



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



Collectivité Territoriale de

CORSE

Cullettività Territoriale di

CORSICA

Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la Corse 2016-2018 / 2019-2023

Octobre 2015

Table des matières

1	<i>Le système énergétique de la Corse</i>	6
1.1	Historique, bilan énergétique en 2014	6
1.2	Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Corse	11
1.3	Engagements de la France	12
1.4	Coûts de référence des énergies de l'île (d'après Etude CSPE de la CRE – Octobre 2014)	14
2	<i>La demande d'énergie</i>	17
2.1	Evolution passée de la demande en énergie	17
2.1.1	Evolution passée par type d'énergie	17
2.1.2	Evolution passée par secteurs	19
2.1.3	Cas particulier de la distribution de GPL	20
2.1.4	Analyse détaillée de l'évolution de la demande en électricité	21
2.1.5	Bilan des actions de maîtrise de l'énergie sur la demande passée en énergie	23
2.2	Principaux déterminants de l'évolution de la demande	25
2.3	Scénarios d'évolution de la demande d'électricité : MDE référence et MDE renforcée ..	27
2.4	Actions contribuant aux objectifs de MDE	28
2.4.1	Efficacité énergétique dans les bâtiments	28
2.4.2	Réseaux de chaleur	33
2.4.3	Efficacité énergétique dans les transports	33
3	<i>Les objectifs de sécurité d'approvisionnement</i>	38
3.1	Sécurité d'approvisionnement en carburants	38
3.1.1	Identification des importations énergétiques	39
3.1.2	Enjeux – Contraintes – Critères de sécurité d'approvisionnement	40
3.2	Sécurité d'approvisionnement en combustibles à destination de la prod. d'électricité .	43
3.3	Sécurité d'approvisionnement en électricité	44
4	<i>L'offre d'énergie</i>	51
4.1	Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois	51
4.2	Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable	54
4.3	Objectifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire	58
4.4	Objectifs de développement des autres offres d'énergie	59
5	<i>Les infrastructures énergétiques, les réseaux.</i>	64
5.1	Etat des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente	64
5.1.1	Le réseau de transport :	64
5.1.2	Les réseaux de distribution :	64
5.1.3	Développement des infrastructures de recharge pour véhicules électrique	66
5.1.4	Développement des compteurs communicants	67
5.2	Objectifs relatifs aux autres infrastructures énergétiques :	68
6	<i>Projection 2023</i>	69
7	<i>Synthèse des réalisations sur la période de la PPE</i>	72

Table des figures

Figure 1 Système énergétique de la Corse - 2014 (Source OREGES de Corse)	6
Figure 2 Bilan 2014 des consommations d'énergie primaire (Source OREGES de Corse)	7
Figure 3 Bilan 2014 des consommations d'énergie finale (Source OREGES de Corse)	7
Figure 4 Système électrique de la Corse en 2014 (Source EDF)	8
Figure 5 : Evolution du parc électrique depuis 2005 (Source EDF)	9
Figure 6 Bouquet électrique 2014 (Source EDF)	10
Figure 7 : Comparaison des objectifs nationaux et des objectifs de la PPE	14
Figure 8 Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE)	15
Figure 9 Volume d'électricité produit ou acheté en Corse entre 2002 et 2013 (Source CRE)	15
Figure 10 Surcoût de production et surcoût d'achat en Corse entre 2008 et 2013 (Source CRE)	15
Figure 11 Coût de production ou d'achat unitaire en Corse entre 2008 et 2013 (Source CRE)	16
Figure 12 Evolution de la consommation d'énergies primaires de 2003 à 2014 (Source OREGES de Corse)	17
Figure 13 Evolution du mix énergétique, hors transport, de 2003 à 2014 (Source OREGES de Corse)	18
Figure 14 Evolution de la consommation des carburants de 2001 à 2014 (Source OREGES de Corse)	19
Figure 15 Evolution sectorielles des consommations d'énergie finale (Source SRACE 2012)	19
Figure 16 Evolution de la conso d'électricité corrigée aux conditions normales de température (Source EDF)	21
Figure 17 Evolution de la pointe hivernale en puissance nette livrée au réseau (Source EDF)	22
Figure 18 Evolution de la pointe estivale en puissance nette livrée au réseau (Source EDF)	22
Figure 19 Bilan énergétique du Plan EnR-MDE 2007-2013 (Source OREGES de Corse)	23
Figure 20 MDE bâtiment - Scénario "SRCAE Compatible"	30
Figure 21 Aspects efficacité énergétique dans les transports (Source AAUC)	34
Figure 22 Théorie du changement de comportement (AAUC)	34
Figure 23 Mesures, hypothèses, réductions annuelles des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre sur le thème de l'efficacité énergétique dans les transports.	36
Figure 24 Capacité de stockage des deux dépôts pétroliers de la Corse	40
Figure 25 Evolution mensuelle des importations de carburant en 2014	41
Figure 26 Compétitivité du marché du GNL à horizon 2030 (Source World Energy Outlook 2012 - AIE)	44
Figure 27 Poids des consommations et de la production d'électricité à la pointe hivernale et estivale (EDF)	47
Figure 28 Evolution de la production hydraulique du parc EDF sur la période 2003 – 2013 (Source EDF)	49
Figure 29 Evolution du temps de coupure moyen par client en minutes par an (hors incidents exceptionnels)	65
Figure 30 : Projection bilan énergie primaire en 2023	69

Préambule : le cadre d'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie en Corse

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe les objectifs, trace le cadre et met en place les outils nécessaires à la construction par toutes les forces vives de la nation – citoyens, entreprises, territoires, pouvoirs publics – d'un nouveau modèle énergétique français plus diversifié, plus équilibré, plus sûr et plus participatif. Il vise à engager le pays tout entier dans la voie d'une croissance verte créatrice de richesses, d'emplois durables et de progrès.

Elément fondateur de la transition énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est destinée à préciser les objectifs de politique énergétique, identifier les enjeux et les risques dans ce domaine, et orienter les travaux des acteurs publics.

Si le territoire continental de la France sera couvert par une PPE unique, les zones non interconnectées (ZNI) qui désignent les îles françaises et la Guyane, dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental, doivent faire l'objet d'une PPE spécifique à chacune d'entre elles. L'article 203 II de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise que « *La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie distincte* ». Dans ces collectivités, la loi n°2015-992 du 17 août 1995 relative à la transition énergétique pour la croissance verte stipule que le président de la collectivité et le représentant de l'Etat dans la région élaborent conjointement la PPE. En Corse, il revient donc au Président du Conseil Exécutif et au Préfet de Corse d'établir la PPE.

Par courriers du 18 mars 2015, la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie a proposé au Préfet de la région Corse et au Président du Conseil Exécutif de la Collectivité territoriale de Corse d'engager, avant même l'adoption définitive par le Parlement de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les travaux d'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

La Ministre réaffirme à cette occasion les engagements du Gouvernement pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'île et réduire les impacts environnementaux. Ainsi, comme indiqué dans les courriers de la ministre en date du 18 mars 2015, « *la centrale thermique de Lucciana et la future centrale du Vazzio seront approvisionnés en gaz naturel par l'intermédiaire d'une barge de gaz naturel liquéfié au large de Lucciana et d'une canalisation reliant Lucciana à Ajaccio. [...] En attendant l'arrivée du gaz, le gouvernement soutient un fonctionnement de la future centrale [d' Ajaccio] au fioul léger, comme celle de Lucciana récemment mise en service.*

L'article 213 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise que les coûts supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie et conduisant à un surcoût de production, même si le projet n'est pas mené à son terme, sont pris en charge au titre de la contribution au service public de l'électricité, après évaluation préalable par la Commission de régularisation de l'énergie.

Par courrier en date du 23 avril 2015 adressé à Madame la Ministre en charge de l'Energie, le président de la Commission de régularisation de l'énergie confirme qu'il prendra en considération le principe d'une prise en compte dans les charges financées par la CSPE des coûts d'études des projets cités supra, sous réserve de leur inscription effective dans la PPE. La confirmation par la CRE de la prise en charge des « coûts échoués¹ » ouvre ainsi la voie aux études relatives à l'approvisionnement en gaz naturel des moyens de production d'électricité thermique de l'île.

La première PPE couvre deux périodes successives, respectivement de trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. Conformément à la proposition émise par la Ministre, la première période portera prioritairement sur le volet électrique sur lequel un certain nombre d'actions sont déjà engagées et des résultats concrets peuvent être obtenus rapidement.

La PPE des zones non interconnectées s'appuie sur le bilan mentionné à l'article L.141-9 du code de l'énergie, bilan de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité établi par le gestionnaire du réseau de distribution, soit, pour la Corse, EDF. Elle intègre également les orientations du Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) adopté par l'Assemblée de Corse le 20 décembre 2013, notamment en ce qui concerne les objectifs de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. A noter que contrairement aux autres zones non interconnectées citées à l'article 203 II de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la PPE de la Corse ne constitue pas le volet énergie du SRCAE.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise que la PPE doit-être fixée par décret au plus tard le 31 décembre 2015. Dans ce calendrier, le projet de PPE, complété de l'évaluation environnementale et stratégique, de l'avis de l'autorité environnementale, du mémoire en réponse et de l'étude d'impact économique et sociale, a été mis à la disposition du public du 14 septembre 2015 au 14 octobre 2015 sous des formes de nature à permettre sa participation. Après approbation de l'Assemblée de Corse, la PPE est fixée par décret.

Les hypothèses qui sous-tendent les travaux de la PPE sont issues :

- des données mises à disposition par l'Observatoire Régional de l'Energie et des Gaz à Effet de Serre de Corse (OREGES de Corse²) ;
- du bilan prévisionnel du gestionnaire de système électrique en ce qui concerne les déterminants de l'évolution de la demande en électricité ;
- du SRCAE pour les hypothèses de développement des énergies renouvelables, les objectifs de développement à l'horizon 2023 ayant été jugés ambitieux et réalistes par l'ensemble des acteurs opérationnels engagés dans la démarche d'élaboration de la PPE ;
- des objectifs de réalisation en termes d'efficacité énergétique conformes aux engagements des accords et des conventions CTC – ADEME – UE (PO FEDER) – EDF 2014-2020 dont le financement est sécurisé avec pour ambition l'atteinte des objectifs du SRCAE.

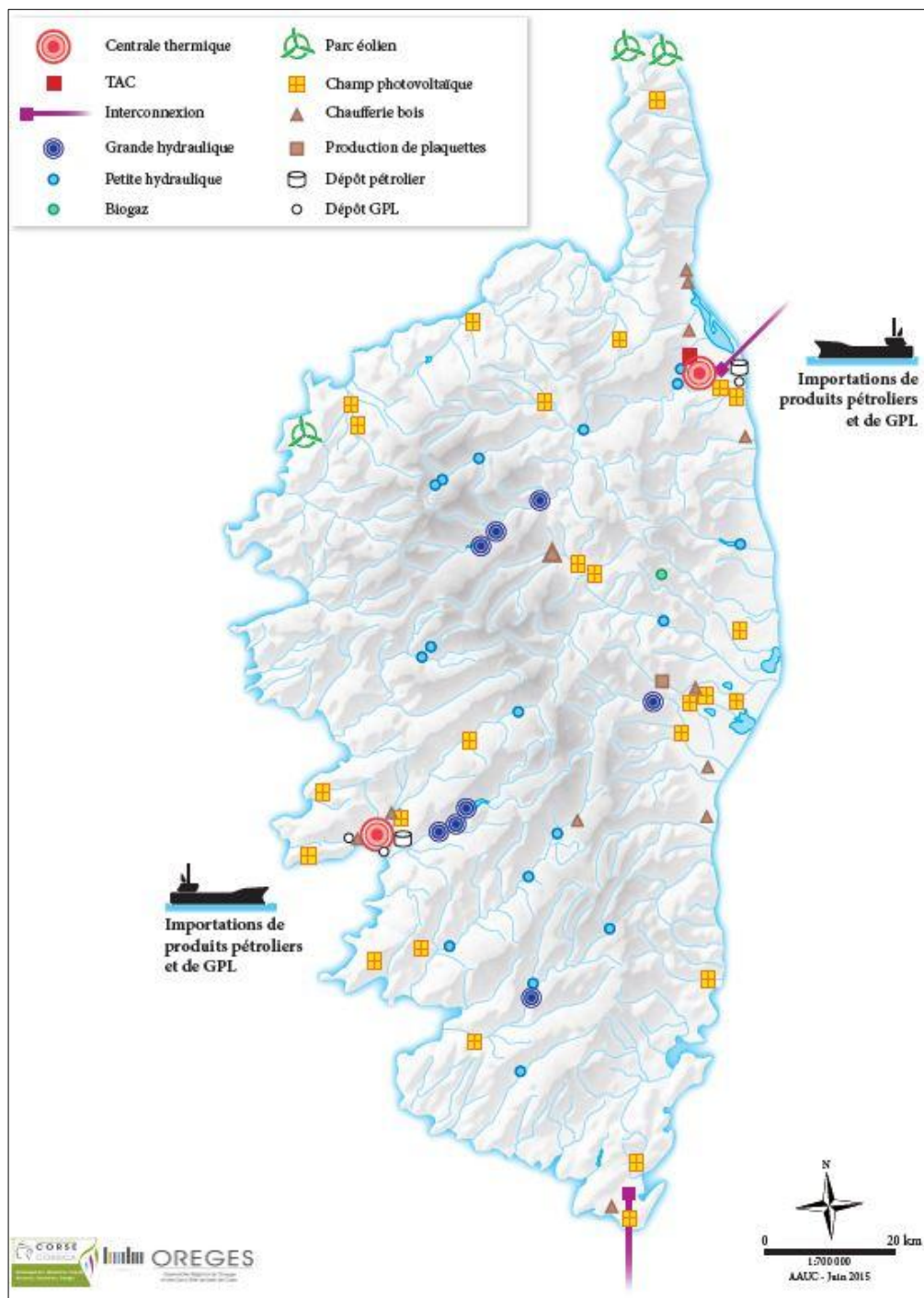
¹ En économie, les coûts échoués ou coûts irrécupérables (*sunk costs* en anglais) sont les coûts qui ont déjà été payés définitivement ; ils ne sont ni remboursables, ni récupérables par un autre moyen.

² OREGES : L'Observatoire est un outil collaboratif d'analyse et d'échanges de connaissances sur la situation énergétique de la Corse qui réunit les différents acteurs de l'énergie et du climat.

1 Le système énergétique de la Corse

1.1 Historique, bilan énergétique en 2014

L'insularité induit une forte dépendance en matière d'approvisionnement énergétique. Ainsi, bien que le mix électrique de la Corse se caractérise par un taux très important d'énergies renouvelables (EnR), l'île reste dépendante des approvisionnements extérieurs pour près de 87% de sa consommation totale d'énergie primaire en 2014 (carburants pour les transports, gaz de pétrole liquéfié pour le chauffage notamment, combustibles pour la production d'électricité, importations d'électricité *via* les liaisons électriques avec l'Italie et la Sardaigne...).



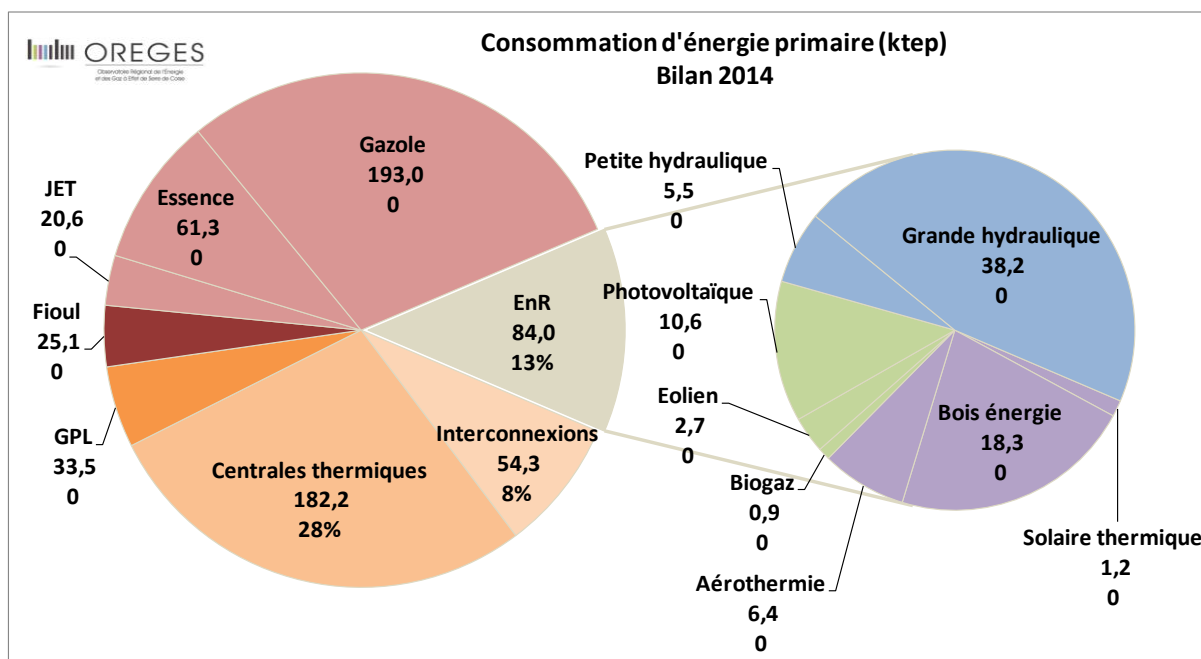


Figure 2 Bilan 2014 des consommations d'énergie primaire (Source OREGES de Corse)

La consommation primaire est de **654 ktep³** en 2014, répartie de la manière suivante :

- **Produits pétroliers : 78,8%**
- **Liaisons électriques : 8,3%**
- **EnR électriques : 8,9 %**
- **EnR thermiques : 4 %**

Lorsque l'on observe ces consommations du point de vue consommateur, c'est-à-dire en énergie finale, après pertes de transformation et de transport de l'énergie, les consommations de produits pétroliers pour les transports apparaissent comme prépondérantes.

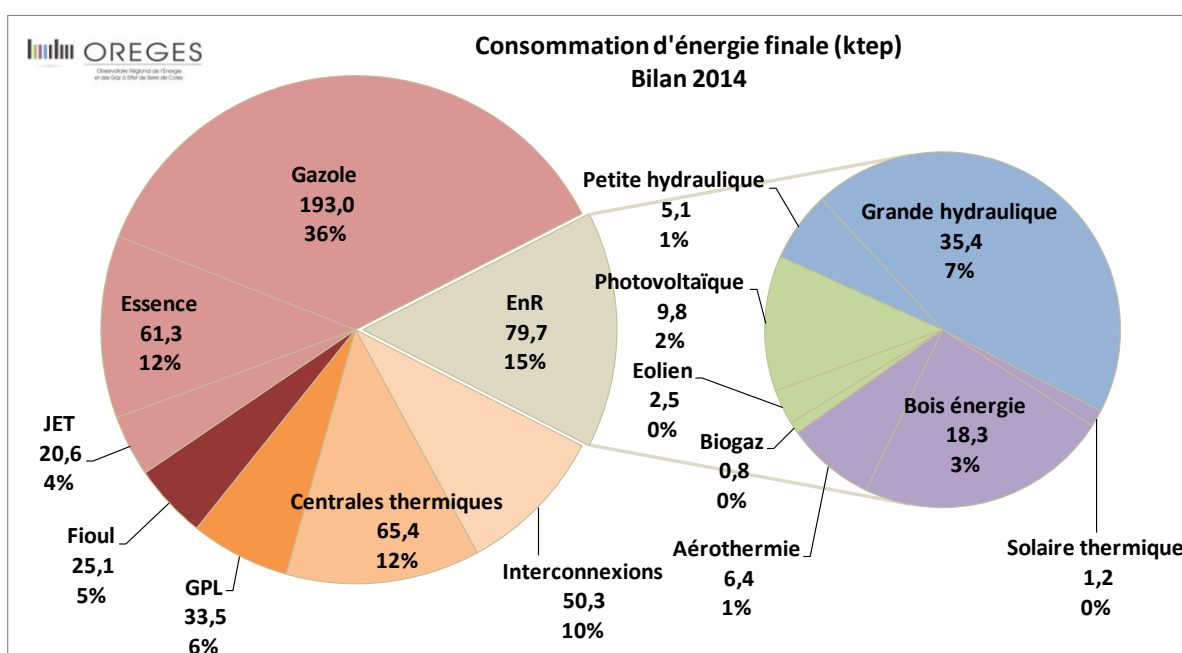


Figure 3 Bilan 2014 des consommations d'énergie finale (Source OREGES de Corse)

³ tep : tonne équivalent pétrole, énergie calorifique d'une tonne de pétrole « moyen ». 1 ktep = 10³ tep ou 11 630 MWh. 650 ktep correspondent à 7560 GWh.

Le bilan 2014 hors correction climatique en énergie finale se chiffre à hauteur de **528 ktep** répartie comme suit :

- **Produits pétroliers (transport) : 52 %**
 - **GPL et Fioul (Chauffage): 11 %**
 - **Centrales thermiques : 12,4 %**
 - **Interconnexions : 9,5 %**
 - **EnR électriques : 10,2 %**
 - **EnR thermiques : 4,9 %**
- Trépied du système électrique (33%)**

En 2005, l'Assemblée de Corse a adopté un Plan énergétique pour la période 2005-2025 avec pour objectif la sécurisation de l'approvisionnement électrique de la Corse au travers de la mise en œuvre d'un « trépied énergétique ». En 2015, ce trépied est devenu réalité avec un approvisionnement électrique de l'île assuré à parts égales par :

- les énergies renouvelables (en grande majorité l'hydroélectricité 27%) et dans une moindre mesure le photovoltaïque (6%) et l'éolien ;
- les unités de production thermique (les centrales de Lucciana et du Vaggio) ;
- les importations d'électricité de l'Italie continentale (liaison « SACOI ») et de la Sardaigne (liaison « SARCO »).

