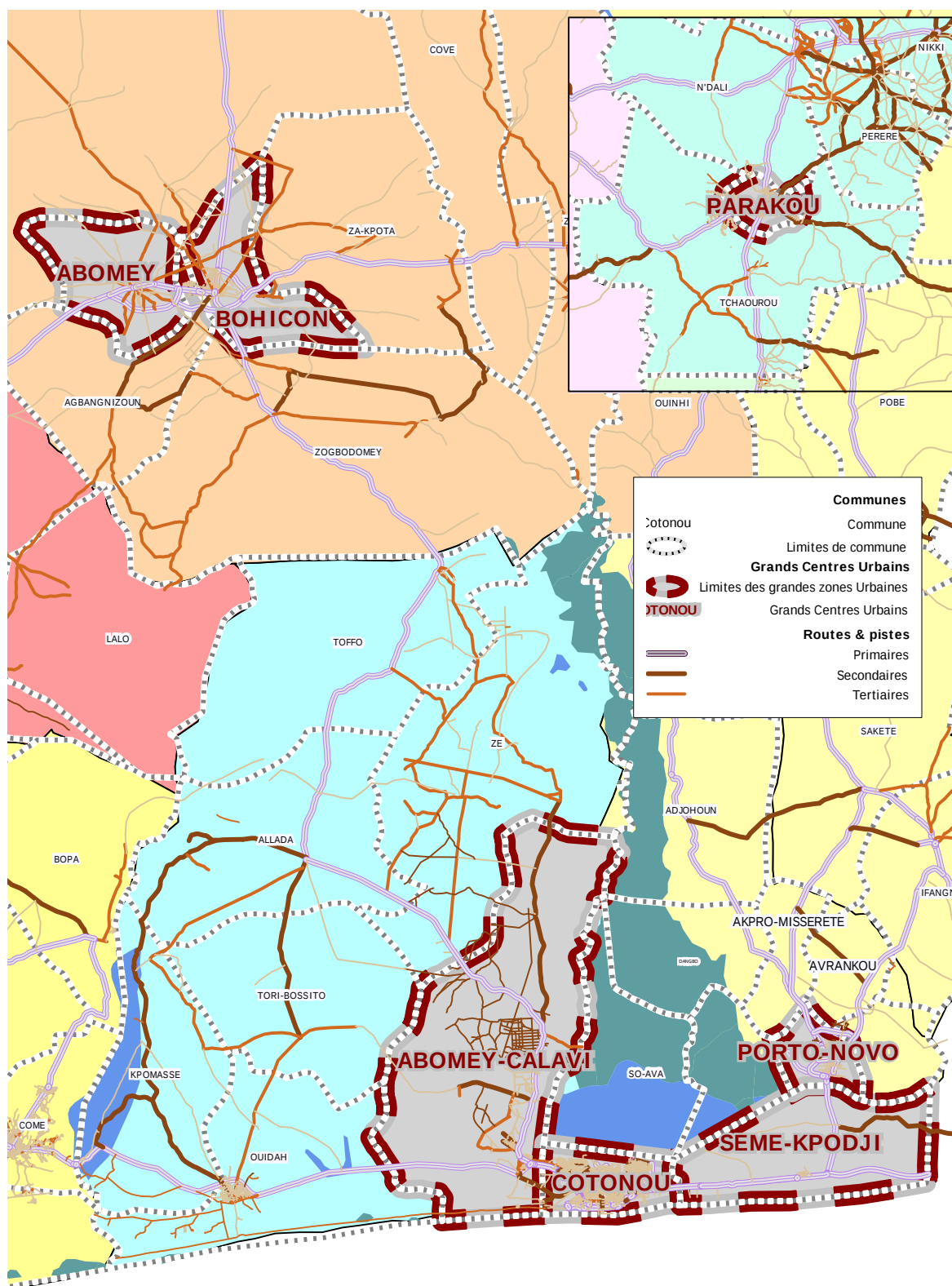
- Scénario Haut : Projection du Gouvernement jusqu'en 2017 ; ensuite estimation du consultant.
- Scénario Moyen : Projection du FMI jusqu'en 2019⁴ ; ensuite estimation du consultant.
- Scénario Faible : Estimation du consultant.

³ Les réformes porteront aussi sur la SBEE. Le document « Projet de Loi de Finances, Document de la Programmation Budgétaire et Economique Pluriannuelle 2015 – 2017 » mentionne « la réforme du secteur de l'énergie par l'assainissement de la SBEE et la création d'une société publique de patrimoine chargée de réaliser les investissements et de les entretenir ainsi que d'une société mixte de gestion, chargée de la distribution et dont le capital social sera cédé à hauteur de 51% » (p. 21 et 22).

⁴ Source : FMI, Sixième Revue de l'Accord au Titre de la Facilité Elargie de Crédit. Rapport 14/150, Juin 2014, p.15. <http://www.imf.org/external/french/pubs/ft/scr/2014/cr14150f.pdf>

4 DEMANDE BT DANS LES GRANDS CENTRES URBAINS

4.1 Carte des grands centres urbains



4.2 Evolution des abonnés BT et des ventes MT dans le passé

4.2.1 Abonnés BT et taux d'électrification étendu

L'évolution des abonnés BT dans la période 2002 - 2014 est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5 Nombre d'abonnés BT dans les grands centres urbains dans la période 2002 - 2014

GRAND CENTRE URBAIN	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cotonou	114,815	122,984	129,521	135,483	140,889	144,632	148,283	151,404	162,469	167,306	172,177	177,127	181,000
Abomey-Calavi	24,203	27,434	30,852	34,806	38,319	42,209	47,220	47,079	56,670	61,893	66,857	72,027	78,000
Sémé-Kpodji	2,539	2,819	3,454	4,093	4,746	5,659	6,448	5,984	7,488	7,835	8,596	9,357	10,500
Abomey-Bohicon	12,712	14,637	15,524	16,280	17,325	18,427	20,249	20,637	21,950	23,417	27,422	25,994	29,000
Porto Novo	27,455	29,417	31,918	33,870	36,856	38,368	40,262	43,362	45,127	47,736	49,858	50,904	52,000
Parakou	12,260	13,095	13,994	14,508	15,499	16,757	17,896	20,525	20,220	21,185	22,598	24,857	27,000

Source

- SBEE. 2014 : Estimation du consultant.
- Sémé-Kpodji 2012 : moyenne des valeurs de 2011 et de 2013. Le nombre dans les statistiques de la SBEE est de 7258.

La division du nombre d'abonnés BT par le nombre de ménages donne les « taux d'électrification étendu » présentés ci-dessous. On constate que le taux a presque toujours augmenté.

Tableau 6 Taux d'électrification étendu dans les GCU dans la période 2002 - 2014

GRAND CENTRE URBAIN	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cotonou	74%	80%	84%	87%	91%	93%	95%	97%	104%	107%	110%	112%	115%
Abomey-Calavi	37%	39%	41%	44%	45%	46%	48%	45%	50%	51%	52%	52%	52%
Sémé-Kpodji	11%	11%	13%	14%	16%	18%	19%	17%	19%	19%	20%	20%	21%
Abomey-Bohicon	34%	39%	40%	40%	42%	43%	46%	45%	47%	49%	55%	51%	55%
Porto Novo	59%	62%	67%	70%	75%	77%	80%	85%	87%	91%	93%	94%	95%
Parakou	64%	65%	66%	65%	66%	68%	69%	76%	71%	71%	72%	76%	79%

La valeur du « taux d'électrification étendu » peut être supérieure à 100% en raison du nombre d'abonnés BT qui peut dépasser le nombre de ménages comme c'est le cas à Cotonou depuis 2010.

La définition traditionnelle du taux d'électrification divise le nombre d'abonnés ménages par le nombre total de ménages. La valeur la plus élevée de cette définition est donc de 100%. Le consultant avait envisagé d'utiliser la définition traditionnelle mais cette approche a été abandonnée à cause du problème suivant : le consultant a obtenu de la SBEE des statistiques pour 2012 et 2013 qui montrent pour tous les centres de la SBEE le nombre d'abonnés « Particuliers » par catégorie tarifaire.

La SBEE a informé le consultant que la grande majorité des abonnés BT1 de ces statistiques sont des ménages sauf ceux qui ont un compteur de prépaiement. Il y a des statistiques qui montrent pour les

centres le nombre total des abonnés qui ont un compteur de prépaiement. Il est vrai que ces abonnés ne sont pas tous des ménages mais on ne fait probablement pas une grande erreur si on suppose que tous soient des ménages.

Une estimation grossière du nombre d'abonnés ménages est donc possible pour les années 2012 et 2013. Les statistiques susmentionnées sur les « Particuliers » montrent aussi les ventes par centre et par catégorie tarifaire. Le problème est que le consultant n'a pas reçu des statistiques qui montrent les ventes prépayés par centre. Il n'est donc pas possible d'estimer la consommation spécifique des abonnés ménages, or ce paramètre est nécessaire pour utiliser un modèle faisant la distinction entre les abonnés BT ménages et d'autres abonnés BT.

Encadré 4.1 : Taux d'électrification dans la définition traditionnelle

Le taux d'électrification dans la définition traditionnelle est obtenu en divisant le nombre d'abonnés ménages par le nombre total de ménages.

Cotonou : Le calcul donne pour Cotonou un taux d'électrification de (presque) 100% en 2013. Le résultat suppose que tous abonnés BT1 des « Particuliers » (123 738) et tous abonnés prépayés (39 543) furent des ménages. Cela donne avec l'estimation de 157 510 ménages à Cotonou en 2013 un taux d'électrification de 104%.

Le calcul correspondant pour les autres GCU donne pour 2013 : Abomey-Calavi 49%, Sémé-Kpodji 15%, Abomey-Bohicon 47%, Porto Novo 87% et Parakou 69%.

4.2.2 Ventes BT

Les statistiques de la SBEE ont seulement permis de calculer les ventes BT dans les années 2011 – 2013. Pour les autres années, le consultant n'a pas pu obtenir les ventes par centre.

Tableau 7 Ventes BT dans les années 2011 - 2014 (MWh)

GRAND CENTRE URBAIN		2011	2012	2013	2014
Cotonou		277,676	276,502	273,437	281,640
Abomey-Calavi		77,805	85,019	93,975	96,794
Sémé-Kpodji		12,385	12,633	14,200	14,626
Abomey-Bohicon		20,919	24,201	23,537	24,243
Porto Novo		50,186	50,181	49,190	50,666
Parakou		25,327	26,158	26,942	27,750
Total		464,298	474,695	481,281	495,719

Sources

- 2011 – 2013 : Calculé à partir des ventes BT par centre montrées dans les documents « Rapport Annuel » de la SBEE.
- 2014 : Estimation du consultant

La consommation spécifique calculée à partir des ventes facturées est présentée dans le tableau ci-dessous. Pour obtenir la vraie consommation spécifique, il faudrait ajouter les pertes non-techniques aux ventes facturées.

Tableau 8 : Ventes spécifiques des abonnés BT dans les années 2011 - 2014* (kWh par abonné BT par mois)

GRAND CENTRE URBAIN	2011	2012	2013	2014
Cotonou	138	134	129	130
Abomey-Calavi	105	106	109	103
Sémé-Kpodji	132	122	126	116
Abomey-Bohicon	74	74	75	70
Porto Novo	88	84	81	81
Parakou	100	96	90	86

* Ne tient pas compte des pertes non-techniques. 2014 : Basé sur l'estimation des ventes.

4.3 Modèle pour les scénarios

4.3.1 Développement du taux d'électrification étendu

Le développement du taux d'électrification étendu dépend des décisions politiques et du développement de l'économie. Plus le taux de croissance du PIB réel est élevé, plus le gouvernement aura les moyens pour l'électrification. Le modèle calcule avec les hypothèses suivantes le taux en 2035.

