

SYSTEMES ENERGETIQUES INSULAIRES GUYANE

BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE / DEMANDE D'ELECTRICITE

Juillet 2015

SOMMAIRE

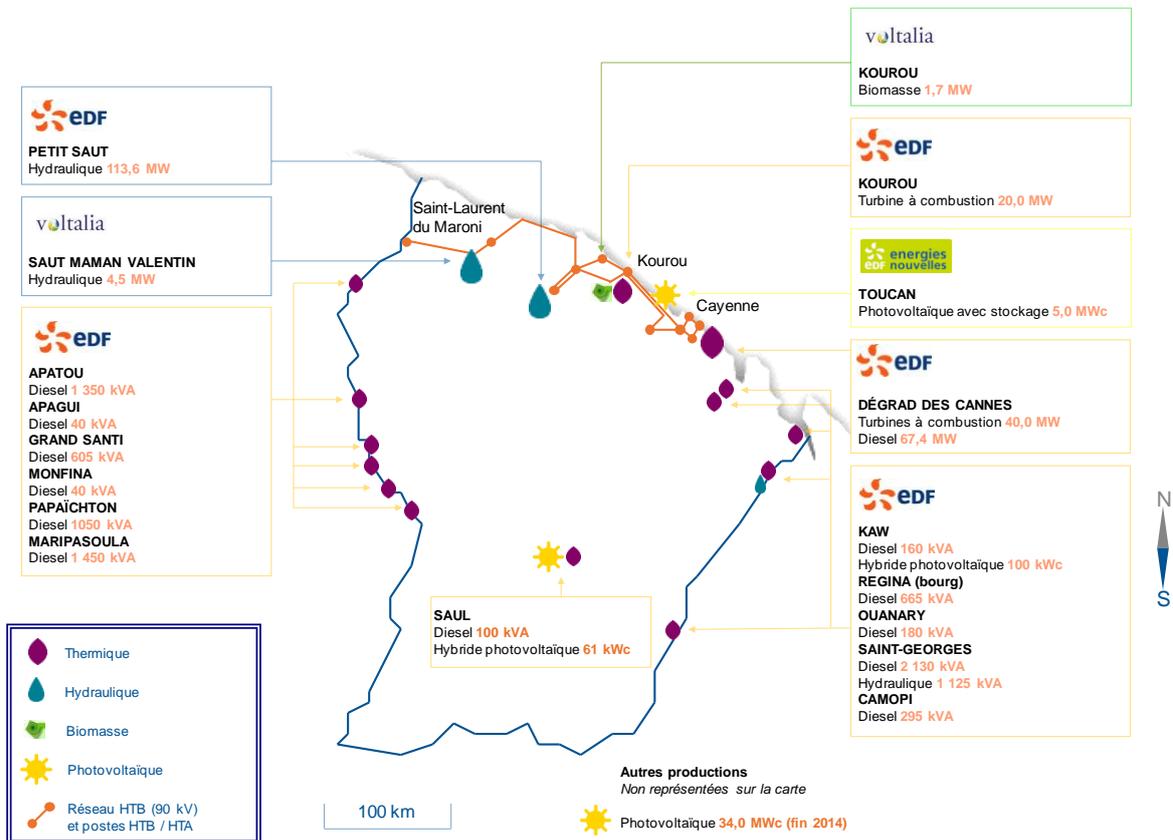
Préambule	2
1 L'équilibre offre/demande sur le littoral	3
1.1 La demande	3
1.1.1 Résultats 2014	3
1.1.2 Pertes techniques et non techniques	3
1.1.3 Courbe de charge	3
1.1.4 Bilan sur les années passées	4
1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)	4
1.2 La production existante	4
1.2.1 Moyens thermiques de base	4
1.2.2 Moyens thermiques de pointe et de secours	4
1.2.3 Energies renouvelables	5
1.2.4 Tableau récapitulatif	7
1.3 L'équilibre du système électrique	7
1.3.1 Bilan 2014	7
1.3.2 Equilibre journalier	8
1.3.3 Enjeu de la gestion hydraulique	8
2 Les prévisions et les besoins en investissement sur le littoral	10
2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité	10
2.1.1 Principaux sous-jacents	10
2.1.2 Scénarios tendanciels	12
2.2 Le développement du parc de production	14
2.2.1 Prévisions de développement du parc de production	14
2.2.2 Projets susceptibles de répondre aux besoins	15
2.2.3 Développement du réseau de transport	16
3 Les communes de l'intérieur	17

PREAMBULE

Le présent bilan est établi conformément à l'article L141-3 du code de l'énergie, en tenant compte des spécificités du département de la Guyane. La première partie de ce rapport concerne le bilan prévisionnel du réseau électrique littoral de Guyane tandis que la seconde concerne les communes de l'intérieur.

D'une superficie de 86 504 km², soit 1/6^{ème} de la Métropole, la Guyane est un vaste territoire enclavé, insulaire du point de vue électrique, et recouvert à plus de 80 % de forêt amazonienne. Sa population, de l'ordre de 250 377 habitants en 2014 (estimation INSEE au 01/01/2014), est concentrée sur la bande littorale : quatre communes de Cayenne, Matoury, Kourou et Saint-Laurent du Maroni regroupent 90 % de la population. La densité de population est très faible puisqu'elle est inférieure à 3 habitants au km².

Schéma du système électrique guyanais



1 L'EQUILIBRE OFFRE/DEMANDE SUR LE LITTORAL

1.1 La demande

1.1.1 Résultats 2014

L'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 863 GWh en 2014, en hausse de 0,5 % par rapport à l'année précédente. « *Amorcée à la fin de l'année 2013, la reprise économique ne s'est pas confirmée lors du premier trimestre 2014 et s'est tassée sur le reste de l'année* » (source : IEDOM, note expresse n°323 - avril 2015), ce qui explique la faiblesse de la hausse.

Cette consommation s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante :

- 57 % au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) ;
- 43 % au tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries, collectivités).

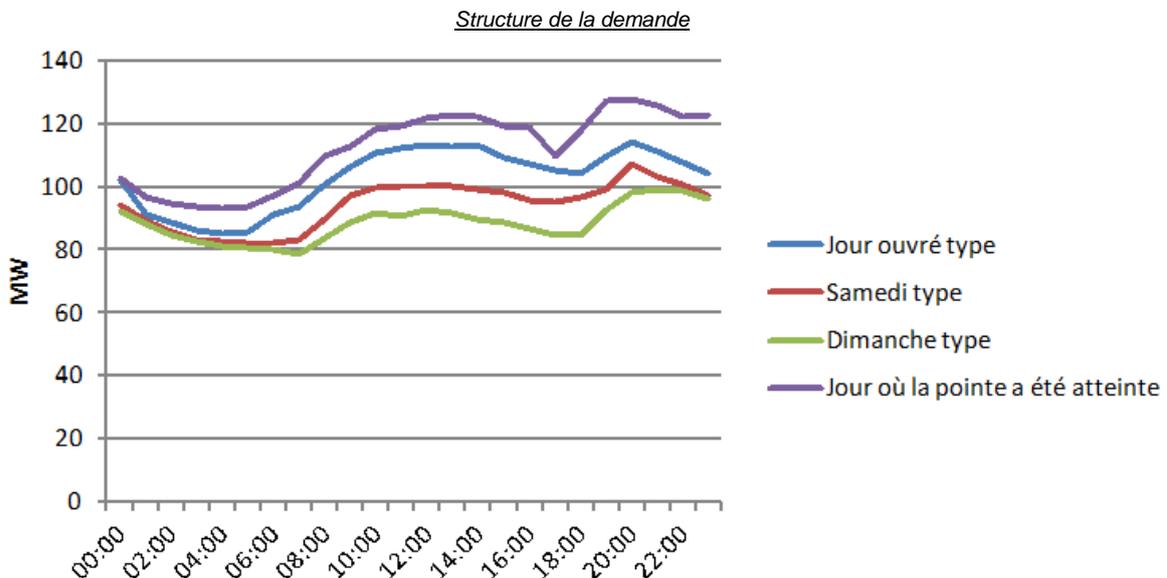
La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 128 MW (moyenne sur une heure) en décembre 2014, en progression de 1,6 % par rapport à l'année précédente.

1.1.2 Pertes techniques et non techniques

En 2014, les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie facturée aux clients raccordés, ont atteint 102 GWh, soit 11,8 % de l'énergie livrée au réseau.

1.1.3 Courbe de charge

La pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels est généralement plus élevée que celle de midi plutôt liée à la consommation des entreprises.



1.1.4 Bilan sur les années passées

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe sur la période 2010 - 2014.

Historique de consommation en énergie

Energie livrée au réseau	2010	2011	2012	2013	2014
Energie nette (GWh)	830	836	853	858	863
Croissance (%)	6,1 %	0,7 %	2,1 %	0,6 %	0,5 %

Historique de consommation en pointe

Puissance de pointe	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance (MW)	122	122	128	126	128
Croissance (%)	3,4 %	0,0 %	4,9 %	-1,6 %	1,6 %

1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)

En 2014, les opérations suivantes ont été réalisées avec l'aide technique et/ou financière du fournisseur d'électricité :

- vente de 500 kits de deux régulateurs d'eau (opération Hydro'Eco grand public) ;
- distribution aux plus démunis de 14 500 kits Hydro'Eco composés de deux régulateurs d'eau et d'une douchette économe ;
- vente de 841 prises coupe-veille ;
- installation de 93 chauffe-eaux solaires individuels ;
- installation de 347 climatiseurs performants ;
- pose de 6 000 m² d'isolation dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

1.2 La production existante

1.2.1 Moyens thermiques de base

Centrale diesel de Dégrad des Cannes (EDF)

La centrale de Dégrad des Cannes est équipée de neuf moteurs diesel semi-rapides pour une puissance installée totale de 67,4 MW, prévus pour un fonctionnement en base. Les moteurs sont tous équipés de systèmes de dénitrification des fumées. Cependant l'abaissement des seuils réglementaires d'émission de NOx qui entreront en vigueur à compter de 2020 rend nécessaire le déclassement à cet horizon de ce moyen de production qui a été mis en service entre 1982 et 1987.