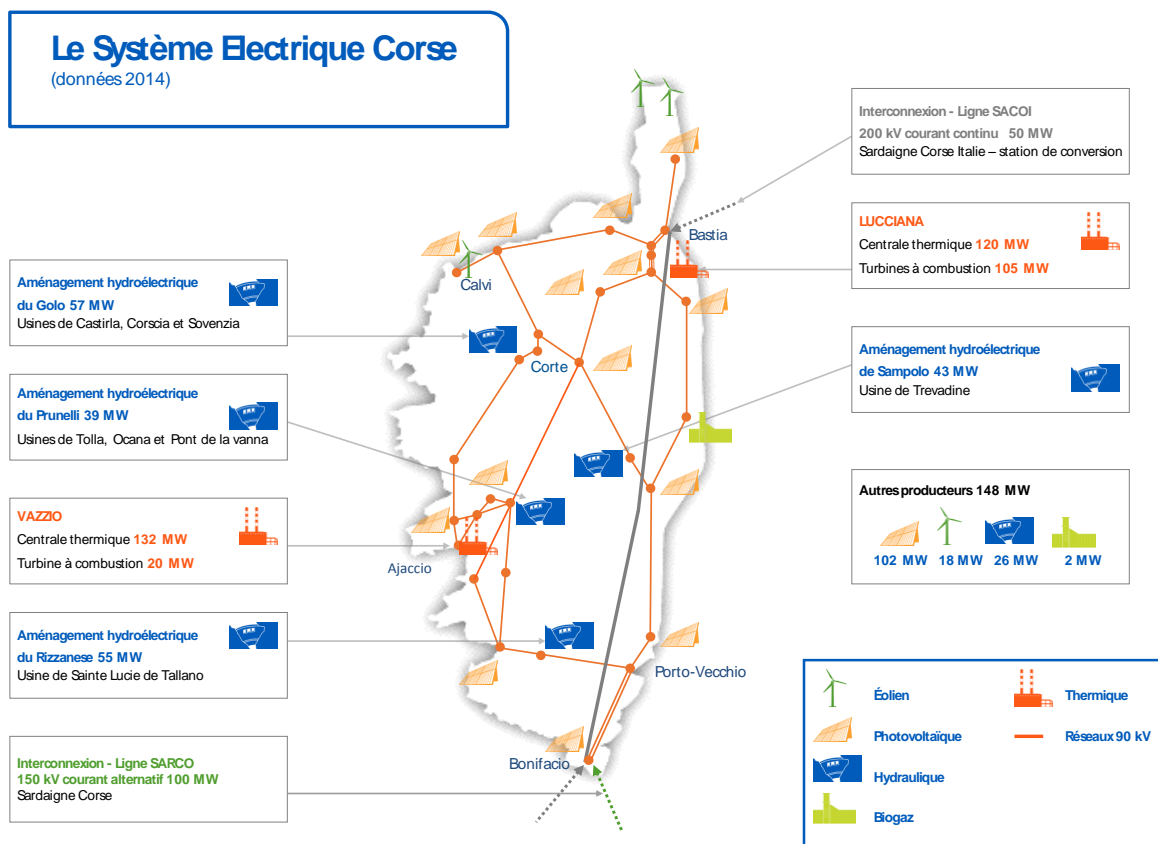


Figure 4 Système électrique de la Corse en 2014 (Source EDF)

L'atteinte de cette ambition a été rendue possible par la mise en œuvre de grands chantiers :

- le doublement des investissements sur les réseaux électriques destinés à améliorer la qualité de fourniture ;
- la réalisation de la liaison électrique « SARCO », mise en service en 2006, et dont la puissance a été progressivement augmentée jusqu'à 100 MW en 2010 ;
- la mise en service d'une turbine à combustion (TAC) de 40 MW en 2008 ;
- la mise en service du barrage du Rizzanese (55MW) en décembre 2012, couplée à un apport hydraulique important en 2013 ;
- la mise en service de la nouvelle centrale EDF PEI de Lucciana B (120MW) au cours du premier semestre 2014.

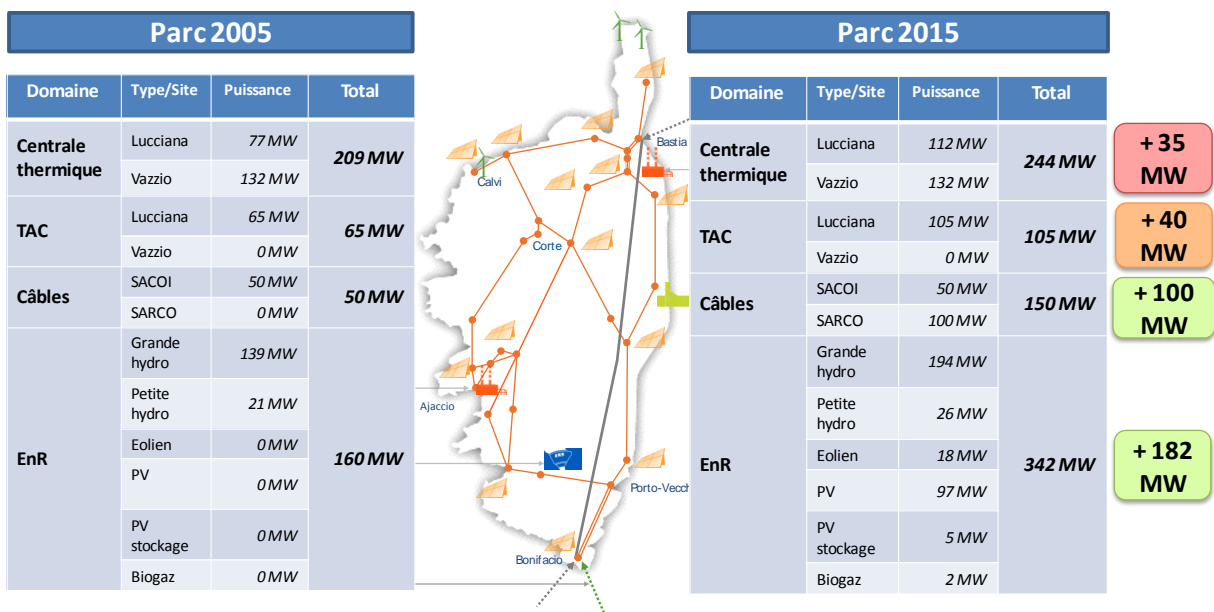


Figure 5 : Evolution du parc électrique depuis 2005 (Source EDF)

Au-delà des chantiers du Plan énergétique de 2005, on note un fort développement des énergies renouvelables dans le mix électrique :

- 102 MW de photovoltaïque en service à ce jour, dont 5 MW avec stockage ;
- 18 MW d'éolien ;
- 1,7MW de biogaz ;
- 5 MW de mini-hydraulique.

Evolution du parc de production ENR depuis 2005 en puissance installée en MW

	2005	En service en 2015	En file d'attente	Objectif SRCAE 2020
Grande hydro	139	194.1		194.1
Mini hydraulique	21	26	3	37.2
Eolien	0	18	0	36
Eolien + stockage	0	0	6	
Bois énergie	0	0	0	6
Déchets	0	1.7	0	2.4
Photovoltaïque	0	97	6	85
PV + stockage	0	5	11	
Solaire thermodynamique	0	0	12	12
Total	160	341	38	373

Ainsi en 2014, le bouquet électrique se traduit comme suit :

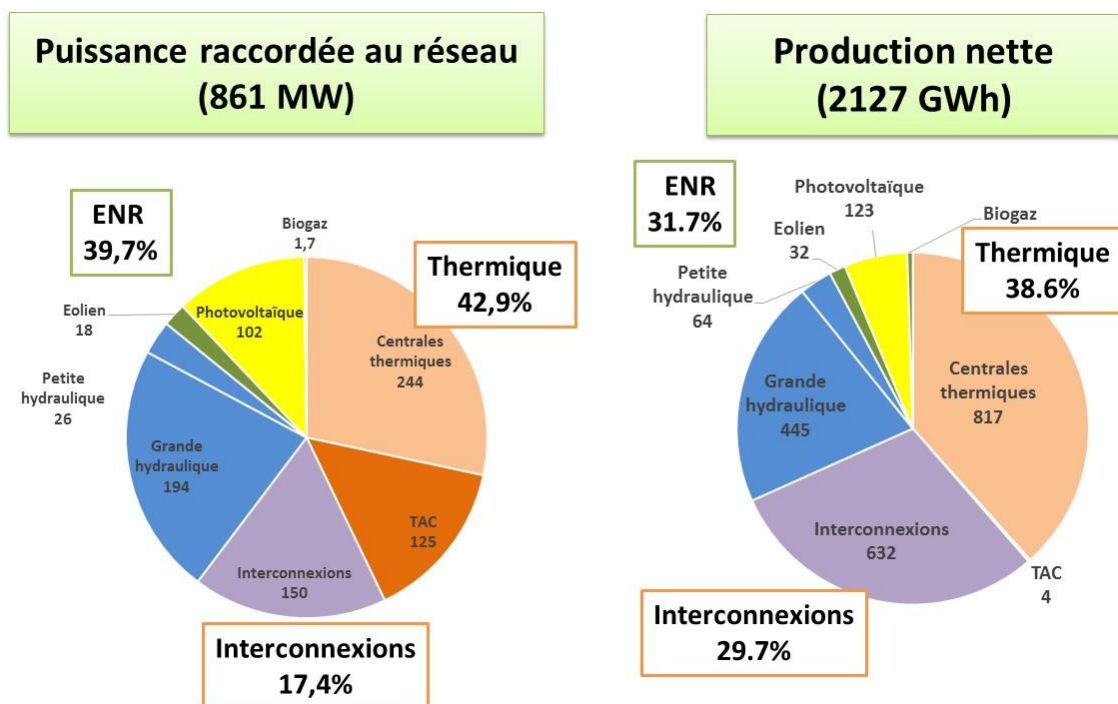


Figure 6 Bouquet électrique 2014 (Source EDF)

Il vient une puissance garantie installée de 563 MW, une capacité d'import de 150 MW et une puissance cumulée de 148 MW pour le photovoltaïque, l'éolien, la petite hydraulique et le biogaz. En 2014, la production électrique d'origine renouvelable représente 32% de la production nette livrée au réseau.

Malgré ces évolutions, la pérennité de l'approvisionnement électrique de l'île n'est toujours pas assurée à court et moyen termes.

En effet, le renouvellement de la centrale électrique de la zone ajaccienne n'a pas été conduit sur la période prévue. Or cet outil de production a été mis en service il y a plus de 30 ans (1983) et son usage ne permet pas de garantir sa fiabilité et sa disponibilité sur les années à venir. La consommation électrique en Corse étant répartie par tiers entre trois grands secteurs (Ajaccio, Bastia et le 1/3 restant diffus sur le territoire), il est indispensable de localiser les moyens de production électrique à proximité des lieux de consommation d'en sécuriser l'alimentation en garantissant le bon fonctionnement du système.

Enfin, l'atteinte du « trépied énergétique » repose en grande partie sur la disponibilité de la ressource en eau (hydroélectricité) dont la variabilité pourrait s'intensifier avec les effets du changement climatique.

1.2 Cadre législatif et réglementaire spécifique de la Corse

La loi a investi la Collectivité Territoriale de Corse (CTC) d'importantes compétences spécifiques de en matière d'énergie.

La loi du 22 janvier 2002 (article L.4424-39 du Code général des collectivités territoriales) dispose que, dans le respect des dispositions du plan de la nation, la CTC :

1° Elabore et met en œuvre le programme de prospection, d'exploitation et de valorisation des ressources énergétiques locales de Corse, qui porte sur la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et de la mer, l'énergie tirée de la biomasse, l'énergie tirée de la valorisation et de la récupération des déchets, des réseaux de chaleur, l'énergie hydraulique des ouvrages dont la puissance est inférieure à 8 000 kilowatts et qui comporte également des mesures destinées à favoriser les économies d'énergie ;

1° bis Est préalablement consultée sur tout projet d'implantation d'un ouvrage de production utilisant les ressources locales énergétiques mentionnées au 1°. Cette consultation prend la forme d'une délibération de l'Assemblée de Corse, sur proposition du conseil exécutif de Corse ;

2° Participe à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un plan tendant à couvrir les besoins et à diversifier les ressources énergétiques de l'île en concertation avec les établissements publics nationaux.

C'est dans ce cadre que l'Assemblée de Corse a adopté, au lendemain de la crise énergétique survenue à l'hiver 2005, le Plan énergétique 2005-2025 avec pour objectif de bâtir un système garantissant à la fois la sécurité de l'approvisionnement de l'île (le « trépied énergétique ») et la qualité de l'environnement insulaire.

Créé en 2002, le Conseil de l'énergie, de l'air et du climat de Corse (CEAC) réunit l'ensemble des acteurs politiques, institutionnels, syndicaux et associatifs locaux concernés par la problématique énergétique. Conçu comme un lieu de concertation et d'études, sa mission consiste à éclairer à leur demande les organes constitutifs de la CTC et à suivre la mise en œuvre du Plan énergétique.

Les travaux de l'Assemblée de Corse ont débouché sur l'adoption de nombreux outils de planification (dont le Plan de développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de

l'énergie en 2007) qui ont préparé le contexte d'élaboration du Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE).

A la différence des autres régions où il est établi conjointement par le préfet de région et le président du conseil régional, en Corse, le projet de SRCAE est élaboré par le président du Conseil Exécutif, les services de l'Etat étant associés à son élaboration (article L.222-1 III du Code de l'environnement).

Le Plan d'aménagement et de développement durable de la Corse (PADDUC) prévu à l'article L.4424-9 du Code général des collectivités territoriales est un document de planification qui constitue le document cadre de l'aménagement du territoire dont les orientations doivent concourir à l'atteinte des objectifs de diminution de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre arrêtés dans le SRCAE. L'élaboration de la PPE s'est attachée à assurer la compatibilité des orientations définies avec celles du PADDUC adoptée par l'Assemblée de Corse le 02 Octobre 2015.

Le service public de l'électricité

Pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental d'électricité, les modalités d'ouverture du marché européen de l'énergie ont été adaptées grâce à une dérogation prévue dans la directive européenne du 26 juin 2003 pour les « petits réseaux isolés ». Cette dérogation s'applique à la France mais également à tous les pays européens concernés tels que l'Espagne avec les Canaries et le Portugal avec les Açores. Cette dérogation permet aux électriciens intégrés de ne pas séparer leurs activités de gestion du réseau de leurs activités concurrentielles.

En Corse, les missions de service public de l'électricité sont assurées par EDF au travers de sa direction EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI). EDF SEI est donc le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente en Corse. Il est en outre chargé d'acheter l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire insulaire, de gérer en continu l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et d'assurer son transport, sa distribution ainsi que sa fourniture auprès de tous les clients.

En revanche, EDF ne dispose pas du monopole exclusif de la production électrique en Corse, les équipements industriels pouvant relever d'autres opérateurs.

En tant qu'expert de l'énergie, EDF a pour mission de conseiller les parties prenantes de l'énergie et assure un rôle de facilitateur et d'accompagnateur des projets énergétiques en Corse.

1.3 Engagements de la France

L'article 203 I de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise que « *L'État, les collectivités territoriales et les entreprises prennent en compte les spécificités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, notamment l'importance des économies d'énergie et du développement des énergies renouvelables, afin de contribuer à l'approvisionnement en électricité de toutes les populations, à sa sécurité, à la compétitivité des entreprises, au pouvoir d'achat des consommateurs et à l'atteinte des objectifs énergétiques de la France* ».

L'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe les objectifs suivants au processus de transition énergétique :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030, conformément aux engagements pris dans le cadre de l'Union européenne, et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ;
- porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2,5 % d'ici à 2030, en poursuivant un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à l'année de référence 2012 ;
- réduire la consommation énergétique totale des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune ;
- porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, cet objectif est décliné en 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburants et 10 % de la consommation de gaz ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité ;
- contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques ;
- disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes "bâtiment basse consommation" ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes ;
- multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

En ce qui concerne la Corse, l'objectif final poursuivi au travers de la programmation pluriannuelle de l'énergie s'inscrit dans le cadre de l'objectif régional d'autonomie énergétique du SRCAE. Sur la période 2016-2023, il s'agit de réaliser par rapport à l'existant en 2015 :

- **+ 148% de puissance électrique installée à partir de sources d'énergies renouvelables garanties (hors grande hydraulique) ;**
- **+ 38% de puissance électrique installée à partir de sources d'énergies renouvelables intermittentes ;**
- **+ 200% sur les gains d'efficacité énergétique.**

Ces mesures devraient porter la part des énergies renouvelables à 22% de la consommation d'énergie finale en 2023, et 40% de la production d'électricité. Elles sont cohérentes avec la trajectoire d'autonomie énergétique à horizon 2050 tel que fixé par le SRCAE adopté par l'Assemblée de Corse le 20 décembre 2013.

	Nationale	PPE
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	- 40% entre 1990 et 2023 Facteur 4 entre 1990 et 2050	-12,5% en 2023 p/r à 2015 - 20% après passage au Gaz
Réduction de la conso énergie primaire des énergies fossile	-30% en 2030 p/r à 2012	-15% en 2023 p/r à 2014
Part des EnR	23% de la conso énergie finale en 2020 40% de la prod. élect. en 2030	22% de la conso énergie finale en 2023 40% prod élec en 2023
Rénovation	Ensemble du parc BBC réno en 2050	7% du parc de résidences principales BBC réno en 2023 et une dynamique de 2% de BBC réno/an en fin de programme

Figure 7 : Comparaison des objectifs nationaux et des objectifs de la PPE

1.4 Coûts de référence des énergies de l'île (d'après Etude CSPE de la CRE – Octobre 2014)

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, l'Etat a mis en place des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur l'ensemble du territoire. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et est aujourd'hui financée par la contribution de service public de l'électricité (CSPE).

Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 225 €/MWh en 2013. Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé.

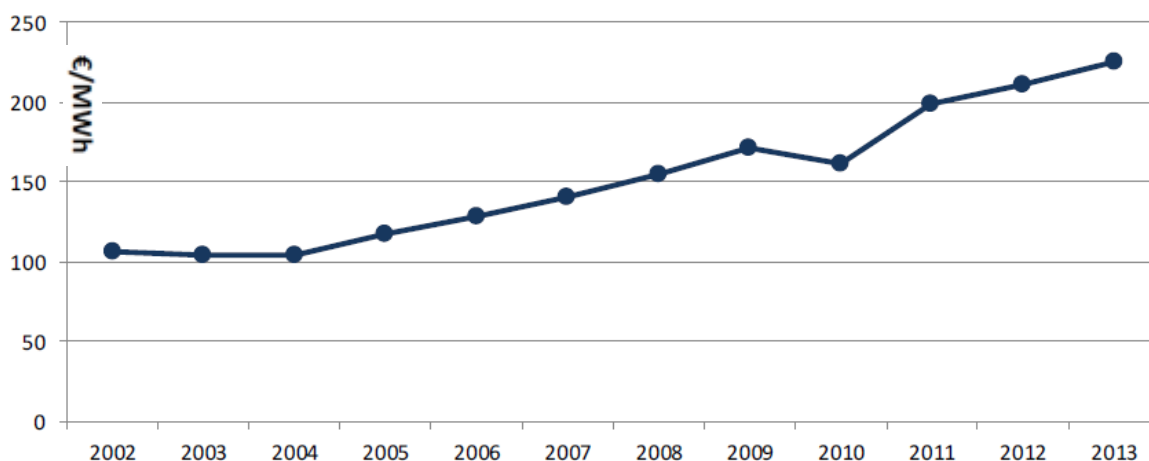


Figure 8 Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE)

Ils s'échelonnent, en 2013, entre 172 €/MWh en Corse, 206 €/MWh à La Réunion, 243 €/MWh en Guyane, 247 €/MWh en Guadeloupe et 259 €/MWh en Martinique.

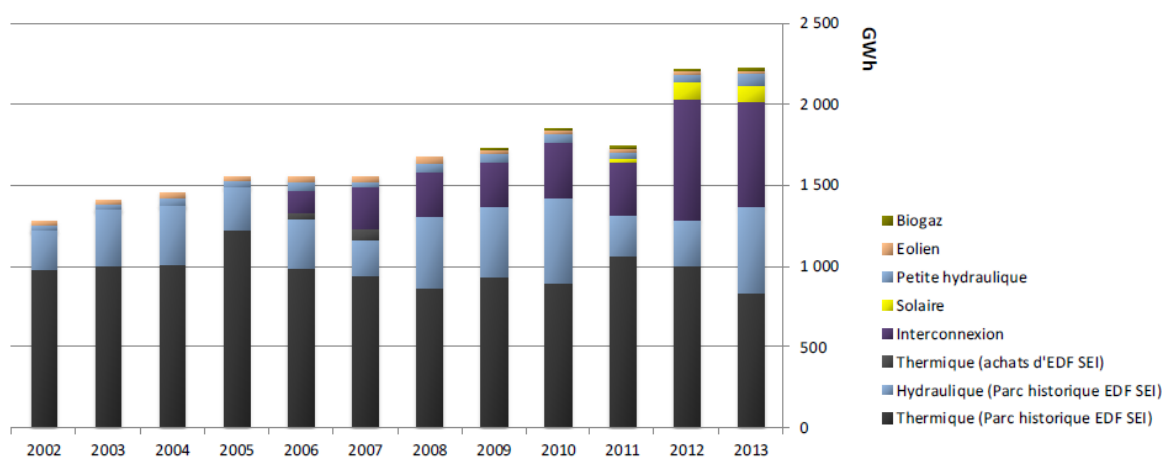


Figure 9 Volume d'électricité produit ou acheté en Corse entre 2002 et 2013 (Source CRE)

L'augmentation du volume d'électricité importé par les interconnexions entre 2011 et 2012 est liée à la non prise en compte avant 2012 des volumes importés par la liaison SACOI.

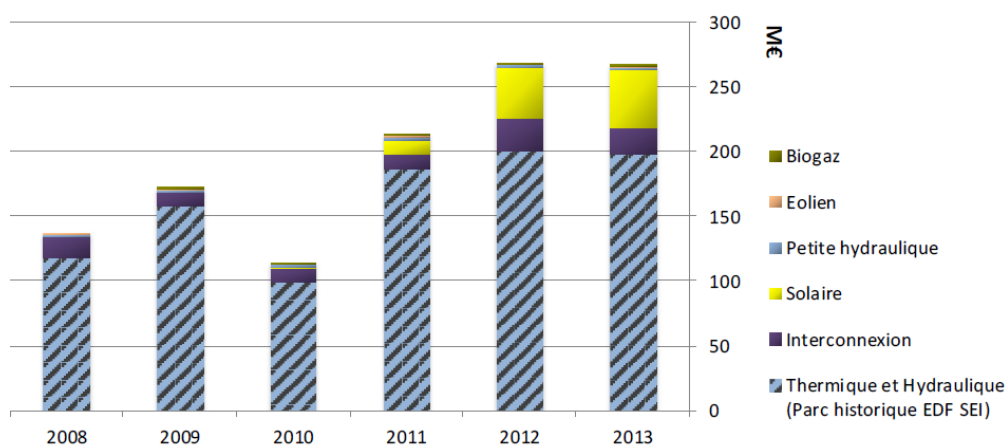


Figure 10 Surcoût de production et surcoût d'achat en Corse entre 2008 et 2013 (Source CRE)

Du fait de la composition du parc, le coût moyen de l'électricité produite en Corse est très fortement soumis aux fluctuations du prix du fioul et à l'hydraullicité. Ainsi, la baisse notable du coût moyen de production en 2010 est liée à la conjugaison de deux facteurs :

- un coût d'approvisionnement en combustible fossile particulièrement bas compte tenu des effets de la crise économique mondiale de 2008 ;
- une hydraullicité particulièrement importante.

En 2013, ces surcoûts s'élevaient plus de 250 M€.

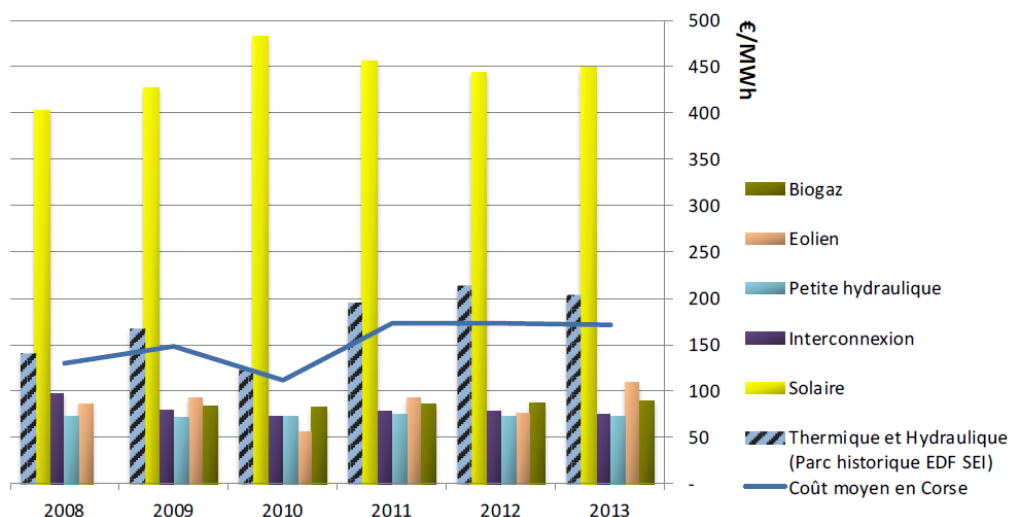


Figure 11 Coût de production ou d'achat unitaire en Corse entre 2008 et 2013 (Source CRE)

Il apparaît ainsi que la petite hydraulique fournit de l'électricité au coût le plus avantageux, suivi des interconnexions, du biogaz et de l'éolien. Les éléments fournis par la CRE ne permettent pas en revanche de distinguer les coûts entre grande hydraulique et centrales thermiques. Le photovoltaïque entraîne des coûts de l'ordre de 450€/MWh, ceux-ci étant une conséquence des tarifs d'achat importants introduits jusqu'en 2010 afin de dynamiser la filière.