Tableau 9 Taux d'électrification étendu dans l'année 2035 en fonction du scénario

Grand Centre Urbain	2014	2035 Scénario Haut	2035 Scénario Moyen	2035 Scénario Faible
Cotonou	115%	160%	155%	145%
Abomey-Calavi	52%	105%	95%	85%
Sémé-Kpodji	21%	95%	85%	75%
Abomey-Bohicon	55%	105%	95%	85%
Porto Novo	95%	130%	120%	110%
Parakou	79%	105%	95%	85%

L'évolution entre 2014 et 2035 n'est pas linéaire mais le taux est supposé augmenter jusqu'à 2020 de moins en moins vite, avec une tendance à baisser ensuite. Cette tendance tient compte du phénomène où plus le taux est élevé, plus les coûts d'augmentation sont élevés ce qui freine le développement.

Il se peut que l'algorithme qui calcule le développement du taux d'électrification étendu atteigne la valeur de 2035 avant 2035. Dans ce cas, le taux reste à partir de cette année au niveau du taux cible jusqu'à 2035.

L'accroissement des abonnés BT à Cotonou est largement dû aux abonnés BT autres que les ménages. Comme décrite dans le paragraphe 2.1, (presque) tous ménages à Cotonou sont déjà raccordés et l'accroissement de la population est supposé être très faible avec en moyenne 0,2% par an (données INSAE).

4.3.2 Demande spécifique en 2014

Ni le nombre d'abonnés BT, ni les ventes BT en 2014 ne sont encore connues (fin mars 2015). Cela ne permet pas de calculer les consommations spécifiques à partir des ventes facturées. L'estimation grossière est présentée dans le tableau ci-dessous. Pour obtenir la demande des abonnés en 2014, il faut tenir compte des pertes non-techniques et des pertes à cause de délestages. **Les pertes non-techniques sont estimées à 9,3% des ventes facturées ; les pertes dues aux délestages à 5%.**

Tableau 10 Estimation de la demande BT spécifique en 2014

Grand Centre Urbain	Ventes spécifiques	Consommation spécifique	Demande spécifique
	kWh par abonné BT par mois		
Cotonou	130	142	148
Abomey-Calavi	103	113	118
Sémé-Kpodji	116	127	133
Abomey-Bohicon	70	76	80
Porto Novo	81	89	93
Parakou	86	94	98

Le Tableau 10 présente l'estimation de la demande spécifique en 2014 qui en résulte. Cette demande constitue le point de départ pour le modèle qui calcule l'évolution de la demande spécifique.

Encadré 4.2 : Pertes non-techniques

Les pertes totales étaient élevées dans le passé. En 2013, elles s'élevaient à 21,31% de l'énergie injectée dans le réseau aux postes sources ; en 2012 à 21,70% et en 2011 à 21,76%.

Le réseau de la SBEE est vétuste et beaucoup de transformateurs sont surchargés. Les pertes techniques sont donc élevées. Le consultant a pris contact avec la SBEE pour obtenir une estimation des pertes techniques afin de permettre l'estimation des pertes non-techniques comme la différence entre les pertes totales et les pertes techniques. La réponse était que la SBEE n'est actuellement pas en position d'avancer une estimation. La SBEE envisage de mener une étude en 2015 qui permettra d'évaluer les pertes techniques.

L'estimation grossière du consultant est que les pertes techniques sont dans l'ordre de 16% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution. Pour un bon réseau de distribution on doit compter avec des pertes en puissance de l'ordre de 2 à 3% en MT et de 3 à 8% en BT à la pointe. Comme les pertes en énergie sont l'intégrale des pertes instantanées en puissance sur le temps et que ces pertes varient, elles sont donc inférieures et peuvent être de l'ordre de 1 à 2% en MT et de 2 à 5% en BT. Pour un mauvais réseau, les pertes en puissances à la pointe peuvent dépasser les 6% en MT et 15% en BT. En pertes d'énergie cela peut évoluer vers les 4% en MT et jusqu'à 12% en BT. En faisant le calcul avec 14% (MT+BT) et en considérant que les pertes techniques plus non-techniques sont de l'ordre de 22% de l'énergie injectée dans le réseau de distribution, cela donne des pertes non-techniques de 8% au niveau de l'injection et de 9,3% au niveau des consommateurs.

Encadré 4.3 : Pertes à cause d'interruptions de fourniture d'électricité

L'estimation des pertes à cause de délestages et d'autres d'interruptions est basée sur l'évaluation des statistiques d'interruptions de fourniture d'électricité ; voir le tableau en bas. La valeur moyenne du temps d'interruptions est de 6% de l'année. La valeur de 5% est utilisée comme demande qui n'était pas satisfaite à cause de délestages et d'autres interruptions.

Interruptions de fourniture d'électricité (en % du temps de l'année)

Poste	2012				2013			
	Déclench.	Travaux	Délestages	Total	Déclench.	Travaux	Délestages	Total
Védoko	1%	8%	3%	12%	0%	7%	?	7%
Akpakba	2%	3%	3%	8%	pas de données			
Gbégamey	2%	0%	1%	3%	2%	0%	?	2%
Maria-Gléta	4%	1%	0%	4%	9%	2%	?	11%
Sémé	1%	1%	1%	4%	2%	4%	?	6%

Source : calculé à partir des données du Rapport Annuel 2012 et 2013 de la SBEE. Délestage pas mentionné comme catégorie d'interruption dans le rapport 2013.

4.3.3 Evolution de la demande spécifique

La majorité des abonnés BT sont les ménages dont la variation de la demande spécifique dépend notamment de leurs revenus. L'évolution du PIB réel par capita est utilisée comme indicateur du développement des revenus.

Les autres abonnés BT comprennent une multitude d'activités : commerçants, petites industries, artisans, soudeurs, restaurants, hôtels, banques, églises, mosquées, écoles, infrastructures administratives, éclairage public, etc. Les facteurs qui déterminent leur demande varient sans doute d'un abonné à l'autre. Mais on peut aussi s'attendre à ce que les développements démographique et économique soient les facteurs qui aient un impact important sur la demande de chacun de ces abonnés. Dans une approche qui fait la projection de la demande pour l'ensemble de ces abonnés, il est raisonnable de lier la demande seulement aux développements démographique et économique. Dans le présent modèle, la demande est une fonction du PIB réel par capita. Cette variable tient compte des développements démographique et économique.

Sur la période 2002 – 2013, le taux de croissance du PIB réel par capita variait entre -1,06% (2010) et 1,79% (2013). Pour cinq des 11 années, la croissance était négative. En moyenne, la croissance était cependant légèrement positive (0,28% par an) et on s'attendrait donc à ce que la consommation spécifique ait aussi augmenté. Tenant compte que (i) la consommation spécifique augmente normalement plus que les revenus (élasticité > 1) jusqu'à ce que la possession d'appareils électriques ait atteint un niveau de saturation et (ii) que la consommation spécifique ne se réduit normalement pas si les revenus réels baissent, on s'attend à une augmentation d'au moins de 5%. Cela n'était pas le cas. En 2013, la consommation des tous les abonnés BT de la SBEE était en moyenne de 104 kWh/mois ; en 2002, elle était de 102 kWh/mois.

Encadré 4.4 : Elasticité

L'élasticité est la relation entre le taux de variation de deux variables. Dans le modèle qui calcule la demande BT dans les GCU, les variables sont la demande spécifique et le PIB réel par capita. Exemple : L'élasticité de 2,0 signifie que la croissance de la demande spécifique est le double de la croissance du PIB réel par capita. Si le PIB réel par capita augmente de 2,5%, la demande spécifique augmente de 5%.

Une explication possible est que la consommation des abonnés qui existaient en 2012 avait augmenté. Mais dans chaque année de la période 2003 – 2013 la SBEE avait raccordé de nouveaux abonnés BT (en moyenne 21 750 par an). La consommation spécifique d'un nouvel abonné est normalement au début plus faible que celle des abonnés existants. Elle augmente plus vite mais n'atteint en général pas le niveau des abonnés existants parce que les nouveaux abonnés ont tendance à être moins aisés que les abonnés existants. Dans ce schéma, la consommation spécifique moyenne peut encore augmenter (elle peut aussi baisser) mais les nouveaux abonnés exercent un impact à la baisse.

Un tel modèle est utilisé pour la projection de l'évolution de la demande spécifique des abonnés BT. Dans le modèle, la demande spécifique des abonnés BT à la fin de 2014 augmente en fonction du PIB

réel par capita avec une élasticité qui est en 2015 de 1,7 et se réduit à 1,0 en 2035. Les nouveaux abonnés BT commencent avec une demande spécifique qui est de 20% plus faible que celle des abonnés BT qui étaient raccordés à la fin de 2014. La demande des nouveaux abonnés augmente ensuite en fonction du PIB réel par capita mais avec une plus haute élasticité, qui est de 2,0 en 2015 et de 1,2 en 2035⁵.

Le modèle décrit en haut est utilisé pour les GCU sauf Cotonou et Porto-Novo.

Cotonou présente un cas spécial. Le taux de croissance de la population est très faible dans le modèle (0,2% par an). Cette hypothèse est basée sur les résultats des recensements de 2002 et de 2013. L'explication pour le faible taux de croissance est qu'il y a très peu d'espace vide dans le grand centre de Cotonou. Un pourcentage important de la population qui travaille à Cotonou habite déjà dans le centre urbain Abomey-Calavi et ce pourcentage augmentera dans le futur. Il est donc attendu que la majorité des nouveaux abonnés BT à Cotonou soient d'autres abonnés BT que des ménages. La demande initiale des autres abonnés BT est supposée être identique à celle des abonnés BT existants à la fin de 2014. Signalons dans ce contexte qu'un autre abonné BT consomme typiquement nettement plus d'électricité qu'un ménage. Concernant l'évolution de la demande spécifique, le modèle calcule avec les mêmes élasticités que pour les autres GCU.

Porto-Novo présente les mêmes caractéristiques que Cotonou mais atténuées. Un très haut pourcentage de la population est déjà approvisionné par la SBEE et le taux de croissance de la population est relativement faible. Dans le modèle, il baisse de 1,4% en 2014 à 1,0% en 2035. L'accroissement de la demande BT sera donc dû aux autres abonnés BT (autres que les ménages). Leur demande spécifique est plus élevée par rapport à celle des ménages. C'est pour cette raison que le modèle suppose que la demande initiale des nouveaux abonnés BT soit identique à la demande en 2014. La projection de l'accroissement de la demande spécifique utilise les mêmes élasticités que pour les autres GCU.

Encadré 4.5 : Impact des tarifs sur la demande

Le tableau ci-dessous montre les ventes en kWh et en FCFA dans les années 2005 – 2013. Les ventes en FCFA comprennent les ventes BT et MT. Les ventes en FCFA qui distinguent BT et MT étaient seulement fournies pour 2012 et 2013.

⁵ Les données de la période 2002 – 2013 ont été utilisées pour obtenir une idée des résultats que le modèle aurait donné si on l'avait utilisé pour projeter l'évolution de la consommation spécifique de tous abonnés BT dans cette période. Des relativement bons résultats ont été obtenus en faisant le calcul avec les valeurs suivantes : (1) La consommation initiale des nouveaux abonnés BT est de 10% plus faible que celle des abonnés existants à la fin de 2002. (2) L'élasticité des abonnés existants s'est réduite de 2,2 en 2003 à 1,7 en 2013. Nouveaux abonnés : 2,5 en 2003 et 2,0 en 2013. Dans les années où la croissance du PIB/capita était négative, la consommation spécifique de l'année précédente a été gardée. Résultats : Dans sept des 11 années de la période 2003 – 2013, la différence entre les valeurs observées et celle du modèle est entre -5% et +2%. Dans les années 2008 – 2010, la différence est entre -8% et -12% (sous-estimation). Dans ces années, le niveau de la consommation spécifique était plus élevé (moins d'interruptions ?).