1.2.2 Moyens thermiques de pointe et de secours

Moyens de pointe

Trois turbines à combustion (TAC) sont exploitées par EDF sur deux sites :

- deux unités de 20 MW à la centrale de Dégrad des Cannes ;
- et une unité de 20 MW à Kourou.

L'une des deux unités de Dégrad des Cannes (TAC 11) est à l'arrêt depuis fin 2014 et doit faire l'objet d'un déclassement et d'un renouvellement rapide.

L'application des normes environnementales limite le fonctionnement de ces TAC, non équipées de procédés de dénitrification des fumées, à 500 heures par an.

Moyens de secours

Une turbine à combustion de secours de 20,0 MW a été mise en service à Kourou en 2014. Par ailleurs, 20,0 MW de groupes électrogènes ont également été installés début 2015 afin de compenser l'indisponibilité de la TAC 11.

Ces moyens de secours permettent de compenser les travaux importants prévus jusqu'en 2020 sur Petit-Saut mais également, en partie seulement, les investissements qui ne pourront pas être réalisés à temps pour répondre aux besoins.

1.2.3 Energies renouvelables

Les énergies renouvelables peuvent être classées en plusieurs grandes familles :

- Les **énergies stables** (biomasse, biogaz, géothermie, hydraulique...) qui présentent un profil de production garanti ou peu fluctuant et facilement prévisible : elles permettent de maintenir durablement une production constante et peuvent dans le meilleur des cas être pilotées en fonction des besoins des consommateurs et donc être dispatchables.
- Les **énergies intermittentes** (éolien, photovoltaïque sans système de stockage de l'énergie...) dont la puissance produite connaît de fortes variations d'un instant à l'autre (variations brutales et de forte amplitude). Ces fluctuations, qui doivent être compensées à tout instant par des moyens de production dispatchables, peuvent mettre en risque l'équilibre offre/demande des systèmes non interconnectés. L'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié a fixé à 30 % le taux de pénétration au-delà duquel le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter des énergies intermittentes afin de préserver la stabilité du système électrique.
- Entre ces deux familles, on trouve le photovoltaïque et l'éolien avec stockage : un stockage (sous forme de batteries par exemple) suffisamment dimensionné permet de réduire les fluctuations mais ne permet tout de même pas d'obtenir ni la stabilité, ni la prévisibilité, ni la garantie qu'offrent les énergies renouvelables stables.

Grande hydraulique

Le système guyanais est marqué par la prépondérance du barrage EDF de Petit-Saut dans le bilan énergétique. Les apports hydrauliques sont susceptibles de beaucoup varier d'une année sur l'autre, si bien qu'au cours des cinq dernières années, la production hydraulique annuelle a oscillé entre 352 GWh (2009) et 535 GWh (2012), représentant respectivement 45,1 % et 62,7 % de l'énergie livrée au réseau principal. Le productible annuel moyen retenu dans le cadre de l'exercice bilan prévisionnel est de 462 GWh.

En 2014, l'énergie produite était de 467 GWh, soit 54,1 % de l'énergie totale livrée au réseau.

La centrale hydraulique EDF de Petit Saut mise en service en 1995 est équipée de quatre groupes Kaplan (puissance unitaire de 28,4 MW). La puissance maximale délivrée par l'usine de Petit-Saut est fonction de la hauteur de chute et donc du niveau de remplissage du barrage. Cette puissance maximale à quatre turbines est limitée à environ 75 MW à cote basse et peut dépasser 110 MW à cote maximale.

Petite et moyenne hydraulique

Exploitée par Voltalia et mise en service en 2011, la centrale hydroélectrique de Saut Maman Valentin est installée sur la Mana. Sa puissance maximale est de 4,5 MW.

En 2014, l'énergie produite était de 26 GWh, soit 3,0 % de l'énergie totale livrée au réseau.

Biomasse

Une unité de biomasse de 1,7 MW, exploitée par Voltalia, a été mise en service en 2009 à Kourou. Elle est à ce jour la seule usine biomasse de Guyane. En 2014, l'énergie produite était de 12 GWh, soit 1,4% de l'énergie totale livrée au réseau.

Photovoltaïque

La Guyane compte, à fin 2014, 34,0 MWc de panneaux photovoltaïques sans stockage raccordés au réseau électrique. Le parc photovoltaïque a produit 48,0 GWh en 2014, soit 5,6% de l'énergie totale livrée au réseau.

Avec 34,0 MW d'énergies renouvelables intermittentes en service, le taux actuel maximum de pénétration des énergies renouvelables intermittentes est estimé à 27 %. La limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, n'a pour l'instant jamais été atteinte.

Des projets pourront se réaliser au-delà de ce seuil dans la mesure où :

- les périodes de déconnexion ne se produiront au début que quelques heures par an, lorsque la consommation sera basse (dimanche et jours fériés), le vent optimal et le ciel sans nuage ;
- les installations de puissance inférieure à 3 kVA ne sont pas déconnectables.

Photovoltaïque avec stockage

Début 2015, la centrale photovoltaïque avec stockage de Toucan, lauréate de l'appel d'offres lancé par la CRE en 2011, a été mise en service. Exploitée par EDF Energies Nouvelles, elle est située à Montsinéry et sa puissance installée est de 5,0 MWc.

Une autre centrale photovoltaïque avec stockage, d'une puissance de 4,8 MWc, sera mise en service courant 2015.

1.2.4 Tableau récapitulatif

Le tableau suivant présente un récapitulatif du parc de production guyanais, en dehors des groupes de secours. Les installations photovoltaïques sans stockage sont présentées de manière agrégée.

Parc de production

Producteur	Site	Type	Groupe	Date de mise en service	Puissance
EDF	Dégrad des Cannes	Diesel	1 à 9	1982 à 1987	67,4 MW (8x7,6+1x6,6 MW)
EDF	Dégrad des Cannes	TAC	TAC 10	1991	20,0 MW
EDF	Dégrad des Cannes	TAC	TAC 11	1992	20,0 MW
EDF	Kourou	TAC	TAC 4	1993	20,0 MW
EDF	Petit Saut	Hydraulique	1 à 4	1995	113,6 (4x28,4 MW)
Voltaia	Mana	Hydraulique	Saut Maman Valentin	2011	4,5 MW
Voltaia	Kourou	Biomasse		2009	1,7 MW
EDF Energies Nouvelles	Montsinéry	Photovoltaïque avec stockage	Toucan	2015	5,0 MWc
(multiples)	(multiples)	Photovoltaïque		(multiples)	34,0 MWc (fin 2014)
Total					286 MW

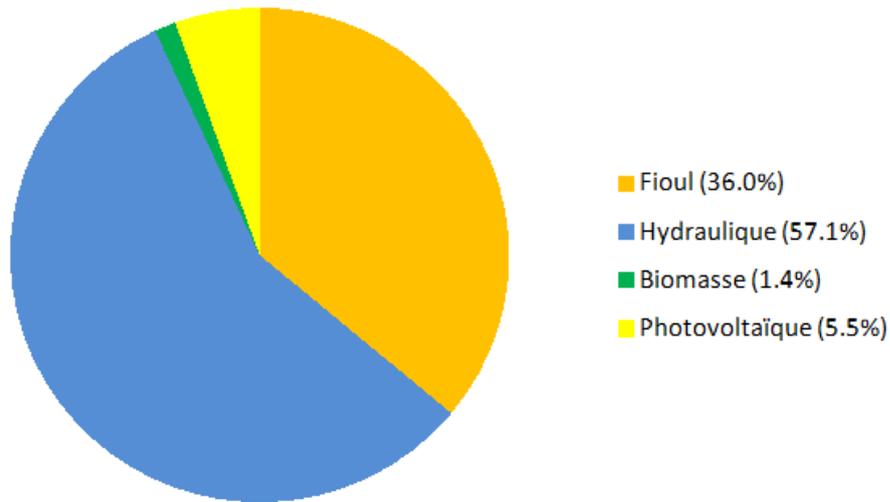
1.3 L'équilibre du système électrique

1.3.1 Bilan 2014

En 2014, le mix électrique de Guyane se décompose comme suit :

- une part prépondérante de l'hydraulique (57,1 %) issue essentiellement de la centrale hydroélectrique de Petit Saut ;
- une contribution de 36,0 % des moyens thermiques (Dégrad-des-Cannes et Kourou) à l'équilibre offre-demande ;
- et une part des autres énergies renouvelables (biomasse et photovoltaïque) qui s'établit à 6,9 %.

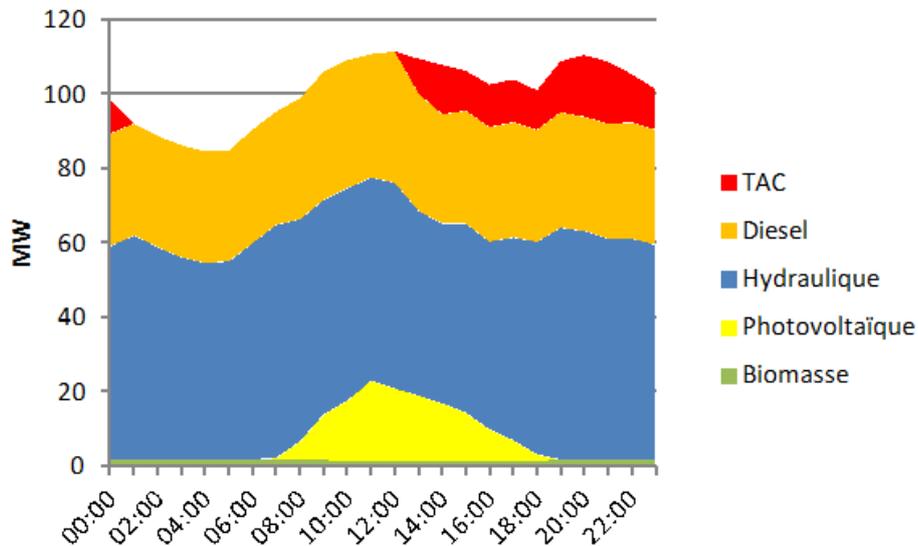
Mix énergétique 2014



1.3.2 Équilibre journalier

Le graphique suivant illustre un empilement des moyens de production sur un jour ouvré.