Il faut en particulier souligner que l'énergie achetée via les deux liaisons « SACOI » et « SARCO » est aujourd'hui très compétitive. Elle représente une solution économiquement très avantageuse pour la Corse et permet d'avoir un coût de production compétitif par rapport à l'ensemble des ZNI. En dehors de toute considération des bénéfices environnementaux, ces éléments mettent en évidence l'intérêt général économique du soutien aux efforts de maîtrise de la demande en énergie (MDE) ainsi qu'au développement des différentes filières de production les plus compétitives.

2 La demande d'énergie

2.1 Evolution passée de la demande en énergie

2.1.1 Evolution passée par type d'énergie

Le mix énergétique désigne l'ensemble des différentes sources d'énergie primaire utilisées pour la consommation finale d'une zone géographique donnée. En Corse, il inclut les énergies fossiles (produits pétroliers ou d'origine pétrolière comme le gaz de pétrole liquéfié - GPL) et des énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse). Il comptabilise toutes les énergies primaires, notamment celles consommées pour la production d'électricité, les transports, le chauffage des bâtiments, etc.

Le mix énergétique de la Corse intègre également les importations d'électricité *via* les liaisons avec l'Italie continentale et la Sardaigne. La part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire s'élève à environ 13%. Ramenée en énergie finale, cette part augmente à 15% pour l'année 2014.

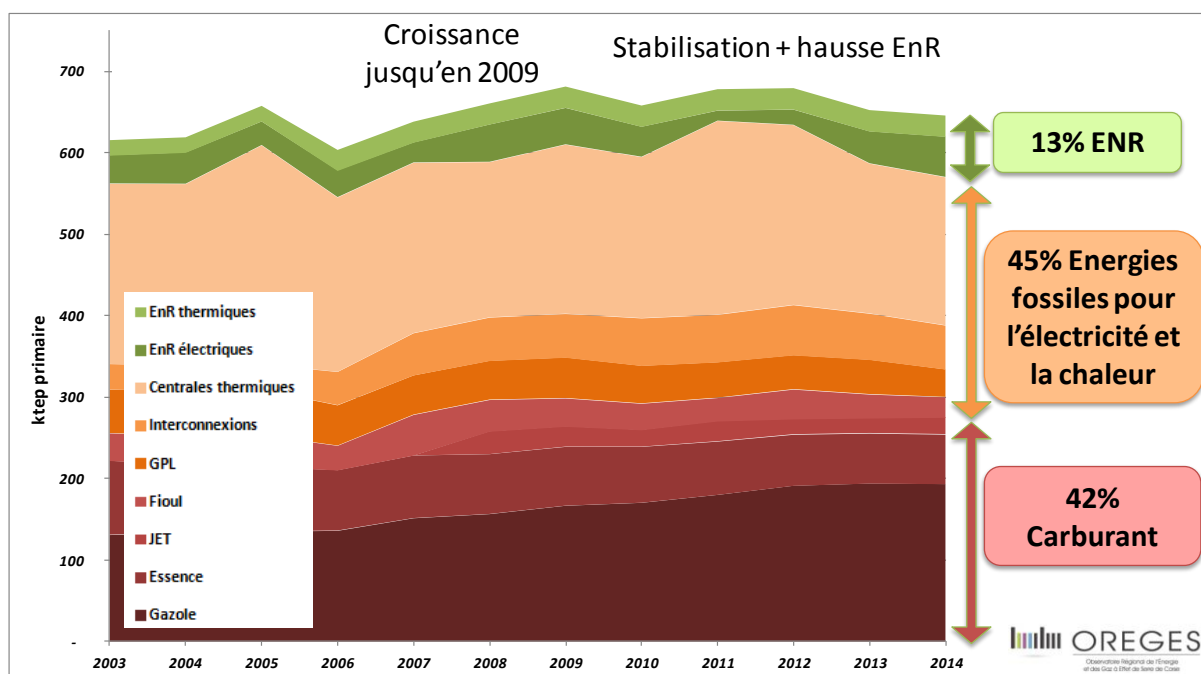


Figure 12 Evolution de la consommation d'énergies primaires de 2003 à 2014 (Source OREGES de Corse)

Au total, plus de 650 ktep d'énergie primaire ont été consommés en 2014 sur le territoire de la Corse.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du mix énergétique hors transports en base 100.

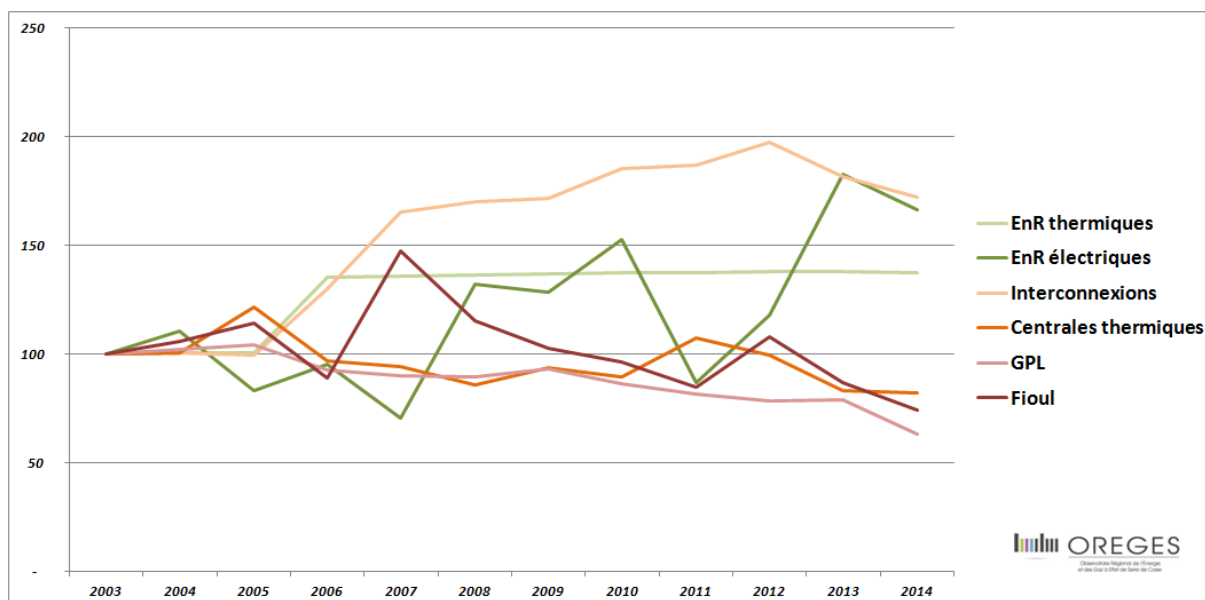


Figure 13 Evolution du mix énergétique, hors transport, de 2003 à 2014 en base 100 (Source OREGES de Corse)

Comme détaillé précédemment, on constate que ces dix dernières années ont été marquées :

- par une augmentation des importations d'électricité depuis la Sardaigne ;
- par une forte fluctuation de la production d'électricité d'origine renouvelable due à la prépondérance de l'hydroélectricité dépendante des variations annuelles des apports hydriques et du manteau neigeux. Toutefois, la part des énergies renouvelables a été renforcée ces dernières années suite à la mise en service de la centrale hydroélectrique du Rizzanese (50 MW) ainsi qu'à un développement soutenu du photovoltaïque (+100 MW entre 2010 et 2014);
- par une baisse continue des importations de GPL, baisse supérieure à 35% (hors correction climatique).

Evolution de la consommation des carburants

Ces quinze dernières années, la forte croissance des importations de gazole (+56%) et la baisse de celles de l'essence (-36%) se sont traduites en cumulé par une augmentation de 30 ktep des importations de carburant, soit 16% depuis 2001.

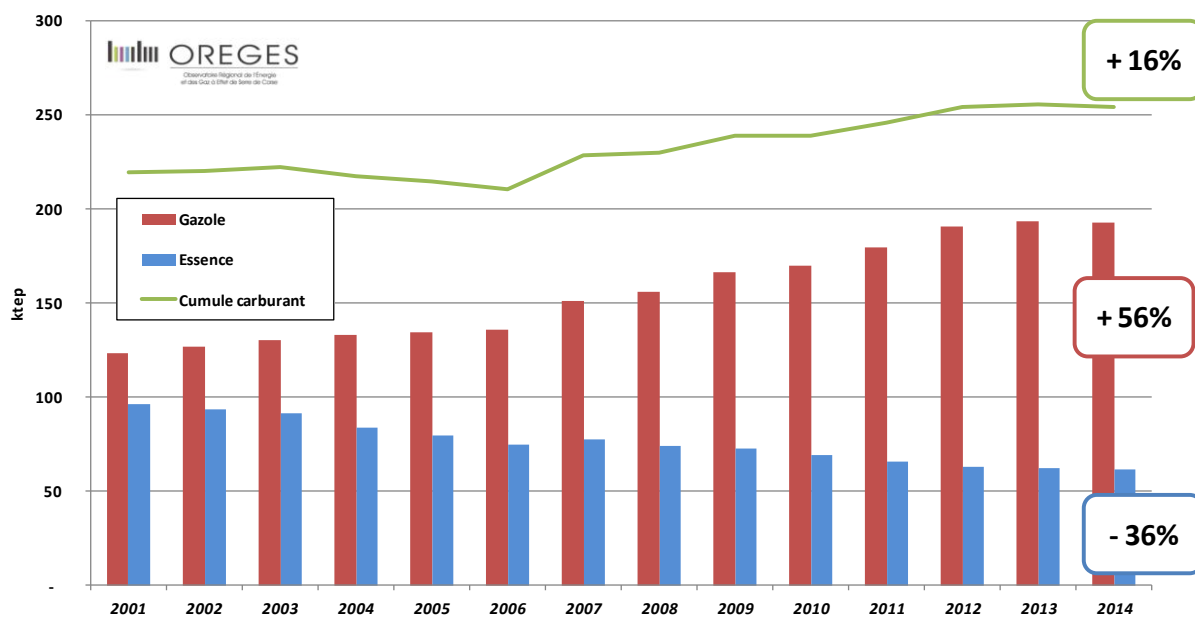


Figure 14 Evolution de la consommation des carburants de 2001 à 2014 (Source OREGES de Corse)

Cette augmentation de la part du diesel traduit le soutien au niveau national à ce type de carburant depuis de plusieurs années.

2.1.2 Evolution passée par secteurs

Les consommations énergétiques finales⁴ sont dominées par les transports qui représentent 54% des consommations, et par les bâtiments (résidentiel et tertiaire) qui représentent 40% des consommations. Le secteur industriel (hors production d'électricité et incluant le BTP) représente 5% des consommations, et l'agriculture environ 1%.

Ce bilan inclut les consommations des transports aériens et maritimes des résidents mais pas ceux liés au tourisme.

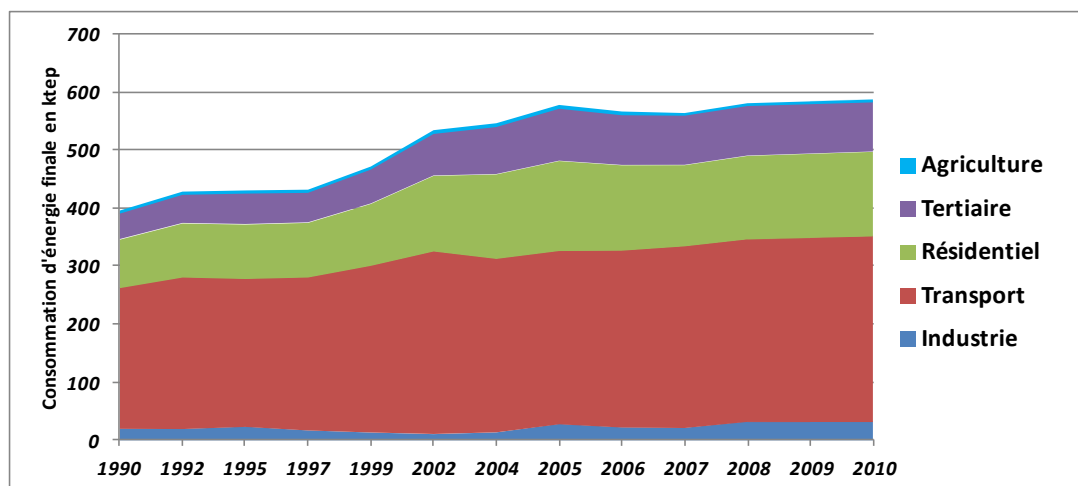


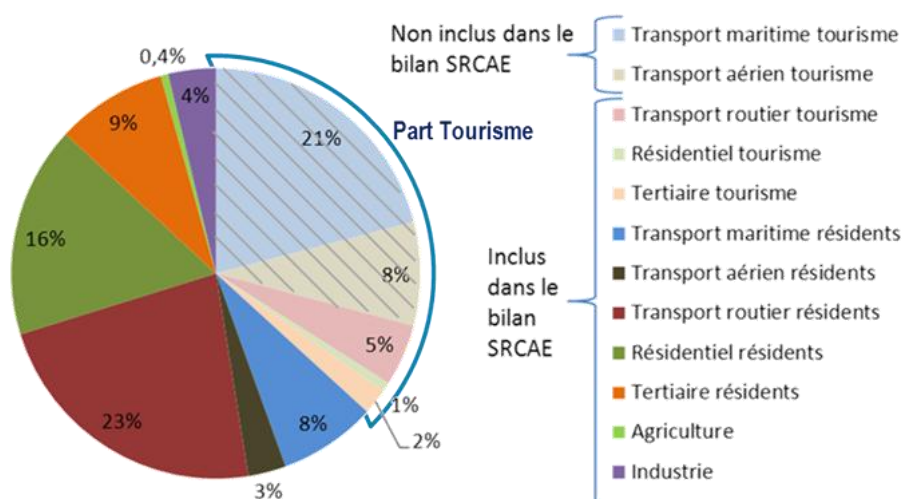
Figure 15 Evolution sectorielles des consommations d'énergie finale (Source SRACE 2012)

⁴ L'énergie au stade de son utilisation par le consommateur final.

L'augmentation de la consommation finale depuis la fin des années 90 est due à l'augmentation de la population (+1.8%/an de 1999 à 2006 puis 1.3% de 2006 à 2013- source INSEE), à l'évolution des usages.

Le bilan incluant les consommations totales du transport aérien et maritime des touristes ainsi que la part estimée de l'activité touristique pour chacun des secteurs de consommation est représenté ci-dessous. Le tourisme représente 37% de la consommation énergétique finale de la Corse.

Répartition des consommations d'énergie finale en Corse en incluant les consommations des touristes pour se rendre en Corse en transports aériens et maritimes



Source : ARTELIA Climat Energie d'après le Bilan 2008 ADEME-OEC

2.1.3 Cas particulier de la distribution de GPL

La distribution de gaz en Corse est effectuée après transport maritime et stockage, soit par les réseaux ENGIE des agglomérations d'Ajaccio et Bastia, soit par livraison directe de GPL en cuve chez le consommateur, soit par bouteilles (butane et propane). En 2014, près de 390 GWh de GPL ont été consommés dont environ 60% par l'intermédiaire des réseaux de gaz. Plus des deux-tiers de cette consommation sont destinées aux besoins du secteur résidentiel

Les agglomérations de Bastia et d'Ajaccio bénéficient de la présence d'un réseau de distribution de GPL (propane à Bastia, air butané à Ajaccio) exploité et maintenu par ENGIE (GRTgaz).

Il faut souligner l'aspect primordial pour l'équilibre du système énergétique de la Corse de maintenir et de pérenniser ces réseaux afin d'éviter ou du moins de limiter un transfert d'énergie du gaz vers l'électricité, avec des conséquences importantes tant environnementales (augmentation des émissions de CO₂) que sur l'équilibre du système électrique de la Corse à la pointe. Un transfert massif vers l'énergie électrique induirait une hausse de la consommation électrique de plus de 10%, rendant nécessaire la mise en service de nouveaux moyens de production, en particulier de pointe, et engendrant de nouvelles contraintes sur le réseau de distribution électrique.

2.1.4 Analyse détaillée de l'évolution de la demande en électricité

La consommation d'énergie électrique a évolué de manière conforme aux prévisions du Plan énergétique de 2005 jusqu'en 2011 puis a subi un décrochage qui s'explique par la conjugaison de deux phénomènes :

- un effet positif des actions de maîtrise de la demande en énergie portées conjointement par la CTC, l'ADEME, EDF et l'aide de l'UE (PO FEDER);
- un effet négatif sur l'économie territoriale de la crise économique mondiale de 2008.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energie corrigée de l'effet climatique (GWh)	2115	2186	2207	2218	2226	2250
Taux de croissance annuel (%)	4,7%	3,4%	1,0%	0,5%	0,4%	1,1%

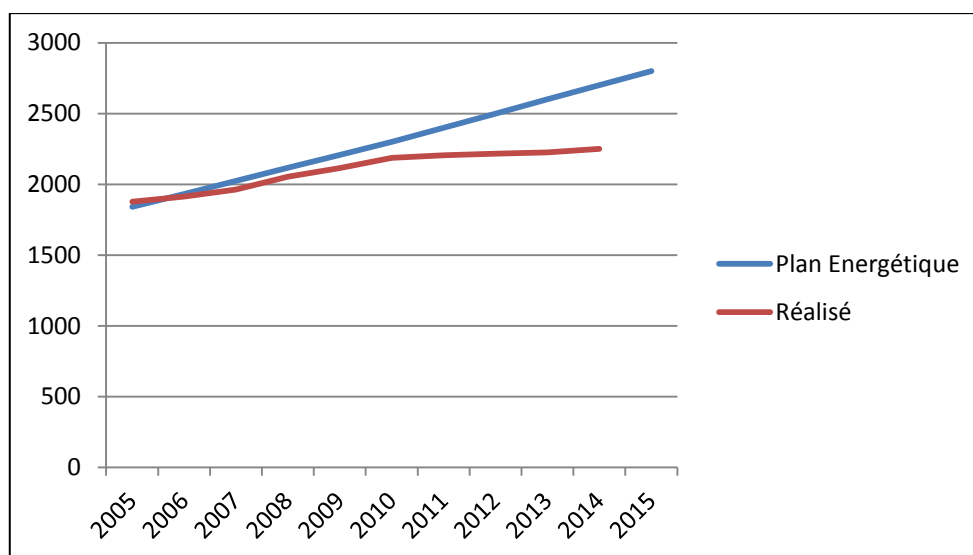


Figure 16 Evolution de la consommation d'électricité corrigée aux conditions normales de température (Source EDF)

Les puissances appelées à la pointe en période hivernale évoluent depuis 2005 conformément aux tendances prévues dans le Plan énergétique de 2005. La pointe attendue est atteinte au cours des hivers froids tandis que la pointe se situe en dessous des attentes lors des hivers plus cléments.

Puissance de pointe hiver	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance (MW)	464	500	468	530	495	484
Taux de croissance annuel (%)	5,7%	7,8%	-6,4%	13,2%	-6,6%	-2,2%

Puissance atteinte à la pointe en hiver, données sans correction de l'effet climatique

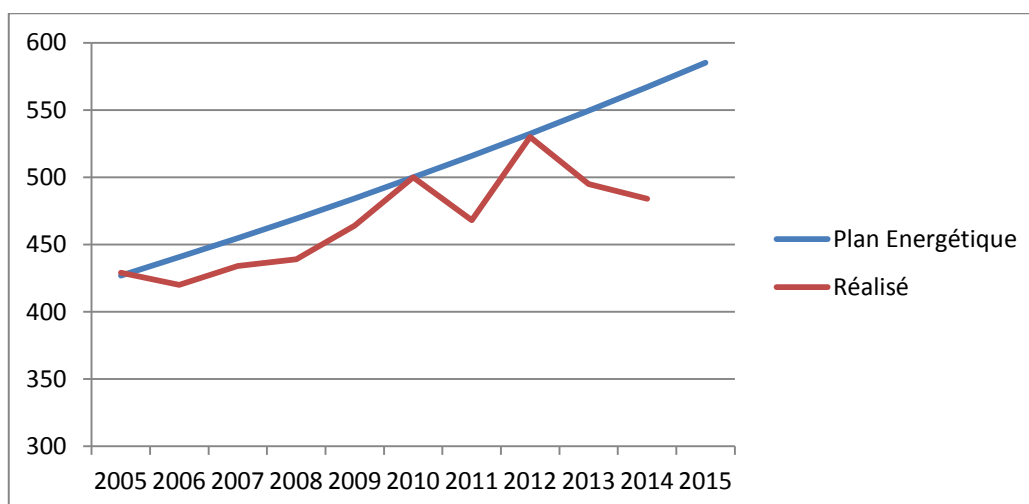


Figure 17 Evolution de la pointe hivernale en puissance nette livrée au réseau (Source EDF)

Absente du plan énergétique de 2005, la problématique de la pointe estivale est devenue un véritable enjeu d'équilibre du système depuis 2009 : développement des usages spécifiques (climatisation par exemple), développement de la consommation des résidences secondaires, consommations liées au tourisme...

Puissance de pointe été	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance (MW)	337	347	343	369	376	355
Taux de croissance annuel (%)	2,7%	3,0%	-1,2%	7,6%	1,9%	-5,6%

Puissance atteinte à la pointe en été, données sans correction de l'effet climatique

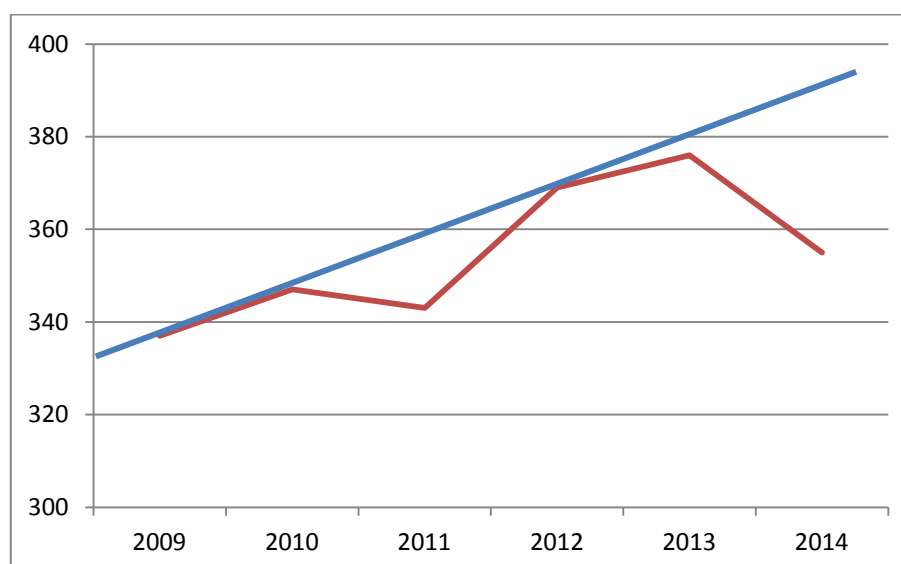


Figure 18 Evolution de la pointe estivale en puissance nette livrée au réseau (Source EDF)

Si la puissance atteinte à la pointe en été reste moins élevée qu'en période hivernale, la tenue de l'équilibre offre-demande s'avère tout aussi, si ce n'est plus, compliquée du fait de l'absence de nombreux moyens de production en période estivale :

- impossibilité d'importer de l'énergie par la liaison électrique sarde (100MW) ;
- limitation d'usage de la grande hydraulique (> 100MW).