Ventes et prix moyens dans la période 2005 – 2013

	Ventes (millions FCFA, BT+MT)		Ventes en kWh			Prix moyen (FCFA/kWh)	
	hors taxes	ventes TTC	BT	MT	BT + MT	hors taxes	TTC
2005	45,239	53,596	379,704,741	126,910,934	506,615,675	89.3	105.8
2006	46,619	55,208	390,396,966	143,207,935	533,604,901	87.4	103.5
2007	48,976	58,026	424,339,650	155,741,932	580,081,582	84.4	100.0
2008	56,103	66,530	497,227,716	173,524,004	670,751,720	83.6	99.2
2009	65,378	78,735	522,970,194	190,095,199	713,065,393	91.7	110.4
2010	81,974	99,803	572,496,439	197,891,690	770,388,129	106.4	129.5
2011	85,463	103,903	582,591,142	213,650,286	796,241,428	107.3	130.5
2012	91,533	112,357	598,124,128	242,422,516	840,546,644	108.9	133.7
2013	93,731	114,009	621,283,000	231,197,000	852,480,000	110.0	133.7

Dans la période 2005 – 2013, le prix moyen TTC a augmenté significativement sur deux années : en 2009 de 11,3% et en 2010 de 17,3%. Sur les autres années, le changement du prix moyen TTC était faible (entre -2,2% et + 2,4%). Les ventes totales augmentaient toujours. En moyenne de 6,7% par an. En 2009, l'augmentation de 6,3% était légèrement inférieure à la moyenne. L'augmentation en 2010 de 8,0% était supérieure.

La conclusion tirée de ces résultats est que **dans la période 2005 – 2013, les tarifs n'ont pas eu un impact sur la consommation.**

Il est peu probable que les analyses plus détaillées – ventes BT et prix BT, ventes MT et prix MT – donnent des résultats différents. Comme mentionné en haut, des analyses plus détaillées n'étaient pas possible parce que les ventes BT et MT en FCFA étaient seulement fournies pour 2012 et 2013.

4.4 Résultats

La demande dans les trois scénarios est présentée dans le tableau ci-dessous. On constate que :

- Le taux de croissance est le plus élevé dans le GCU de **Sémé-Kpodji**. Cela est notamment dû à l'augmentation du taux d'électrification. Le taux étendu est actuellement de l'ordre de 20%. Dans les autres GCU, le taux varie entre 52% et 115%. En 2035, Sémé-Kpodji n'atteint pas encore le niveau des autres GCU mais la différence se réduit beaucoup. Cela et la forte croissance de la population – en moyenne de 5,0% par an entre 2014 et 2035 – ont pour conséquence que la demande BT à Sémé-Kpodji, qui était en 2014 la plus faible des six GCU, prend en 2035 la troisième position après Cotonou et Abomey-Calavi.
- Cotonou** est toujours le plus grand « abonné BT » mais la croissance de la demande est la plus faible de tous GCU. Les raisons principales pour le relativement faible taux de croissance sont que (presque) 100% de la population de la ville sont déjà électrifiés et que la population n'augmente que de 0,2% par an. Que le nombre d'abonnés BT augmente plus que 0,2% par an est dû à l'hypothèse que les activités économiques continuent d'évoluer. La demande spécifique de ces abonnés est nettement plus élevée que celle des abonnés ménages et implique que Cotonou constate dans le modèle la plus forte augmentation de la demande spécifique de tous GCU.

- La demande BT **d'Abomey-Calavi** approche la demande de Cotonou. La croissance de la population et la forte augmentation du taux d'électrification sont à l'origine de ce développement. Dans le modèle, la population dans le GCU d'Abomey-Calavi s'accroît en moyenne de 5,4% par an entre 2013 et 2035. Abomey-Calavi devient la « cité dortoir » de Cotonou. Le taux d'électrification étendu augmente de 52% en 2014 à 105% en 2035 (Scénario Haut) ; dans le Scénario Moyen à 95% et dans le Scénario Faible à 85%.
- **Abomey-Bohicon** : La croissance de la demande dans le GCU d'Abomey-Bohicon prend la troisième place après Sémé-Kpodji et Abomey-Calavi. Les facteurs principaux pour l'accroissement de la demande sont les mêmes que pour Abomey-Calavi : la croissance de la population et la forte augmentation du taux d'électrification étendu. Le fait que la croissance de la demande soit plus faible par rapport à Abomey-Calavi est dû à un accroissement de la population plus faible : en moyenne 3,4% par an par rapport au 5,4% dans le GCU d'Abomey-Calavi.
- **Porto Novo** : Le taux de croissance de population de Porto-Novo est faible ; en moyenne 1,2% par an dans la période 2014 – 2035. La nette augmentation de la demande est due à l'hypothèse que la grande majorité des nouveaux abonnés BT à Porto-Novo soient des autres abonnés BT (petites industries, commerçants, banques, assurances, hôtels, restaurants, artisans, écoles, infrastructures administratives, etc.). Leur demande est plus élevée que celle des abonnés BT ménages.
- **Parakou** : L'accroissement de la population – en moyenne de 4,1% par an entre 2014 et 2035 – est le facteur principal de l'accroissement de la demande.

Tableau 11 Résultats des GCU pour les scénarios Haut Moyen Faible

Scénario Haut

		Ventes facturées				Demande		Demande		Demande		Demande		Demande		Croissance
GCU		2011	2012	2013	2014	2015		2020		2025		2030		2035		2015-2035
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh		GWh		GWh		GWh		% par an
Cotonou		278	277	273	282	338		442		598		778		976		5.4%
Abomey-Calavi		78	85	94	97	124		215		383		620		923		10.6%
Sémé-Kpodji		12	13	14	15	20		43		91		164		261		13.7%
Abomey-Bohicon		21	24	24	24	30		46		73		111		159		8.7%
Porto Novo		50	50	49	51	61		84		118		159		204		6.2%
Parakou		25	26	27	28	34		51		78		113		156		7.9%
Total		464	475	481	496	607		881		1.341		1.945		2.678		7.7%

Scénario Moyen

		Ventes facturées				Demande		Demande		Demande		Demande		Demande		Croissance
GCU		2011	2012	2013	2014	2015		2020		2025		2030		2035		2015-2035
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh		GWh		GWh		GWh		% par an
Cotonou		278	277	273	282	333		386		477		574		671		3.6%
Abomey-Calavi		78	85	94	97	121		186		307		471		666		8.9%
Sémé-Kpodji		12	13	14	15	19		36		73		125		191		12.2%
Abomey-Bohicon		21	24	24	24	29		39		58		82		112		6.9%
Porto Novo		50	50	49	51	60		72		92		115		137		4.2%
Parakou		25	26	27	28	34		44		62		84		108		6.0%
Total		464	475	481	496	597		764		1,069		1,451		1,885		5.9%

Scénario Faible

		Ventes facturées				Demande		Demande		Demande		Demande		Demande		Croissance
GCU		2011	2012	2013	2014	2015		2020		2025		2030		2035		2015-2035
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh		GWh		GWh		GWh		% par an
Cotonou		278	277	273	282	328		364		431		500		565		2.8%
Abomey-Calavi		78	85	94	97	119		173		274		407		559		8.0%
Sémé-Kpodji		12	13	14	15	19		33		64		107		159		11.3%
Abomey-Bohicon		21	24	24	24	29		37		52		71		93		6.0%
Porto Novo		50	50	49	51	59		67		83		99		114		3.3%
Parakou		25	26	27	28	33		41		55		72		90		5.1%
Total		464	475	481	496	588		716		959		1,255		1,581		5.1%

5 DEMANDE MT

Ce chapitre décrit la méthode utilisée pour estimer la demande MT dans les grands centres urbains. Cette méthode est aussi utilisée pour l'estimation de la demande MT dans des centres de la SBEE qui sont en dehors des GCU mais où il y a déjà des abonnées MT. Il s'agit des centres de Ouidah, Allada, Sékou, Attagan, Lokossa et Natitingou. La présentation des résultats se limite à la demande MT dans les GCU. Les résultats pour les autres centres sont présentés dans le Chapitre 6.

5.1 Evolution des ventes MT dans le passé

L'évolution des ventes MT dans la période 2002 - 2014 est présentée dans le tableau ci-dessous. Le développement du nombre d'abonnés se trouve dans l'Annexe 1.

Tableau 12 Ventes MT dans la période 2002 - 2014 (kWh)

Région SBEE	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Littoral 1						
Littoral 2						
Atlantique	95,895,901	107,029,415	90,539,335	85,877,738	104,273,476	107,777,666
Oueme	12,080,069	12,729,119	9,784,354	10,515,143	11,399,133	11,169,115
Mono	9,324,626	8,924,128	7,193,046	9,583,438	7,358,678	11,729,213
Zou	13,583,846	12,712,155	11,154,270	14,050,985	12,493,120	14,781,716
Borgou	5,246,405	5,953,989	3,656,392	4,789,186	5,795,861	8,264,848
Atacora	2,820,580	3,252,171	2,054,957	2,094,444	1,887,667	2,019,374
Total SBEE	138,951,427	150,600,977	124,382,354	126,910,934	143,207,935	155,741,932
SCB Lafarge	50,039,000	44,693,000	54,644,000	54,645,000	56,203,000	54,067,974
Total Bénin	188,990,427	195,293,977	179,026,354	181,555,934	199,410,935	209,809,906

Région SBEE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Littoral 1					109,309,005	113,728,052	122,323,404
Littoral 2					34,130,023	41,910,751	41,854,771
Atlantique	116,140,975	135,661,454	144,266,412	149,110,492	16,321,756	15,015,690	19,997,440
Oueme	11,277,478	12,732,702	14,105,830	16,752,442	23,575,087	25,824,702	23,999,532
Mono	13,556,174	12,227,260	9,333,183	12,390,479	17,788,671	17,230,503	17,404,734
Zou	20,449,043	18,377,822	18,808,934	22,089,812	26,184,370	29,428,564	28,941,326
Borgou	9,102,987	9,700,938	9,770,515	10,961,766	12,272,888	13,577,379	11,490,327
Atacora	2,997,347	1,395,023	1,606,816	2,345,295	2,840,716	2,822,292	3,271,841
Total SBEE	173,524,004	190,095,199	197,891,690	213,650,286	242,422,516	259,537,933	269,283,375
SCB Lafarge	50,537,786	57,688,848	59,467,508	p.d.	59,754,000	58,856,000	p.d.
Total Bénin	224,061,790	247,784,047	257,359,198		302,176,516	318,393,933	

Sources

- 2002 – 2011 : SBEE, Rapport Annuel 2011, Tableau 46.
- 2012 – 2013 : SBEE, Rapport Annuel 2013, Tableau 23 et 46.
- 2014 : Valeurs provisoires ; basées sur des statistiques reçues de la SBEE.
- p.d. : pas disponible. SCB Lafarge est approvisionné par la CEB.

Les ventes de la SBEE comprennent les ventes dans les grands centres urbains et les ventes dans d'autres centres qui sont déjà électrifiées. Les grands centres urbains et les autres centres sont indiqués ci-dessous.

Région	Grand Centre Urbain	Autres Centres
Littoral 1	Cotonou	
Littoral 2	Cotonou	
Atlantique	Abomey-Calavi	Ouidah, Allada, Sékou, Attagan
Ouémé-Plateau	Porto-Novo	
Mono-Couffo	-	Lokossa
Zou-Collines	Abomey-Bohicon	
Borgou-Alibori	Parakou	
Atacora-Donga	-	Natitingou

Le GCU de Sémé-Kpodji n'apparaît pas sur la liste parce qu'il n'y avait pas d'abonnés MT à Sémé-Kpodji jusqu'à fin 2014.

En 2002 et 2003, les ventes MT de la SBEE comptaient pour 32% des ventes totales (ventes BT + MT). En 2004, il y a eu une forte réduction des ventes MT dont la raison n'est pas connue, avec pour conséquence la réduction du pourcentage aux ventes totales. Entre 2004 et 2011, le pourcentage variait entre 25% et 27% avant d'augmenter en 2012 à 29% et en 2013 à 30%.

