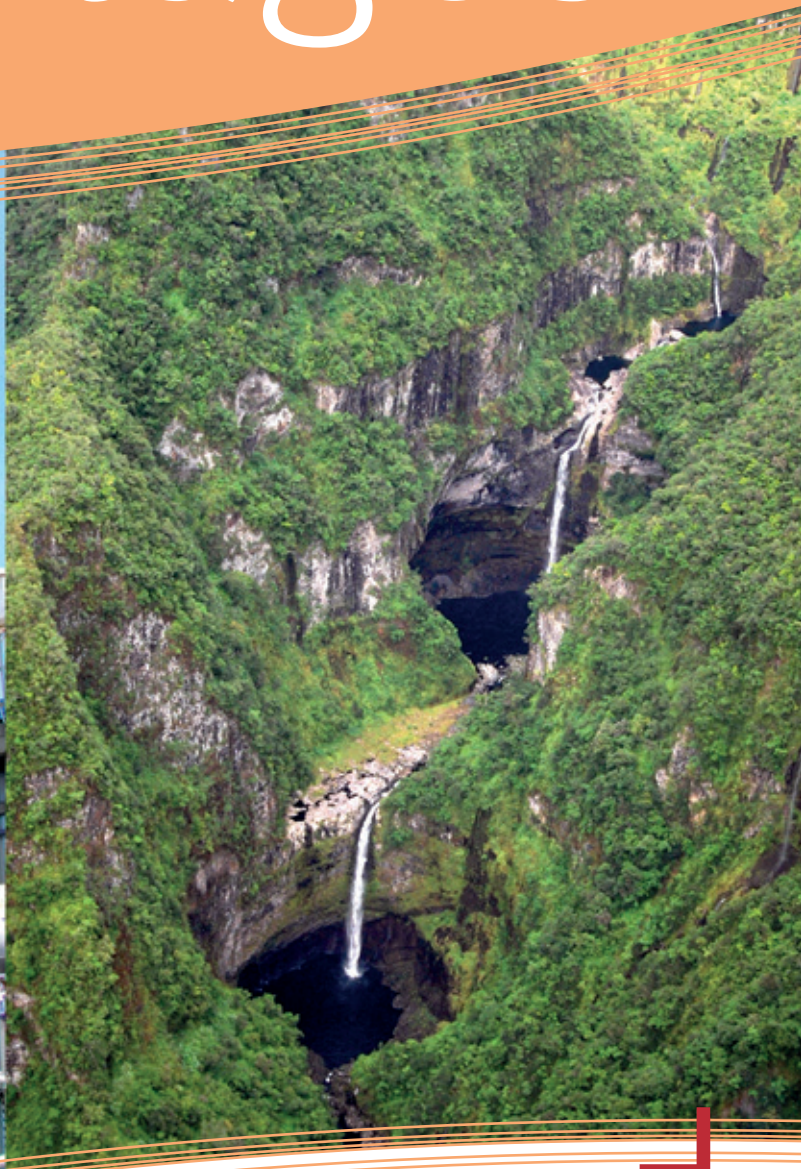


DéCryptages

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 6

Les **systemes électriques** de **Mayotte** et **La Réunion**

Actualités

p. 2 Les activités smart grids de la CRE
au deuxième trimestre

Parole à...

p. 10 Valérie-Anne Lenczmar, déléguée
générale de l'association Réseaux
Électriques Intelligents Smartgrids
France

Vue d'Europe

p. 12 Alparslan Bayraktar, président
de la Confédération internationale
des régulateurs de l'énergie (ICER)