2.1.5 Bilan des actions de maîtrise de l'énergie sur la demande passée en énergie

Suite à l'adoption du Plan énergétique de 2005, l'Assemblée de Corse a adopté en 2007 un « Plan de développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie » couvrant l'ensemble des actions mises en œuvre par la CTC, l'ADEME et EDF sur la période 2007-2013.

Ce Plan s'est concrétisé à travers un engagement financier :

- de la CTC (24 M€) ;
- de l'Union européenne (14,5 M€) ;
- de l'ADEME (8 M€) ;
- d'EDF (8 M€).

A ce jour, le bilan du programme 2007-2013 établi par l'OREGES de Corse permet d'estimer un gain énergétique de plus de 115 GWh/an en cumulé et une réduction des émissions annuelles de près de 67 kteq CO₂/an.

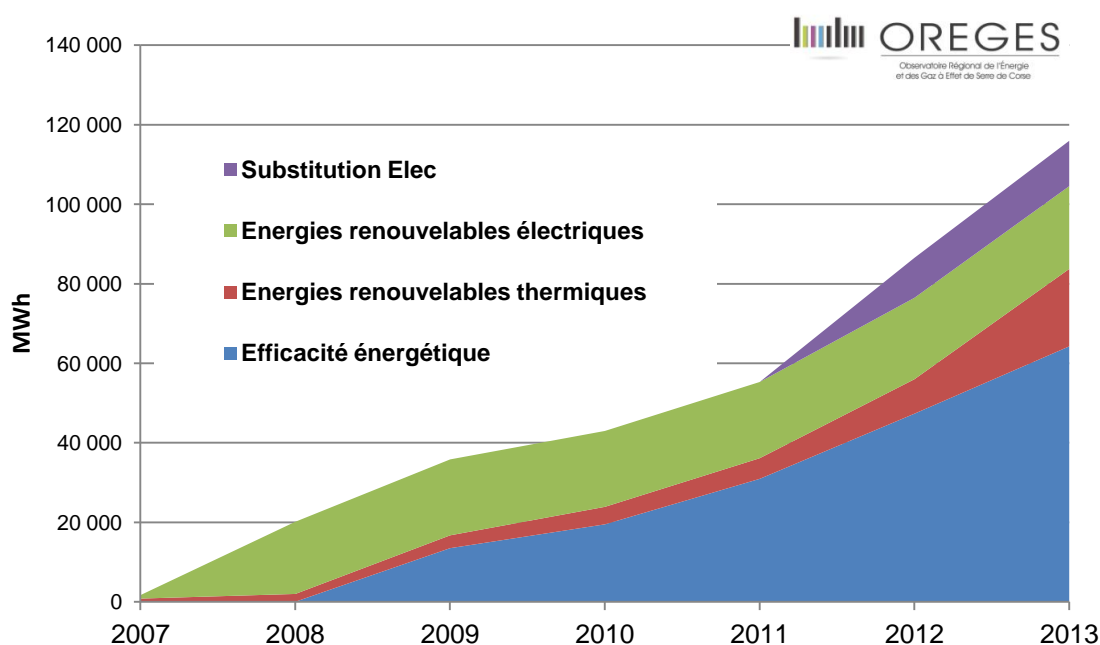


Figure 19 Bilan énergétique du Plan EnR-MDE 2007-2013 (Source OREGES de Corse)

L'ensemble de ces actions a généré plus de 217 M€ d'investissement dans l'économie « bas carbone » sur le territoire pour près de 40 M€ de subventions attribuées, soit un effet levier de 5.

		Réalisé			
		Gains énergétiques MWh/an	Gains carbone t éq. CO2/an	Subvention k€	Investissement k€ HT
Efficacité énergétique	Construction neuve	1 423	1 062	6 588	103 219
	Eclairage public	727	556	214	1 491
	Process	12 197	9 330	521	-
	Rénovation thermique	27 687	18 896	9 939	35 563
	Systèmes économiseur d'énergie	4 889	3 734	668	-
	Systèmes électricité spécifique	17 308	13 241	1 765	1 429
	Sous-total	64 229	46 819	19 697	141 702
Efficacité énergétique Substitution Elec	Systèmes ES - Effacement	14	6	110	-
	Chaudières performantes (Substitut)	11 397	-	348	1 208
	Sous-total	11 411	6	459	1 208
Energies renouvelables thermiques	Biomasse	12 409	605	3 327	9 383
	Solaire	1 926	1 359	2 291	31 565
	X-thermie	821	628	164	-
	Sous-total	15 156	2 592	5 783	40 948
Energies renouvelables électriques	Eolien	-	-	36	-
	Hydroélectricité	15 721	12 026	861	4 533
	Solaire	9 397	5 248	13 082	29 022
	Sous-total	25 117	17 274	13 978	33 555
	Total	115 914	66 691	39 916	217 413

L'effet positif à la fois sur l'économie insulaire en période de crise et sur le système énergétique globale de la Corse est d'ores et déjà acquis et renforcé à travers le renouvellement des partenariats entre la CTC, l'ADEME, EDF et l'UE sur la période 2014-2020.

		Sources d'énergie					Total MWh EF/an
		Electricité MWh EF/an	Fioul MWh EF/an	Gaz réseau MWh EF/an	GPL MWh EF/an	Bois MWh EF/an	
Efficacité énergétique	Construction neuve	1 369	-	-	54	-	1 423
	Eclairage public	727	-	-	-	-	727
	Process	12 197	-	-	-	-	12 197
	Rénovation thermique	34 494	59	2 536	2 008	-	39 097
	Systèmes économiseur d'énergie	4 877	3	7	2	-	4 889
	Systèmes électricité spécifique	17 308	-	-	-	-	17 308
	Sous-total	70 972	61	2 543	2 063	-	75 640
Energies renouvelables thermiques	Biomasse	663	368	8 319	2 781	278	12 409
	Solaire	1 686	86	16	138	-	1 926
	X-thermie	821	-	-	-	-	821
	Sous-total	3 170	454	8 335	2 919	278	15 156
Energies renouvelables électriques	Eolien	-	-	-	-	-	-
	Hydroélectricité	15 721	-	-	-	-	15 721
	Solaire	9 101	89	142	64	-	9 397
	Sous-total	24 822	89	142	64	-	25 117
	Total	98 964	605	11 020	5 046	278	115 914

Le traitement des données compilées dans l'outil EnR/MDE de l'OREGES de Corse permet de vérifier très clairement la priorité donnée à la réduction des consommations en électricité par rapport aux autres sources d'énergie. Les actions de MDE mise en œuvre sur la période 2007-2013 contribuent ainsi à diminuer ces consommations de près de 100GWh par an.

2.2 Principaux déterminants de l'évolution de la demande

Les principaux sous-jacents :

- La démographie :

Le nombre de logements progresse plus rapidement que la population sous l'effet du phénomène de décohabitation et du développement des résidences secondaires.

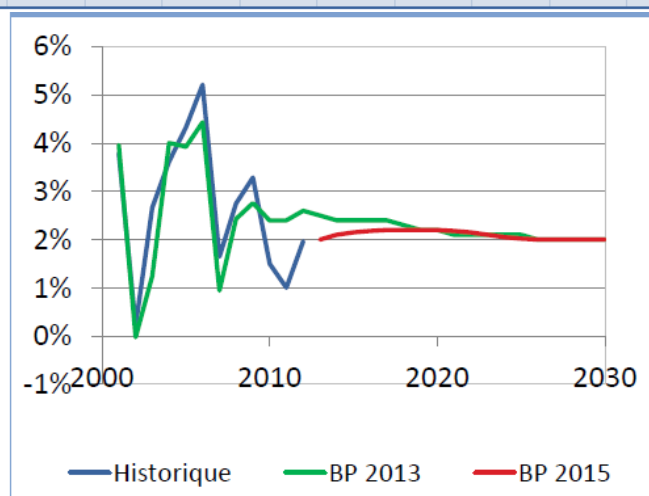
Evolution du nombre de logements										
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000/ 2010	2010/ 2020	2020/ 2030
Population (en milliers)	265	289	310	326	336	344	350	1.59%	0.80%	0.42%
Nombre de personnes par ménage	2.42	2.38	2.35	2.28	2.22	2.16	2.10	-0.3%	-0.5%	-0.6%
Nombre de résidences principales (en milliers)	109	122	132	143	151	159	167	1.9%	1.3%	1.0%
Nombre de résidences secondaires (en milliers)	62	69	77	82	84	87	91	2.1%	1.0%	0.6%

- La croissance économique :

A court terme, prise en compte de la conjoncture économique du territoire avec notamment une sortie de crise plus longue que prévue.

A moyen/long terme, poursuite de la croissance dans le prolongement des tendances historiques avec un ralentissement progressif de la croissance du PIB à mesure que la richesse augmente.

Taux de croissance historique du PIB													
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
TCAM PIB (%)	3.8	0.2	2.7	3.6	4.3	5.2	1.6	2.7	3.3	1.5	1.0	2.0	



- Le taux d'équipement des ménages et les hypothèses MDE dans les secteurs tertiaire et industriel :

Hypothèses climatisation dans le secteur résidentiel				
		2010	2030	2030
			Sc. MDE	Sc. renforcé
Taux d'équipement	Logements existants	27%	47%	47%
Taux d'équipement	Logements neufs	50%	40%	30%
EER	Logements existants	3	5	6
EER	Logements neufs	3.2	5	6

Hypothèses ECS dans le secteur résidentiel				
		2010	2030	2030
			Sc. MDE	Sc. renforcé
Taux d'équipement	Logements existants	100%	100%	100%
Taux d'équipement	Logements neufs	100%	100%	100%
Part de marché ECS solaire + ECS thermodynamique	Logements existants	4.5%	20%	30%
Part de marché ECS solaire + ECS thermodynamique	Logements neufs	40%	50%	70%

Hypothèses de transfert d'usages entre énergies

- Raccordement des bateaux à quai :

Une hypothèse a été prise pour intégrer une possible évolution réglementaire demandant aux bateaux de se raccorder au système électrique corse pendant leurs escales. Les ferries sont principalement concernés, étant donné la diversité de la nature des besoins et des normes techniques des navires de croisière. Des postes de raccordement à quai sont prévus d'ici à 2030 dans les cinq ports de commerce d'Ajaccio, Bastia, Calvi, Ile Rousse et Propriano.

- Véhicule électrique :

Trois catégories de véhicules électriques ont été prises en compte :

- véhicules particuliers des résidents,
- véhicules particuliers des touristes,
- véhicules utilitaires légers des entreprises.

Ainsi que trois types d'infrastructure de recharge :

- normale,
- accélérée,
- rapide.

Un taux d'équipement de 4% à l'horizon 2030 est retenu pour les scénarios MDE référence et MDE renforcée (voir point 2.3 ci-après) avec néanmoins une différenciation concernant le lissage des départs de recharge des véhicules (système de pilotage des recharges).

2.3 Scénarios d'évolution de la demande d'électricité : MDE référence et MDE renforcée

Le développement de l'activité (principalement dans les services), la démographie et l'évolution des modes de vie (taux d'équipement des ménages) contribuent à l'augmentation de la demande d'électricité dans le scénario MDE référence. L'amélioration de l'efficacité énergétique permet de réduire de moitié l'impact des facteurs de croissance en intégrant dans ce scénario la réalisation des actions de MDE inscrites et financées dans les accords-cadres 2014-2020 conclus entre la CTC, l'ADEME et EDF. Le scénario prend comme hypothèse la poursuite au même rythme des actions de MDE sur la période 2021-2023.

Le scénario MDE renforcée prend en compte le développement d'une conscience environnementale plus marquée sur le territoire. Cela se traduit concrètement par une accentuation des actions d'efficacité énergétique et une demande finale en électricité 7% plus basse que la demande d'électricité du scénario MDE référence.

Les hypothèses correspondent :

- pour le scénario MDE référence à la réalisation de gains annuels MDE équivalents à ceux de l'année 2014 sur la période de la programmation (soit 25 GWh/an) ;
- pour le scénario MDE renforcée à un doublement des gains d'efficacité énergétique pour atteindre en moyenne sur la période 50 GWh électriques économisés chaque année.

Scénario référence MDE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	2 254	2 294	2 325	2 362	2 398	2 440	2 614	2 782
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	1.6%						1.4%	1.3%
Pointe annuelle moyenne (MW)	502	511	517	528	535	542	583	626
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	1.5%						1.5%	1.4%

Scénario MDE renforcée	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Energie annuelle moyenne (GWh)	2 254	2 275	2 288	2 305	2 321	2 342	2 399	2 429
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	0.8%						0.5%	0.2%
Pointe annuelle moyenne (MW)	502	505	506	512	514	515	527	538
Taux de croissance annuel moyen par période de 5 ans	0.5%						0.5%	0.4%

Compte tenu des incertitudes macro-économiques et de la nécessité de sécuriser l'approvisionnement électrique de la Corse à long terme, le scénario retenu pour définir les moyens de production nécessaires est le scénario MDE référence. En revanche, les actions préconisées pour le développement de l'efficacité énergétique visent l'atteinte des objectifs du scénario MDE renforcée.

2.4 Actions contribuant aux objectifs de MDE

Ces actions doivent concerner d'une part les ménages et d'autre part les projets structurants à l'échelle du territoire.

Les axes majeurs d'intervention concernent :

- l'efficacité énergétique avec comme cible prioritaire la rénovation énergétique des bâtiments ;
- l'éclairage public ;
- le développement des réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et la récupération de la chaleur « perdue » ;
- la MDE dans les transports.

2.4.1 Efficacité énergétique dans les bâtiments

a) Approche globale

Le déploiement et l'accélération des actions de MDE dans le secteur du bâtiment constituent une priorité d'action pour les pouvoirs publics, avec des objectifs nationaux (LTECV) et régionaux (SRCAE) fortement concordants.

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte prévoit le déploiement de plateformes territoriales de la rénovation énergétique en s'appuyant principalement sur les EPCI à fiscalité propre ou leur regroupement (sur la base de leurs compétences) de manière à accélérer le rythme actuel des rénovations dans le logement privé. Il s'agit de concevoir, au plus près des bassins de vie et en fédérant les acteurs économiques, des dispositifs de nature à mieux accompagner les ménages dans l'acte de rénover (de l'amont à l'aval) tout en s'inscrivant dans les objectifs du SRCAE.

A l'horizon 2018, l'objectif fixé est de déployer 4 à 5 plateformes (en priorité sur les deux communautés d'agglomération) et de façon parallèle à l'échelle de la CTC de concevoir des outils techniques et financiers et d'accompagnement de la montée en compétences des acteurs du bâtiment

Il s'agit entre autres de :

- mettre à disposition des gestionnaires de patrimoine captifs (notamment publics ou d'intérêt général) des outils de sensibilisation et d'aides à la décision adaptés (comptabilité énergétique, diagnostics « groupés », programmation pluriannuelle des investissements patrimoniaux, renforcement de l'ingénierie publique) ;
- soutenir des opérations dans le domaine de la construction ou de la rénovation énergétique en veillant tout particulièrement à leur caractère reproductible.

b) Programme régional d'efficacité énergétique

La loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte prévoit la mise en œuvre d'un programme régional d'efficacité énergétique (PREE) dans le bâtiment. Si plusieurs scénarios sont envisageables, la région ambitionne un scénario compatible avec les objectifs du SRCAE, qui devra être approfondi dans le cadre de l'élaboration du futur programme.

Ce scénario propose la massification rapide des rénovations énergétiques performantes aussi bien dans le secteur résidentiel que dans le secteur tertiaire. Ceci nécessite la concrétisation à

court terme de différentes actions actuellement en phase de développement. Ces actions peuvent être regroupées suivant trois axes majeurs à traiter simultanément :

- Un **axe technique** visant notamment à développer les méthodologies optimales permettant d'intervenir à grande échelle sur les bâtiments et à concevoir les solutions de rénovation les mieux adaptées aux typologies constructives régionales, aux différents climats de l'île, aux capacités des acteurs du BTP, au mix énergétique actuel et futur de la Corse ;
- Un **axe économique** visant notamment à développer l'ingénierie financière opérationnelle permettant de mobiliser les liquidités indispensables à la rénovation massive, qu'il s'agisse des mécanismes de tiers-financement, ou de nouveaux mécanismes de subventionnement spécifiques aux zones non interconnectés (exemple : compensation CSPE), ou bien nationaux ;
- Un **axe organisationnel** visant la mise en synergie de l'ensemble des acteurs concernés par le chantier de la rénovation énergétique : professionnels du BTP, acteurs publics (Etat-ADEME, CTC, EPCI, ...), et professionnels de l'énergie (EDF, ...). Il s'agira notamment d'encourager et soutenir les EPCI dans le déploiement des plateformes locales accompagnant les particuliers pour la rénovation de leur logement, de les mettre en réseau autour d'une stratégie régionale et d'outils techniques et financiers mutualisés. Il s'agira également d'accompagner les gestionnaires du patrimoine tertiaire (collectivités en particulier) dans leurs programmes de rénovation, notamment *via* le recours à l'ingénierie technique et financière développée par les services régionaux en charge de ces thématiques.

Les grandes trajectoires de rénovation et d'investissements modélisées pour ce scénario, pour la période 2016-2023, sont résumées sur le schéma ci-dessous, faisant apparaître :

- la forte montée en puissance des rénovations globales performantes de logement (objectif BBC réno), permise entre autres par l'essor des plateformes locales de la rénovation énergétique et la mobilisation des professionnels du bâtiment. Ces rénovations passent de quelques unités/an en 2016, à près de 400 en 2019, pour atteindre 3000 opérations / an en 2023.
- la poursuite des rénovations partielles dans le secteur résidentiel à un rythme proche du niveau actuel qui restent prépondérantes dans la MDE-Bâtiment jusqu'à 2020, avant d'être dépassées par les rénovations globales de logements, prioritairement soutenues dans le cadre du PREE (pour des raisons d'efficacité technico-économique).
- la croissance continue des rénovations dans le tertiaire, qui passe d'environ 30 000 m²/an en 2016, à près de 130 000 m² en 2023.
- la croissance des investissements annuels à mobiliser pour le PREE, et le montant cumulé de ces investissements, traduction d'un effort global extrêmement significatif.

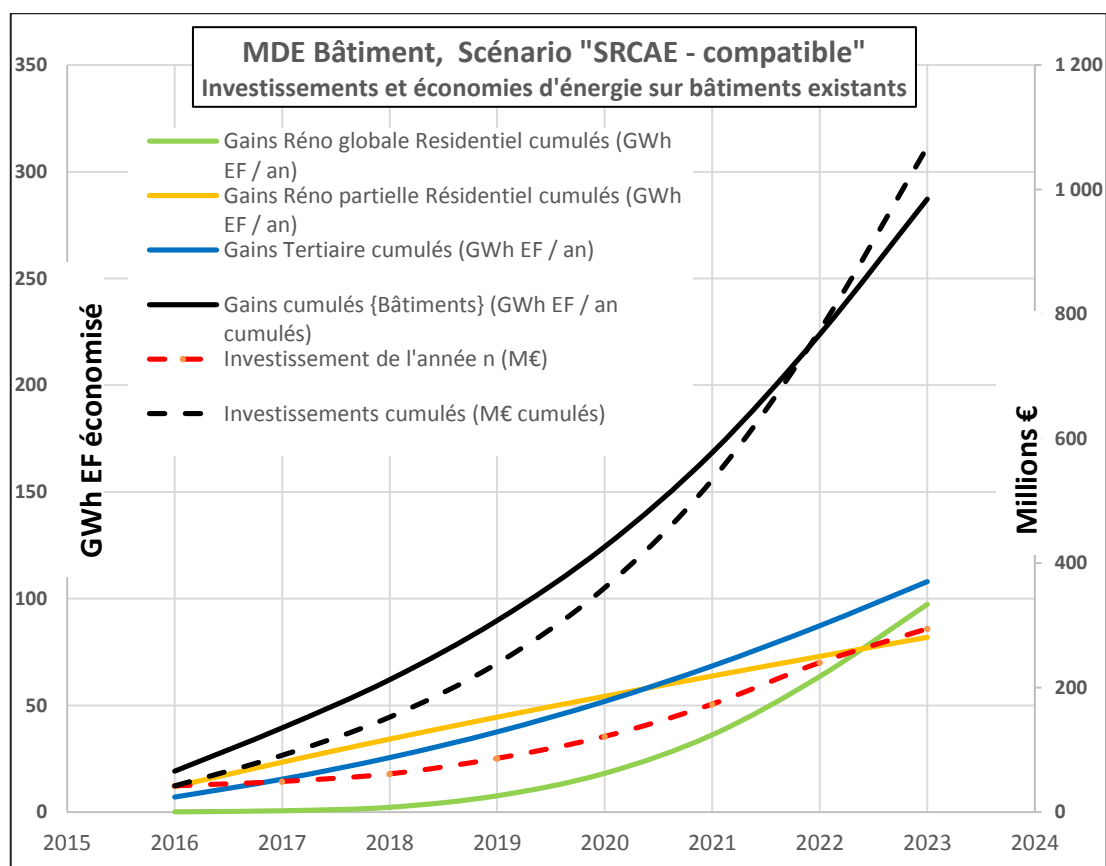


Figure 20 MDE bâtiment - Scénario "SRCAE Compatible"

En 2023, le bilan attendu du programme régional d'efficacité énergétique est le suivant:

- l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc existant est passée de 0.5%/an en 2016 à près de 2.5%/an en 2023 ; cette année-là, 3000 rénovations globales de logements sont réalisées, auxquelles s'ajoutent 4 000 gestes uniques dans des logements partiellement rénovés, et 130 000 m² rénovés dans les bâtiments tertiaires ;
- les économies d'énergie réalisées sur l'ensemble du parc existant, passent d'environ 25 GWh EF⁵/an en 2016 à 60 GWh EF/an en 2023 ; le parc existant consomme alors 300 GWh EF / an de moins qu'en 2015 (à service énergétique équivalent, c'est-à-dire hors actions de sobriété), soit une baisse d'environ 10% ;
- l'investissement régional annuel dans la rénovation énergétique passe de moins 50 M€/an en 2015 (environ 5% de l'activité BTP régionale) à près de 300 M€ (hors actualisation) en 2023 ; le montant cumulé non actualisé des investissements depuis 2015 avoisine 1 milliard d'euros ; une part significative de cet effort est issue de l'intervention publique, qui soutient prioritairement la rénovation auprès des ménages les plus en difficulté, *via* le dispositif régional de lutte contre la précarité énergétique ;
- l'emploi direct dans la rénovation passe d'environ 600 ETP en 2015 à près de 4 500 en 2023, proche du maximum d'emploi du projet de PREE qui est atteint les années

⁵ EF : énergie finale.

suivantes et maintenu sur toute la suite du programme, au niveau d'environ 5 000 ETP en emploi direct (ratio de 15 ETP par million d'euros investis, traduisant le fort contenu en emploi de l'activité de rénovation).

Enfin, concernant l'évolution du mix énergétique « Bâtiment », il est retenu l'hypothèse qu'environ 70% des consommations évitées d'ici à 2023 sont des consommations électriques. Conformément aux orientations du SRCAE, le programme de MDE-Bâtiment fait en effet de ce vecteur énergétique un enjeu prioritaire dans la réduction des consommations. Les rénovations se concentrent ainsi, après avoir fortement renforcé l'isolation des enveloppes, sur le développement des pompes à chaleur performantes d'une part, et d'autre part sur des transferts de consommations d'énergie électrique vers d'autres formes d'énergie.

c) Précarité énergétique

Un autre aspect à prendre en compte est celui de la précarité énergétique. En effet, si les difficultés rencontrées par les ménages les plus modestes face aux charges énergétiques ne sont pas nouvelles, leur prise en compte politique et la mise en œuvre de dispositifs spécifiques pour y faire face demeurent relativement récentes.