La répartition par région était relativement stable entre 2002 et 2013. Jusqu'en 2011, la région Atlantique comptait toujours pour la grande partie des ventes MT ; environ 70% des ventes MT étaient réalisées dans la région d'Atlantique. En 2012, la région était coupée en trois régions. Depuis, c'est la région Littoral 1 qui est la plus importante avec environ 45% des ventes totales, suivi de Littoral 2 avec environ 15%. Ces deux régions constituent dans le modèle de demande la grande zone urbaine de Cotonou. Deux autres régions importantes sont Ouème-Plateau et Zou-Collines avec environ 10% chacune.

Grands clients MT : Il était prévu de traiter les grands consommateurs MT séparément. Un grand consommateur MT compte pour au moins 3% de la consommation MT totale. Le consultant avait demandé à la SBEE de lui fournir la liste des abonnés MT qui étaient les plus importants en 2012 et 2013 en termes de ventes. Le consultant a reçu une liste pour le mois d'août 2014. Sur ce mois, les abonnés qui consommaient le plus étaient : le Port Autonome de Cotonou, la Compagnie Béninoise DES, la cimenterie CIM-Bénin, la brasserie SOBREBA et SCB Usine (cimenterie). Ces données ne permettent pas de calculer combien de MWh les plus grands clients MT ont consommé dans l'année. Le consultant a donc répété la requête d'information mais n'a pas reçu de réponse.

5.2 Scénarios de Demande MT

5.2.1 Demande en 2014

La demande MT en 2014 constitue le point de départ. Les ventes en 2014 ne reflètent pas la demande. Trois phénomènes sont à considérer pour l'estimation de la demande :

- a) Pertes non-techniques
- b) Délestages
- c) Autoproduction

Pertes non-techniques : L'estimation grossière du consultant est que les pertes non-techniques sont de l'ordre de 9,3% des ventes ; voir l'Encadré 3.2.

Délestages : L'analyse des statistiques des minutes perdues à cause de déclenchements, travaux et délestages des postes sources indique que la consommation perdue était en 2012 de l'ordre de 5% des ventes ; voir l'Encadré 3.3.

Autoproduction : L'autoproduction est répandue au Bénin à cause du manque de capacité de production et de transport pour satisfaire la demande⁶. Ni la capacité installée ni la production annuelle n'est cependant connue.

Le rapport « SIE Bénin 2010 » contient des estimations de l'autoproduction au Bénin dans les années 1997 – 2010. Les estimations reflètent les informations obtenues de plusieurs grandes entreprises à caractère industriel⁷ et l'autoproduction de quelques grands hôtels. Le chiffre pour 2010 est de 26 607 MWh (page 61 du rapport) ce qui correspondait à 3% de l'offre totale. Le rapport montre aussi que l'autoproduction variait beaucoup (minimum 8 614 MWh en 1997 ; maximum 38 249 MWh en 2007) sans qu'une tendance soit visible.

Un autre document obtenu par le consultant en février 2015 de la DGE montre l'autoproduction par société. L'autoproduction dans les grands centres urbains est présentée en bas ; l'autoproduction en dehors des GCU dans le Chapitre 6.

⁶ Le document « Perspectives économiques en Afrique », BAFD/OECD de 2008, mentionne sur la page 166 que l'incapacité de la SBEE de satisfaire la demande a conduit le Gouvernement à accordé des avantages fiscaux aux opérateurs privés pour les inciter à se doter d'unités d'autoproduction.

⁷ Le rapport mentionne les entreprises suivantes : SCB, SCB-LAFARGE, CIMBENIN, SITEX, SOBETEX, COTEB, SOBEBRA, GMB, IBCG, SOCIA-BENIN, les usines de SODECO, les usines de CCB, Label coton du Bénin, Société cotonnière du Bénin, TRANSACIER.

Tableau 13 Autoproduction dans les grands centres urbains

Centre	Autoproduction en 2014 (MWh)	Auto-producteurs
Cotonou	10 000	SOBREBA, CIM Bénin, Sociétés des Ciments du Bénin, TRANSACIER, Hôtel du Port, Bénin Marina
Abomey-Calavi	-	
Sémé-Kpodji	100	Société Industrielle d'Acier du Bénin
Abomey-Bohicon	700	SODECO, Société FLUFOR Bénin
Porto-Novo	-	
Parakou	400	SODECO

Commentaire : Il s'agit d'estimations grossières. L'analyse de la consommation spécifique donne pour quelques sociétés des valeurs qui sont en dehors de l'intervalle raisonnable. Il se peut aussi que les estimations ne couvrent pas la même période (2014).

Les auto-producteurs dont les données sont présentées dans le Tableau 5.2 sont considérés comme des candidats pour le raccordement MT ce qui donne pour 2014 une demande MT de 11,2 GWh. En fait, plusieurs auto-producteurs sont déjà des abonnés MT de la SBEE. Ils utilisent l'autoproduction en cas de délestages ou durant les heures de pointe.

Au total, la demande MT en 2014 est estimée à 329 GWh. Cette demande est le résultat des ventes (269 GWh) plus pertes non-techniques (9,3% des ventes), plus délestages (5% des ventes), plus autoproduction dans les GCU (11,2 GWh) et autoproduction dans les centres en dehors des GCU (10,6 GWh ; voir le paragraphe 6.5). La répartition de la demande de 329 GWh entre GCU et centres en dehors des GCU est : GCU – 291 GWh ; autres centres – 38 GWh.

5.2.2 Méthode utilisée pour estimer la demande MT dans les années 2015 - 2035

La demande MT suit normalement le développement économique. Elle augmente généralement plus que le PIB réel. Par conséquent, l'élasticité, qui est la relation entre le taux de croissance de la demande et le taux de croissance du PIB réel, est supérieure à 1,0. Au Bénin, c'était le cas sur la période 2002 – 2014. Dans cette période, les ventes MT de la SBEE ont en moyenne augmenté de 5,7% par an⁸, nettement plus que l'accroissement du PIB réel dans la période qui était de 4,0% par an. Cela donne une élasticité de 1,40. L'Encadré 5.1 montre que cette élasticité n'est pas loin des valeurs observées ailleurs si on fait l'abstraction des valeurs extrêmes.

Le Graphique 5.1 compare les ventes MT observées dans la période 2003 – 2014 avec les résultats d'un modèle qui calcule avec une élasticité de 1,4. La formule de calcul est :

$$\text{ventes}(t) = \text{ventes}(t-1) * (1 + \text{croissance du PIB réel}(t)) * 1,40 \quad (t = 2003, \dots, 2014)$$

Les valeurs du taux de croissance du PIB réel sont celles indiquées dans le Tableau 2.1.

⁸ Le taux de croissance n'inclut pas les ventes de la CEB à SCB Lafarge.

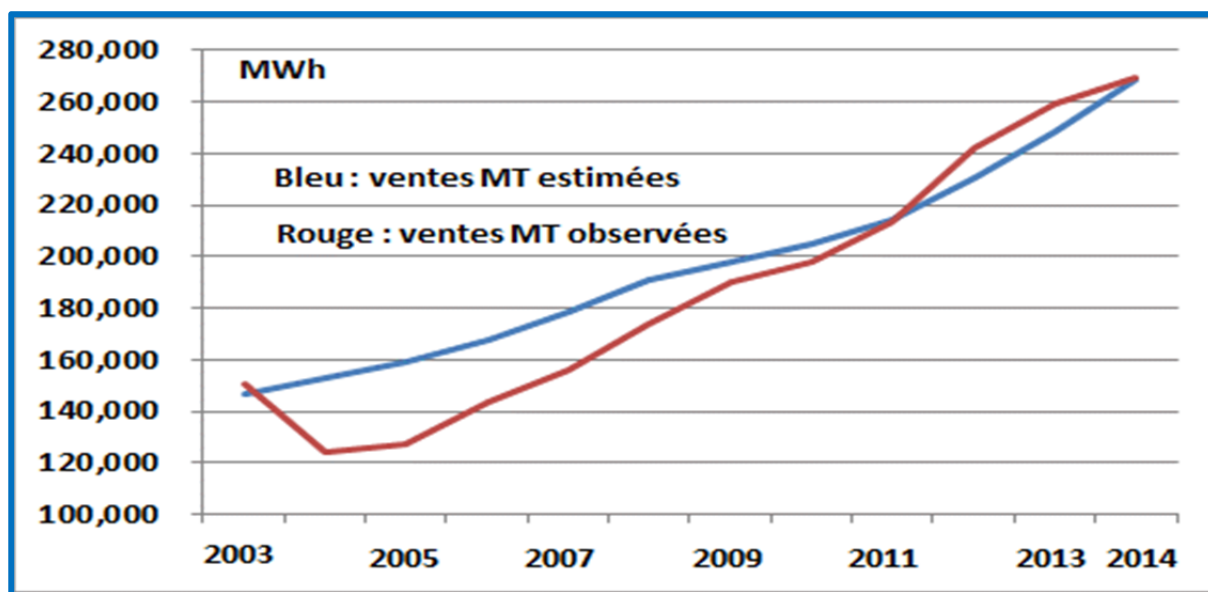
On constate que le calcul aurait produit une bonne estimation des ventes en 2003 et des ventes dans les années 2009 – 2014. Dans ces années, la différence ne dépasse pas $\pm 5\%$. Les mauvais résultats dans les années 2004 – 2008 sont dus à la chute des ventes en 2004. Entre 2004 et 2006, les ventes étaient inférieures aux ventes en 2003.

Encadré 5.1 : Elasticité des ventes MT par rapport au PIB réel dans quelques pays / grandes villes`

Pays / Ville	Période	Croissance Ventes	Croissance PIB réel	Elasticité	Commentaire
Bénin	2002 – 2014	5,7% par an	4,0% par an	1,4	
Mali	2001 – 2013	7,6% par an	4,2% par an	1,8	
Bamako	2001 – 2013	7,2% par an	4,2% par an	1,7	PIB Mali
Mauritanie	2000 – 2012	8,9% par an	4,3% par an	2,1	
Ouagadougou	2000 – 2010	8,1% par an	5,5% par an	1,5	PIB Burkina Faso
Madagascar	2001 – 2013	1,4% par an	2,2% par an	0,7	

Sources : Différentes études faites par le consultant dans les dernières années.

Graphique 4 Comparaison des ventes MT observées dans la période 2003–2014 avec l'estimation à partir du modèle où les ventes sont une fct de la croissance du PIB réel avec l'élasticité de 1,4.



Le modèle utilisé pour les scénarios calcule la demande MT comme :

$$\text{demande}(t) = \text{demande}(t-1) * (1 + \text{croissance du PIB réel}(t)) * \text{élasticité} \quad (t = 2015, \dots, 2035)$$

Les hypothèses concernant la croissance du PIB réel sont présentées dans le Tableau 2.2. L'élasticité est de 1,5 en 2015, de 1,3 en 2035 et entre 2016 et 2034 le résultat de l'interpolation linéaire.

5.2.3 Répartition de la demande MT sur les régions et centres de la SBEE

Dans la période 2002 – 2014, les ventes MT dans les régions de la SBEE comptaient pour à peu près le même pourcentage dans les ventes MT totales. Il n'y avait dans aucune région une tendance à la hausse ou à la baisse. Cela peut, bien sûr, changer dans le futur.

Le consultant a été informé que le GCU de Sémé-Kpodji est susceptible de voir l'installation des projets industriels dans le futur, y compris l'extension du port de Cotonou. Jusqu'en 2014, il n'y avait pas d'abonnés MT de la SBEE à Sémé-Kpodji. Le modèle tient compte de l'apparition future des abonnés MT en supposant que Sémé-Kpodji compte pour 2% de la demande MT totale en 2015 et que ce pourcentage augmente jusqu'à 10% en 2035.

Le Tableau 7 montre le développement dans les GCU et dans les centres en dehors des GCU qui sont déjà électrifiés et ont déjà des abonnés MT. Pour les centres sauf Cotonou, le développement entre 2015 et 2035 est calculé à partir de l'interpolation linéaire. Le pourcentage de Cotonou est calculé comme 100% moins la somme des pourcentages des autres centres.