Exemple d'empilement sur une journée ouvrée



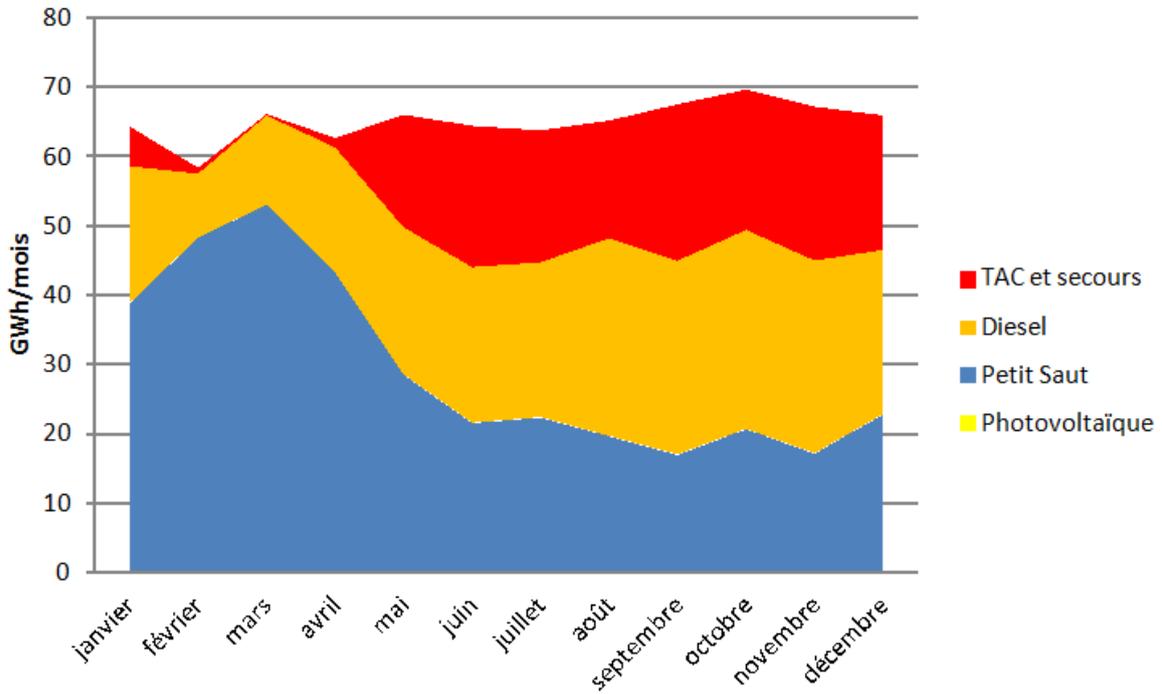
Comme sur la plupart des journées, la production hydraulique est prépondérante. La baisse de la production photovoltaïque en début d'après-midi nécessite lors de cette journée de démarrer une TAC quelques heures avant la pointe du soir.

1.3.3 Enjeu de la gestion hydraulique

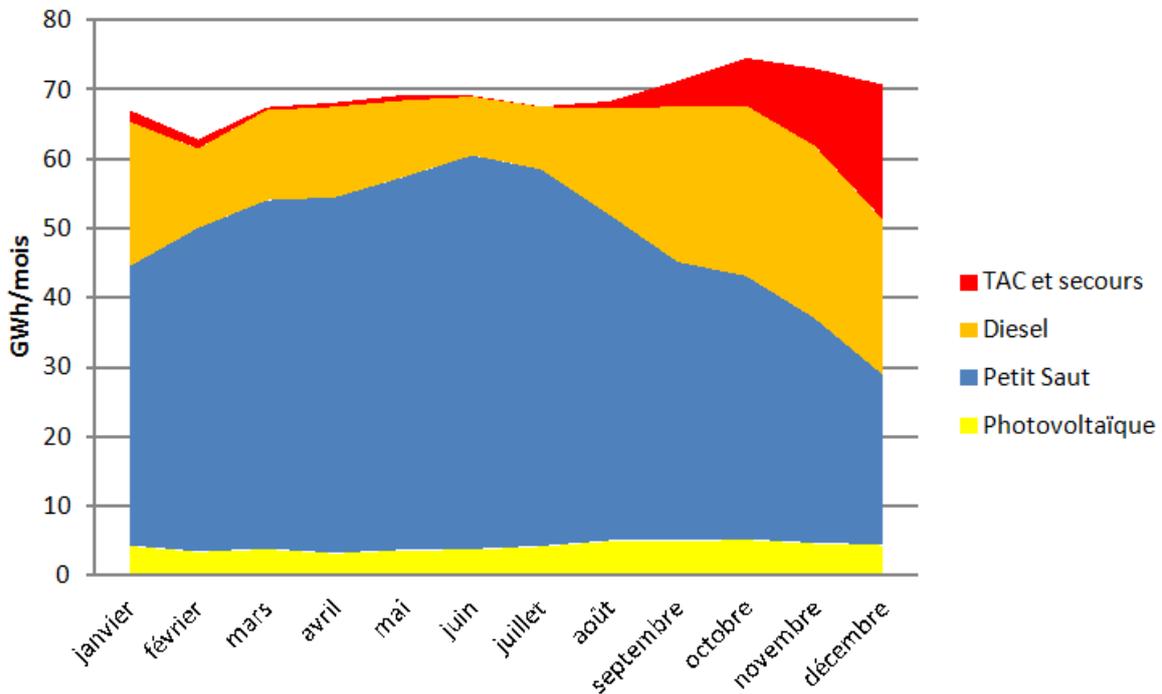
La problématique du système guyanais littoral est sans équivalent au sein des systèmes insulaires gérés par EDF du fait du poids de l'aléa d'hydraulicité. En effet, les apports hydrauliques sont susceptibles de varier très significativement d'une année à l'autre.

A titre illustratif, les graphiques ci-dessous représentent l'empilement en énergie des moyens de production pour les années 2009 (année à faible apports hydrauliques) et 2012 (année où les apports ont été abondants).

Mix énergétique en 2009 au pas de temps mensuel



Mix énergétique en 2012 au pas de temps mensuel



La sécheresse de l'année 2009 a conduit à un recours massif aux TAC pour compenser la production hydraulique très faible. Ainsi sur tout le second semestre 2009, l'équilibre offre/demande a reposé à près de deux tiers sur les moyens thermiques.

2 LES PREVISIONS ET LES BESOINS EN INVESTISSEMENT SUR LE LITTORAL

2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité

La Guyane est un territoire qui connaît un important développement de sa population. Le taux de croissance démographique annuel moyen depuis les années 2000 a été de 3,5% (Source : INSEE) entraînant avec lui le développement de certaines industries (agro-alimentaire, services...). Il est difficile de prévoir l'impact de ces mutations socio-économiques sur la consommation d'électricité. Il est donc nécessaire d'être en veille permanente sur les phénomènes qui pourraient accélérer cette mutation et nécessiter une adaptation rapide des infrastructures de production et de distribution d'énergie.

Quoi qu'il en soit, les projections sont construites autour d'un scénario de référence (appelé scénario « référence MDE ») qui intègre les hypothèses les plus probables de croissance démographique et économique. Il suppose que l'ensemble des acteurs concernés, y compris EDF, poursuive les actions de maîtrise de l'énergie aujourd'hui engagées.

Dans ce scénario, la consommation guyanaise va croître à un rythme soutenu (3,2 % à court terme et toujours plus de 2 % à plus long terme), du fait notamment d'une croissance importante de la population.

Trois autres scénarios encadrent l'hypothèse de la demande électrique du scénario de référence :

- un scénario « bas » qui cumule les effets d'une croissance faible et d'une démographie plus basse ;
- un scénario « haut » qui retient des hypothèses démographiques et économiques fortes ;
- un scénario « MDE renforcée » qui reprend le contexte macro-économique du scénario référence MDE et traduit une accélération de la maîtrise de la demande d'électricité liée à des actions volontaristes et économiquement responsables. Il ne fait cependant pas d'hypothèse sur les grands projets de maîtrise de la demande d'électricité.

2.1.1 Principaux sous-jacents

2.1.1.1 Démographie

Les hypothèses démographiques sont basées sur les dernières projections INSEE publiées fin 2010 (modèle Omphale 2010). Cependant, la population en 2014 s'avérant être moins importante que celle envisagée auparavant par l'INSEE (-23 000 habitants), les projections utilisées sont réalisées en se basant sur la population 2014 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE en 2010. Les scénarios haut et bas sont très contrastés autour de la projection de référence à cause de l'incertitude forte sur l'ensemble des paramètres, notamment sur le solde migratoire.

Hypothèses de population

Population en milliers d'habitants	2010	2015	2020	2025	2030
Référence MDE	229	267	313	364	419
Haut	229	269	325	387	456
Bas	229	266	301	339	379

2.1.1.2 Croissance économique

Les hypothèses de croissance du PIB régional en volume sont données dans le tableau ci-dessous, par période de cinq ans.

Hypothèses de croissance économique

Taux de croissance annuel moyen du PIB	2010 / 2015	2015 / 2020	2020 / 2025	2025 / 2030
Référence MDE	3,3 %	3,9 %	3,3 %	3,0 %
Haut	3,7 %	5,8 %	4,7 %	4,0 %
Bas	2,9 %	2,0 %	1,9 %	2,0 %

2.1.1.3 Taux d'équipement des ménages

Les hypothèses d'évolution des taux d'équipement pour certains usages domestiques (parmi les plus significatifs) sont précisées dans le tableau ci-dessous.