Une définition de la précarité énergétique est fournie dans la loi dite « loi Grenelle 2 » en date du 12 juillet 2010 : *« est en précarité énergétique toute personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison notamment de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ».*

La Corse compte aujourd'hui 20 000 ménages en situation de précarité énergétique et est surtout touchée par un important phénomène de vulnérabilité énergétique.

L'augmentation du prix de l'énergie ne cessant de croître, il faut craindre une aggravation rapide de ce phénomène. La précarité énergétique corse est multiple et se trouve majoritairement dans le rural. En effet, le ménage en situation de précarité énergétique est prioritairement situé dans des maisons individuelles très peu performantes énergétiquement. Un diagnostic fin des profils socio-économiques des ménages permet de dégager cinq typologies majeures :

- les propriétaires pauvres de maisons individuelles âgés de plus de 65 ans ;
- les propriétaires pauvres de maisons individuelles âgés de plus de 40 ans et moins de 65 ans ;
- les familles locataires d'appartements du parc privé de moins de 65 ans ;
- les étudiants et jeunes actifs de moins de 25 ans.

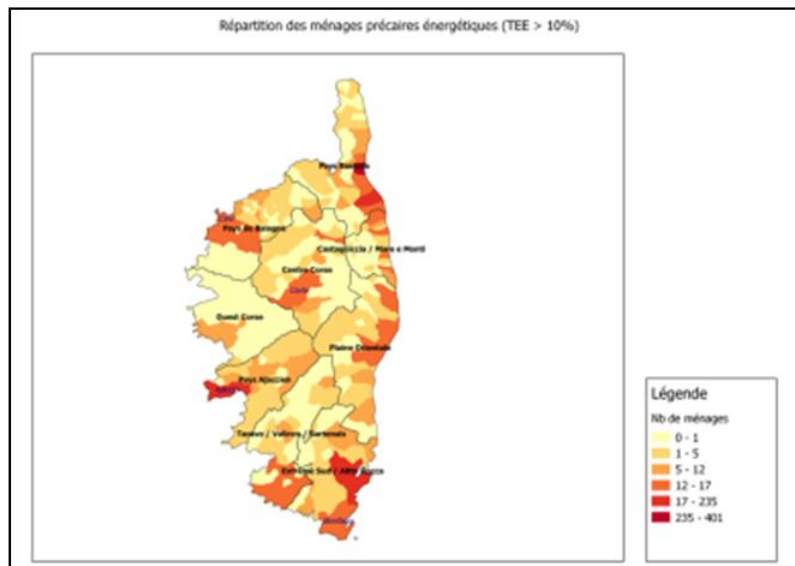


Figure 19 Répartition des ménages précaires énergétiques (Source AAUC)

Face à ce constat et compte-tenu de l'enjeu que représente la problématique de la précarité énergétique sur son territoire, la CTC a engagé un processus de structuration d'une nouvelle politique de lutte contre la précarité énergétique ambitieuse. Elle a pour cela lancé en juin 2013 une mission d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour l'élaboration d'un dispositif opérationnel de « lutte contre la précarité énergétique en Corse ».

Le dispositif opérationnel ORELI - *Outils pour la Rénovation Énergétique des Logements Individuels* - adopté par l'Assemblée de Corse le 02 Octobre 2015, fixe l'objectif de retenir 50% de foyers en situation de précarité énergétique parmi les ménages volontaires participant à cette opération pilote. Ces foyers bénéficieront d'un accompagnement technique et financier très approfondi, permettant de rénover aux standards BBC des logements sélectionnés parmi les plus énergivores de la région (classes F / G).

La précarité énergétique devra être abordée à travers la rénovation énergétique des logements ; en améliorant l'efficacité énergétique du logement d'un ménage en situation de précarité énergétique, le montant de sa facture énergétique diminue et le ménage sera moins sensible aux variations futures du prix de l'énergie. Le dispositif sera constitué de plusieurs outils allant du repérage des ménages concernés par la précarité énergétique au financement des travaux de rénovation énergétique.

d) Eclairage public

Actuellement deux dispositifs complémentaires existent pour accompagner financièrement les communes en matière d'éclairage public. L'un vise à soutenir des actions de mise en œuvre ou de renouvellement d'équipements, et le second à encourager les programmes globaux de rénovation de l'éclairage public des communes sur la base d'un diagnostic complet avec un objectif minimal d'économie d'énergie à atteindre de 50%.

Afin de renforcer ces actions, il s'agit à présent de concevoir un dispositif intégré de soutien à la rénovation de l'éclairage public de manière à accélérer les opérations tout en conservant un principe de soutien aux diagnostics et d'aide à l'investissement.

Lors de sa venue en Corse le 24 avril 2015, la Ministre en charge de l'Énergie a lancé une démarche permettant d'accélérer très fortement le taux de modernisation de l'éclairage public.

L'objectif est de rénover, en trois ans, 30 000 points lumineux, sur les 70 000 que compte la Corse, au travers d'un appel à projets, correspondant à une réduction par deux des consommations de l'éclairage public, soit une économie attendue de 15GWh/an.

2.4.2 Réseaux de chaleur

On peut à ce jour faire état des projets suivants qui sont à des stades d'avancement extrêmement différents :

- commune de Lucciana : assistance à maîtrise d'ouvrage pour la création d'un réseau de chaleur et de froid visant à récupérer la chaleur perdue de la nouvelle centrale électrique ;
- commune de Corte : renouvellement de la DSP et installation d'une nouvelle chaufferie bois et de travaux d'amélioration du réseau de chaleur suite au Conseil d'administration du mois de juillet 2015 du Syndicat Mixte de Chauffage Urbain de Corte et sur la base des études complémentaires réalisées en 2014 ;
- commune de Bastia : étude d'opportunité visant à créer un réseau de chaleur et de froid alimenté par du bois ;
- commune d'Ajaccio : création d'un réseau de chaleur et de froid alimenté par échange thermique avec l'eau de mer.
- Commune de Ventiseri : remise en fonctionnement de la chaufferie bois de la base aérienne.

2.4.3 Efficacité énergétique dans les transports

Comme cela a été explicité plus en amont, le secteur des transports représente le principal poste de consommation d'énergie, d'émission de gaz à effet de serre et de dépendance au pétrole importé. Plusieurs thématiques ont été identifiées dans le cadre du SRCAE afin de mettre en œuvre un véritable plan d'actions pour une mobilité durable. Celles-ci sont représentées schématiquement dans le graphique ci-dessous. La surface de chaque part du diagramme est proportionnelle aux économies d'énergies projetées à horizon 2050 dans le SRCAE.

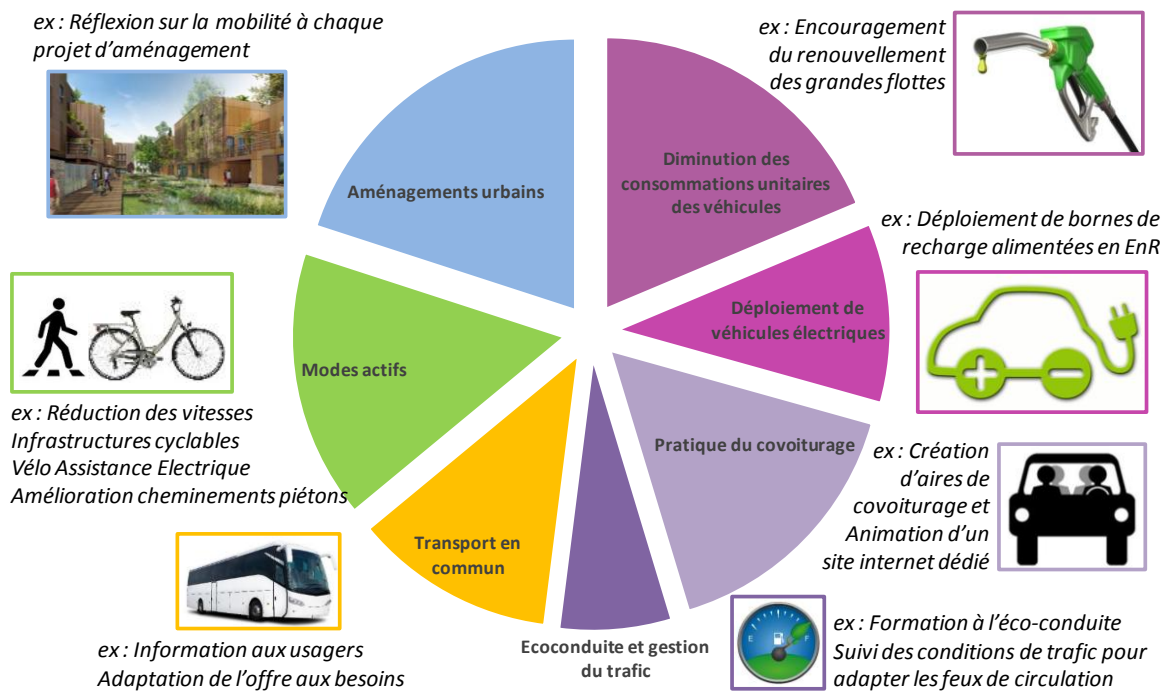
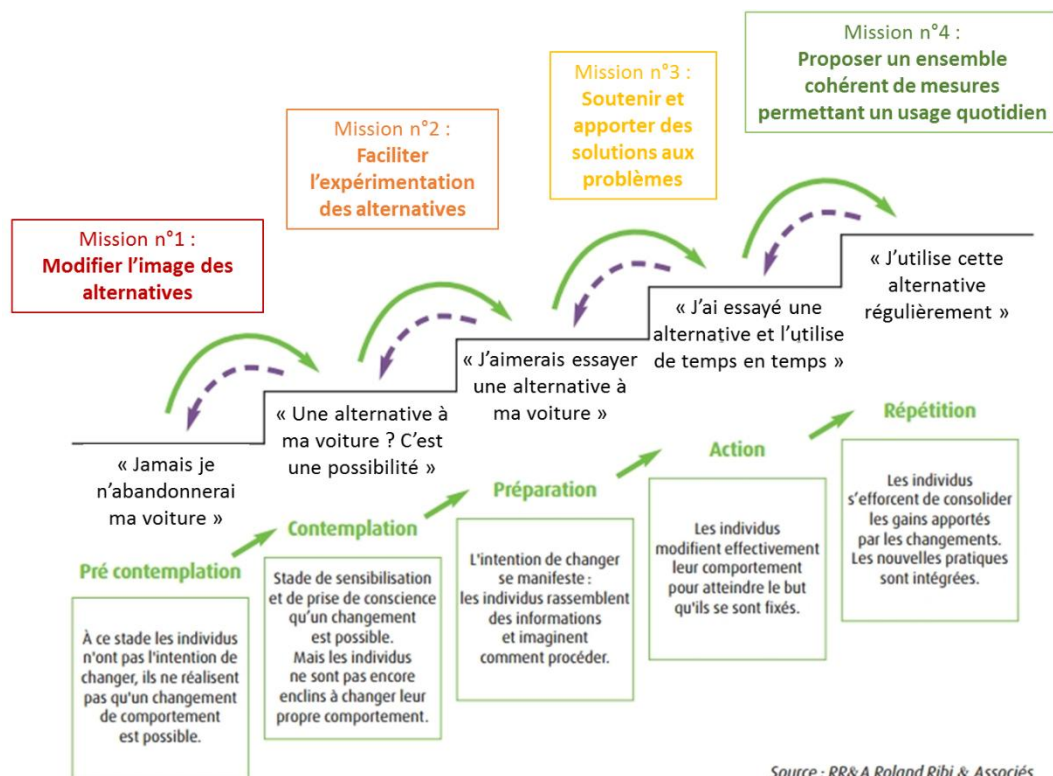


Figure 21 Aspects efficacité énergétique dans les transports (Source AAUC)

Les questions de mobilité nécessitent de s'intéresser à la sociologie dans la mesure où l'évolution vers des déplacements plus durables requiert des changements de comportement dont les phases sont représentées ci-dessous :



Source : RR&A Roland Ribi & Associés

Figure 22 Théorie du changement de comportement (AAUC)

Sur ce schéma, les missions de la puissance publique sont représentées dans les encadrés de couleur.

Il apparaît essentiel de développer de manière concomitante des actions transversales et des actions spécifiques. Les actions transversales visent à encourager le recours à des modes alternatifs à la voiture individuelle, à travers les Plans de déplacements, les campagnes de communication, de sensibilisation et de formation à l'éco-conduite par exemple. Bien qu'il soit difficile d'estimer leurs impacts directs en termes d'économies d'énergie, ces actions sont nécessaires à la bonne réussite des actions spécifiques.

Les actions spécifiques concernent :

- Les bornes de recharge alimentées en énergie renouvelable (cf. 5.3.1)
- Le covoiturage : dynamisation des sites existants, création d'aires de covoiturage, ...
- Les transports en commun : développement d'une offre de transport en commun en site propre dans les agglomérations, création d'offres en milieu rural (transport à la demande notamment), aménagement de nouvelles haltes ferroviaires, Système d'Information Multimodal, ...
- Les modes actifs : apaisement des villes, mise en place de systèmes de vélo en location, aménagement de cheminements piétons continus et d'infrastructures cyclables urbaines, création de stationnement vélo en ville, ...

L'ensemble des actions par thématique est détaillé dans l'étude d'impact économique et social et permet une économie annuelle d'énergie estimée entre 140 et 238 GWh.

En parallèle, l'évolution tendancielle à la baisse des consommations des véhicules permet une économie annuelle d'énergie estimée entre 100 et 210 GWh et ne requiert a priori aucune action régionale spécifique, en complément des mesures nationales. Toutefois, pour ce qui concerne les flottes publiques, la PPE fixe au paragraphe 5.1.3 les conditions d'application de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte comme stipulé en son article 203 II.

	Moyens	Réduction des consommations annuelles d'énergie par rapport à 2015 en GWh		Réduction des émissions de GES en kilotonne CO2 eq / an par rapport à 2015		Justification des hypothèses (à kilométrage et nombre de véhicules constants)
		Min	Max	Min	Max	
Diminution des consommations unitaires des véhicules	Aucun	100	210	32	68	Evolution annuelle tendancielle identique à celle des 20 dernières années : -1,15% de consommation moyenne du parc (INSEE)
VE et H2	Etude et communication Création de 700 points de recharge alimentés en EnR et 7 stations de recharge H2	22	22	7	7	1% du parc de véhicules dont l'approvisionnement devient renouvelable
Covoiturage	Dynamisation des sites, campagnes de communication dédiées, diagnostic régional, création d'aires de covoiturage, ...	50	90	16	29	Report modal de 1,5 % de la voiture individuelle au covoiturage
Ecoconduite Gestion du trafic	Formation de 1000 chauffeurs routiers et sensibilisation de 1000 personnes	4,0	4,0	1	1	Economies d'énergie : 20% pour les chauffeurs formés et 5% pour les personnes sensibilisées
Transports en Commun (TC)	Communication dédiée, Création de lignes de Bus à Haut Niveau de Service en agglomération, services de TC en milieu rural, 8 haltes ferroviaires Mise en place d'un Service d'Information Multimodal	30	70	9	22	Reports modaux de la voiture individuelle aux TC : 4 % en agglomération 1,6 % sur l'ensemble de la Corse
Modes actifs	Apaisement des villes (zones 30 et rencontre), Services de location de vélo dans agglomérations, Cheminements piétons continus, Infrastructures et stationnements cyclables	34	52	11	17	Reports modaux de la voiture individuelle aux modes actifs : 7,5% de cycles en agglomération 2 % de marche à l'échelle régionale
Total		240	448	76	144	
Unité		GWh		kilotonne CO2 eq		

Figure 23 Mesures, hypothèses, réductions annuelles des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre sur le thème de l'efficacité énergétique dans les transports.

Les calculs reposent sur les données de l'OREGES : ils pourront être revus suivant l'évolution de la population et des besoins associés ainsi qu'après l'exploitation de la future enquête ménage déplacement. En effet, comme indiqué plus haut, la démographie en Corse étant soutenue, elle induit une incertitude sur les projections des consommations, d'où des écarts non négligeables dans les estimations (valeurs minimale et maximale). Un outil de projection sectorielle sera développé dans le cadre de l'OREGES afin d'affiner ces résultats pour la future révision de la PPE.

Dans les agglomérations sujettes à la congestion routière, le renforcement des transports en commun, les outils de planification de trafic, d'information ou encore de gestion « intelligente » de la circulation, peuvent permettre de réduire les embouteillages et de

diminuer les consommations d'énergie et les émissions de polluants atmosphériques dans ces aires urbaines. Il s'agit en particulier de promouvoir une offre de mobilité contribuant à développer une alternative à la voiture individuelle. Ceci passe également à travers une meilleure prise en compte des modes actifs qui sont les plus vertueux en termes d'enjeux « Climat Air Energie » car ils reposent quasi-exclusivement sur l'énergie humaine. Ils sont adaptés à tout milieu, dès lors que le trajet est court. La principale condition à leur développement est une meilleure répartition de l'espace public entre la voiture et les autres modes, possible notamment grâce aux zones apaisées (30 et de rencontre), à des trottoirs plus larges et continus ainsi que des aménités cyclables (voirie comme stationnement, cf. le projet de voie douce de la ville de Bastia). En supplément, des aides à l'achat aux particuliers favoriseraient leur pratique.

Les politiques de transport menées par les différentes collectivités, traduites en schémas directeurs et en plans de transport urbains, se sont récemment réorientées vers de nouvelles priorités : traitement de la congestion des entrées d'agglomération, réorganisation de l'offre de bus en agglomération, développement de l'intermodalité (fer-bus, cars-bus) favorisée par une politique tarifaire intégrée très incitative. Les documents de planification des agglomérations de Bastia et d'Ajaccio confirment le rôle important que devra jouer le train dans la desserte des agglomérations.

Ces politiques contribuent à modifier la perception des transports en commun (TC) et se traduisent par une augmentation de fréquentation significative (augmentation de 28% de fréquentation des bus de la CAPA entre juillet 2011 et juillet 2012 et augmentation de 250 % de la fréquentation des navettes ferroviaires périurbaines d'Ajaccio). Ces données mettent en évidence les potentialités des transports en commun dès l'instant où le service offert répond une attente actualisée. Cependant, la part des TC reste encore globalement faible, avec 2 à 3% seulement du trafic total de voyageurs, le report modal ne compensant pas l'évolution du trafic routier. Les publics utilisant les TC restant majoritairement les usagers captifs non-motorisés.

A **Bastia**, le PLU retient dans le PADD établi en juin 2008, la création d'un service de transport à fréquence élevée sur la voie ferroviaire comme orientation prioritaire d'amélioration du cadre de vie. Cette orientation s'est basée sur un certain nombre de constats montrant l'enjeu important de développer, pour les années à venir, l'offre ferroviaire pour les déplacements internes à l'agglomération.

La politique d'investissements de la CTC sur les infrastructures ferroviaires entre Bastia et Casamozza répond à plusieurs objectifs identifiés par la ville de Bastia, l'agglomération et le conseil général de Haute-Corse :

- un transfert modal important vers les modes collectifs : l'objectif est d'augmenter la part modale des transports publics sur l'agglomération de 5% actuellement à 8% et de supprimer à terme 400 véhicules/jours sur le centre-ville, grâce à l'augmentation des services de bus et de trains, de l'amélioration de la qualité des arrêts et des cheminements ;
- doubler le nombre de scolaires acheminés en train ;
- la requalification de l'hyper-centre, qui passe notamment par une suppression de places de stationnement en voiries et par une requalification urbaine des voies de circulation ; ce projet n'est possible qu'avec une réorganisation du stationnement en interne dans le centre avec trois projets de parc de stationnement et vers l'extérieur de

la commune avec la création de parkings de rabattement à proximité des arrêts ferroviaires.

A **Ajaccio**, où les bus qui circulent dans le centre-ville sont considérablement affectés par la congestion routière, notamment dans l'artère principale de la ville, le train est également pour la ville un élément central du PDU qui s'articule autour de projets utilisant l'emprise ferroviaire actuelle permettant de densifier l'offre ferroviaire au sein de la partie agglomérée Ajaccio – Mezzana, à l'instar des dispositifs existant à Bastia. L'usage du train s'est déjà développé depuis l'ouverture de liaisons périurbaines en 2009 et la création d'un parc relais en accès direct aux quais de la gare de Mezzana. Pour mieux répondre à la demande, notamment pour les trajets domicile-travail, des travaux de création de nouveaux arrêts sur les communes d'Ajaccio et de Sarrola-Carcopino ont été menés. Par ailleurs les deux arrêts existants sur la commune d'Ajaccio ont fait l'objet d'une reconstruction complète fin 2013.

Enfin, la portion ferroviaire entre Mezzana et le centre-ville bénéficiera à terme du système de gestion automatisée de la voie unique qui permettra d'augmenter sensiblement les fréquences des navettes péri-urbaines.

Dans les secteurs périurbains de Bastia et Ajaccio, de nombreux efforts ont été réalisés sur le ferroviaire depuis ces dernières années grâce au plan exceptionnel d'investissements. Ils concernent la sécurisation de l'infrastructure ferroviaire, l'achat de matériel roulant, la réalisation de sections de croisement, la mise en place d'un nouveau système de gestion des circulations, la création de parkings, ... Ces investissements se sont révélés efficaces car la fréquentation a augmenté sur de deux entrées de ville de plus de 60% en deux ans entre 2012 et 2014. Avec 1 028 000 voyages en 2014, le trafic voyageur des chemins de fer de la Corse a franchi la barre symbolique du million de voyages annuels.

D'ici 2020, il est prévu d'augmenter l'offre dans les deux agglomérations : jusqu'à respectivement 20 et 24 aller-retour/jour à Ajaccio et Bastia. Les réflexions menées sur l'accessibilité des communes du rural exposées dans le plan montagne du PADDUC adopté le 02 octobre 2015 devront être approfondies et déclinées de façon opérationnelle

3 Les objectifs de sécurité d'approvisionnement

La Corse s'approvisionne par voie maritime pour l'ensemble des produits pétroliers et pour une partie de l'électricité, par liaison électrique.

La distribution de gaz en Corse est effectuée après transport maritime et stockage, soit par les réseaux ENGIE des agglomérations d'Ajaccio et Bastia, soit par livraison directe de GPL vrac chez le consommateur, soit par bouteilles (butane et propane).

3.1 Sécurité d'approvisionnement en carburants

La Corse ne dispose pas d'unité de raffinage. Pour ce qui concerne les carburants, elle

s'approvisionne donc essentiellement sur le marché en produits raffinés conformes aux normes européennes par l'intermédiaire de la société Dépôts Pétroliers de La Corse (DPLC). Etant donné le caractère insulaire du territoire, sa sécurité d'approvisionnement en carburants soulève un certain nombre d'enjeux et de contraintes, et doit être pérennisée.

3.1.1 Identification des importations énergétiques

Types de produits

Les carburants consommés en Corse, et donc stockés, sont les suivants:

- le gazole / gazole non routier (GO) ;
- l'essence sans plomb 95 (SP95) ;
- le fioul domestique (FOD) ;
- le carburéacteur Jet A-1 ;
- le gazole pêche (GOP).

A noter qu'il n'y a actuellement pas d'utilisation de combustibles minéraux solides en Corse.