Le dossier de la CRE

LA CRE A PUBLIÉ FIN JUILLET SON RAPPORT SUR LA MISSION QU'ELLE A MENÉE À MAYOTTE ET À LA RÉUNION EN OCTOBRE 2014. L'OBJECTIF ÉTAIT DE RÉALISER UNE ÉTUDE DÉTAILLÉE SUR LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES DE CES DEUX ÎLES AFIN D'EN COMPRENDRE LES ENJEUX SUR LES PLANS TECHNIQUE, ÉCONOMIQUE ET EN TERMES DE GOUVERNANCE. AU REGARD DES ENJEUX FINANCIERS PASSÉS ET FUTURS ASSOCIÉS AU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES (ZNI) AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE MÉTROPOLITAIN FRANÇAIS, EN PARTICULIER LIÉS À LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE, LA CRE A DÉCIDÉ D'ENGAGER, DANS LA LIMITE DE SES RESSOURCES, UN CYCLE DE VISITES DANS QUELQUES-UNS DE CES TERRITOIRES.

Les systèmes électriques de Mayotte et La Réunion

MAYOTTE

Située à 8 000 km de la métropole continentale et à 1 500 km de l'île de La Réunion, Mayotte se compose de deux îles principales, Petite-Terre et Grande-Terre, ainsi que d'une trentaine d'îlots épars, et s'étend sur une superficie de 374 km². Le relief de l'île est accidenté et pentu, ce qui a pour conséquence une grande concentration de la population sur la bande littorale ou dans les espaces plats de l'île (570 habitants par km²).

Mayotte est devenue en 2011 le plus jeune département français. La fourniture d'électricité y est assurée par la SAEM Électricité de Mayotte (EDM), opérateur unique pour l'île. EDM est détenue à 50,01 % par le

conseil général de Mayotte, 24,99 % par Électricité de France (EDF), 24,99 % par SAUR International et 0,01 % par l'État. Dans les faits, la gouvernance de l'énergie est assurée par l'État, l'ADEME, et EDM.

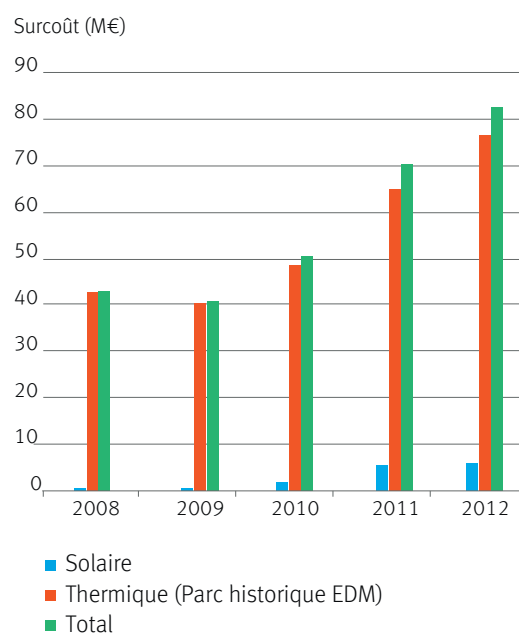
La production d'électricité est à 95 % thermique

Mayotte dispose d'un petit parc de production majoritairement thermique (l'approvisionnement en combustible représente entre 60 % et 80 % des coûts de production) pour assurer l'alimentation en électricité des 213 000 habitants. 17 moteurs diesel sont répartis entre 2 sites : l'un sur Petite-Terre, mis en service en 1987 (centrale des Badamiers), et l'autre sur Grande-Terre, mis en service en 2009 (centrale de Longoni). Les puissances (de 750 kW

Parc de production et réseau électrique mahorais fin 2014



Évolution des surcoûts de production à Mayotte



La péréquation tarifaire dans les ZNI

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI)* de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne pour l'année 2013 presque cinq fois supérieurs à la part énergie de ces tarifs (représentative des coûts de production comptables d'EDF), occasionnant pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

Pour la période 2002-2013, les surcoûts s'élèvent à 10,8 Md€ courants, soit près d'un tiers du cumul des charges de service public sur cette période. Près de 70 % relèvent des surcoûts de production des installations appartenant à EDF SEI et à EDM. Les surcoûts liés aux contrats d'achat des énergies renouvelables représentent moins de 10 % et sont presque entièrement portés par le soutien à la filière photovoltaïque qui s'élève à 0,6 Md€ sur la période de 2002 à 2013.