On constate que Cotonou reste le centre qui compte pour la plus grande partie de la demande MT mais son importance diminue parce que quelques autres centres, notamment Sémé-Kpodji, deviennent plus importants.

Tableau 14 Répartition de la demande MT par centre en 2015 et 2035

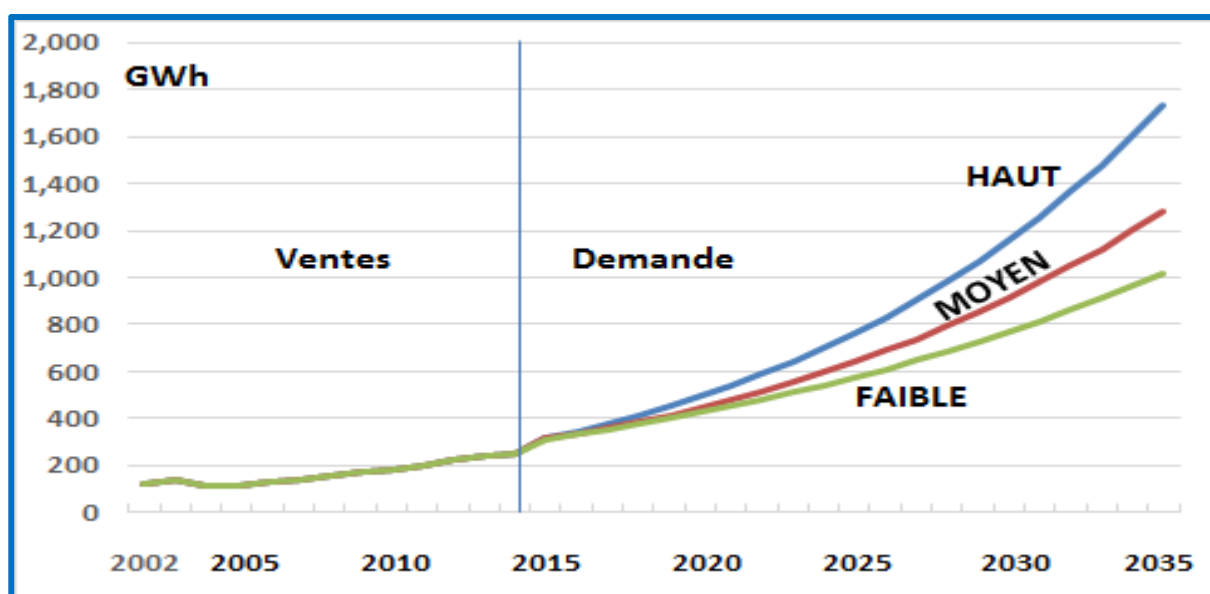
Centre	Statut dans le modèle	Demande MT en 2015 (en % de la demande totale MT)	Demande MT en 2035 (en % de la demande totale MT)
Cotonou	GCU	60,0%	48,7%
Abomey-Calavi	GCU	6,0%	6,0%
Sémé-Kpodji	GCU	2,0%	10,0%
Abomey-Bohicon	GCU	10,3%	10,3%
Porto-Novo	GCU	9,0%	9,0%
Parakou	GCU	4,5%	4,5%
Ouidah	Centre en dehors des GCU mais déjà électrifié.	1,0%	2,0%
Lokossa		6,0%	6,0%
Natitingou		1,0%	2,0%
Allada		0,10%	0,50%
Sékou		0,11%	0,50%
Attagan		0,02%	0,50%

5.3 Résultats – Demande MT dans les Grands Centres Urbains

Le Graphique 4 montre l'évolution de la demande MT dans les grands centres urbains selon les trois scénarios. Dans le Scénario Haut, le taux de croissance moyenne dans la période 2015 – 2035 est de 8,8% par an. La valeur correspondante dans le Scénario Moyen est de 7,3% par an et dans le Scénario Faible de 6,1% par an. L'Annexe 2 contient la répartition par grand centre.

La demande MT dans les centres de Ouidah, Lokossa, Natitingou, Allada, Sékou et Attagan qui ne sont pas des grands centres urbains dans le modèle mais où il y a déjà des abonnés MT fait partie de la demande qui est présentée dans le Chapitre 6 (Demande dans les localités en dehors des GCU et déjà électrifiées).

Graphique 5 Bénin - Scénarios de demande MT dans les grands centres urbains



Fichier de référence : Prévission, feuille MT, BO32

6 DEMANDE DANS LES LOCALITES EN DEHORS DES GCU ET DEJA ELECTRIFIEES

6.1 Nombre de localités

En 2014, il y avait 3230 localités en dehors des GCU dont 1123 localités qui étaient déjà électrifiées. Parmi ces dernières, on retrouve : 913 localités rurales, 135 localités urbaines, 45 localités semi ou périurbaines et 30 lacustres

Encadré 6.1 : Définition du terme « localité urbaine »

L'INSAE a catégorisé les localités du Bénin en 5 segments : (1) Rural, (2) Urbain, (3) Péri Urbain, (4) Semi Urbain, (5) Lacustre.

L'INSAE définit le milieu urbain comme « une zone hétérogène qui regroupe tout chef lieux de commune ayant au moins 10 000 habitants et au moins une des infrastructures ci-après : bureau de poste télécommunication, bureau de recette perception du trésor public, système d'adduction d'eau, électricité, centre de santé, collège d'enseignement général avec 2^{ème} cycle, d'une part et tout arrondissement ayant au moins quatre des infrastructures énumérées ci-dessus et au moins 10 000 habitants ». (Synthèse des analyses en bref – février 2002 – Troisième recensement Général de la population et de l'habitation)

6.2 Données disponibles

Les données disponibles sont :

Centre de la SBEE

- Population et nombre de ménages dans le centre
- Nombre d'abonnés BT dans le centre
- Ventes BT dans le centre
- Liste des localités urbaines, semi-urbaines et péri-urbaines dans le centre. Ces trois catégories constituent dans le modèle les localités urbaines.
- Liste des localités électrifiées et non-électrifiées dans le centre

Localités dans le centre

- Population et nombre de ménages de chaque localité

6.3 Approche pour estimer la demande BT

Le nombre d'abonnés BT dans les localités électrifiées et les ventes dans ces localités ne sont pas connus. Ces paramètres ont été estimés. Le nombre d'abonnés BT et les ventes BT dans le centre ont été répartis sur les localités électrifiées proportionnellement à la taille de la population. Etant donné un centre, le taux d'électrification est donc identique dans les localités électrifiées et la consommation spécifique des abonnés BT est également identique dans les localités électrifiées.

Si on compare les localités électrifiées situées dans différents centres, le taux d'électrification et la consommation spécifique sont différents.

L'estimation de l'évolution de la population dans les localités, qui est l'hypothèse principale concernant le développement du taux d'électrification, donne le nombre d'abonnés BT dans le futur.

En 2014, le taux d'électrification étendu au niveau des départements variait entre 3% et 15%, le taux moyen hors GCU était de 10% (21% en 2013 dans les localités électrifiées), le taux national était de 28% (GCU inclus). Le taux en 2035 est présenté dans le tableau ci-dessous. Une interpolation⁹ est utilisée pour calculer le développement entre 2013 et 2035.

Tableau 15 Taux d'électrification (étendu) en 2035

Scénario	Taux en 2035
Haut	75%
Moyen	66%
Bas	50%

En 2013, la consommation spécifique des abonnés BT variait entre 5,7-22,6 et 204-311 kWh/mois.

L'évolution de leur demande spécifique est dans le modèle une fonction de la variation du PIB réel par capita. Le modèle ne fait cependant pas la distinction entre abonnés existants et nouveaux abonnés comme c'est le cas dans le modèle utilisé pour les grands centres urbains. Le fait que la demande spécifique des nouveaux abonnés ait tendance à être plus faible que celle des abonnés existants, ce qui réduit l'augmentation de la demande spécifique moyenne (elle peut même baisser), est dû aux valeurs de l'élasticité. Elle est dans le Scénario Haut de 0,9 en 2015 et de 0,35 en 2035. Scénario Moyen : 0,7 et 0,35. Scénario Faible : 0,40 et 0,20¹⁰.

6.4 Approche pour estimer la demande MT

La demande MT est composée de trois éléments :

1. La demande MT dans les centres en dehors des GCU où il y a déjà des abonnés MT.
2. L'autoproduction en dehors des GCU.
3. La demande MT qui va se présenter dans certains centres en dehors des GCU qui n'ont pas encore d'abonnés MT.

⁹ De 2015 à 2020 la progression est linéaire mais plus lente que de 2021 à 2035.

¹⁰ Les valeurs ont été déterminées comme suit : Les modèles pour les GCU sauf Cotonou ont été calculés en supposant que la demande spécifique des abonnés existants et des nouveaux abonnés est identique. Ensuite des valeurs pour l'élasticité ont été déterminées tel que la croissance de la demande est proche du développement qui résulte des modèles GCU environ celle du modèle GCU.

Demande MT dans les centres en dehors des GCU où il y a déjà des abonnés MT

Comme précédemment mentionné dans le Chapitre 4, il y a déjà des abonnés MT dans quelques localités en dehors des GCU. Selon les statistiques de ventes de la SBEE, c'est le cas dans les centres de Ouidah, Allada, Sékou, Attagan, Lokossa et Natitingou. Les ventes MT totales dans ces centres en 2014 sont estimées à 24 GWh. Le calcul de la demande dans ces centres est décrit en haut dans le Chapitre 4.

Autoproduction en dehors des GCU

L'autoproduction est à prendre en compte dans l'estimation de la demande MT parce que l'approvisionnement par la SBEE coûte nettement moins chère et est donc souhaité par les auto-producteurs. Les données reçues de la DGE sur l'autoproduction en 2014 en dehors des GCU sont présentées dans le tableau ci-dessous. L'autoproduction totale était de 10,5 GWh. Tous les centres étaient en 2014 des centres électrifiés.

Tableau 16 Autoproduction en dehors des grands centres urbains

Centre	Autoproduction en 2014 (MWh)	Auto-producteur
Banikoara	700	SODECO
Dassa	5 600	Label Coton du Bénin
Savalou	100	SODECO
Bembéréte	900	SODECO
Pehunco	900	Industrie Cotonnière Béninoise
Kandi	1 500	SODECO, Compagnie Cotonnière du Bénin
N'Dali	500	Société Cotonnière de N'Dali
Glazoué	200	SODECO
Kétou	150	IBECO Kétou

Commentaire : Il s'agit des estimations grossières. L'analyse de la consommation spécifique donne pour quelques sociétés des valeurs qui sont en dehors de l'intervalle raisonnable. Il se peut aussi que les estimations ne couvrent pas la même période (2014).

L'autoproduction se développe dans le modèle comme suit :

$$\text{Autoproduction dans l'année } t = \text{Autoproduction dans l'année } t-1 * (1 + \text{taux de croissance du PIB réel} * \text{élasticité}) \quad (t = 2015, \dots, 2035).$$

L'évolution du PIB réel est indiquée dans le Tableau 4. L'élasticité est celle utilisée dans le calcul de la demande MT, à savoir de 1,5 en 2015, de 1,3 en 2035 et le résultat de l'interpolation linéaire dans les années 2016 - 2034.

Demande MT dans les centres en dehors des GCU qui n'ont pas encore d'abonnés MT

On peut s'attendre à ce qu'il y ait des abonnés MT à partir d'une certaine taille de localité. Dans le modèle, c'est le cas à partir de 12 000 personnes. La demande des abonnés MT est estimée à 10% de la demande BT¹¹. Les estimations sont basées sur les données présentées dans l'Encadré 6.2.