Importateurs et sources d'approvisionnement

Le seul « stockiste » de carburants pour la région Corse est la société DPLC, dont l'actionnaire majoritaire est Rubis Terminal (stockiste indépendant), les autres actionnaires étant TOTAL et DELEK. Ces trois mêmes actionnaires ont confié à Rubis Énergie le soin de coordonner la planification des approvisionnements en produits pétroliers des dépôts d'Ajaccio et de Lucciana. Ces trois sociétés ont négocié des contrats d'affrètement avec la compagnie SEA TANKERS et s'assurent d'avoir toutes des ressources (SP95, GOM, FOD, Jet) disponibles dans la zone de Fos-Lavera.

Les différents produits proviennent donc de la zone Fos-Lavera (DPF à Fos-sur-Mer et Pétro-Ineos à Lavera), seul port de la façade méditerranéenne française proposant ces produits en chargement navire. En cas de difficulté (blocage du port de Fos-Lavera) empêchant le chargement de produits auprès des fournisseurs habituels, l'affréteur de DPLC (Rubis Énergie) pourrait charger sur d'autres ports (Espagne, Italie voir Sardaigne) sous un délai de deux semaines.

Ces produits pourraient correspondre aux spécifications douanières françaises mais la délivrance par ces mêmes fournisseurs de certificats d'acquisition de biocarburants durables, au sens de la réglementation française, serait très peu probable en pratique.

Sur la région Corse, DPLC exploite deux sites de stockage, de capacité respective 16 150 m³ et 16350 m³ (mais de capacité exploitable compte tenu des « impompables » d'environ 14600 m³ et 15200 m³) :

- l'un sur la commune d'Ajaccio, couvrant environ le tiers des besoins de la région ;
- l'autre sur la commune de Lucciana, couvrant les deux tiers des besoins.

Les stocks utiles maximum (hors impompables) de chacun des produits sont présentés dans le graphique ci-après.

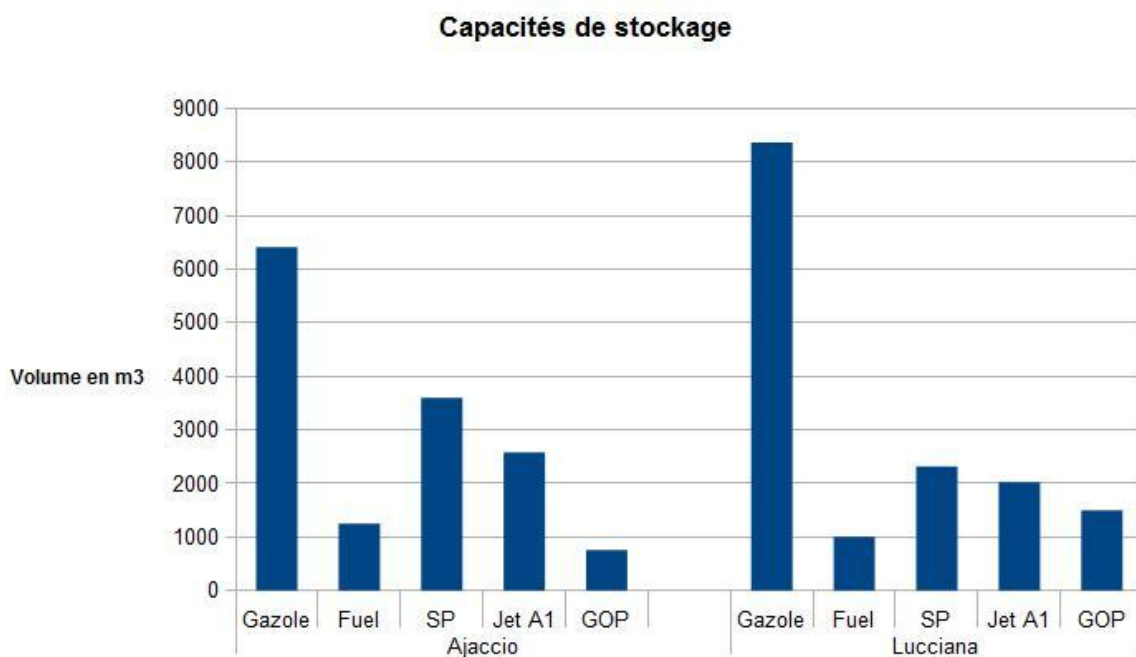


Figure 24 Capacité de stockage des deux dépôts pétroliers de la Corse

Mode d'approvisionnement

Les produits sont acheminés par voie maritime à partir de deux navires d'une capacité de 5500 m³ de la société SEA TANKERS dont le nombre de rotations moyen annuel avoisine les 50 pour le dépôt de Lucciana et 30 pour le dépôt d'Ajaccio, ces chiffres accusant une baisse sensible depuis ces dernières années.

La période la plus chargée en termes d'approvisionnement en carburants, est la période estivale (mois de juillet et août) qui représente pour certains produits près du quart des besoins annuels.

Les produits sont ensuite transférés par un sea-line associé à une canalisation terrestre (dépôt de Lucciana) depuis le point d'amarrage du navire au dépôt pétrolier ou directement par canalisation terrestre à partir d'un quai de déchargement (cas du dépôt d'Ajaccio).

Distributeurs

Les principaux clients des dépôts pétroliers de Corse sont :

- les stations-service maritimes ;
- les revendeurs de fioul à des fins de chauffage ;
- les stations-service terrestres des véhicules à moteur ;
- les aéroports.

La société DPLC ne possède aucun camion-citerne et n'effectue donc aucune livraison. Les clients doivent en conséquence venir s'approvisionner directement sur l'un des deux dépôts.

3.1.2 Enjeux – Contraintes – Critères de sécurité d'approvisionnement

Enjeu n°1 : les capacités de stockage et consommation

Le principal enjeu concernant les carburants est la capacité de stockage disponible. Avec une capacité utile d'environ 30 000 m³, le volume disponible hors saison estivale paraît suffisant au regard des besoins : une rotation de trois navires par mois suffit à y répondre.

A l'inverse, les besoins en période estivale au regard de la capacité de stockage entraînent la nécessité de rotations plus nombreuses, pouvant aller jusqu'à neuf navires par mois, soit 2 par semaine (chiffre pour le mois d'août 2013 pour le dépôt de Lucciana). Pendant cette période, la gestion des stocks se fait en flux plus tendus.

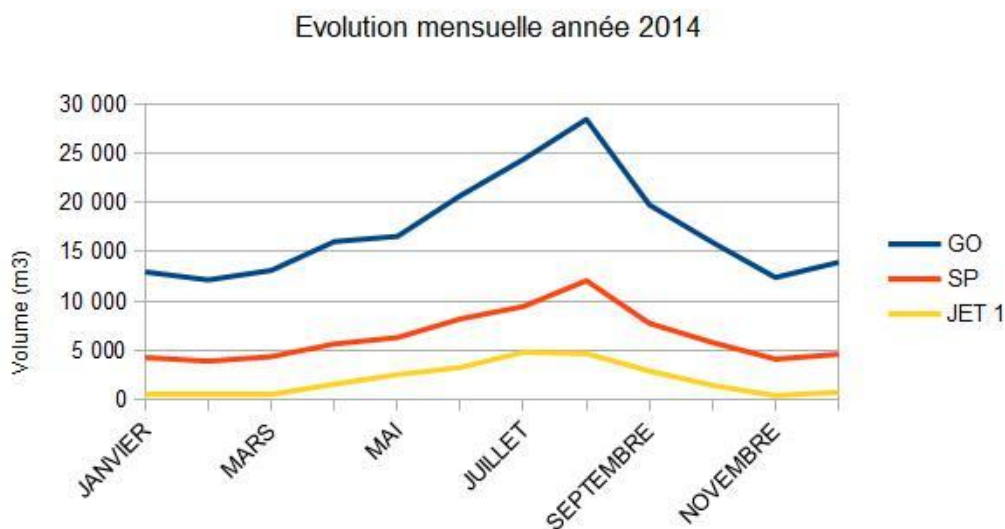


Figure 25 Evolution mensuelle des importations de carburant en 2014

Enjeu n°2 : la répartition des stockages et postes de dépotage

L'approvisionnement du dépôt de Lucciana s'effectue, à partir d'un poste de mouillage composé de six coffres d'amarrage dont quatre utilisés par EDF et DPLC (autorisation d'occupation temporaire du domaine public maritime délivrée pour un an et renouvelable annuellement), par sea-line associé à une canalisation terrestre.

L'approvisionnement du dépôt d'Ajaccio s'effectue à partir de l'appontement Saint-Joseph dans le cadre d'une autorisation d'outillage privé avec obligation de service public accordée par la chambre de commerce et d'industrie d'Ajaccio jusqu'au 31 décembre 2015, par une canalisation d'environ 3,5 km comprenant des tronçons enterrés et aériens.

En cas de difficultés d'accès à la zone d'amarrage ou de dépotage (sea-line inopérant, conditions météorologiques ...), il s'avère impossible de décharger les produits.

Dans ces cas de figure, les solutions envisageables sont :

- le dépotage dans l'autre dépôt (temps de convoyage supplémentaire) si les capacités libres le permettent ;
- le mouillage du navire dans l'attente de levées des difficultés.

La durée d'indisponibilité de dépotage pourrait conduire à la nécessité d'aller prélever du

carburant dans le dépôt disponible et, dans le cas extrême, de faire venir des camions-citerne de produits par ferries.

Enjeu n°3 : la distribution

Corollaire de l'enjeu précédent (i.e. la présence de deux seuls dépôts), le dernier enjeu concerne la distribution des produits. En cas de difficultés d'accès à ces dépôts, les distributeurs ne peuvent plus s'approvisionner et doivent, le cas échéant, se reporter vers le dépôt accessible, les routes montagneuses séparant les deux dépôts pouvant allonger les délais d'acheminement. Un seul dépôt étant alors disponible, une gestion au plus près des stocks est alors nécessaire pour éviter une pénurie, surtout en période estivale.

La gestion de la sécurité d'approvisionnement

La France doit honorer un double engagement de constitution de stocks stratégiques pétroliers: au titre de l'Agence internationale de l'énergie et de l'Union Européenne (90 jours d'importations nettes). En France, l'obligation de stockage stratégique pèse sur toute personne qui réalise une opération entraînant l'exigibilité des taxes intérieures de consommation sur un produit pétrolier (articles L642-2 à 642-4 du Code de l'énergie).

A ce titre, les dépôts pétroliers de Corse hébergent des stocks stratégiques, dit "stocks SAGESS⁶", représentant 13% de leur capacité, qui se répartissent ainsi que décrit par le tableau suivant sur les deux dépôts de Lucciana et Ajaccio (en m³) :

	Gazole	Sans plomb	Fioul domestique	Jet A1	GOP
Ajaccio	1200	700	500	240	-
Lucciana	400	300	400	90	-

En cas de rupture majeure ou de crise locale d'approvisionnement entraînant une pénurie ou un risque de pénurie de produits pétroliers (aléas climatiques, mouvements sociaux, problèmes techniques...), un opérateur peut faire une demande de délocalisation temporaire de tout ou partie de ces stocks stratégiques au directeur chargé des hydrocarbures (une demande a été faite en ce sens en 2013 et 2014 après de la direction de l'énergie du ministère de l'écologie). Toutefois, en saison touristique, la libération des stocks SAGESS ne permettrait d'apporter que quelques jours d'autonomie supplémentaire (2 jours pour le gazole, 3 à 4 pour l'essence sans plomb)

En termes de critère de sécurité, le plan hydrocarbure de la Haute-Corse pris par arrêté préfectoral en date du 8 mars 2011 prévoit un seuil critique lorsque la quantité (hors stock SAGESS) présente sur le dépôt d'un des produits est inférieure à 20% de sa capacité et qu'il n'est pas possible de se réapprovisionner sous 48 heures ni par voie maritime, ni par prélèvement sur l'autre dépôt. Dans ce cas, le plan prévoit la possibilité pour le préfet de :

- limiter la quantité de carburant pouvant être distribuée dans chaque station-service ;
- réquisitionner des stations-service afin que celles-ci réservent la distribution de carburant à des utilisateurs classés « prioritaires » et dont il fixe la liste ;
- demander la libération des stocks « SAGESS ».

⁶ Constituée en 1988, la société anonyme de gestion de stocks de sécurité (SAGESS) a pour mission de constituer et conserver des stocks stratégiques de produits pétroliers.

En Corse-du-Sud, un plan hydrocarbure similaire est également en vigueur (pris par arrêté préfectoral en date du 30 mai 2011).

L'approvisionnement en carburants à partir de navires est soumis à des aléas (conditions de mer, pannes, grèves...) pouvant générer des situations de crises. Même si la Corse n'a pas connu de rupture d'approvisionnement en stations-service depuis la crise nationale hydrocarbure d'octobre 2010, une augmentation des volumes de stockages renforcerait la sécurité d'approvisionnement en carburants, notamment pendant la saison touristique.

Une étude détaillée sera réalisée afin d'évaluer les améliorations possibles en termes de capacités de stockage (nature, volume et localisation), intégrant les évolutions possibles des consommations de carburants. L'opportunité de capacités de stockage supplémentaires sera évaluée lors de la révision de la PPE à l'issue de la première période. Cette étude précisera les modalités d'intégration de biocarburant.

3.2 Sécurité d'approvisionnement en combustibles à destination de la production d'électricité

A ce jour, de nombreuses analyses internationales démontrent **des perspectives économiques plus favorables avec le gaz naturel plutôt qu'aux autres produits pétroliers** sur le long terme (les conjonctures actuelles ou à court terme pouvant être différentes). Ainsi, selon le « World Energy Outlook 2012 » de l'Agence internationale de l'énergie :

« L'augmentation ininterrompue de la demande pour les transports et des coûts d'exploration-production confirme que l'ère du pétrole bon marché touche à sa fin »

Le ralentissement de la croissance économique atténue les pressions conjoncturelles sur les marchés pétroliers, mais les tendances lourdes de l'offre et de la demande de pétrole continuent d'alimenter les tensions sur les prix. Dans le Scénario « nouvelles politiques », nos hypothèses de prix moyen d'importation du pétrole brut dans les pays de l'AIE restent élevées et s'approchent de 120 dollars/baril en 2035 (en dollars de 2010, soit plus de 210 dollars/baril en termes nominaux), même si, dans les faits, le prix devrait rester très volatil.

Les coûts de production du pétrole augmentent parce que les compagnies pétrolières doivent se tourner vers des champs plus coûteux et plus difficiles à exploiter pour remplacer les capacités épuisées et faire face à la demande croissante.

Au niveau mondial, la dépendance s'accroît vis-à-vis d'un nombre relativement restreint de producteurs, principalement au Moyen-Orient et en Afrique du Nord (MOAF). De plus, les routes maritimes par lesquelles est acheminé le pétrole sont vulnérables. Au total, l'augmentation de la production de cette région représente plus de 90 % de l'accroissement nécessaire de la production pétrolière à l'échelle mondiale, portant la part de l'OPEP dans la production mondiale à plus de 50 % en 2035.

De brillantes perspectives se dessinent pour le gaz naturel

Les perspectives sont beaucoup moins incertaines dans le cas du gaz naturel : de nombreux facteurs du côté de l'offre comme de la demande laissent entrevoir un avenir brillant, voire un âge d'or, pour ce combustible. Cette édition de l'Outlook confirme les principales conclusions d'une édition spéciale du WEO publiée en juin 2011 : la consommation de gaz augmente dans les trois scénarios, ce qui fait ressortir la bonne tenue de ce combustible dans un large éventail de politiques énergétiques. Dans le Scénario « nouvelles politiques », la demande de gaz rattrape pratiquement celle de charbon avec 80 % de la demande supplémentaire provenant des pays hors OCDE. Les politiques en faveur de la diversification énergétique

encouragent une très forte croissance de la consommation de gaz en Chine. L'augmentation de l'offre de gaz correspondante passe par le développement de la production nationale et des importations, à la fois de GNL et via les gazoducs d'Eurasie. Les échanges mondiaux doublent et plus du tiers de l'augmentation est destiné à la Chine. La Russie, toujours premier producteur de gaz en 2035, contribue le plus à la croissance de l'approvisionnement mondial, suivie par la Chine, le Qatar, les États-Unis et l'Australie.

Le gaz non conventionnel, géographiquement plus dispersé que les ressources conventionnelles, représente aujourd'hui la moitié des ressources estimées de gaz naturel, renforçant la sécurité des approvisionnements. La part du gaz non conventionnel augmente et atteint un cinquième de la production totale de gaz en 2035, mais elle progresse à un rythme qui varie considérablement d'une région à l'autre. La croissance de la production dépend aussi du succès de l'industrie à relever les défis environnementaux. L'âge d'or du gaz exigera le respect de normes de production très strictes. Le gaz naturel est le plus propre des combustibles fossiles, mais l'accroissement de son utilisation ne suffira pas, à lui seul (sans captage et stockage du carbone), à contenir les émissions à un niveau limitant l'augmentation de la température moyenne mondiale à 2°C. »

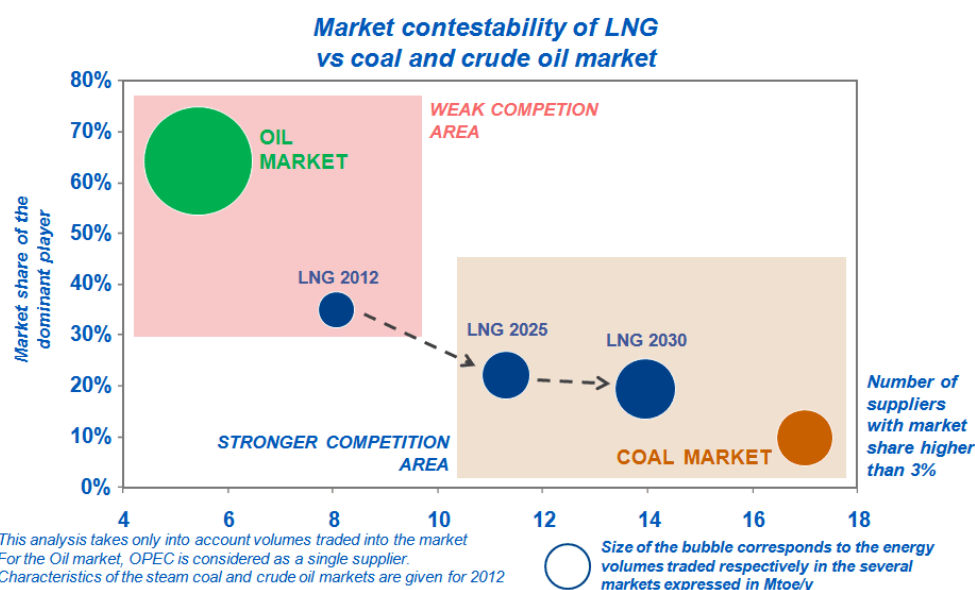


Figure 26 Compétitivité du marché du GNL à horizon 2030 (Source World Energy Outlook 2012 - AIE)

Ainsi, la sécurité d'approvisionnement de la Corse passe par la diversification des produits utilisés et par la substitution d'un certain nombre d'usages au gaz naturel :

- les usages de fioul pour les besoins industriels, y compris production d'électricité ;
- la conversion possible des flottes de transport en commun des communes ;
- la conversion d'une partie du parc de véhicules en alimentation gaz naturel véhicule (GNV), en priorité les poids lourds et véhicules utilitaires légers.

En plus des consommations pour la production d'électricité, le gaz pourrait se substituer à un certains d'usages fioul et représenter selon les hypothèses du SRCAE :

- 300 à 350 GWh/an pour les usages industriels ;
- 350 à 550 GWh/an pour les besoins de mobilité sur la base d'un taux de transformation du parc entre 10 et 15%.

3.3 Sécurité d'approvisionnement en électricité

- ***Définition des enjeux et des contraintes, du problème du pic de consommation, ainsi que du critère de sécurité d'approvisionnement ;***
 - ***Critère de sûreté électrique à définir (portant sur l'équilibre offre-demande à moyen terme – L.141-7)***

Jusqu'à présent, le seuil de défaillance retenu dans les bilans prévisionnels est une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Les bilans prévisionnels pluriannuels sont donc établis avec pour objectif d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de la Corse et l'électricité disponible pour la satisfaire et, notamment, les besoins en puissance permettant de maintenir en dessous du seuil défini le risque de défaillance lié à une rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Ce critère est conservé par le gestionnaire du système pour l'élaboration de la première PPE. Le gestionnaire du système engagera au cours de la première période de PPE une réflexion sur l'opportunité de faire évoluer ce critère sur le territoire de la Corse.

- **Les liaisons électriques :**

La Corse bénéficie de deux liaisons électriques avec l'Italie continentale et la Sardaigne. Comme le prévoyait le Plan énergétique de 2005 (voir extrait ci-dessous), il s'agit de sources d'alimentation essentielles dans l'équilibre du système électrique corse.

« Les liaisons éléments stabilisateurs de l'approvisionnement électrique de la Corse : L'approvisionnement par câble constitue l'un des éléments de la stabilité et de la sécurité du système électrique corse. Par ailleurs, il permet d'éviter une production électrique d'origine thermique et donc des émissions de polluants et de gaz à effet de serre.

A l'avenir, il conviendra d'en faire l'un des trois piliers essentiels de l'approvisionnement électrique de l'île grâce au renforcement des liaisons existantes et, le cas échéant, à la réalisation de nouvelles. C'est pourquoi la puissance délivrée par l'interconnexion devra augmenter avec la puissance appelée et les consommations corses. L'abandon à moyen terme du câble SACOI par la partie italienne ouvre des perspectives d'augmentation de la puissance délivrée, potentiellement jusqu'à 300 MW, la puissance maximale du câble.

[...]A l'horizon 2025, une puissance supplémentaire d'environ 150 MW permettrait de faire face à l'augmentation des besoins et de sécuriser durablement l'approvisionnement électrique de l'île. »

Les liaisons électriques offrent en permanence, à moindre coût, des services systèmes indispensables (régulation de fréquence) permettant de faire face aux aléas de production et de consommation (perte d'un moyen de production, gestion des incidents sans délestage) ainsi qu'à l'intermittence des énergies à caractère aléatoire et permettront d'en intégrer d'avantage. Ce qui se traduit *in fine* par l'amélioration de la qualité de fourniture pour les consommateurs et une économie globale pour la collectivité.

- **Liaison SACOI (SARdaigne-CORse-Italie) et la SCC (station de conversion de courant**

Mise en service dans les années 60, cette liaison à courant continu entre l'Italie continentale et la Sardaigne, majoritairement sous-marine (deux câbles sous-marins entre Sardaigne et Corse et deux câbles sous-marins entre Corse et Italie), emprunte un tracé aérien le long de la côte orientale de la Corse (deux lignes aériennes). Une station de conversion continu/alternatif (SCC) située à Lucciana, mise en service en 1986, permet de soutirer une puissance maximale de 50 MW en 200 kV continu et de la restituer en 90 kV alternatif. Sa technologie, basée sur des thyristors, ne permet pas l'apport de puissance de court-circuit et la rend sensible aux creux de tension.

Les infrastructures, liaisons et SCC, sont d'une génération ancienne avec un risque de défaillance qui augmente d'année en année. La Corse a notamment connu en 2010 une période où les quatre liaisons depuis l'Italie et la Sardaigne ont été simultanément indisponibles. Son renouvellement reste nécessaire vers 2020. Il est piloté par le gestionnaire du système électrique italien TERN A dans le cadre d'un projet plus global de renforcement de l'interconnexion.

Sans préjuger de l'avenir, des échanges entre le gestionnaire du système électrique Corse et TERN A sont en cours pour tenter de définir un planning de renouvellement compatible avec la durée de vie de la station de conversion. A cette occasion, l'augmentation des capacités d'import pourrait être une véritable opportunité à la fois pour développer le réglage de fréquence qui permettra l'accroissement des EnR intermittentes et pour sécuriser le passage de l'été ; sur SACOI, la puissance est garantie tout au long de l'année contrairement à SARCO.