Hypothèses de taux d'équipement des ménages

Taux d'équipement	2000	2010	2020	2030
Climatisation	20 %	44	60 %	68 %
Eau chaude sanitaire...	36 %	42 %	66 %	93 %
... dont électricité	99 %	97 %	74 %	37 %
... dont solaire	1 %	3 %	26 %	63 %
Lampes basse consommation	5 %	40 %	80 %	50 %
LED	0 %	1 %	10 %	50 %
Réfrigérateurs	85 %	90 %	93 %	95 %
Congélateurs	63 %	65 %	68 %	70 %

2.1.1.4 Centre Spatial Guyanais (CSG)

Le CSG est le plus gros client du territoire. Avec le déploiement des programmes Soyouz (2011) et Vega (2012) en plus du lanceur Ariane 5, le CSG a intensifié son activité avec un plus grand nombre de lancements, l'objectif étant d'aller progressivement vers douze lancements par an. Par ailleurs, la construction de la nouvelle zone de lancement Ariane 6 devrait débuter avant la fin de l'année 2015, ce qui génèrera à terme une augmentation de la demande en énergie du site.

2.1.1.5 Véhicule électrique

Au regard de l'absence de données permettant d'élaborer des hypothèses de développement, ces scénarios de consommation ont été construits hors développement, pour le véhicule électrique, de recharge sur le réseau public.

Sans dispositions ou précautions particulières, la recharge de batteries sur le seul réseau de distribution publique d'électricité conduirait à une augmentation de la consommation d'électricité dans l'île et à l'accentuation de la pointe sur le système électrique avec un alourdissement des charges du

service public de l'électricité (CSPE) et un bilan carbone supérieur à celui de véhicules thermiques récents.

2.1.1.6 Secteur des mines et du pétrole

Les scénarios de consommation ont été construits hors développement de filières industrielles structurantes. Le développement d'une industrie minière et/ou pétrolière, s'il se produit, impactera fortement la croissance de la consommation électrique. En cas de développement d'une de ces industries, une étude spécifique devra être réalisée pour déterminer les besoins supplémentaires en moyens de production électrique.

Le principal projet actuellement identifié concerne un projet minier situé dans l'ouest de la Guyane pour un besoin identifié de 25 MW. Compte tenu des incertitudes liées à l'horizon du projet mais aussi à la solution visant à répondre à ce nouveau besoin (raccordement au réseau HTB du littoral ou site isolé avec une production autonome), ce projet n'a pas été intégré dans les prévisions de la demande effectuées dans le cadre de ce bilan prévisionnel.

2.1.2 Scénarios tendanciels

Sur la base des sous-jacents évoqués plus haut et de l'historique de consommation électrique, les scénarios d'évolution tendanciels suivants ont été retenus pour la zone littoral.

Prévisions de consommation pour le scénario référence MDE

Scénario référence MDE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	879	911	939	969	1 000	1 026	1 158	1 280
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	3,2 %						2,4 %	2,0 %
Pointe annuelle moyenne (MW)	130	135	139	144	149	154	175	197
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	3,4 %						2,6 %	2,3 %

Prévisions de consommation pour le scénario MDE renforcée

Scénario MDE renforcée	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	879	906	928	952	976	995	1 078	1 142
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	2,5 %						1,6 %	1,1 %
Pointe annuelle moyenne (MW)	130	134	138	142	146	150	165	180
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	2,9 %						1,9 %	1,8 %

En énergie, le scénario MDE renforcée correspond à une économie de consommation d'électricité de 11 % en 2030 par rapport au scénario référence MDE.

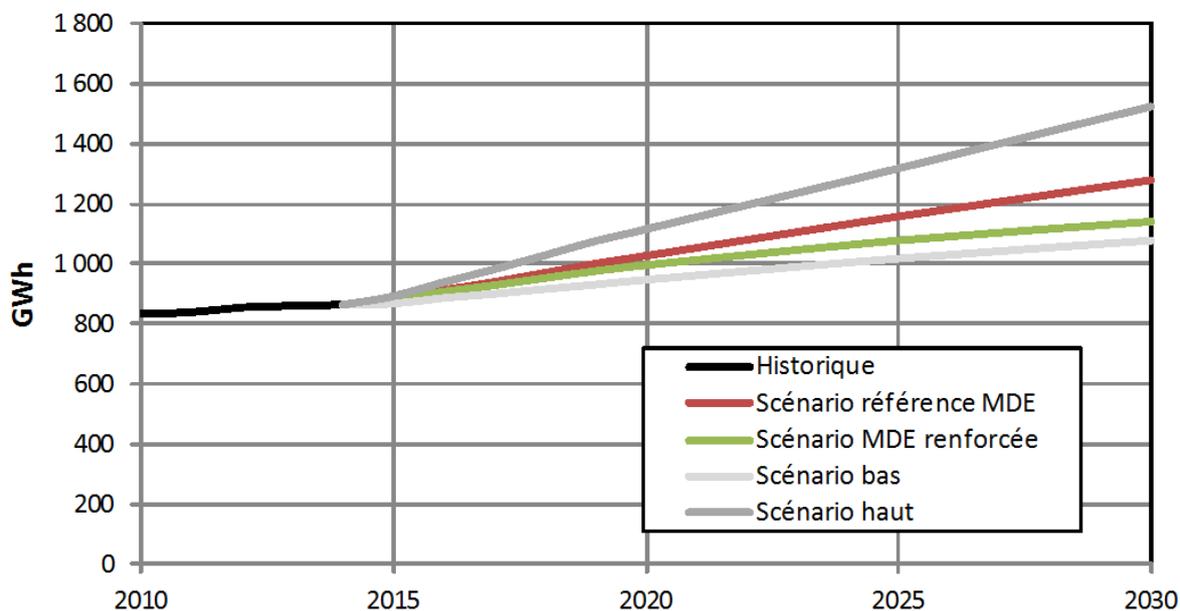
Prévisions de consommation pour le scénario bas

Scénario bas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	866	885	899	915	931	947	1 019	1 080
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	1,8 %						1,5 %	1,2 %
Pointe annuelle moyenne (MW)	128	131	133	136	139	141	153	164
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	2,0 %						1,6 %	1,5 %

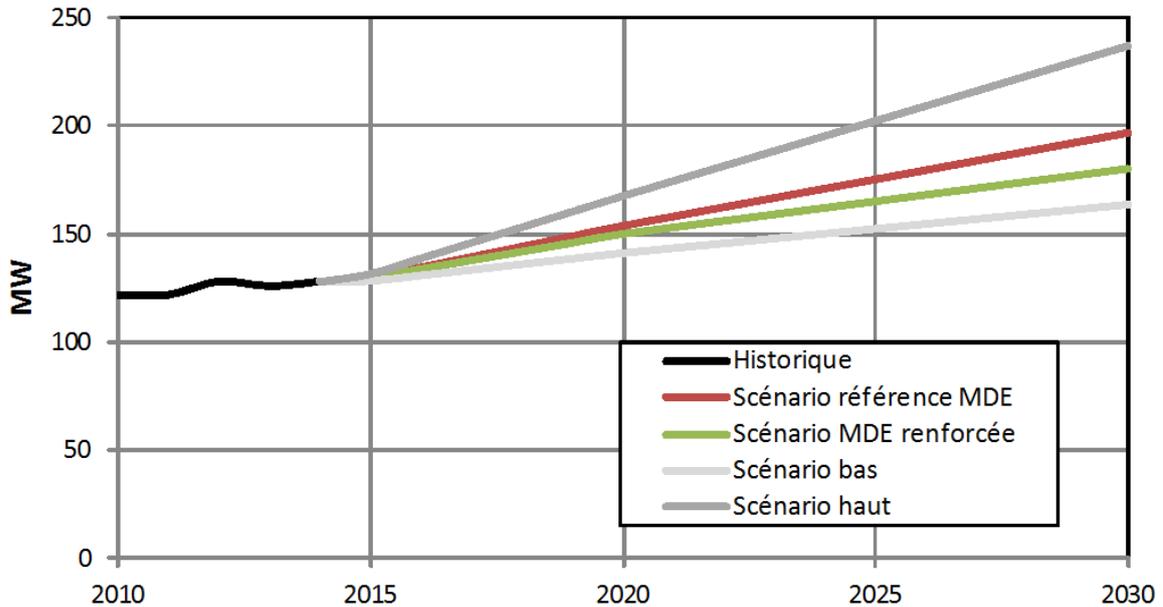
Prévisions de consommation pour le scénario haut

Scénario haut	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	891	938	981	1 028	1 075	1 115	1 318	1 525
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	4,6 %						3,4 %	3,0 %
Pointe annuelle moyenne (MW)	132	139	146	153	161	168	203	238
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans	5,0 %						3,8 %	3,2 %

Prévisions de consommation en énergie



Prévisions de consommation en pointe



2.2 Le développement du parc de production

2.2.1 Prévisions de développement du parc de production

2.2.1.1 Hypothèses principales

Le parc cible est dimensionné de manière à ce que la durée moyenne de défaillance liée à des déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité soit inférieure à trois heures par an.

Compte tenu des caractéristiques du système électrique guyanais, les besoins en investissement ont été déterminés par tranche de 20 MW. La disponibilité des moyens de production a été calée, pour les moyens de production existants, sur les performances contractuelles ou normatives attendues et, pour les nouveaux besoins, à hauteur de 85 % pour les moyens de base et 90 % pour les moyens de pointe.

L'affichage des besoins par tranche de 20 MW ne doit pas conduire à un émiettement des projets. Pour répondre aux besoins de manière optimale d'un point de vue économique, un même projet pourra répondre aux besoins répartis sur plusieurs années.

Les calculs pour déterminer les besoins en investissement ont été réalisés en prenant en compte des hypothèses de croissance importante concernant le développement des énergies renouvelables intermittentes (productions photovoltaïque et éolienne), avec et sans stockage.

2.2.1.2 Résultats

Les résultats de simulation pour les scénarios de demande référence MDE et MDE renforcée sont donnés dans le tableau suivant.

Besoins en investissement

En MW		2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2030
Scénario référence MDE	Base					3x20	20	20
	Pointe	20			20	20	20	
Scénario MDE renforcée	Base					3x20	20	
	Pointe	20			20	20	20	

	Renouvellement
	Nouveau besoin

Renouvellement des TAC

Le renouvellement immédiat de la TAC 11, qui doit être déclassée en 2015, est nécessaire pour maintenir l'équilibre offre-demande.

Le renouvellement des TAC 10 et 4 sera également à prévoir dès leur déclassement, respectivement en 2019 et entre 2021 et 2025.