Encadré 6.2 : Ventes MT en % des ventes BT dans quelques localités en Mauritanie

Le consultant dispose des statistiques de ventes de la SOMELEC (Mauritanie) qui couvrent la période 2006 – 2013. Dans cinq localités, des ventes MT commençaient dans cette période. Le tableau suivant présente la taille des localités dans la première année des ventes MT et la relation entre les ventes MT et les ventes BT.

Ventes MT dans cinq localités en Mauritanie – Première année d'apparition d'abonnés MT et évolution en % des ventes totales

Localité	1 ^{ère} année	Population 1 ^{ère} année	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Boutilimit	2007	13 615	10%	13%	16%	16%	13%	13%	13%
Sélibabi	2007	15 609	3%	8%	9%	8%	8%	10%	9%
Aioun-	2010	13 622				1%	14%	13%	13%
Tidjikja	2011	10 994					7%	8%	8%
Aleg	2011	12 072					4%	17%	17%

Source : Statistiques de la SOMELEC. Population estimée par le consultant à partir des données démographiques fournies par l'Office Nationale de la Statistique.

6.5 Résultats

Le Tableau 17 présente les taux de croissance moyenne de la demande BT et MT dans la période 2015 – 2035. Les taux sont nettement plus élevés par rapport aux taux correspondants dans les GCU. La raison principal de cette évolution est l'accroissement du taux d'électrification. En 2014, le taux étendu était en moyenne de 21%. Dans le Scénario Haut, il atteint en 2035 partout 75%, dans le Scénario Moyen 66% et dans le Scénario Faible 50%.

Tableau 17 Taux de croissance moyenne de la demande BT et MT dans les localités

	Demande BT	Demande MT
Scénario Haut	11,5%	11,0%
Scénario Moyen	9,9%	9,4%
Scénario Faible	7,8%	8,1%

¹¹ Le critère de 12 000 d'habitants n'est pas appliqué aux centres dans lesquels il y a déjà des abonnés MT ou des auto-producteurs. Ces centres sont ceux mentionnés en haut (Ouidah, Allada, Sékou, Attagan, Lokossa, Natitingou, Banikoara, Dassa, Savalou, Bembéréte, Pehunco, Kandi, N'Dali, Glazoué et Kétou).

La demande totale en GWh par Direction Régionale de la SBEE est indiquée dans le tableau ci-dessous. La croissance est globalement homogène d'une région à l'autre à l'exception de la DR de Borgou-Allibori. Tiré par la forte croissance démographique, cette DR devient la plus importante, suivi de la DR de Ouémé-Plateau.

Signalons que les scénarios n'incluent pas la demande de la cimenterie SCB Lafarge ainsi que la demande de la cimenterie NOCIBE. Les cimenteries sont en dehors des grands centres urbains.

L'usine de Lafarge est située à Onigbolo dans la commune de Kétou (département Ouémé-Plateau). SCB Lafarge est approvisionnée par la CEB. Les projections de la CEB supposent que la demande de la cimenterie soit entre 62 et 73 GWh/an.

L'usine de NOCIBE se trouve à Massé dans la commune d'Adja-Ouéré (département Ouémé-Plateau). La production a commencé en 2014. Le plan est de produire près de 1,3 millions de tonnes de ciment par an. En 2014, NOCIBE a satisfait son besoin en électricité par autoproduction¹². Il est prévu de raccorder NOCIBE au réseau en 2015. La cimenterie sera ensuite approvisionnée par la CEB qui estime la demande entre 116 et 132 GWh/an.

¹² La source <http://www.gouv.bj/actualites/marina/nouvelle-cimenterie-du-benin-le-president-boni-yayi-constate-l'avancement-des-travaux> mentionne que NOCIBE envisage d'installer 26 MW en capacité d'autoproduction.

Tableau 18 Demande des localités en dehors des GCU mais déjà électrifiées en 2014 (GWh)

scénario Haut	ventes			Demande (GWh)																							
Direction régionale	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Atlantique	17	20	18	26	33	36	39	43	47	52	60	68	78	88	99	110	123	136	150	166	182	199	217	236	256		
Oueme-Plateau	23	23	25	29	37	41	45	50	55	60	72	85	100	115	132	150	169	189	211	234	258	284	311	340	370		
Mono-Couffo	29	28	28	33	41	44	47	51	55	59	68	77	86	96	107	119	131	144	158	172	187	203	219	236	254		
Zou-Collines	17	17	19	23	29	32	35	38	42	46	55	65	75	87	99	112	126	140	156	172	189	207	226	245	265		
Borgou-Alibori	12	15	14	14	19	22	26	30	34	39	51	64	79	95	113	133	154	177	202	229	258	289	323	358	395		
Atacora-Donga	20	22	21	35	43	46	49	53	57	61	69	77	86	95	105	116	127	140	152	166	180	195	211	227	245		
Total	118	123	124	160	201	220	242	266	291	317	374	436	504	576	655	739	830	926	1 029	1 139	1 255	1 378	1 507	1 642	1 785		
scénario moyen	ventes			Demande (GWh)																							
Direction régionale	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Atlantique	17	20	18	26	32	35	37	40	43	47	53	59	66	73	81	89	98	107	117	127	138	150	162	175	188		
Oueme-Plateau	23	23	25	29	36	39	42	46	49	53	63	72	83	94	106	119	133	147	162	179	195	213	232	252	272		
Mono-Couffo	29	28	28	33	40	42	45	47	50	53	59	66	73	80	88	96	104	113	122	132	142	153	164	175	187		
Zou-Collines	17	17	19	23	29	31	33	35	38	41	48	55	63	71	80	89	99	109	120	131	143	155	168	182	196		
Borgou-Alibori	12	15	14	14	19	21	24	27	31	34	44	54	65	77	90	105	120	137	155	174	195	217	240	265	291		
Atacora-Donga	20	22	21	35	42	45	47	50	52	55	61	67	73	80	86	94	102	110	119	128	137	147	158	169	180		
Total	118	123	124	160	198	213	229	246	264	284	327	373	422	475	531	591	655	723	795	871	951	1 035	1 124	1 217	1 315		
scénario faible	ventes			Demande (GWh)																							
Direction régionale	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Atlantique	17	20	18	26	32	34	36	38	41	43	47	51	55	60	64	69	75	80	86	91	97	104	110	117	124		
Oueme-Plateau	23	23	25	29	35	38	40	43	45	48	54	61	67	74	82	90	98	107	116	125	135	146	157	168	180		
Mono-Couffo	29	28	28	33	39	41	43	45	47	49	53	57	61	65	69	74	79	84	89	94	100	105	111	117	123		
Zou-Collines	17	17	19	23	28	30	31	33	35	37	41	46	51	56	61	67	73	79	85	92	99	106	113	121	129		
Borgou-Alibori	12	15	14	14	18	20	22	25	27	30	36	43	51	59	68	77	87	98	109	121	134	147	161	176	192		
Atacora-Donga	20	22	21	35	42	43	45	47	49	51	55	58	62	65	69	73	78	82	87	92	97	102	107	113	119		
Total	118	123	124	160	194	206	218	231	244	258	286	315	347	379	414	451	489	529	571	616	662	710	760	812	867		

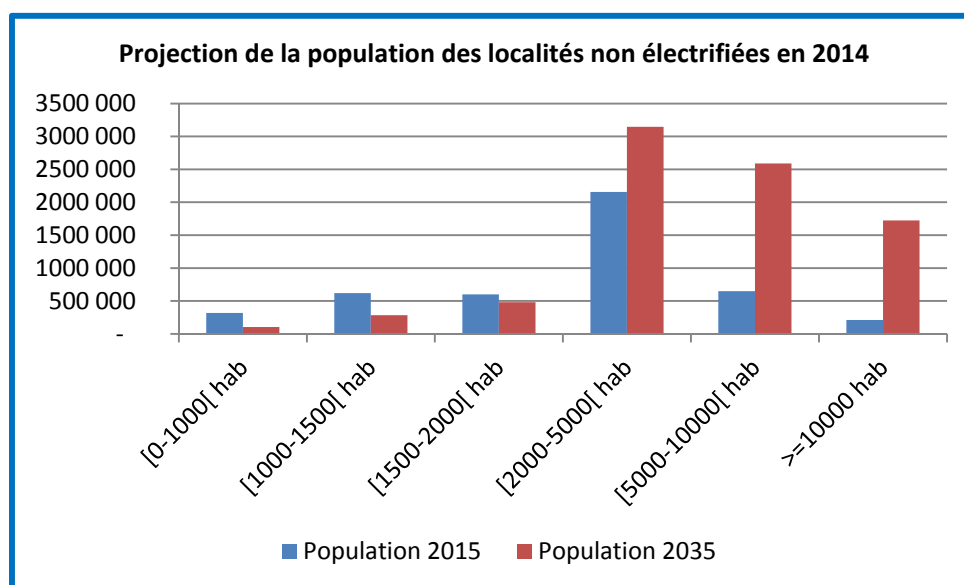
7 DEMANDE CREEE PAR LE PROGRAMME D'ELECTRIFICATION

7.1 Sélection provisoire des localités à électrifier

Comme présenté plus haut, la demande BT a été segmentée en 3 catégories : Grands Centres Urbains, localités déjà électrifiées, et autres localités.

Parmi les autres localités, un seuil de population doit être fixé pour déterminer quelles sont les localités qui seront électrifiées par raccordement réseau. Le seuil dépend du scénario, au vu de la répartition de la population dans les localités à électrifier les seuils de 1000 ; 1500 et 2000 habitants en 2035 ont été proposés. Cette répartition permet de prendre la quasi-totalité de la population du Bénin : seuls 0,5% ; 1,9% ou 4,3% de la population Béninoise vivraient alors dans des localités non électrifiées par le réseau national. La répartition de la population est illustrée dans le graphe ci-dessous.

Graphique 6 Population totale suivant la taille des localités



Le traitement des localités encore non électrifiées a été réalisé avec GEOSIM, suivant les scénarios il concerne entre environ 1500 et 2000 localités :

Tableau 19 Nombre de localité non électrifiées en 2015 et programme d'électrification

Population	Nombre de localités	
	2015 (non électrifiées)	Nombre en 2035 si non électrifiées
< 1000	483	176
1000 - < 1500	495	221
1500 - < 2000	346	276
2000 - < 5000	720	989
5000 - < 10000	100	388
>= 10000	18	112
Localités électrifiées jusqu'en 2035		
Scénario Haut (localités >= 1000 en 2035)		1986
Scénario Moyen (localités >= 1500 en 2035)		1765
Scénario Faible (localités >= 2000 en 2035)		1489

Les localités à raccorder sont prises en compte dans la prévision de la demande à raison de 100, 90 et 80 localités par an suivant les scénarios. De ce fait, toutes les localités sont raccordées en 2035.

L'ordre de prise en compte est dans le présent modèle :

- 1/ Localités en projet
- 2/ Distance au réseau MT existant

Cette méthode de sélection n'est pas la méthode finale qui sera adoptée dans le plan directeur distribution. Ce volet de l'étude permettra de définir plus finement quelles localités seront électrifiées quand. L'ordre de raccordement sera légèrement différent de celui considéré ici mais l'impact sur la demande sera minime.

7.2 Estimation de la demande

La demande pour les localités à électrifier est calculée par GEOSIM selon les mêmes principes que les autres segments de la demande :

- 1/ Estimation des taux de raccordement
- 2/ Estimation des consommations spécifiques

Application du modèle à chaque localité suivant l'évolution de sa démographie : nombre d'habitant en année de raccordement.

Les tableaux ci-dessous présentent les principales hypothèses de calcul par scénario.

Tableau 20 Taux de connexion dans les localités qui seront électrifiées

Année	haut	moyen	faible
1	30%	20%	10%
5	50%	40%	25%
20	75%	66%	50%

Ces taux sont également plus faibles que pour les localités déjà raccordées pour la même raison qu'évoquée précédemment.