Afin d'intégrer le risque d'indisponibilité prolongée de cette liaison (la réparation d'un défaut sur un tronçon sous-marin reste une opération longue), un scénario spécifique sans SACOI a été étudié.

- La liaison SARCO (SARdaigne-CORse)

Mise en service en 2006, cette liaison sous-marine à courant alternatif relie directement la Sardaigne et la Corse (un seul câble sous-marin). La puissance de la liaison, initialement de 50 MW, a été portée à 80 MW début 2008. Le renforcement du réseau électrique Bonifacio – Porto-Vecchio (novembre 2010) a permis une augmentation de puissance de la liaison SARCO à 100 MW, conformément aux objectifs du Plan énergétique de 2005. La liaison synchrone des deux îles implique une bonne coordination de la gestion des deux systèmes électriques.

Cette liaison synchrone est essentielle pour la sûreté du système électrique. En effet, elle permet de s'adosser au système électrique sarde dont la capacité en termes de puissance installée est cinq fois supérieure à celle du système électrique corse ; le système sarde étant également interconnecté à l'Italie continentale par plusieurs liaisons à courant continu. Comme vu précédemment, elle permet de faire face en temps réel aux variations de consommation et de production, notamment à l'intermittence de certaines énergies renouvelables électriques.

Cependant, le système électrique sarde, comme tout système électrique isolé, doit faire face à des contraintes réseau possibles en fonction de la vie du système électrique et de l'évolution de la consommation en Sardaigne qui peuvent se répercuter sur le système électrique corse se traduisant par une baisse des possibilités d'import. Ces réductions des capacités d'import interviennent principalement en été. A ce stade, il n'est pas possible d'obtenir des informations fiables sur les développements de réseaux que serait susceptible de conduire TERN A pour lever les contraintes estivales.

Afin d'intégrer le risque d'indisponibilité prolongée de cette liaison (la réparation d'un défaut sur un tronçon sous-marin reste une opération longue) ou de réduction durable des capacités d'import (liées à contraintes structurelles sur le système électrique du nord de la Sardaigne), des variantes ont été étudiées « avec ou sans SARCO ».

- **Les contraintes nord/sud liées au déséquilibre entre la production et la consommation :**

La consommation de l'île est très dépendante à la fois du climat (température et nébulosité) et de l'activité touristique, et sa répartition connaît une saisonnalité marquée :

- en hiver, la consommation est répartie en trois grands secteurs : 1/3 Ajaccio, 1/3 Bastia et 1/3 le reste de l'île ;
- en été, la consommation d'électricité est plus particulièrement marquée sur l'extrême sud ; ce phénomène conduit à un déséquilibre entre lieux d'implantation des moyens de production et lieux de consommation.

Il est impératif d'un point de vue sécurité du système de disposer des moyens de production en proximité des zones de consommation.

Les graphes ci-après illustrent le poids des différentes microrégions en termes de consommation électrique à la pointe en hiver et en été.

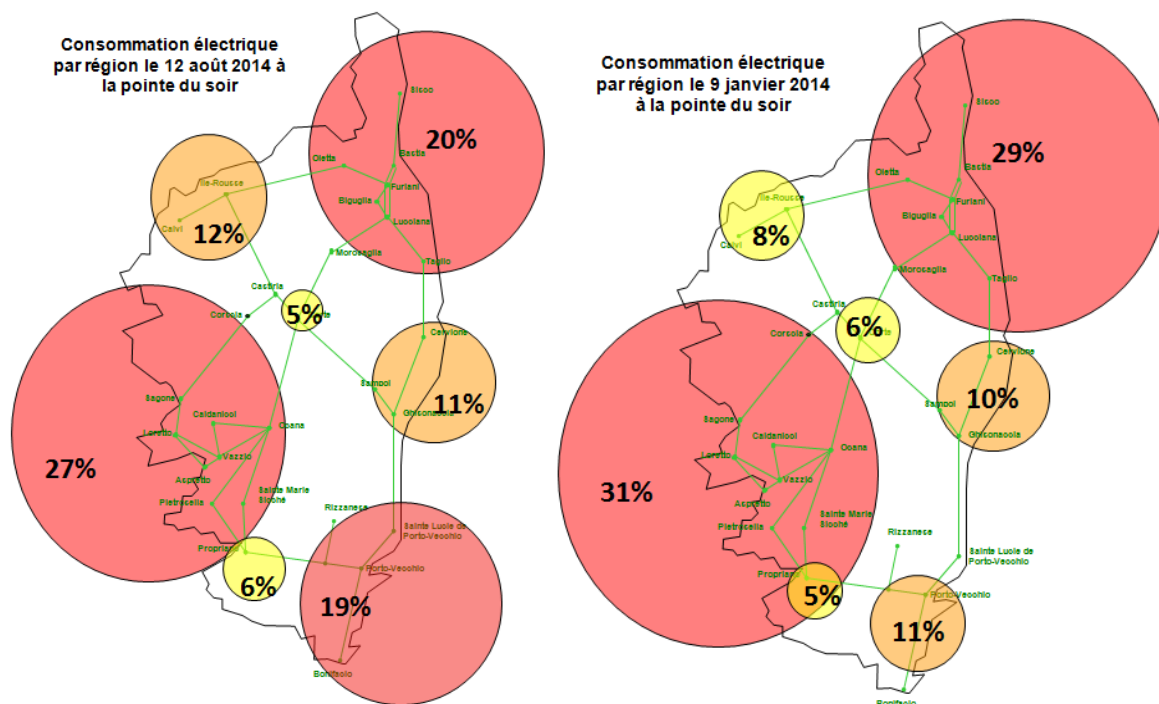


Figure 27 Poids des consommations et de la production d'électricité à la pointe hivernale et estivale (Source EDF)

Corse du Sud	Hiver	Eté
Poids consommation à la pointe	53%	57%
Puissance totale dispo / puissance totale installée*	49%	29%
Haute Corse	Hiver	Eté
Poids consommation à la pointe	47%	43%
Puissance totale dispo / puissance totale installée*	51%	48%

(* hors puissances PV, éolien et microhydraulique)

Le tableau ci-dessus met en évidence les contraintes nord/sud liées au déséquilibre entre la production et la consommation qui s'aggravent l'été en raison :

- de l'obligation de respecter les conventions hydrauliques pour l'alimentation en eau brute et les prélèvements agricoles ;
- des contraintes de gestion des débits dans les rivières qui réduisent les capacités d'utilisation des aménagements hydrauliques (fréquentation durant la journée par les baigneurs et les pêcheurs) ;
- des contraintes structurelles sur le réseau en Sardaigne qui évoluent en fonction de la consommation électrique en Sardaigne.

→ C'est ainsi 23% de la puissance installée qui est indisponible en été.

L'écart, surtout l'été entre les besoins en Corse-du-Sud et la puissance disponible, illustre l'urgence à construire de nouveaux moyens de production près des pôles de consommation afin d'en sécuriser l'alimentation. Le rééquilibrage de la production entre le nord et le sud est indispensable en termes de sûreté du système électrique.

Evacuer plus de production depuis le nord vers le sud au travers d'un réseau très haute tension comportant de nouveaux ouvrages n'est pas envisageable dans un calendrier compatible avec les besoins du système électrique. En effet, la construction de nouvelles liaisons électriques très haute tension dont le tracé affecterait inévitablement les espaces remarquables du territoire (parc naturel régional, grands sites, espaces protégés...) et qui nécessiteraient des investissements considérables, est une opération longue comme le montre le retour d'expérience des projets réalisés entre 2005 et 2015.

- **Accroissement de la variabilité des apports hydrauliques :**

La pluviométrie en Corse est particulièrement contrastée selon les années et les saisons.

Le graphe ci-dessous illustre les conséquences de la variabilité des apports hydriques se traduisant par une production hydraulique variant du simple au double d'une année à l'autre.

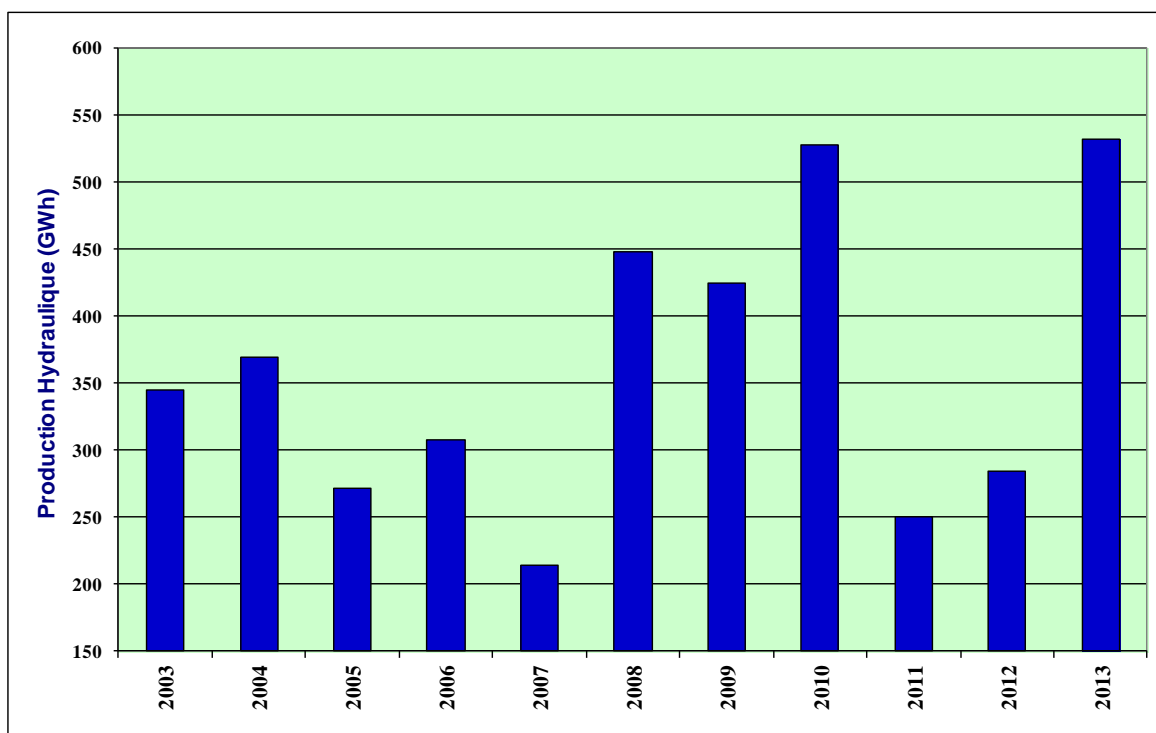


Figure 28 Evolution de la production hydraulique du parc EDF sur la période 2003 – 2013 (Source EDF)

Le changement climatique pourrait venir renforcer cette variabilité à travers une augmentation des phénomènes violents et imprévisibles (épisode Cévenol), ou encore notamment une baisse des apports annuels ainsi que des périodes d'étiages prolongées et plus sévères. Le projet de Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) du comité de bassin Corse, actuellement mis à la consultation du public, met en lumière les incidences majeures sur les usages de l'eau et les activités économiques. En effet, concernant la production des ouvrages hydroélectriques, le SDAGE prévoit des modifications des régimes hydrologiques des cours d'eau avec des volumes d'eau disponibles moindres et un stockage plus aléatoire.

- **Fiabilité du moyen de production du Vazzino**

Le site de production du Vazzino a été mis en service en 1983. Il représentait plus de 35% de l'approvisionnement en électricité de la Corse avant la mise en service des nouveaux aménagements de Lucciana B et du Rizzanese.

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) de 2009⁷ soulignait que le renouvellement de la centrale du Vazzino en 2012 était indispensable pour assurer l'équilibre offre-demande électrique en Corse à court et moyen terme.

Dans le cadre de l'arrêté du 26 août 2013, compte tenu de sa date d'autorisation, antérieure au 6 janvier 2011, la centrale du Vazzino bénéficie dans un premier temps du maintien des normes fixées en matière de valeurs limites d'émission en fonction des dispositions antérieures jusqu'au 31 décembre 2019. En outre, comme elle représentait en 2011 au moins 35 % de l'approvisionnement électrique de la Corse, elle pourra continuer à bénéficier de ce maintien pour au maximum 18000 heures entre le 1^{er} janvier 2020 et le 31 décembre 2023, compte tenu de la demande de dérogation adressée par EDF. Passé cette date, l'installation devra être mise définitivement à l'arrêt.

⁷ La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

- **Interaction entre les différentes énergies : impact de l’approvisionnement en combustibles fossiles sur la sécurité d’approvisionnement électrique**

Dans le cadre de la politique de MDE, la CTC s’attache, en lien avec les opérateurs concernés, à pérenniser, voire accroître les modes de chauffage fournis par d’autres énergies que l’électricité : bois, gaz liquéfié, combustibles liquides... En effet, un report de ces consommations sur l’électricité pourrait mettre en péril l’approvisionnement électrique de l’île, nécessiterait de nouveaux investissements sur les réseaux (colonnes montantes et réseaux de distribution) pour faire face à l’apparition de nouvelles contraintes et alourdirait de façon importante le poids économique sur la CSPE.

La Corse dispose d’un gisement important pour le bois-énergie :

- pour le collectif, le gisement de plaquettes 2020-2030 est estimé entre 52 500 et 92 500 tonnes/an à 35% d’humidité (soit un productible additionnel de 160 à 280 GWh pour le collectif / tertiaire) ;
- pour l’individuel, le gisement additionnel en bois-bûche est estimé entre 15 000 et 40 000 tonnes par an à 40% d’humidité (soit un productible additionnel de 25 à 80 GWh pour le bois utilisé par les particuliers pour le chauffage).

Le bois-énergie permet de produire de la chaleur, en se substituant aux énergies importées et en réduisant les usages thermiques de l’électricité, de soulager la production d’électricité.

4 L'offre d'énergie

4.1 Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques locales et de création d'emplois.

1. Développer fortement les énergies renouvelables thermiques

Le bois-énergie et le solaire thermique notamment ont un rôle important à jouer comme énergie de substitution aux énergies fossiles pour les usages liés au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire, en limitant l'accroissement des besoins de production d'électricité associés.

Les énergies renouvelables thermiques seront également amenées à répondre à l'augmentation attendue des besoins en refroidissement (pic estival de consommation). Plusieurs projets en Corse utilisent aujourd'hui des solutions de rafraîchissement renouvelable : bois-énergie, solaire. D'autres filières sont à développer : la thalassothermie par exemple. Ces filières EnR, et particulièrement la filière bois-énergie, ont l'avantage de générer un développement local très important, que ce soit en emplois créés, ou en structuration du secteur.

Les hypothèses de scénarisation retenues pour le bois-énergie en Corse à l'horizon de 2023 sont les suivantes :

- individuel : existant + 5 000 tonnes/an par rapport à 2008, soit au total 55 000 tonnes/an, soit 83 à 110 GWh/an ;
- collectif : total de 63 500 tonnes/an, soit un productible de 48,6 GWh/an électriques et 40,5GWh/an thermiques ;
- au total : mobiliser 44% du potentiel exploitable en 2023.

Pour le solaire thermique, il s'agit de doubler la production d'énergie pour atteindre 35 GWh en 2023, soit environ une surface supplémentaire de près de 40 000m².

Enfin, conformément aux objectifs du SRCAE pour l'aérothermie, il s'agit de favoriser le recours à du matériel performant afin de faire un gain de + 60 GWh pour atteindre une production totale estimée à 134 GWh en 2023.

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Solaire thermique	+ 7 GWh	+ 13 GWh	+ 20 GWh
Aérothermie	+ 25 GWh	+ 35 GWh	+ 60 GWh
Bois énergie	+ 32 GWh	+ 18 GWh	+ 50 GWh

2. Développer des énergies renouvelables électriques à puissance garantie et du stockage d'énergie

Les EnR à puissance garantie (avec, en particulier, le bois et l'hydroélectricité qui constituent des ressources immédiatement disponibles à employer en priorité) comme les procédés de stockage de l'énergie présentent de forts enjeux de développement. Il s'agit en particulier de considérer :

- le développement de cogénérations bois-énergie, pour lesquelles il est primordial de dimensionner les installations selon les besoins en chaleur, afin de ne pas gaspiller le gisement et de s'assurer de la mobilisation en bois en respectant la hiérarchie des usages ;
- le déploiement à différents échelles de stockages de type STEP (stations de transfert d'énergie par pompage). L'hydroélectricité classique est déjà en tant que tel un moyen de stockage ;
- l'intégration de systèmes, comme opéré dans le projet MYRTE combinant une unité de production solaire d'énergie avec un stockage sous forme hydrogène (projet développé en partenariat avec l'Université de Corse/CNRS, le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies renouvelables, et AREVA Stockage d'énergie), ou encore le projet associé PAGLIA ORBA (Université de Corse - CEA) combinant et optimisant au sein d'une boucle expérimentale, différents moyens de stockages électrochimiques en interaction avec la production solaire.

L'utilisation de ces système de production d'énergie comme leur stockage peut-être optimisé en couplant efficacement le renforcement des infrastructures réseau avec un pilotage plus fin de chaque élément de la chaîne de valeur. Ainsi, une intelligence du réseau électrique doit permettre de corréliser et d'optimiser, en amont, les phases de production (modélisation de la captation solaire, ajustement de la production aux besoins,...), les phases de stockage/déstockage (optimisation des transferts d'énergie entre points de production et points de stockage ...), puis *in fine* en aval les phases d'emploi et de consommation d'énergie (par exemple, l'installation de compteurs intelligents permettant une réactivité accrue en temps réel du réseau électrique basse tension). Ce pilotage intelligent devrait permettre à la Corse de repousser la limite de 30% d'électricité renouvelable injectée au réseau à un instant tout en permettant le transfert d'énergie entre temps de production et temps d'utilisation (répondre aux besoins, lisser les pointes, pallier l'intermittence de certaines productions renouvelables).

3. Financer le développement des énergies renouvelables, structurer et pérenniser les filières locales

Les enjeux économiques et financiers interviennent à deux niveaux. Il s'agit en effet de financer le développement des énergies renouvelables en Corse tout en maximisant les retombées locales à travers la structuration et la pérennisation de filières locales.

Le financement du développement des énergies renouvelables se heurte à deux difficultés : mobiliser la capacité financière nécessaire et rendre accessible les énergies renouvelables pour

tous les consommateurs en prenant en compte les coûts d'investissement et de production des différentes filières mais également le coût lié au renforcement du réseau électrique et à la construction de réseaux de chaleur dans un contexte où les aides disponibles tendent à diminuer et où le coût de l'énergie tend pour sa part à augmenter.

L'enjeu est donc de trouver des solutions d'accompagnement des filières EnR adaptées au contexte corse pour permettre aux professionnels de rendre leurs équipements accessibles au plus grand nombre de consommateurs.

Le développement des énergies renouvelables en Corse doit s'appuyer sur un réseau d'acteurs locaux et revêt de fait un caractère sociétal très important. L'enjeu est de permettre aux filières de se structurer et d'assurer leur pérennité, de créer des emplois locaux, face à une concurrence nationale et européenne forte. Le développement des filières locales nécessite notamment de promouvoir la qualité des équipements et des services proposés par les professionnels locaux par la mise en place de chartes de qualité et de formations.

Il s'agit ainsi de promouvoir les projets ayant le plus de retombées économiques locales (filières EnR, taille des projets...), de promouvoir la qualité chez les professionnels locaux, et de prendre en compte les retombées indirectes (exemple de la filière bois-énergie qui est créatrice d'emplois ruraux et améliore la gestion de la ressource forestière).

4. Des synergies/incompatibilités entre filières et une adéquation entre les potentiels mobilisables et les cibles à prendre en compte dans les plans d'aménagement du territoire

L'anticipation des synergies et des incompatibilités entre les filières, notamment dans les documents d'urbanisme, constitue un enjeu majeur pour le développement des énergies renouvelables. Cet enjeu crucial, clairement indiqué dans le SRCAE, est également traduit dans le Plan d'Aménagement et de Développement DURable de la Corse (PADDUC) adopté par l'Assemblée de Corse le 02 Octobre 2015.

Ainsi, en tenant compte de la nécessité de protéger les terres agricoles dont la vocation première est de permettre le maintien de la production, les projets photovoltaïques se feront désormais préférentiellement en toiture et sur des terrains déjà artificialisés. Si les questions foncières liées au développement de la micro-hydroélectricité peuvent aussi soulever des problèmes de concurrence d'usages, une appréhension des projets de manière globale doit permettre de lever ces freins.

Le développement des énergies renouvelables ayant une emprise foncière forte devra se faire en synergie avec l'ensemble des utilisateurs de ces terrains. Pour exemple, les exploitations ovines peuvent être renforcées au sein de fermes photovoltaïques.

Il est également nécessaire de veiller à l'adéquation entre les potentiels mobilisables (par exemple : potentiels mobilisables pour le solaire thermique/solaire photovoltaïque en toiture)

et les cibles (par exemple : hôpitaux, grandes enseignes, secteur du tourisme...) de manière à pouvoir mettre en place des campagnes de communication, des appels à projets, et mobiliser des financements ciblés. Il s'agit d'inciter le recours aux énergies renouvelables adaptées aux différents usages, selon les potentiels énergies renouvelables mobilisables et selon le profil de consommation de la population et des centres d'activités sur le territoire considéré, ainsi qu'en fonction de l'aménagement du territoire existant (présence d'un raccordement réseau ou non, etc.). Il faut également veiller à bien intégrer les aspects de maîtrise de l'énergie dans la mise œuvre du potentiel des énergies renouvelables thermiques en particulier pour le dimensionnement des besoins de chaleur.

5. Résoudre les difficultés liées aux impacts environnementaux et paysagers et à l'acceptation sociale du développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables rencontre parfois des oppositions fortes des populations, du fait notamment de leurs impacts environnementaux (grands barrages hydrauliques par exemple), et/ou des impacts architecturaux, paysagers (centrales solaires, éoliennes...).

Etant donné le développement important attendu et souhaité en Corse pour toutes les filières renouvelables, il devient essentiel de bien mesurer les conséquences des projets (individuellement mais également les effets cumulatifs si plusieurs projets sont envisagés sur un même site), de développer des projets dans le respect des chartes et plans existants ou à venir afin de protéger les zones et espèces sensibles, et de promouvoir l'information, la sensibilisation et l'implication des usagers sur les projets à venir. Citons par exemple, les arbitrages liés aux infrastructures hydrauliques (potentiel de développement de grands barrages et de projets de mini-hydraulique), ainsi que la nécessaire préservation des continuités écologiques (réflexions à mener à la maille projet).

4.2 *Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable*

Objectif : + 148% de puissance EnR garantie d'ici 2023 par rapport à l'existant en 2015 (ratio hors grande hydraulique)

L'étude a été réalisée en prenant comme hypothèses de développement pour les énergies renouvelables stables (petite hydraulique, bois cogénération, valorisation énergétique des bio-déchets) les scénarios Grenelle 2020 et 2030 du SRCAE en les interpolant en 2023 :

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Petite hydraulique	+ 7 MW	+ 5 MW	+ 12 MW
Bois et bio-déchets	+ 3 MW	+ 4 MW	+ 7 MW
PV et éolien avec stockage	+17 MW	+ 13MW	+ 30 MW

1. Petite hydraulique

La Corse possède des conditions exceptionnelles pour le développement de l'hydroélectricité.

En Corse, le potentiel « sauvage » a été estimé, dans le cadre d'une étude conduite par la CTC en avril 2013, à environ 6 000 000 MWh par an, soit 20 MWh par habitant, à comparer avec le potentiel « sauvage » de 4,6 MWh par habitant de la France continentale. Si seulement un tiers de cette énergie est techniquement récupérable, il reste que ce ne sont que 8% de ce potentiel qui sont actuellement exploités.