Renouvellement de la centrale de Dégrad des Cannes

Les neuf groupes diesel de la centrale de Dégrad des Cannes devront être renouvelés autour de 2020, par des moyens de base avec un besoin minimal de 60 MW.

Nouveaux besoins

Entre 2020 et 2030, il sera nécessaire de construire 40 MW de moyens de base et 20 MW de moyens de pointe dans le scénario référence MDE et 20 MW de chaque type de moyens dans le scénario MDE renforcée.

Moyens de secours

Une TAC de secours de 20,0 MW a été mise en service à Kourou en 2014. 20,0 MW de groupes électrogènes ont également été installés début 2015. Ces moyens de secours permettent de compenser les travaux importants prévus jusque 2020 sur Petit Saut mais également, en partie seulement, les investissements qui pourraient ne pas être réalisés à temps pour répondre aux besoins recensés ci-dessus.

2.2.2 Projets susceptibles de répondre aux besoins

Un certain nombre de projets pourraient répondre aux besoins identifiés ci-dessus, à condition qu'ils fournissent une puissance garantie ainsi que des services système. Par ailleurs, parmi les projets listés ci-dessous, certains ne fournissent pas de puissance garantie mais permettent d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

Petite et moyenne hydraulique

Des projets d'aménagement de petite hydraulique (trois unités de 4,5 MW chacune) sont actuellement étudiés sur la Mana. Ces projets présentent un horizon de mise en service encore incertain.

Biomasse

Les projets identifiés sont actuellement toujours en cours de développement avec un horizon de mise en service incertain. Les capacités en jeu sont les suivantes : 5 MW à Montsinery, 5 MW à Cacao, 5 MW à Mana et 8 MW à Iracoubo.

Sous l'impulsion du Conseil Régional, une filière d'approvisionnement en bois basée sur la défriche et sur l'exploitation des forêts est en cours de structuration. Le but est de sécuriser l'approvisionnement pour les opérateurs énergétiques désireux de se lancer en Guyane.

Photovoltaïque avec stockage

La Commission de Régulation de l'Energie a lancé en mai 2015 un appel d'offres pour un total de 50 MWc de centrales photovoltaïques équipées d'un dispositif de stockage d'énergie. Ceci pourrait conduire à l'installation de 10 MWc environ en Guyane.

2.2.3 Développement du réseau de transport

L'arrivée massive d'énergies renouvelables peut nécessiter des adaptations du réseau 90 kV. Ces adaptations sont envisagées, en concertation avec l'Etat et la Région, par le biais du schéma de raccordement des énergies renouvelables.

D'une façon générale, des renforcements du réseau 90 kV seront souvent nécessaires avec l'arrivée des nouveaux moyens de production de puissance importante. Or les délais de réalisation des lignes 90 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment à cause de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs concernés, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés. Il est donc nécessaire d'inclure la question du renforcement du réseau 90 kV dès le début des réflexions sur les projets de production.

Il est également nécessaire de prévoir un délai de l'ordre de deux à cinq ans pour la mise en œuvre du raccordement des producteurs (délai entre l'engagement du producteur dans sa solution de raccordement et la date d'injection sur le réseau de son nouveau moyen de production) et de faciliter la prise en compte des contraintes du raccordement dans l'élaboration des documents d'urbanisme.

Par ailleurs, l'augmentation de la consommation peut avoir pour conséquence de contraindre les réseaux et nécessiter des renforcements.

C'est pourquoi respecter l'équilibre entre zones d'implantation des moyens de production et zones de consommation permet d'optimiser la structure du réseau 90 kV en évitant des renforcements. A cet égard, la zone de Saint-Laurent du Maroni, en forte croissance démographique, nécessite la sécurisation de son alimentation. Les études menées montrent que le renforcement de la ligne HTB entre Kourou et Saint-Laurent du Maroni évoqué dans les bilans prévisionnels précédents ne permet pas de répondre à cette problématique : il est nécessaire, à horizon 2025, de disposer d'une puissance garantie de base de 20 MW installée dans l'ouest.

Enfin pour mémoire une étude d'opportunité d'un projet d'interconnexion avec le Surinam à l'ouest et le Brésil à l'est est engagée. L'horizon d'un tel projet dépasse l'horizon fixé pour cet exercice de bilan prévisionnel et n'a pas été pris en compte dans les données présentées dans ce document.

3 LES COMMUNES DE L'INTERIEUR

Ce chapitre traite des communes non raccordées au réseau du littoral dont l'approvisionnement en électricité est assuré à partir de systèmes électriques autonomes exploités par EDF. Cette situation concerne les huit communes (ainsi que certains de leurs écarts) suivantes :

- **Maripasoula, Papaïchton, Grand Santi** (ainsi que l'écart **Apagui Ecole**) et **Saül**, qui sont des communes pour lesquelles l'autorité concédante est la Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais (CCOG) ;
- **Saint-Georges, Camopi, Ouanary et Régina** (ainsi que le bourg de **Kaw** qui relève de cette commune) sur lesquelles l'autorité concédante est la commune.

Apatou n'est plus traitée dans le cadre de ce chapitre dans la mesure où son raccordement au réseau du littoral sera effectif à compter de septembre 2015.

Par ailleurs, un programme d'électrification de villages dotés d'équipements publics (écoles ou établissements de santé) a été initié en 2009 et doit aboutir au cours du dernier trimestre 2015 à la mise en service de plusieurs nouveaux systèmes électriques isolés dans les écarts suivants :

- **Twenké, Taluen, Elae, Cayode, Antecume-Pata et Pidima** sur la commune de Maripasoula ;
- **Providence** sur la commune d'Apatou.

Les incertitudes sont importantes :

- la très forte dynamique démographique que connaît la plupart de ces communes avec des taux largement supérieurs à ceux de la Guyane. Ainsi l'ouest Guyanais a connu entre 1999 et 2014 une croissance de sa population deux fois supérieure à celle du reste de la Guyane, avec un maximum pour Papaïchton de près de 12 % de taux de croissance annuel moyen sur cette période ;
- un accès à l'électricité qui n'est pas achevé et qui implique un phénomène de rattrapage avec des situations très différentes suivant qu'il s'agisse des bourgs ou des écarts. Le recensement de l'INSEE réalisé en 2012 a révélé que sur les huit communes concernées, le taux moyen de logement ayant l'électricité était de 56 %, sans néanmoins faire la distinction entre les bourgs et les écarts ;
- et enfin un taux d'équipement des ménages qui reste sensiblement inférieur au taux moyen de la Guyane, ce qui génère également un phénomène de rattrapage potentiel dont l'ampleur est difficile à appréhender.

L'ensemble de ces facteurs génère d'importantes marges d'incertitude sur l'exercice de prévision de la demande, celle-ci étant essentiellement basée sur la croissance démographique et sur les mises en service d'équipements connues.

Compte tenu des forts taux de croissance annoncés (INSEE, Conseil Régional), des actions volontaristes de maîtrise de l'énergie sont absolument nécessaires pour que les hypothèses retenues ne soient pas remises en cause.

Pour information, la CCOG a lancé en 2015 une étude détaillée destinée à identifier de manière précise les besoins en électricité à l'horizon 2030 sur le bassin Maripasoula/Papaïchton.

La production d'électricité dans les Communes de l'Intérieur est basée essentiellement sur des groupes diesel, dont le coût rendu sur place est très élevé, avec un transport par pirogue parfois difficile en certaines saisons, lorsque les fleuves sont peu propices à la navigation. Les énergies renouvelables sont déjà présentes dans certaines communes avec le photovoltaïque, couplé à des groupes diesel, comme à Kaw par exemple, ou à des batteries comme à Saül ou dans les écarts. Plusieurs projets sont en cours d'étude ou de développement : la biomasse à Saint-Georges, les projets d'hydraulique à Maripasoula et de centrale hybride de Ouanary. De manière générale, les moyens de production à base d'énergie renouvelable devront, dans la mesure du possible, être privilégiés afin d'augmenter la part des énergies renouvelables.

Le détail des moyens de production d'électricité actuellement installés est résumé dans un tableau récapitulatif en annexe.

La maîtrise d'ouvrage de l'électrification des communes de l'intérieur guyanais appartient aux communes ou communautés des communes.

Maripasoula

Eléments de contexte :

La commune de Maripasoula compte 10 025 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015) et connaît une croissance démographique très supérieure à celle de la Guyane (8% par an en moyenne depuis 1999).

Le recensement des populations de l'INSEE réalisé en 2012 laisse apparaître un taux de logement sur la commune ayant l'électricité de 63%.

Le programme d'alimentation des écarts du Haut Maroni (Pidima, Antecume-Pata, Twenke-Taluen, Cayode, Elae) est en cours de livraison. Ce programme n'a pas d'impact sur les prévisions de consommation du bourg dans la mesure où aucune interconnexion avec les villages n'est prévue.

Le raccordement des zones de New Wacapou et de Sophie est toujours envisagé par la Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais. Toutefois les échéances de réalisation restent encore incertaines et ne sont pas intégrées aux prévisions d'évolution de la demande.

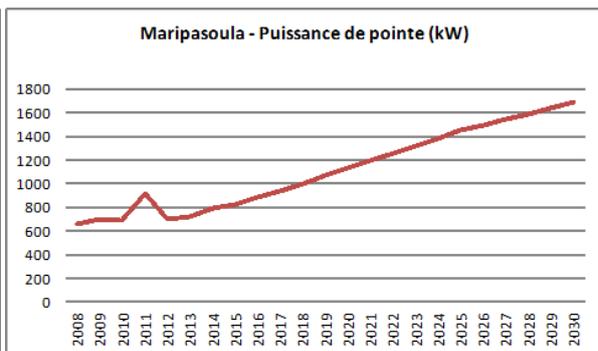
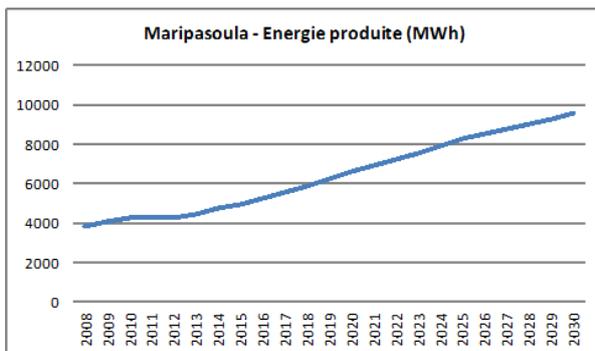
Un centre de stockage des déchets avec presse à balles sera mis en service fin 2015.