*Territoire qui n'est pas relié au réseau électrique métropolitain français et qui dispose de ses propres moyens de production d'électricité : Corse, départements d'outre-mer, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et île anglo-normande de Chausey.

à 8 MW) et les technologies différentes des moteurs permettent d'optimiser le fonctionnement du système au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides).

Le parc est complété par des installations photovoltaïques sans stockage pour une puissance cumulée de 13 MW. Les premières installations photovoltaïques se sont développées en 2009 dans le cadre des arrêtés tarifaires.

Étant donné la composition du parc, les surcoûts de production sont dus quasi-intégralement aux installations fonctionnant à base de fioul (cf. graphique). Les surcoûts dus aux installations photovoltaïques représentent 7 % du total pour 6 % du volume de production.

L'alimentation de l'île dépend des centrales de Badamiers et Longoni

Les centrales thermiques de Badamiers et Longoni sont essentielles pour alimenter la population en électricité. En 2013, 38 % de la production a été assurée par Badamiers et 57 % par Longoni. Sur les quatre dernières années, Petite-Terre a consommé à elle seule en moyenne 15 % de la consommation totale de Mayotte, en particulier en raison de la présence de gros sites de consommation sur cette partie de l'île, tels que l'aéroport ou l'hôpital. Seule l'utilisation conjointe de groupes de Badamiers et Longoni permet aujourd'hui une bonne tenue de tension et le fonctionnement optimal du système. En cas de dysfonctionnement d'une des deux centrales le rétablissement du courant est assuré par les agents d'EDM, dont l'intervention est ralentie par la quasi-absence d'infrastructures de transport d'urgence : le système de liaison entre Petite-Terre et Basse-Terre est assuré par des barges.

La qualité et la sûreté de la fourniture d'électricité sont donc une préoccupation forte d'EDM. L'opérateur travaille au renforcement du réseau de transport qui, jusqu'à fin 2014, était assuré par des lignes de 20 kV, tension utilisée habituellement pour la distribution. Une ligne de transport HTB de 90 kV est ainsi entrée en service entre Longoni et Kawéni. EDM envisage également de prolonger cette ligne vers le sud jusqu'à Sada. Mais la réalisation du projet dépendra de son coût, lié au tracé de la ligne, et tiendra compte de contraintes liées au paysage et à l'emplacement des habitations.

Côté production, l'avenir de la centrale de Badamiers est incertain. N'étant pas conforme aux différentes normes relatives aux émissions industrielles

(pollution, bruit et brûlage des huiles usagées), la centrale fonctionne par dérogation temporaire acceptée par la Direction de l'Environnement de l'Aménagement et du Logement (DEAL). Les coûts afférents à sa mise aux normes, exigée par la DEAL, pourraient toutefois conduire à fermer la centrale. Pour le moment, EDM prévoit son exploitation jusqu'à son obsolescence technique en 2023.

La centrale de Longoni est quant à elle en cours d'extension avec trois nouveaux moteurs, soit 36 MW supplémentaires, afin de répondre à l'augmentation continue de la consommation due à la croissance démographique et économique soutenue.

La décarbonation de l'île repose sur la filière photovoltaïque

Verdir le mix énergétique fait partie des défis futurs que devra relever Mayotte, alors que 95 % de sa production est composée d'énergies fossiles. La programmation pluriannuelle des investissements en vigueur fixe l'objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de l'île à l'horizon 2020.