Tableau 21 Demande spécifique (kWh/mois) dans les localités qui seront électrifiées

	conso spécifique BT	
	déjà élec	à électrifier
Atlantique	101	30
Oueme-Plateau	117	35
Mono-Couffo	91	27
Zou-Collines	98	29
Borgou-Alibori	117	35
Atacora-Donga	106	32

Les demandes spécifiques ont été prises à 30% de la consommation spécifique des zones déjà électrifiées pour refléter le fait que les localités restant à raccorder sont les localités les moins développées économiquement. Par conséquent leurs habitants ont moins de ressources disponibles pour la consommation électrique.

Le pourcentage de 30% a été appliqué aux ventes spécifiques aux abonnés « Particuliers, BT1 » dans les centres de la SBEE en 2013. Les centres où les ventes spécifiques étaient les plus faibles étaient : Niaouli (34), Aplahoue (35), Djakotome (35), Cana (36), Bopa (37), Dogbo (38) et Tokuilin (38).

Tableau 22 Croissance de la demande spécifique (% par an)

croissance conso spécifique	haut	moyen	faible
An 1-5	6%	4%	2%
an 5-20	3%	2%	1%

Les taux de croissances dans les cinq premières années correspondent à une élasticité par rapport aux PIB réel par capita d'environ 2,0 et dans les années suivantes d'environ 1,0.

9 DEMANDE D'ENERGIE ELECTRIQUE ET DE PUISSANCE DANS LE RESEAU INTERCONNECTE

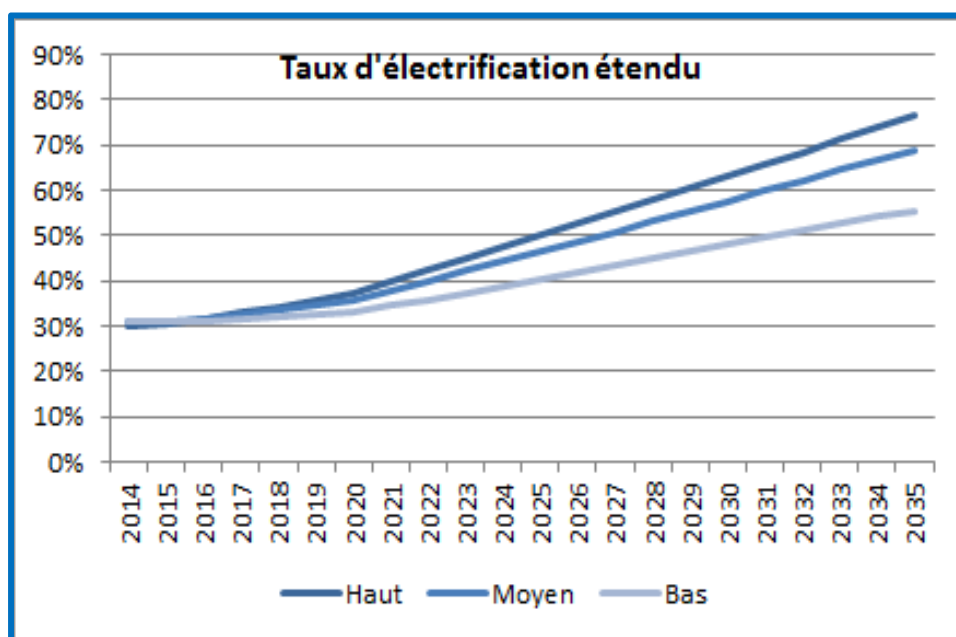
9.1 Taux d'électrification

Le taux de couverture (= nombre de localités électrifiées par raccordement au réseau interconnecté divisé par le nombre total de localités) est en 2035 de 92% dans le Scénario Haut, de 86% dans le Scénario Moyen et de 79% dans le Scénario Faible.

Le taux de desserte (= population vivant dans des localités électrifiées par raccordement au réseau interconnecté divisé par la population totale) est en 2035 de 99% dans le Scénario Haut, de 98% dans le Scénario Moyen et de 96% dans le Scénario Faible.

Le taux d'électrification étendu qui était en 2014 d'environ 30% varie en 2035 entre 55% (Scénario Faible) et 77% (Scénario Haut). Le taux est la relation entre les abonnés BT approvisionnés par le réseau interconnecté et le nombre de ménages au Bénin.

Graphique 7 Développement du taux d'électrification étendu



9.2 Demande d'énergie électrique

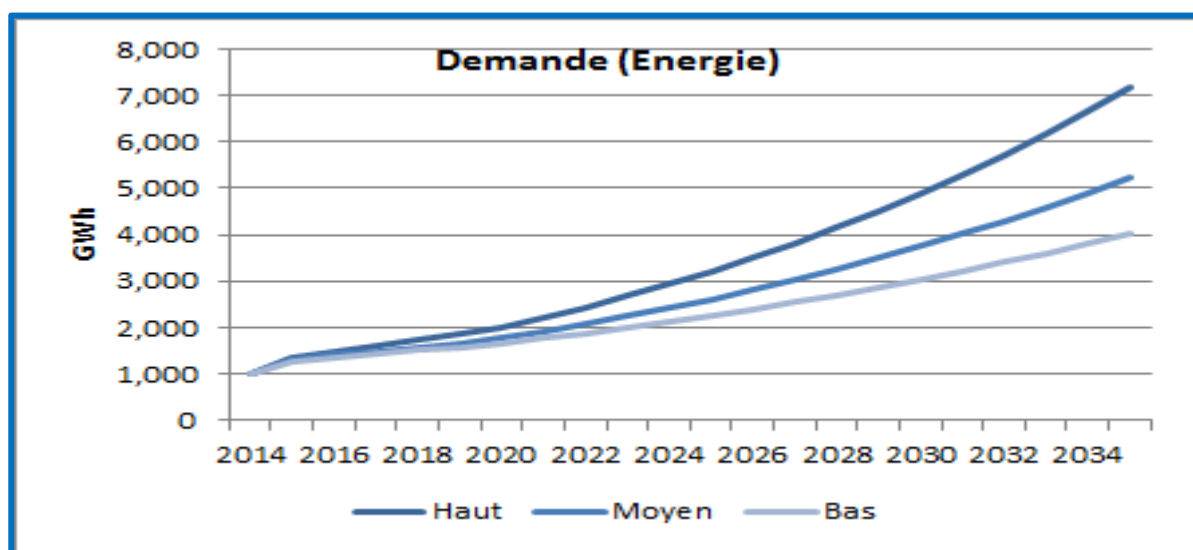
Le Tableau 23 présente l'évolution de la demande par segment.

La croissance moyenne entre 2015 et 2035 de la demande totale sans SCB Lafarge et NOCIBE est de 9,3% par an dans le Scénario Haut ; de 7,7% par an dans le Scénario Moyen et de 6,3% par an dans le Scénario Faible. Les valeurs correspondantes avec les deux cimenteries sont de 8,8%, 7,2% et 6,0%.

Tableau 23 Demande totale en énergie

42

Graphique 8 Evolution de la demande d'énergie au niveau de facturation



9.3 Pointes annuelles dans le réseau interconnecté

9.3.1 Demande au niveau de l'injection

La pointe annuelle dans le réseau interconnecté est la pointe au niveau des postes sources. La demande d'énergie qui est présentée dans le paragraphe 7.1 est la demande au niveau des consommateurs. Les pertes techniques de transport sont à ajouter afin d'obtenir une estimation de la demande au niveau de l'injection.

Les pertes techniques ne sont pas connues. L'estimation du consultant est qu'elles étaient en 2014 de 14% de l'énergie injectée dans le réseau au niveau des postes sources. Il est supposé que les pertes diminuent en continu pour atteindre 10% en 2035 ; voir l'Encadré 3.2.

9.3.2 Facteurs de charge et de coïncidence

L'estimation de la pointe annuelle à partir de la demande d'énergie est faite avec les facteurs de charge suivants :

Demande BT dans les grands centres urbains	0,55
Demande BT dans les localités urbaines en dehors des GCU	0,55
Demande BT créée par le programme d'électrification	0,45
Demande MT dans les GCU	0,75
Demande MT dans d'autres centres	0,70
Les facteurs de coïncidence sont : demande BT 0,90, demande MT 0,80.	

9.3.3 Pointes annuelles

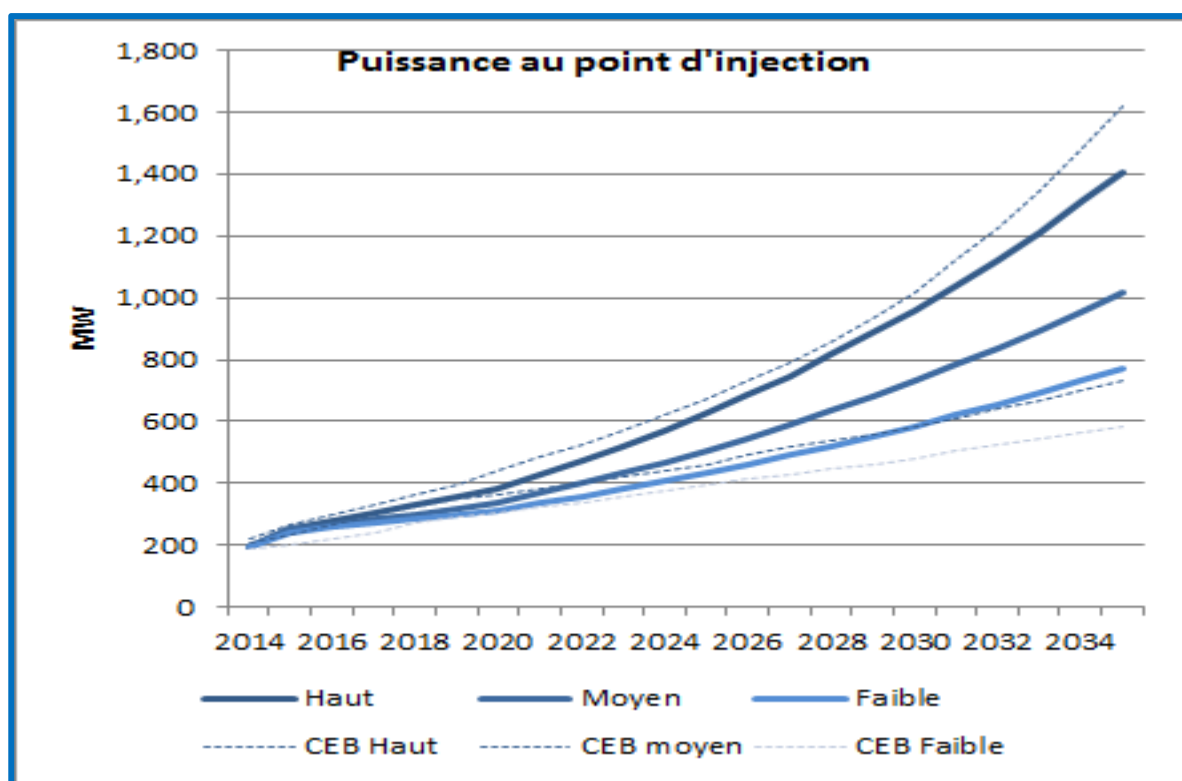
Les pointes annuelles qui en résultent sont indiquées dans le graphique ci-dessous ainsi que les projections de la CEB pour le réseau de la SBEE.

Dans le Scénario Haut, la pointe atteint 1402 MW en 2035. Les pointes correspondantes dans les autres scénarios sont de 1014 MW (Scénario Moyen) et de 768 MW (Scénario Faible). Les taux de croissance sont légèrement plus faibles pour rapport aux taux de croissance de la demande d'énergie électrique parce que les pertes techniques sont supposées diminuer de 14% en 2014 à 10% en 2035.

On constate que le Scénario Haut est toujours au-dessous du Scénario Haut de la CEB mais la différence est jusqu'à 2030 relativement faible ; maximum 14% (2020), minimum 4% (2015). Les projections des Scénarios Moyen et Faible du présent modèle sont cependant nettement plus élevés que celles de la CEB. Même les pointes du Scénario Faible sont à partir de 2030 supérieures à celles du Scénario Moyen de la CEB.