La construction à venir d'une ZAE de 2 hectares, d'un groupe scolaire à Abdallah, d'un stade, de 40 logements et d'un lycée (entre 2016 et 2020) viendront accroître significativement la consommation électrique.

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande sur le bourg de la commune est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 6 % sur la période 2016-2020, 4,5 % sur la période 2021-2025 et enfin 3 % sur la période 2026-2030. Ces prévisions sont supérieures au taux annuel moyen constaté au cours des trois dernières années (4,8%) et intègrent la croissance démographique, un rattrapage de l'accès à l'électricité ainsi qu'une évolution de l'équipement des ménages.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Energie brute produite	MWh/an	4307	4469	4786	4963	6642	8277	9595
Puissance de pointe	kW	701	730	803	833	1141	1457	1689





Bourg de Maripasoula – Courbe de charge (kVA) du 16 octobre 2014

Moyens de production existants :

La centrale thermique compte aujourd'hui quatre groupes diesel pour une puissance totale installée de 1450 kVA (trois groupes de 400 kVA et un de 250 kVA).

Prévisions de développement du parc de production :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		900	550	700
Puissance totale installée	kVA	1 450	2 350	2 900	3 600

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

La CCOG a engagé le renforcement de l'outil de production. En 2016, le groupe de 250 kVA sera remplacé par un groupe de 400 kVA et un moyen de production supplémentaire de 400 kVA est également prévu.

Une nouvelle centrale de production est d'ores et déjà à envisager compte tenu des délais de réalisation. Le futur projet devra dans la mesure du possible être basé sur des énergies renouvelables.

Un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 3 MW est en cours d'étude, avec un horizon de mise en service qui reste incertain.

Une interconnexion entre les réseaux de Maripasoula et de Papaïchton via la piste reliant les deux bourgs, pourrait être également envisagée et permettrait non seulement une optimisation de ces deux systèmes électriques, mais également une amélioration de leur sûreté et de leur stabilité.

Papaïchton

Eléments de contexte :

La commune de Papaïchton compte 6 102 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015). Elle compte un taux d'accroissement de la population exceptionnelle de 12% sur la période 1999-2014.

La piste Papaïchton-Maripasoula est un facteur favorisant un retour de la population, ainsi que l'arrivée de nouveaux services et activités.

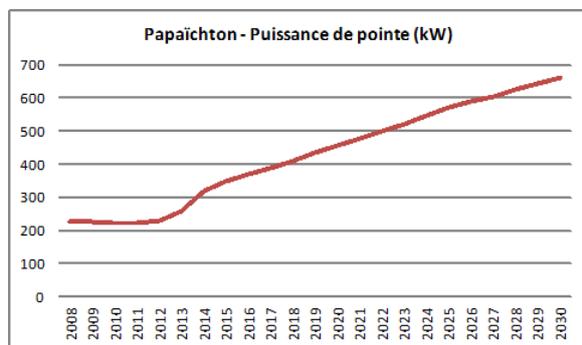
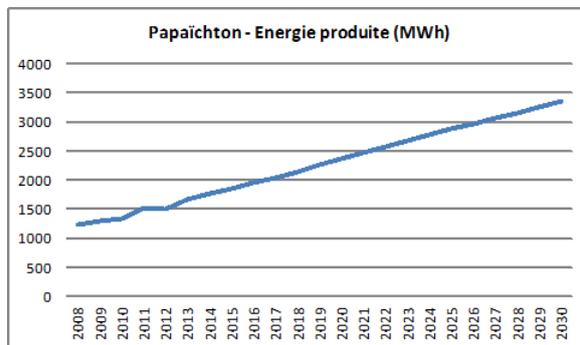
La réfection, en fils nus, du tronçon de réseau 20 kV, entre Papaïchton et Locka (initialement en câble torsadé) permettra de récupérer de la réserve sur les groupes de production (réduction de la consommation de puissance réactive).

Les projets en cours concernent la construction d'un groupe scolaire, la réfection de l'éclairage public, l'éclairage du stade et la construction de logements sociaux.

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande sur le bourg de la commune est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 5 % sur la période 2016-2020, 4 % sur la période 2021-2025 et 3 % sur la période 2026-2030. Les taux de croissance retenus marquent une légère inflexion à la baisse au regard du taux moyen de 6,6% observé sur la période 2011-2015.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	1510	1677	1773	1861	2375	2890	3350
Puissance de pointe	kW	231	259	319	351	469	572	663



Papaïchton – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

La centrale thermique est équipée de trois groupes diesel d'une puissance totale de 1 050 kVA (un groupe de 250 kVA et deux groupes de 400 kVA chacun). La centrale dispose d'un emplacement pour accueillir un quatrième groupe si nécessaire.

Prévisions de développement du parc de production.

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		250	0	150
Puissance thermique totale installée	kVA	1 050	1300	1300	1450

Projets susceptibles de répondre aux besoins

La centrale dispose d'un emplacement pour accueillir un quatrième groupe. Le renforcement des moyens de production pourra être réalisé de façon très aisée sur le plan technique. Cependant, des solutions à partir d'énergie renouvelable devront être privilégiées.

Considérant, le bassin Maripasoula-Papaïchton, l'optimisation des moyens de production, la sûreté et la stabilité du système pourront être étudiés dans le cadre d'une « interconnexion » entre les réseaux des deux communes.

Grand Santi

Eléments de contexte :

La commune de Grand Santi compte 6 061 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015). Cette commune a pour particularité de disposer de nombreux lieux de vie (villages) situés le long du fleuve. Ainsi, seul un tiers environ de la population réside dans le bourg.

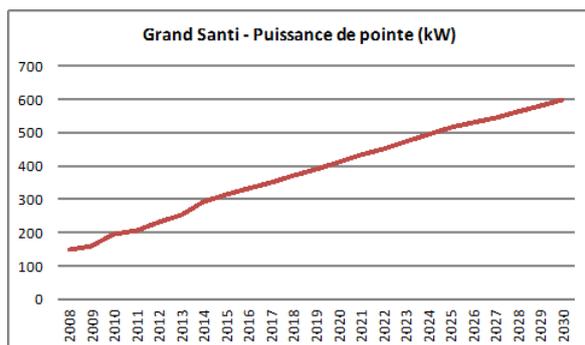
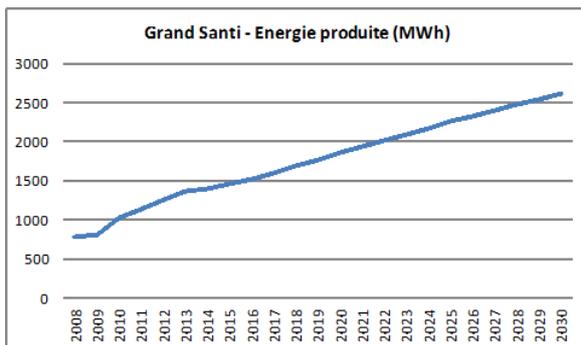
Le raccordement au réseau électrique du bourg, du village Anaconde et des alentours, situés à environ 7 km du bourg par une piste, est en projet. Il permettrait de raccorder 200 foyers.

Située à une journée de pirogue des deux pôles de vie, Maripasoula et Apatou, la commune de Grand Santi poursuit ses efforts de construction de logements sociaux et d'équipements scolaires.

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande sur le bourg de la commune est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 5 % sur la période 2016-2020, 4 % sur la période 2021-2025 et 3 % sur la période 2026-2030. Les taux de croissance retenus marquent une légère inflexion à la baisse au regard du taux moyen de 7,1% observé sur la période 2011-2015.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	1266	1380	1411	1461	1865	2269	2630
Puissance de pointe	kW	234	253	296	317	414	516	599



Grand Santi – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

La commune de Grand Santi dispose d'une centrale thermique équipée de trois groupes diesel d'une puissance totale de 605 kVA (un groupe de 165 kVA et deux groupes de 220 kVA chacun).

Prévision de développement du parc de production :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		435	150	150
Puissance thermique totale installée	kVA	605	1050	1200	1350

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

La CCOG a lancé un programme de renforcement de la centrale actuelle par l'ajout et le raccordement d'un moyen de production de 400 kVA, permettant de passer à une puissance totale installée de 1 050 kVA. La fin des travaux est envisagée pour mi 2016.

Apagui (école), Monfina

Eléments de contexte :

Les deux villages, Apagui école et Monfina dépendent de la commune de Grand Santi. Ils sont équipés d'installations de production d'électricité identiques soit deux moteurs de 20 kVA sur chacun des sites, alimentant l'école ainsi que les habitations des instituteurs.

Prévision de la consommation :

Les sites d'Apagui et de Monfina ont été équipés très récemment de système d'enregistrement des courbes de charge.

L'extension du réseau au reste du village de Monfina et aux habitations avoisinantes est envisagée, sans toutefois qu'un horizon ne soit fixé pour cette opération à ce jour.

Moyens de production existants :

Sur chacun des deux sites, une centrale thermique comprend deux moteurs de 20 kVA chacun.

Prévision de développement du parc de production :

Le remplacement des centrales en fin de vie par de nouveaux moyens de production, si possible à partir d'énergie renouvelable, est à prévoir.

Saül

Eléments de contexte :

Le bourg de Saül compte 158 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015).

La centrale thermique de Saül est exploitée par la commune dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie signé entre la commune et EDF. Cette centrale fonctionne tous les deux jours pour permettre aux habitants de recharger leurs batteries.

La commune est en cours de réalisation de sa carte communale et prévoit la création de lotissements nouveaux (horizon 2020).

Prévision de la consommation :

Le système d'alimentation en électricité n'est pas un système centralisé. L'alimentation de chaque client est assurée par le biais de d'équipements photovoltaïques individuels.

Des hypothèses de consommation ont été faites par la Communauté des Communes de l'Ouest (CCOG) dans le cadre d'un projet de nouvelle centrale de type centralisé, à un périmètre de desserte différent.