La filière solaire est la seule à présenter un réel potentiel de développement, qui doit toutefois tenir compte du plafond de 30 % d'injection instantanée d'énergies à caractère variable sur le réseau. EDM travaille sur le projet OPERA qui vise à installer une batterie de stockage d'énergie électrochimique couplée à des systèmes intelligents permettant d'effectuer le monitoring de la production photovoltaïque et sa prévision à court terme. Ce projet devrait contribuer à l'augmentation de la part des énergies intermittentes et à la baisse des réserves primaires en permettant de lisser l'injection de la production photovoltaïque tout en la rendant prévisible.

Dans l'ensemble, le potentiel de développement d'autres énergies renouvelables est faible. Quelques projets sont néanmoins à l'étude. Mais leur réalisation n'est envisageable qu'avec des aides à l'investissement ou des tarifs incitatifs.

Les énergies renouvelables représentent

37,8 %

de la production d'électricité à La Réunion et

5 %

à Mayotte.

LA RÉUNION

Située à 9 180 km de la métropole continentale et à 700 km au large de Madagascar dans le sud-ouest de l'océan Indien, La Réunion est une île volcanique de 2 512 km² au relief accidenté (point culminant à 3 071 m). La répartition de la population sur l'île (environ 840 000 habitants) se caractérise par des contrastes de densité : la frange côtière (de 0 à 400 m d'altitude) regroupe 80 % des habitants alors que la moitié de la superficie de l'île est inhabitée.

La fourniture d'électricité à La Réunion est assurée par EDF SEI. La gouvernance de l'énergie de l'île est quant à elle gérée par un comité stratégique constitué du Conseil régional, du Conseil départemental, du Préfet, de l'ADEME, du SILELEC et d'EDF. Ce comité délègue l'animation et la coordination technique des actions à la SPL Énergies Réunion, créée début 2014, dont les seuls actionnaires sont des collectivités. L'ADEME et EDF SEI participent cependant au financement direct de certaines actions.

Les centrales bagasse/charbon occupent une place historique

Malgré un parc de production diversifié (cf. carte), la production électrique de La Réunion est assurée à plus de 62 % par des installations fonctionnant à base de fioul ou de charbon. Parmi celles-ci, les centrales de Bois Rouge et de Gol, exploitées par Albioma en mode hybride bagasse/charbon, valorisent la bagasse (résidu du processus de production du sucre de canne). Pendant la campagne sucrière, la bagasse alimente pour partie les sucreries en vapeur et

participe ainsi à la couverture des besoins en électricité de l'île. Lorsque la campagne sucrière est terminée, les centrales fonctionnent uniquement au charbon. Les énergies renouvelables et la bagasse assurent respectivement 29 % et 9 % restant de la production.

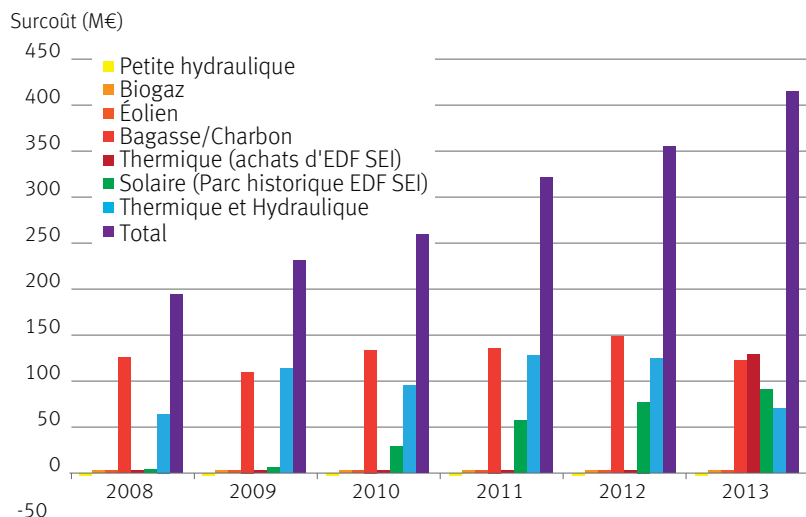
Le surcoût total de production sur l'île s'élève à 415 M€ en 2013. Il se caractérise par de fortes disparités de surcoûts selon les différents moyens de production (cf. graphique). L'évolution des surcoûts de production est marquée par la mise en service en 2013 de l'installation thermique de Port Est exploitée par EDF PEI qui s'est substituée à la centrale de Port Ouest d'EDF SEI. Les surcoûts liés aux installations bagasse/charbon ont toujours représenté une part importante, mais ils commencent à être concurrencés par ceux liés au développement de la filière photovoltaïque (respectivement 30 % et 20 % en 2013).