La pointe annuelle par catégorie de consommateur est présentée en annexe 3.

Graphique 9 Evolution des pointes annuelles dans le réseau interconnecté du Bénin



10 DEMANDE DE LA CEET

Le plan d'expansion de la capacité de production n'est pas indépendant de la demande au Togo parce que la CEB approvisionne le Bénin et le Togo.

Le tableau ci-dessous montre trois scénarios pour la demande de la CEET que le consultant a obtenu de la CEB en octobre 2014. Les taux de croissance annuelle moyenne dans la période 2015 – 2035 sont :

- ❖ Scénario Haut 8,2% par an,
- ❖ Scénario Moyen 5,5% par an,
- ❖ Scénario Faible 3,8% par an.

Tableau 24 Scénarios de la demande d'énergie et des pointes annuelles de la CEET

DEMANDE D'ENERGIE (GWh au niveau d'injection)												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Scénario Haut	1,528	1,685	1,832	1,981	2,146	2,327	2,526	2,745	2,986	3,252	3,543	
Scénario Moyen	1,404	1,553	1,700	1,848	1,995	2,142	2,290	2,437	2,584	2,732	2,879	
Scénario Faible	1,229	1,357	1,449	1,521	1,759	1,818	1,880	1,945	2,012	2,064	2,136	
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Scénario Haut	3,919	4,272	4,586	4,925	5,292	5,689	6,118	6,581	7,082	7,624	8,210	
Scénario Moyen	3,096	3,243	3,391	3,485	3,580	3,727	3,875	4,022	4,186	4,357	4,536	
Scénario Faible	2,210	2,268	2,328	2,390	2,453	2,519	2,586	2,656	2,725	2,795	2,864	
POINTE ANNUELLE (MW)												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Scénario Haut	242	267	290	314	340	369	401	435	473	516	562	
Scénario Moyen	223	246	270	293	316	340	363	386	410	433	456	
Scénario Faible	195	215	230	241	279	288	298	308	319	327	339	
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Scénario Haut	621	677	727	781	839	902	970	1,043	1,123	1,209	1,302	
Scénario Moyen	491	514	538	553	568	591	614	638	664	691	719	
Scénario Faible	350	360	369	379	389	399	410	421	432	443	454	

Source : CEB, octobre 2014 (fichier « CEB Prévisions 2015 – 2035 »).

ANNEXES

- ANNEXE 1** Evolution du nombre d'abonnés MT dans les régions de la SBEE dans la période 2002 – 2014
- ANNEXE 2** Scénarios de demande MT dans les GCU et les centres en dehors des GCU qui ont déjà des abonnés MT
- ANNEXE 3** Puissance appelée au point d'injection durant la pointe annuelle (MW)

ANNEXE 1 : Evolution du nombre d'abonnés MT dans les régions de la SBEE dans la période 2002 – 2014

Région SBEE	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Littoral 1						
Littoral 2						
Atlantique	347	312	327	343	368	393
Oueme	45	39	43	46	49	51
Mono	15	15	17	18	18	19
Zou	38	20	25	31	34	35
Borgou	28	21	21	23	26	30
Atacora	17	12	15	18	22	20
Total SBEE	490	419	448	479	517	548

Région SBEE	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Littoral 1				312	323	331	350
Littoral 2				103	108	112	116
Atlantique	413	438	450	73	79	98	113
Oueme	50	56	61	68	75	83	88
Mono	20	23	23	25	26	30	32
Zou	40	42	51	57	60	61	68
Borgou	35	46	58	58	64	71	73
Atacora	21	21	24	35	37	40	43
Total SBEE	579	626	667	731	772	826	883

Statistique élec, feuille MT, D41

Sources : 2002 – 2013 Rapports Annuels de la SBEE. 2014 Estimation.

ANNEXE 2 : Scénarios de demande MT dans les GCU et les centres en dehors des GCU qui ont déjà des abonnés MT

Tableau A2.1 : Demande MT dans le Scénario Haut

Centre		Ventes	Ventes	Demande	Demande	Demande	Demande	Demande
		2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Cotonou	GCU	155,639	164,178	208,624	311,667	460,756	669,290	954,927
Littoral 1	GCU Coton.	113,728	122,323	153,701	229,616	339,456	493,090	703,529
Littoral 2	GCU Coton.	41,911	41,855	54,923	82,051	121,300	176,200	251,397
Atlantique								
Ouidah		2,514	2,511	3,477	6,813	12,712	22,720	39,187
Abomey-Calavi	GCU	11,886	16,591	20,862	32,701	50,848	77,895	117,560
Allada		267	895	358	1,102	2,555	5,202	9,797
Sékou		297	-	398	1,149	2,603	5,240	9,797
Attagan		52	-	69	763	2,203	4,933	9,797
Ouémé-Plateau								
Porto-Novo	GCU	25,825	24,000	31,294	49,052	76,272	116,843	176,340
Mono-Couffo								
Lokossa		17,231	17,405	20,862	32,701	50,848	77,895	117,560
Zou-Collines								
Abomey-Bohicon	GCU	29,429	28,941	35,684	55,934	86,974	133,237	201,083
Borgou-Alibori								
Parakou	GCU	13,577	11,490	15,647	24,526	38,136	58,422	88,170
Atacora-Donga								
Natitingou		2,822	3,272	3,477	6,813	12,712	22,720	39,187
Sémé-Kpodji								
Sémé-Kpodji	GCU	-	-	6,954	21,801	50,848	103,861	195,934
TOTAL		259,538	269,283	347,707	545,022	847,467	1,298,258	1,959,338
Total GCU		234,476	245,201	319,066	495,681	763,833	1,159,548	1,734,014

Tableau A2.2 : Demande MT dans le Scénario Moyen

Centre		Ventes	Ventes	Demande	Demande	Demande	Demande	Demande
		2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Cotonou	GCU	155,639	164,178	206,327	279,151	386,549	527,058	707,383
Littoral 1	GCU Coton.	113,728	122,323	152,009	205,661	284,785	388,303	521,155
Littoral 2	GCU Coton.	41,911	41,855	54,318	73,490	101,764	138,755	186,228
Atlantique								
Ouidah		2,514	2,511	3,439	6,102	10,665	17,891	29,028
Abomey-Calavi	GCU	11,886	16,591	20,633	29,290	42,659	61,342	87,085
Allada		267	895	354	987	2,143	4,097	7,257
Sékou		297	-	393	1,029	2,184	4,126	7,257
Attagan		52	-	69	683	1,848	3,885	7,257
Ouémé-Plateau								
Porto-Novo	GCU	25,825	24,000	30,949	43,934	63,988	92,013	130,628
Mono-Couffo								
Lokossa		17,231	17,405	20,633	29,290	42,659	61,342	87,085
Zou-Collines								
Abomey-Bohicon	GCU	29,429	28,941	35,292	50,099	72,966	104,923	148,956
Borgou-Alibori								
Parakou	GCU	13,577	11,490	15,475	21,967	31,994	46,006	65,314
Atacora-Donga								
Natitingou		2,822	3,272	3,439	6,102	10,665	17,891	29,028
Sémé-Kpodji								
Sémé-Kpodji	GCU	-	-	6,878	19,526	42,659	81,789	145,142
TOTAL		259,538	269,283	343,879	488,160	710,979	1,022,363	1,451,422
Total GCU		234,476	234,476	315,553	443,967	640,815	913,131	1,284,508

Tableau A2.3 : Demande MT dans le Scénario Faible

Centre		Ventes	Ventes	Demande	Demande	Demande	Demande	Demande
		2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
		MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Cotonou	GCU	155,639	164,178	204,318	268,239	347,614	444,538	560,810
Littoral 1	GCU Coton.	113,728	122,323	150,528	197,622	256,100	327,508	413,170
Littoral 2	GCU Coton.	41,911	41,855	53,789	70,618	91,514	117,031	147,641
Atlantique								
Ouidah		2,514	2,511	3,405	5,863	9,590	15,090	23,014
Abomey-Calavi	GCU	11,886	16,591	20,432	28,145	38,362	51,738	69,041
Allada		267	895	350	948	1,927	3,455	5,753
Sékou		297	-	390	989	1,964	3,480	5,753
Attagan		52	-	68	657	1,662	3,277	5,753
Oueme-Plateau								
Porto-Novo	GCU	25,825	24,000	30,648	42,217	57,543	77,607	103,561
Mono-Couffo								
Lokossa		17,231	17,405	20,432	28,145	38,362	51,738	69,041
Zou-Collines								
Abomey-Bohicon	GCU	29,429	28,941	34,948	48,141	65,617	88,495	118,092
Borgou-Alibori								
Parakou	GCU	13,577	11,490	15,324	21,109	28,771	38,803	51,781
Atacora-Donga								
Natitingou		2,822	3,272	3,405	5,863	9,590	15,090	23,014
Sémé-Kpodji								
Sémé-Kpodji	GCU	-	-	6,811	18,763	38,362	68,984	115,068
TOTAL		259,538	269,283	340,529	469,079	639,366	862,295	1,150,682
Total GCU		234,476	245,201	312,479	426,614	576,269	770,165	1,018,354

Commentaires (Scénario Haut, Moyen et Faible)

Ventes en 2014 : Estimation basée sur des statistiques reçues de la SBEE. Les statistiques ne montrent pas de ventes MT dans les centres de Sékou et d'Attagan. Probablement incluses dans les ventes dans autres centres.

ANNEXE 3 : Puissance appelée au point d'injection durant la pointe annuelle par catégorie de client

Puissance appelée au point d'injection durant la pointe annuelle (MW)

Scénario Haut	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	139	148	160	172	185	199	217	236	256	278	300	324	349	375	402	431	460	491	523	555	587
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	46	50	55	60	66	72	85	98	113	129	147	165	185	206	228	252	277	304	332	361	391
GCU MT	35	45	49	53	58	64	69	75	82	89	97	106	115	124	135	146	159	172	186	201	217	235
Autres MT	5	6	7	8	8	9	10	12	13	14	16	18	19	22	24	26	29	32	35	39	43	47
Programme d'électrification	0	0	2	4	6	9	12	16	20	24	28	33	38	44	51	58	66	74	84	94	106	119
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	19	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Total	197	255	279	303	329	356	386	428	472	520	572	626	685	747	814	884	960	1 039	1 123	1 211	1 305	1 401

Scénario Moyen	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	137	143	150	157	164	173	185	197	211	225	239	254	270	287	304	321	339	358	376	395	413
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	45	49	52	56	60	64	74	84	95	107	119	132	146	161	176	193	210	228	247	267	288
GCU MT	35	45	48	51	54	58	62	67	72	77	83	89	95	102	109	117	125	134	143	152	163	174
Autres MT	5	6	7	7	8	8	9	10	11	12	13	15	16	18	19	21	23	25	27	29	32	35
Programme d'électrification	0	0	1	2	4	6	8	11	13	16	20	23	27	31	35	40	46	52	58	65	73	82
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	18	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Total	197	251	269	284	301	318	339	368	400	433	469	507	547	589	633	680	730	782	836	893	953	1 014

Scénario Faible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GCU BT	114	134	139	144	150	156	162	171	182	192	203	215	226	239	251	264	278	292	305	320	334	346
Déjà élec. 2014 et dehors GCU	37	44	47	50	52	55	58	65	71	78	85	93	101	109	118	127	136	146	157	167	178	190
GCU MT	35	44	47	50	53	56	60	63	67	71	75	80	84	89	94	100	105	111	117	124	131	138
Autres MT	5	6	7	7	8	8	9	10	10	11	12	13	14	15	16	18	19	21	22	24	26	27
Programme d'électrification	0	0	0	1	2	3	4	6	7	9	11	13	15	17	20	23	26	30	34	38	42	47
Grands Industriels (SCB + NOCIBE)	7	14	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	197	243	260	272	285	299	314	335	358	382	407	433	461	490	520	552	585	620	655	693	731	768