Moyens de production existants :

Un ensemble de générateurs photovoltaïques alimente de façon individuelle 45 foyers par des unités (carbets) de 600 Wc. Un autre ensemble de générateurs photovoltaïques alimente 28 foyers par des unités de 1 200 Wc.

Certains foyers sont, en outre, raccordés au réseau BT alimenté par le groupe communal.

Pour information, le groupe thermique communal (100 kW) a été renouvelé.

Prévisions de développement du parc de production.

Le maître d'œuvre de la nouvelle centrale hybride photovoltaïque-thermique devrait retenir un dimensionnement supérieur aux 100 kWc de la centrale de Kaw. Dans l'attente, le concessionnaire doit maintenir à niveau les installations en place.

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

Un projet de construction d'une centrale hybride est en cours d'étude par la CCOG.

Saint-Georges

Eléments de contexte :

La commune de Saint-Georges compte 3 959 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015). Contrairement au reste du territoire de la Guyane qui connaît une forte croissance démographique, on observe une légère baisse de la population de la commune (2% - données INSEE 2014 : 4 046 habitants).

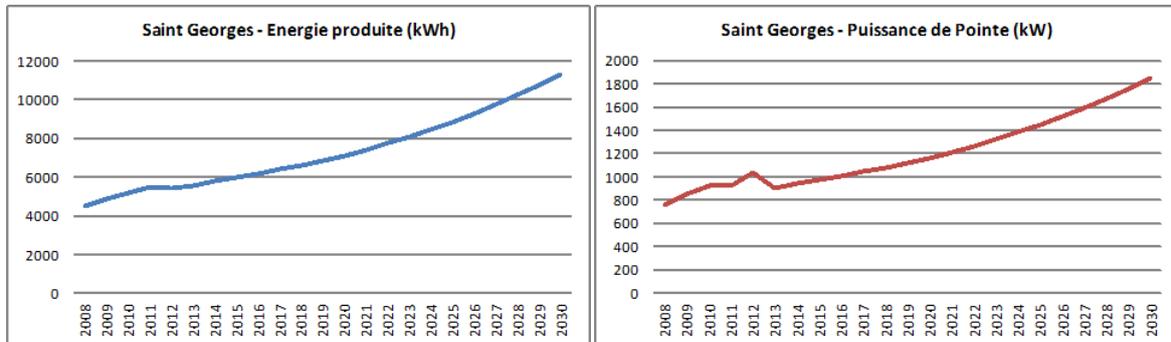
En 2012, le recensement des populations réalisé par l'INSEE fait apparaître un taux de 88,7% de logement sur la commune ayant de l'électricité.

Au périmètre du territoire du bourg où réside la majeure partie des habitants de la commune, il est attendu, avec l'ouverture à la circulation du pont sur l'Oyapock (fleuve frontalier avec le Brésil), un fort accroissement de la population. La perspective de l'ouverture du pont à la circulation porte de nombreux projets de développement (projets d'urbanisation municipaux, arrivée de services publics, ZAE et ZI...). Cependant, malgré une ouverture prévue initialement en septembre 2011, aucune date n'est à ce jour annoncée conduisant à de fortes incertitudes de prévision de réalisation des projets attachés à cet événement.

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la commune est celle d'un taux annuel de croissance moyen de 3,5 % pour la période 2016-2020, de 4,5 % pour la période 2021-2025 et de 5 % sur la période 2026-2030. Après un taux de croissance annuel moyen enregistré de 2,8% sur les cinq dernières années 2011-2015, on notera un accroissement progressif sur chacune des périodes. Les taux retenus prennent en compte les mises en service des infrastructures et équipements projetés après l'ouverture du pont.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	5441	5590	5817	5992	7117	8869	11319
Puissance de pointe	kW	1036	902	950	979	1163	1449	1849





Bourg de Saint-Georges de l'Oyapock – Courbe de charge du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

L'installation hydraulique de Saut-Maripa compte trois turbines de puissance unitaire égale à 370 kVA. C'est une usine au fil de l'eau dont le productible est très variable, en fonction de l'hydraulicité.

La centrale thermique diesel est équipée de quatre groupes (250, 450, 630 et 800 kVA) pour une puissance totale de 2 130 kVA. La capacité d'accueil de la centrale est limitée à quatre unités de production. L'augmentation de la capacité totale de production n'est possible que par remplacement des unités existantes par des unités plus puissantes.

Prévisions de développement du parc de production :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		220	550	700
Puissance totale installée	kVA	2130	2350	2900	3600

En rappel, seules les installations à puissance garantie sont prises en compte dans la prévision de développement du parc de production.

Projets susceptibles de répondre aux besoins.

Les travaux de construction d'une centrale biomasse bois de 3 MW portée par Abiodis ont démarré mais sont actuellement suspendus, entraînant une incertitude sur l'échéance de mise en service de l'installation initialement prévue en 2016. Si ce projet semble surdimensionné pour la consommation actuelle, il permettrait de satisfaire le développement annoncé dans le cadre de l'ouverture du pont.

Par ailleurs, la rénovation de la centrale hydraulique de Saut Maripa est en cours d'étude.

Il n'y a pas, à ce jour, de programme de travaux de renforcement ou de renouvellement de la centrale annoncé par la commune de Saint Georges, autorité concédante. Dans l'hypothèse du maintien de cette unité de production thermique, il est à prévoir la construction d'une nouvelle installation plus conforme aux exigences d'exploitation.

La coordination entre l'ensemble de ces différents projets est indispensable afin d'assurer la sûreté d'un système électrique.

Camopi

Eléments de contexte :

La commune de Camopi compte 1 677 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015). Les habitants ont un mode de vie semi-sédentaire. L'habitat y est partagé entre une concentration d'habitants au bourg et un habitat plus dispersé voire mobile dans les environs du bourg.

Le Parc Amazonien de Guyane (PAG) pour des besoins tertiaires, le Conseil Général (aérodrome), la Légion et la scierie ont fait part de besoins d'alimentation. Se font jour aussi de nombreuses demandes de raccordement d'habitants.

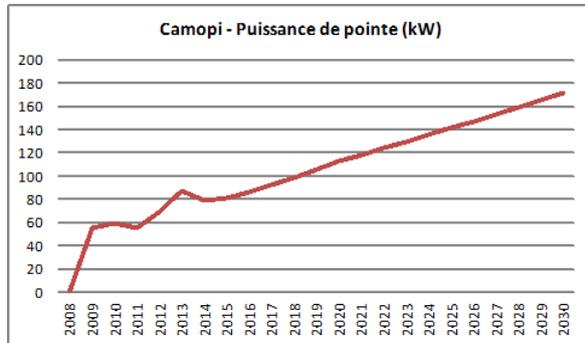
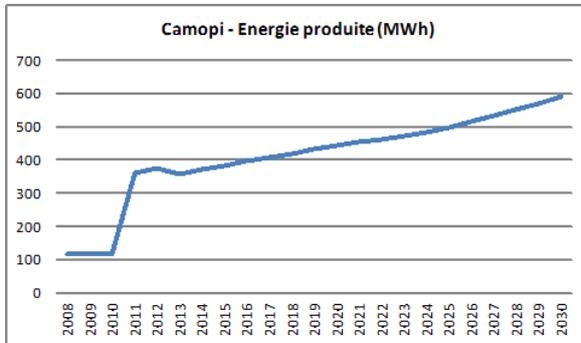
L'établissement, relativement récent (2009), d'un service public de l'électricité 24/24h contribue à l'accroissement du taux d'équipement électroménager des ménages. Cela a engendré une forte variation de la puissance de pointe (facteur 3).

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 2,4% sur la période 2016-2020, 1,8% sur la période 2021-2025 et 2,8% sur la période 2026-2030.

Compte tenu de la faible taille de ce système électrique, la mise en service d'équipements collectifs nouveaux ou la mise en service d'équipements utilisant l'électricité à des fins d'activités artisanales peut engendrer des évolutions significatives de la demande.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	375	356	373	385	446	517	591
Puissance de pointe	kW	69	88	79	81	134	142	172



Camopi – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

La centrale thermique de Camopi est équipée de trois moteurs (de 60, 100 et 135 kVA). Il n'y a pas de possibilité de rajouter de groupe supplémentaire, ce qui est très contraignant pour maintenir l'équilibre en période de maintenance.

Bilan prévisionnel :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		205	0	105
Puissance thermique totale installée	kVA	295	500	500	605

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

La capacité d'accueil de la centrale est limitée à trois unités (groupes) de production. Le renforcement de la centrale est possible par le remplacement d'un des moteurs existants.

A ce jour, aucun projet de renforcement n'est initié.

Ouanary

Eléments de contexte :

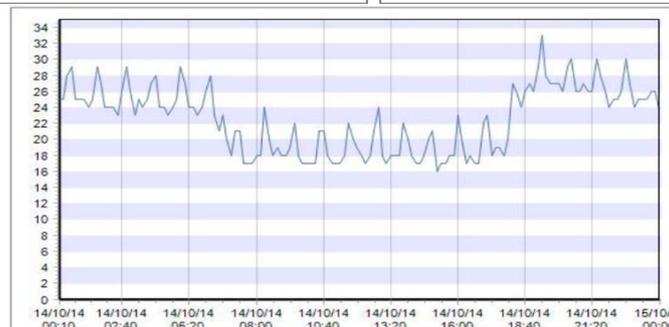
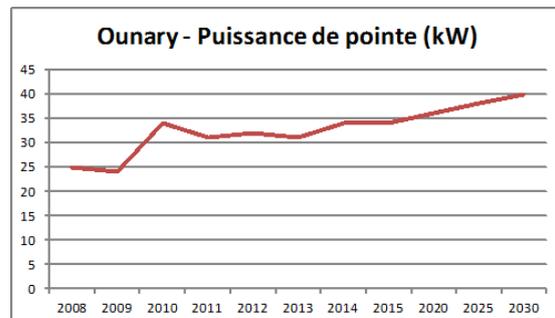
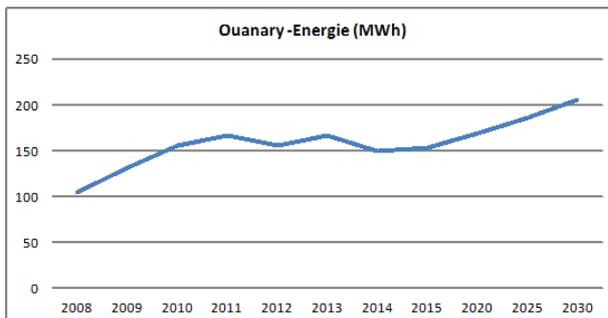
Ouanary compte 129 habitants (estimation INSEE au 01/01/2015).
 Actuellement, il n'est pas enregistré de projets structurants pouvant impacter la consommation.