Le surdimensionnement et la configuration du réseau ne sont pas adaptés aux besoins actuels de la consommation

Si le parc de production permet de satisfaire globalement l'équilibre offre/demande, la concentration des principaux moyens de production au nord de l'île fragilise toutefois l'alimentation au sud et à l'ouest lors des pointes de consommation du soir. Dans ce contexte d'accroissement important de la consommation dans le sud, le groupe 3 de la centrale du Gol est devenu sa source stratégique d'approvisionnement. Son déclenchement couplé avec la configuration actuelle du réseau nécessitant du renforcement, se traduit très souvent par un délestage de clientèle. Deux investissements majeurs sont donc prévus à horizon 2016 pour renforcer l'alimentation de l'île : la mise en service d'une turbine à combustion de 40 MW à Saint-Pierre et le remplacement de la ligne de transport existante entre le nord et le sud de l'île par une ligne de plus forte capacité.

Par ailleurs, la centrale thermique d'EDF PEI de Port Est (211 MW) est aujourd'hui utilisée de manière inefficace. La capacité installée apparaît surdimensionnée et la puissance unitaire des moteurs ne permet pas leur fonctionnement optimal. En conséquence, le nombre élevé de démarrages (environ 200 par mois) et les plages d'utilisation accélèrent l'usure des moteurs qui fonctionnent dans un mode dégradé pendant près de 85 % de leur durée d'utilisation. À l'heure actuelle, les moteurs de PEI ont plus un fonctionnement de « semi pointe » que de « base », ce qui aura à moyen terme des incidences sur la maintenance. Ces coûts de démarrage et de modulations sont prévus par le contrat entre PEI (producteur) et SEI (à la fois l'acheteur

Évolution des surcoûts de production à La Réunion



d'électricité et gestionnaire du système) et génèrent donc des surcoûts à court et moyen termes financés par la CSPE.

Le développement des énergies renouvelables est fortement contraint

Les énergies renouvelables représentent 37,8 % de la production d'électricité à la Réunion. La région est très attentive à la croissance verte et au respect de l'environnement, d'autant plus que la programmation pluriannuelle des investissements fixe un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix en 2020 et une autonomie énergétique pour 2030. Plusieurs actions sont ainsi engagées en ce sens, malgré des barrières techniques, réglementaires ou liées aux coûts d'investissements.

Le seuil maximal de 30 % d'injection instantanée des énergies à caractère variable, déjà atteint sur l'île, doit être pris en compte pour le développement des filières photovoltaïque et éolienne. Ce seuil peut être décliné localement dans les conditions issues de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Afin de favoriser leur intégration dans le système électrique tout en assurant sa sécurité, les solutions incluant des dispositifs de stockage sont en cours d'étude. EDF SEI travaille par exemple au développement de la production photovoltaïque ou éolienne couplée aux stations marines de transfert d'énergie par pompage (STEP). Les STEP apportent une réserve primaire d'énergie mobilisable en moins de 20 minutes. Elles permettent de ce fait de lisser la production intermittente et de réduire la consommation de combustibles fossiles. Elles limitent également le nombre d'arrêts/démarrages des centrales thermiques et améliorent leur rendement. La construction de STEP se heurte toutefois à la loi littoral et s'avère par ailleurs non rentable sans soutien public important.

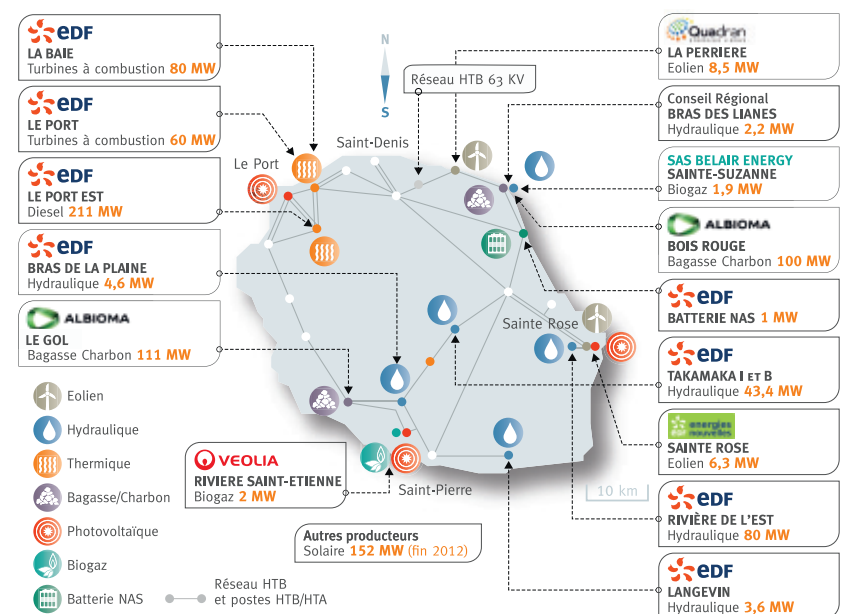
La conversion de la centrale au fioul d'EDF PEI au Port en centrale fonctionnant au gaz naturel ou au bioéthanol est également envisagée. Si l'option du gaz naturel était retenue, le coût d'investissement est estimé à 80 M€, hors ouvrages d'amenée du gaz et hors poste de livraison. Il convient d'ajouter les coûts d'exploitation car le modèle d'approvisionnement en gaz est différent de celui appliqué au fioul. Les contrats gaz sont des contrats de long terme de type *take or pay*. Cette logique est difficilement conciliable avec une production dont le volume est variable. De fait, le coût de la molécule de gaz livrée devrait être très attractif pour baisser le coût du kWh produit et ainsi rendre cette conversion rentable pour la collectivité.

L'installation de chauffe-eau solaire est une action phare en termes de MDE

La Réunion mène différentes actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). La démarche exemplaire et la plus notable est celle qui concerne son parc de chauffe-eau solaires individuels (CESI). Environ 120 000 unités sont installées aujourd'hui, auxquelles il convient d'ajouter les chauffe-eau solaires collectifs. 350 000 logements (environ un tiers des logements sur l'île) bénéficient d'une eau chauffée par l'énergie solaire. Selon les estimations d'EDF SEI, sans le déploiement de ce parc, 3 turbines à combustion supplémentaires seraient nécessaires pour passer la pointe du soir (un CESI permet d'éviter 1-1,5 kW par foyer à la pointe).

Aujourd'hui, une partie du parc de CESI arrive à obsolescence et doit être remplacée. Malgré les bénéfices avérés pour le système électrique, rien n'impose qu'un CESI soit remplacé par un autre. Hors, les CESI sont plus coûteux à l'achat que les chauffe-eau électriques. C'est pourquoi leur installation avait fait l'objet d'aides financières et d'un crédit d'impôt à l'achat par le passé. Dans ce contexte, on ne peut que s'interroger sur le type de chauffe-eau sur lequel se portera le choix des consommateurs et sur l'impact à la hausse sur les charges de services public financées par la CSPE que représenterait une importante mutation du parc de chauffe-eau. ■

Parc de production et réseau électrique fin 2014



Source : EDF SEI