Prévision de la consommation :

Le faible nombre de clients raccordés et la variabilité des données engendrent une grande part d'incertitude dans la prévision. L'hypothèse de croissance retenue est de 1 % pour les années à venir.

Compte tenu de la faible taille de ce système électrique, la mise en service d'équipements collectifs nouveaux ou la mise en service d'équipements utilisant l'électricité à des fins d'activités artisanales peut engendrer des évolutions significatives de la demande.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	156	167	150	153	169	187	206
Puissance de pointe	kW	32	31	34	34	36	38	40



Ouanary – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

La centrale thermique de Ouanary est équipée de deux moteurs diesel (de 80 et 100 kVA). Ces groupes électrogènes ne sont pas équipés pour un fonctionnement en mode couplage.

Prévision de développement du parc existant :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		0	0	0
Puissance thermique totale installée	kVA	80 et 100	80 et 100	80 et 100	80 et 100

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

L'évolution de la puissance appelée n'engendre pas de besoin de renforcement.

Dans le cadre du « projet des écarts », la commune a lancé une étude de renouvellement des moyens de production intégrant des énergies renouvelables (centrale hybride).

Régina (bourg)

Eléments de contexte :

La commune de Régina dispose de deux installations distinctes de production sur le territoire de sa commune. On distingue le bourg de Régina et le village de Kaw. La quasi-totalité de la population de la commune est établie sur ces deux zones de vie. L'examen des études relatives à la démographie montre une stabilité de la population depuis plusieurs années. Cette première partie concerne le bourg de Régina qui compte environ 800 habitants.

L'accroissement de la demande est essentiellement porté par le logement. Le camp de la légion situé à proximité du bourg et qui dispose de moyens autonomes de production n'est pas prévu d'être raccordé aux installations du bourg.

Par contre, il est probable que la Maison Familiale Rurale (MFR) soit raccordée fin 2017, pour une puissance annoncée de 160 kVA.

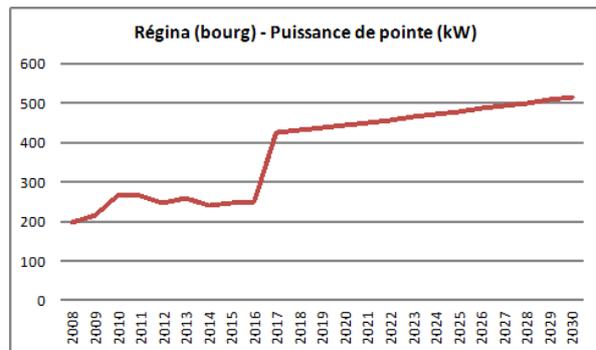
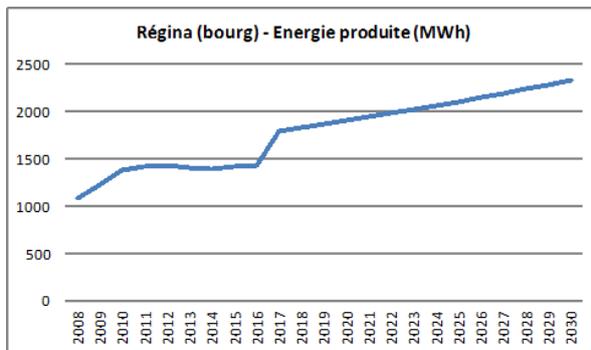
Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande du bourg de Régina est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 5,8 % sur la période 2016-2020, 1,6 % sur la période 2021-2025 et 1,6 % sur la période 2026-2030.

Compte tenu de la faible taille de ce système électrique, la mise en service d'équipements collectifs nouveaux ou la mise en service d'équipements utilisant l'électricité à des fins d'activités artisanales peut engendrer des évolutions significatives de la demande. On note ainsi la mise en service de la MFR en 2017.

Cette prévision n'inclut pas l'alimentation des installations de la Légion Etrangère.

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	1441	1416	1399	1420	1912	2111	2331
Puissance de pointe	kW	247	261	243	247	446	480	517





Régina – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

La centrale du bourg de Régina est composée de trois groupes (un groupe de 165 kVA et deux groupes de 250 kVA chacun) pour une puissance totale installée de 665 kVA.

Prévision de développement du parc existant :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		385	0	150
Puissance thermique totale installée	kVA	665	1050	1050	1200

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

La structure de la centrale ne permet pas le rajout d'une nouvelle unité de production. Le renforcement de la centrale ne peut s'effectuer que par le remplacement des unités existantes. La structure globale de la centrale est vétuste.

Le remplacement d'une unité de 250 kVA par un moyen de production de 400 kVA, si possible à partir d'énergie renouvelable, est à programmer dès à présent.

Plus globalement, la proximité avec les habitations et les difficultés de faire évoluer la capacité d'accueil de la centrale existante conduisent à projeter la construction d'une nouvelle installation.

Régina (Kaw)

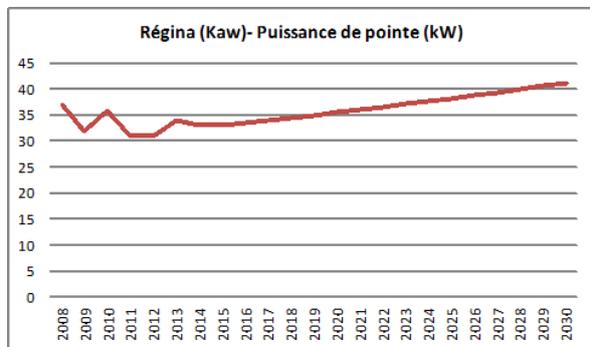
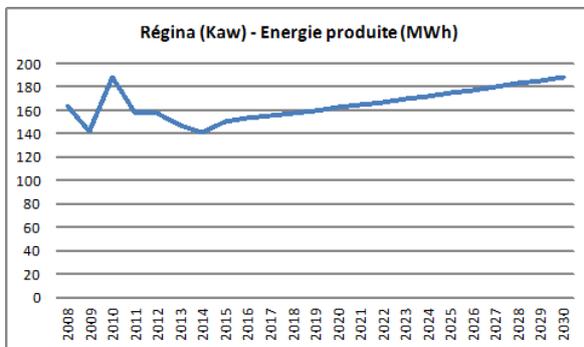
Eléments de contexte :

Rattaché à la commune de Régina, le village de Kaw compte environ une cinquantaine d'habitants. Le village de Kaw, situé au milieu d'un immense marais déclaré site protégé, demeure un formidable lieu touristique. Toutefois, aucun projet de lotissement n'est annoncé et la population reste stable depuis plusieurs années.

Prévision de la consommation :

L'hypothèse retenue pour élaborer la trajectoire prévisionnelle de la demande du bourg de Régina est celle d'un taux de croissance annuel moyen de 1,2 % sur les années à venir (2016-2030).

		2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production totale d'énergie	MWh/an	158	148	141	151	163	175	189
Puissance de pointe	kW	31	34	33	33	36	38	41



Kaw – Courbe de charge (kVA) du 14 octobre 2014

Moyens de production existants :

Le village de Kaw est alimenté par une centrale hybride photovoltaïque thermique de 100 kWc avec stockage et de deux groupes thermiques de puissance unitaire de 80 kVA, qui ne peuvent pas être couplés.

Prévision de développement du parc existant :

		2015	2020	2025	2030
Nouvelles capacités à installer	kVA		0	0	0
Puissance thermique totale installée	kVA	2x80	2x80	2x80	2x80
Puissance photovoltaïque totale installée	kWc	100	100	100	100

Projets susceptibles de répondre aux besoins :

A l'horizon du bilan prévisionnel et tenant compte des hypothèses retenues, il n'y a pas de besoin de renforcement des moyens de production.

Annexe : moyens de production existants

Sites	Puissance installée (kVA)	Détails	Evolution pour les prochaines années
Maripasoula	1 450	Diesel : 250 et 3x400 kVA	Renforcement du groupe 250 kVA par un moyen de production de 400 kVA et rajout d'un moyen de production de 400 kVA par la Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais
Papaïchton	1 050	Diesel : 250 et 2x400 kVA	
Grand Santi	605	Diesel : 165 et 2x220 kVA	Rajout d'un moyen de production de 400 kVA acté par la Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais
Apagui	40	Diesel : 2x20 kVA	Renouvellement des moteurs
Monfina	40	Diesel : 2x20 kVA	Renouvellement des moteurs
Apatou	1 350	Diesel : 400, 200, 250 et 500 kVA	Interconnexion au réseau littoral en 2015.
Saül	161	Diesel : 100 kVA Photovoltaïque : 61 kWc	Projet de création de centrale hybride.
Saint-Georges	3 255	Diesel : 250, 450, 630 et 800 kVA Hydraulique : 3x375 kVA	Passage du groupe de 250 kVA à un moyen de production de 650 kVA ? Biomasse (3 MW) Etude en cours pour rénovation de la centrale de Saut Maripa
Camopi	295	Diesel : 60, 100 et 135 kVA	Nouveau moyen de production à envisager
Ouanary	180	Diesel : 80 et 100 kVA	Une nouvelle centrale (hybride) lancé.
Régina (bourg)	665	Diesel : 165 et 2x250 kVA	Demande de renforcement du groupe de 250 kVA. Nouveau moyen de production à envisager.
Kaw	260	Diesel : 2x80 kVA Photovoltaïque : 100 kWc	
Total	9 351	Diesel : 8 065 kVA Hydraulique : 1 125 kVA Photovoltaïque : 161 kWc	