Sites de production	Puissance installée (MW)*	Potentiel (MW)	Sites identifiés
PCH sur sites vierges	13 sites soit 21,9 MW	44	37 sites vierges
PCH sur sites OEHC	4 sites soit 3,7 MW	3,3	8 sites OEHC
PCH sur sites AEP	0	4,6	31 sites AEP
TOTAL	25,6	52,7	76 sites identifiés

Le classement des cours d'eau fixé par arrêté du 15 septembre 2015 réduit toutefois le potentiel estimé ci-dessus. Sur les 37 sites vierges identifiés, 16 sites potentiels pour une puissance totale estimée à 19 MW et un productible de 67 GWh/an ne sont pas classés, 4 sites potentiels pour une puissance totale estimée à 5,7 MW et un productible de 22 GWh/an sont classés en liste 2, les 17 autres sites identifiés pour une puissance totale estimée à 20 MW et un productible de 84 GWh/an étant classés en liste 1.

Plusieurs freins au développement de la filière ont par ailleurs été identifiés et en particulier les difficultés liées à la problématique du foncier mais aussi aux conditions économiques, le tarif d'obligation d'achat applicable en Corse étant inférieur à celui appliqué dans les autres ZNI mais aussi à celui appliqué sur le continent (les productions du mois de mars valorisées aux tarifs d'hiver sur le continent ont été transférées en Corse sur la tarification d'été plus basse). Compte tenu des coûts de production faible (cf.1.4), il apparaît opportun de privilégier le développement massif de cette filière.

Ainsi, la mise en œuvre d'appels à projets et la généralisation des contrats de gré à gré⁸ permettraient d'atteindre rapidement *a minima* les objectifs réalistes fixés dans le SRCAE à horizon 2023, soit +12 MW. Une révision à la hausse des conditions tarifaires est une condition nécessaire au développement d'une filière à fort potentiel et les modalités de soutien doivent être réexaminées au regard du coût réel de production de l'électricité en Corse.

2. Grande hydraulique

Concernant la grande hydraulique, les projets potentiels identifiés dans le SRCAE sont ceux :

- du Taravo (ouvrage de l'Olivese à vocation mixte d'hydroélectricité et d'alimentation en eau brute pour environ 36 millions de m³) ;
- de la Cinarca (ouvrage de Letia à vocation mixte d'hydroélectricité et d'alimentation en eau brute pour environ 10 millions de m³) ;
- et du suréquipement de l'aménagement du Rizzanese.

⁸ Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 relative à la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI

Des études de faisabilité de ces aménagements nécessitent d'être conduites durant la période couverte par la présente PPE pour quantifier le potentiel en puissance et en productible de ces aménagements au regard de l'hydraulicité constatée. Les coûts d'études feront l'objet d'une prise en charge par la CSPE au travers des mécanismes prévus par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dans son article 213.

En revanche la date de mise en service prévisionnelle de ces ouvrages ne se situe pas dans l'horizon de temps de la présente PPE.

L'aspect multi-usages de ces aménagements est primordial ; un développement aux seules fins énergétiques limiterait leur intérêt économique pour la solidarité nationale (rentabilité CSPE).

3. Bois-énergie et valorisation énergétique des bio-déchets

Le bois-énergie doit également contribuer à l'équilibre offre/demande sur le réseau électrique, tout en participant au développement local : gestion des forêts, diminution des risques d'incendie, création/maintien d'emplois et d'activités économiques. Le développement de la filière forêt-bois nécessite cependant de créer les conditions de sa structuration.

L'atteinte des objectifs du SRCAE relatifs à la production d'électricité à partir de biomasse, 6 MW électrique pour un productible d'environ 50 GWh/an, nécessitera de mobiliser plus de 60 000 tonnes de bois par an. Afin de limiter les impacts sur la ressource brute, il est possible d'optimiser la fourniture de combustible bois par les filières de recyclage et de valorisation des bio-déchets, notamment issues des activités de la première et de la deuxième transformation (scierie-charpente). Ces articulations sont actuellement en cours de définition dans le cadre du plan de relance de la filière forêt-bois porté par la CTC et l'Etat.

Concernant la valorisation des bio-déchets les objectifs du SRCAE sont compris entre 2,4 et 3,7 MW à horizon 2050 respectivement pour les scénarios Grenelle et rupture. L'objectif de la PPE est de renforcer la part de la méthanisation à hauteur de 1 MW d'ici 2018, et notamment *via* la valorisation des bio-déchets de l'élevage bovin avec par exemple un portage en partenariat avec les Chambres d'agriculture.

La valorisation des bio-déchets pèse actuellement moins de 1% du mix électrique de la Corse. Cette option, possible avec la mise en place d'une filière de collecte et de traitement adaptée, présente de nombreux atouts :

- amélioration de la gestion des déchets organiques sur le territoire promue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dans son volet « économie circulaire » ;
- émergence d'une offre organique à bas coût renforçant la compétitivité de la filière agricole ;
- valorisation énergétique permettant de sécuriser le chemin vers l'autonomie énergétique ;
- maîtrise de la dépense publique au travers d'une valorisation économique des sous-produits issus du traitement (énergie, compost...).

4. Photovoltaïque et éolien avec stockage

Afin de répondre aux objectifs de développement des ENR, un système de soutien au développement de l'électricité photovoltaïque (PV) a été mis en place au premier semestre de l'année 2011 à la suite du moratoire et des recommandations du rapport Charpin-Trink⁹. Il est basé sur un système de tarifs d'achat ajustables chaque trimestre pour les projets de moins de 100 kWc et sur un système d'appels d'offres pour les projets de plus de 100 kWc.

Compte tenu des spécificités des systèmes électriques insulaires, la CRE a conduit en 2011 un premier appel d'offres pour la réalisation et l'exploitation d'installations, situées dans les zones non interconnectées, de production et de stockage d'électricité à base d'énergies renouvelables. Ce premier appel d'offres a permis de lancer en Corse la construction de :

- 16 MW de PV avec stockage, dont 5 MW sont d'ores et déjà en service ;
- 6 MW d'éolien avec stockage ;
- 12 MW de solaire thermodynamique avec stockage.

Le 18 mai 2015, la CRE a publié un nouvel appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations, situées dans les zones non interconnectées, utilisant des techniques de conversion du rayonnement solaire en électricité et présentant une puissance crête supérieure à 100kWc, pour une puissance cumulée maximale de 50 MW. Il est considéré que la Corse bénéficiera proportionnellement d'une enveloppe dédiée.

Cet appel d'offres permettra de lancer la réalisation de tout ou partie de l'objectif de développement de cette filière, tel que préconisé dans cette programmation.

Synthèse développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable

La réalisation des projets de petite hydraulique, de bois énergie et de valorisation énergétique des bio-déchets avec pour objectif la mise en service d'ici 2023 :

- Petite hydraulique : + 12 MW ;
- Bois énergie et valorisation énergétique des bio-déchets : + 7 MW ;
- PV et éolien avec stockage : + 30 MW ;

L'atteinte de ces objectifs nécessite :

- la généralisation des contrats de gré à gré conformément à la délibération de la CRE du 9 septembre 2014 relative à la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI.
- des appels d'offres permettant d'atteindre les objectifs en offrant les conditions économiques favorables à l'émergence des projets.

Par ailleurs, les études de faisabilité des aménagements hydrauliques doivent être lancées dans le cadre de leur finalité multi-usages, dans l'objectif de confirmer ou pas la réalisation de ces projets dans les PPE futures.

⁹ Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque (février 2011).

4.3 Objectifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire

◇ Objectifs de développement

Objectif : + 38% de puissance installée d'ENR intermittentes d'ici 2023 par rapport à l'existant en 2015

L'étude a été réalisée en prenant comme hypothèses de développement pour les énergies renouvelables intermittentes (photovoltaïque, éolien et solaire thermodynamique) les scénarios Grenelle 2020 et 2030 du SRCAE en les interpolant en 2023, hormis pour la filière photovoltaïque pour laquelle l'objectif est réévalué à la hausse :

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
PV en toiture sans stockage	+ 11MW	+ 9MW	+ 20 MW
Solaire thermodynamique	+ 12 MW	+ 0 MW	+ 12 MW
Eolien sans stockage	+0 MW	+ 12 MW	+ 12 MW

L'objectif de la PPE est de réaliser ces projets dans la limite d'acceptabilité du réseau et de prioriser le développement du photovoltaïque en toiture, en particulier en toiture de hangars agricoles pour lequel elle fixe un objectif possible de 120 réalisations à horizon 2018/2023 pour une puissance cumulée de 12 MW.

Une partie du développement du photovoltaïque sans stockage pourra se faire grâce à des systèmes en autoconsommation, sur la base d'opérations pilotes et à plus grande échelle une fois les modèles économiques pour les ZNI définis par les autorités compétentes.

Par ailleurs, des projets éoliens sont d'ores et déjà identifiés et initiés par des développeurs mais se heurtent à des difficultés liées à l'insularité. Une solution possible est la généralisation des contrats de gré à gré conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 relative à la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI.

◇ Définition du seuil de déconnexion

Compte tenu des améliorations des modèles de prévision de production des ENR intermittentes et de la mise en place éventuelle de nouveaux dispositifs de stockage, le gestionnaire de système pourra, dès à présent, de manière expérimentale, lorsque la fiabilité des prévisions et les conditions le permettent, augmenter le seuil de 30 à 35%.

En parallèle le gestionnaire de système lancera, en collaboration avec l'Etat et la CTC, des études technico-économiques afin de valider des solutions permettant d'étendre cette limite. A cette fin, le gestionnaire de réseau va prioriser sur la période 2016-2018 les études sur les axes suivants :

- amélioration des prévisions de production des ENR intermittentes ;
- développement et augmentation de la capacité des liaisons électriques ;

- développement d'infrastructures de type station de transfert d'énergie par pompage STEP (centralisée ou micro-STEP), notamment le projet identifié sur le site de Sampolo ;
- pilotage à commande centralisé de batteries ou de capacités d'inertie (localisées ou diffuses) ;
- règles dynamiques de définition du seuil et d'adaptation des services systèmes (dont la réserve) ;
- règles techniques de déconnexion des PV.

Ces travaux devront permettre de faire émerger un cadre technico-économique permettant de développer les solutions les moins coûteuses pour la collectivité afin d'atteindre un seuil de déconnexion à 35% en 2018, puis de 45% en 2023.

Synthèse développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie aléatoire

Réalisation des projets de photovoltaïque, de solaire thermodynamique et d'éolien avec pour objectif la mise en service d'ici 2023 :

- PV sans stockage : + 20 MW
- Solaire thermodynamique : +12 MW
- Eolien sans stockage : +12 MW

Les contrats de gré à gré devraient être généralisés conformément à la délibération de la CRE du 9 septembre 2014 relative à la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI.

Le gestionnaire de système lancera en collaboration, avec l'Etat et la CTC, des études technico-économiques afin de faire émerger un cadre permettant de développer les solutions les moins coûteuses pour la collectivité en vue d'atteindre un seuil de déconnexion à 35% en 2018, puis de 45% en 2023.

4.4 Objectifs de développement des autres offres d'énergie

Les résultats présentés ci-dessous sont issus du bilan prévisionnel 2015 élaboré par le gestionnaire de système. Les études ont été menées en prenant les hypothèses suivantes :

- taux d'évolution de la demande présentés au §2.3 ;
- développement des EnR intermittentes et stables du scénario du SRCAE en 2020 et 2030, objectifs jugés ambitieux et réalistes ;
- la réalisation de gains annuels MDE équivalents à ceux de l'année 2014 sur la période de la programmation (soit 25 GWh/an) ;
- critère de défaillance présenté au §3.3.
- pas d'évolution du seuil de déconnexion des EnR intermittentes.

Les scénarios intègrent la réalisation sur le territoire de nouveaux moyens de production EnR dans le respect des objectifs du SRCAE. Il est à noter que ces moyens ne peuvent répondre que partiellement à la demande :

- absence de production de certains moyens aux heures de pointe : PV sans stockage à la pointe du soir par exemple ;
- indisponibilité de certains moyens durant les périodes de forte consommation : mini-hydraulique en été par exemple ;

Les besoins présentés ci-dessous sont distingués en deux catégories :

- les besoins de renouvellement qui correspondent à des moyens existants qui nécessitent d’être arrêtés durant la période de la PPE et qui nécessitent d’être renouvelés à puissance identique ;
- les besoins nouveaux correspondent à la création de nouveaux moyens répondant à la hausse globale de consommation d’électricité.

Les scénarios ne prennent pas en compte une dégradation du fonctionnement de la centrale du Vazzio liée à la vétusté et la disponibilité de ce moyen de production, considérée constante sur la période. En conséquence, la TAC installée sur le site de la centrale du Vazzio est considérée comme un moyen de secours nécessaire jusqu’au renouvellement de la centrale.

- Résultats Scénario MDE avec variantes sans SACOI et SARCO :

				Renouvellement					Nouveau besoin									
MDE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Base				Ajaccio 130 MW Bastia SACOI 50 MW														
Pointe				60 MW					60 MW									

Variante sans SACOI : SACOI est considérée comme indisponible sur l’horizon d’étude

MDE sans SACOI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base				Ajaccio 130 MW 40 MW											
Pointe	20 MW			60 MW					40 MW						

Variante sans SACOI & SARCO : SACOI et SARCO sont considérées comme indisponibles sur l’horizon d’étude

MDE sans SACOI & SARCO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base	60 MW			Ajaccio 130 MW					40MW						
Pointe	20 MW			60 MW 20 MW					40MW						

- Résultats Scénario MDE renforcée avec variantes sans SACOI et SARCO :

				Renouvellement				Nouveau besoin									
MDE Renforcée	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Base				Ajaccio 130 MW Bastia SACOI 50 MW													
Pointe				20 MW				20 MW									

Variante sans SACOI : SACOI est considérée comme indisponible sur l'horizon d'étude

MDE Renforcée sans SACOI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		60 MW		Ajaccio 130 MW											
Pointe				20 MW				20 MW							

Variante sans SACOI & SARCO : SACOI et SARCO sont considérées comme indisponibles sur l'horizon d'étude

MDE Renforcée sans SACOI & SARCO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		100 MW		Ajaccio 130 MW											
Pointe				60 MW				20 MW							

Le bilan prévisionnel du gestionnaire de système électrique précise que :

- le renouvellement des moyens existants est nécessaire :

La centrale du Vazzino, composée de sept diesels de 18,9 MW chacun pour une puissance totale de 132,3 MW, doit être renouvelée autour de 2020 et au plus tard début 2023.

Trois des quatre TAC présentes à Lucciana devront être renouvelées entre 2021 et 2025 : les TAC 1 et 2 (d'une puissance de 20 MW chacune) et la TAC 3 (d'une puissance de 25 MW).

La liaison électrique SACOI, d'une puissance de 50 MW, est ancienne avec un risque de défaillance qui augmente d'année en année. La Corse a notamment connu en 2010 une période où les quatre câbles sous-marins depuis l'Italie et la Sardaigne ont été simultanément indisponibles. Son renouvellement, piloté par TERNA, gestionnaire du système électrique italien, est nécessaire peu après 2020. Sans préjuger de l'avenir, des échanges entre le gestionnaire de système et TERNA sont en cours pour tenter de définir un planning de renouvellement compatible avec la durée de vie de la station de conversion.

- de nouveaux besoins apparaissent d'ici 2030 dans le scénario MDE :

La croissance de la consommation fait apparaître de nouveaux besoins entre 2021 et 2030 dans le scénario référence MDE uniquement : 60 MW de nouveaux moyens sont nécessaires.

- des besoins supplémentaires apparaissent en cas de perte durable des liaisons électriques SARCO ou SACOI :

La liaison SARCO (reliant en courant alternatif la Corse à la Sardaigne et d'une puissance maximale de 100 MW) et la liaison SACOI sont indispensables à l'équilibre offre-demande. En cas de perte prolongée d'une de ces liaisons, entre 60 MW et 80 MW de moyens de production supplémentaires (majoritairement des moyens de base) sont nécessaires immédiatement.

La réalisation dans les plus brefs délais d'un nouvel équipement industriel d'une puissance de l'ordre de 250 MW en région ajaccienne, fonctionnant au fioul domestique en attendant l'arrivée du gaz naturel, est donc nécessaire. Le cycle combiné, composé de turbines à combustion et à vapeur, est la solution optimale puisqu'il amène une flexibilité de fonctionnement permettant de répondre à la fois aux besoins de base et de pointe.

Le terrain sur lequel sera édifié ce nouveau moyen de production doit répondre à plusieurs critères :

- se situer en région ajaccienne pour permettre de rééquilibrer la répartition des moyens de production entre le nord et le sud, à l'image de la répartition de la consommation estivale ;
- dans un souci de sécurisation des sorties d'énergie, de simplification des démarches administratives et de rapidité des travaux à réaliser, être à proximité immédiate d'un ensemble de lignes de transport très haute tension ;
- être proche de la zone urbaine d'Ajaccio pour être le plus près possible des zones de consommation, la ville d'Ajaccio se trouvant être l'endroit de plus forte consommation de cette zone ;
- être le plus près possible de la mer afin de pouvoir utiliser un système de refroidissement à l'eau de mer, ce qui permet d'accroître le rendement énergétique de la centrale et de diminuer l'impact sonore et visuel pour les riverains ;
- se situer à proximité de la centrale actuelle afin de pouvoir réutiliser la chaîne d'approvisionnement en combustible liquide existante dans l'attente de l'arrivée du gaz naturel et de réduire de fait la surface nécessaire à la construction d'un tel outil industriel ;
- se situer à proximité de l'actuelle centrale du Vazzio afin de pouvoir bénéficier des ouvrages d'évacuation d'énergie existants et éviter des travaux d'investissements trop importants toujours sources de retards.

Une puissance de l'ordre de 250 MW pour le nouveau moyen de production permettra :

- de couvrir les besoins de renouvellement de la centrale du Vazzio et des trois TAC de Lucciana qui seront mises hors service sur la période 2019-2023 ;

- de couvrir les risques liés à la défaillance de SACOI et à un éventuel retard du projet de renouvellement piloté par TERNA ;
- d'anticiper les nouveaux besoins de pointe nécessaires dès 2024.

Le renouvellement de la station de conversion reste indispensable afin de couvrir les besoins à moyen et long termes et garantir la sûreté électrique du système au travers des services qu'elle apporte. L'augmentation de sa capacité à hauteur de 100MW lors de son renouvellement offre des opportunités de sécurisation de l'approvisionnement électrique en période estivale et une meilleure intégration des EnR dans le mix énergétique.

Les moyens de production thermique (centrale thermique EDF PEI de Lucciana B, turbine à combustion 40 MW de Lucciana A et nouveau moyen de production de la région ajaccienne) seront convertis au gaz naturel lorsque l'infrastructure sera réalisée. Ce projet d'alimentation en gaz naturel des moyens de production d'électricité est justifié à la fois :

- par les bénéfices environnementaux liés à l'utilisation du gaz naturel ;
- par les perspectives d'une plus grande stabilité à long terme des coûts d'approvisionnement en combustibles, de leur pérennité ainsi que de leur sécurité dans le cadre de la souscription de contrats d'approvisionnement sur le long terme ;
- par une économie pour la CSPE (le projet d'infrastructure étant en très grande majorité dédié aux usages de production d'électricité, il convient d'en assurer le financement au travers du mécanisme de compensation CSPE au même titre que les moyens de production d'électricité du territoire).

Synthèse développement des autres offres d'énergies

La nécessité de réaliser dans les plus brefs délais un équipement industriel d'une puissance de l'ordre de 250 MW en région ajaccienne est confirmée. Le cycle combiné, composé de turbines à combustion et à vapeur, est la solution optimale aujourd'hui privilégiée. Il fonctionnera au fioul domestique en attendant l'arrivée du gaz naturel.

La nécessité de renouveler la station de conversion est aussi confirmée afin de couvrir les besoins à moyen et long termes et garantir la sûreté électrique du système au travers des services qu'elle apporte. L'augmentation de sa capacité à hauteur de 100 MW lors de son renouvellement offre des opportunités de sécurisation de l'approvisionnement électrique en période estivale et une meilleure intégration des ENR dans le mix énergétique.

Les moyens de production thermique (centrale thermique EDF PEI de Lucciana B, turbine à combustion 40 MW de Lucciana A et nouveau moyen de production de la région ajaccienne) fonctionneront au fioul domestique et seront convertis au gaz naturel lorsque les infrastructures ad hoc seront réalisées.

5 Les infrastructures énergétiques, les réseaux.

5.1 Etat des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente

5.1.1 Le réseau de transport :

Le réseau électrique à haute et très haute tension corse se compose de :

- 758 km de ligne à 90 000 volts ;
- 158 km de ligne à 200 000 volts en courant continu (liaison SACOI) ;
- 15 km de liaison sous-marine et 7 km de liaison souterraine à 150 000 volts ;
- 27 postes de transformation 90 kV/20 kV (ou 15 kV) et 6 postes d'évacuation.

Des études et des travaux sont actuellement engagés pour lever les contraintes qui pourraient apparaître à l'horizon 2023 : création de nouveaux postes sources, renforcement des liaisons de la région ajaccienne, étude de la nécessité de renforcer l'alimentation de Bastia, création de lignes d'évacuation pour les futurs outils de production.

Par ailleurs, le S3RER (Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables) à l'horizon 2020 a démontré que les réseaux sont adaptés aux besoins liés au développement des EnR.

5.1.2 Les réseaux de distribution :

- 5200 km de réseau haute tension A¹⁰ (HTA) dont 40% en souterrain ;
- 5100 km de réseau basse tension (BT) dont 40% en souterrain ;
- 6000 postes HTA/BT.

Le relief corse ne favorise pas le maillage des réseaux de distribution. Beaucoup de réseaux HTA sont ainsi en antenne, du fait d'un urbanisme peu densifié (3500 km de réseau aérien dont 2000 km en zone boisée). La Corse est ainsi un « archipel de villages » dans une « île de montagnes ». Pour autant, les clients corses ont légitimement des exigences en matière de qualité de fourniture similaires à celles des clients continentaux.

Les enjeux d'investissement et de maintenance sont donc forts pour les acteurs qui interviennent sur les réseaux électriques en Corse (SIER et EDF). La Corse vit chaque année un ou deux aléas climatiques majeurs (vent violent, épisode neigeux, incendies de forêt...).

¹⁰ Le domaine haute tension A (ou HTA), ou moyenne tension (MT), concerne les installations électriques dans lesquelles la tension :

- excède 1 000 volts sans dépasser 50 000 volts en courant alternatif,
- ou excède 1 500 volts sans dépasser 75 000 volts en courant continu.

Pour EDF

Des programmes très soutenus d'investissement sur les réseaux sont ainsi engagés : des lignes sont créées, d'autres renforcées, certaines enfouies. En parallèle, les réseaux sont équipés de télécommandes et leur maintenance renforcée avec une attention particulière portée à la végétation, près de 2000 km de lignes aériennes étant situées en zone boisée. Des moyens extrêmement novateurs sont déployés pour diagnostiquer l'éloignement de la végétation et élaguer : drones, relevé laser, élagage avec scie hélicoptée, pelle araignée...

Depuis dix ans, ce sont en moyenne 35 millions d'euros qui sont investis chaque année dans le domaine distribution. Le résultat sur les cinq dernières années : une diminution des temps de coupure chez les clients de plus de 40 % hors aléas climatiques majeurs (280 mn en 2010 contre 170mn en 2014).

Evolution du temps de coupure moyen par client en minutes par an (hors incidents exceptionnels)

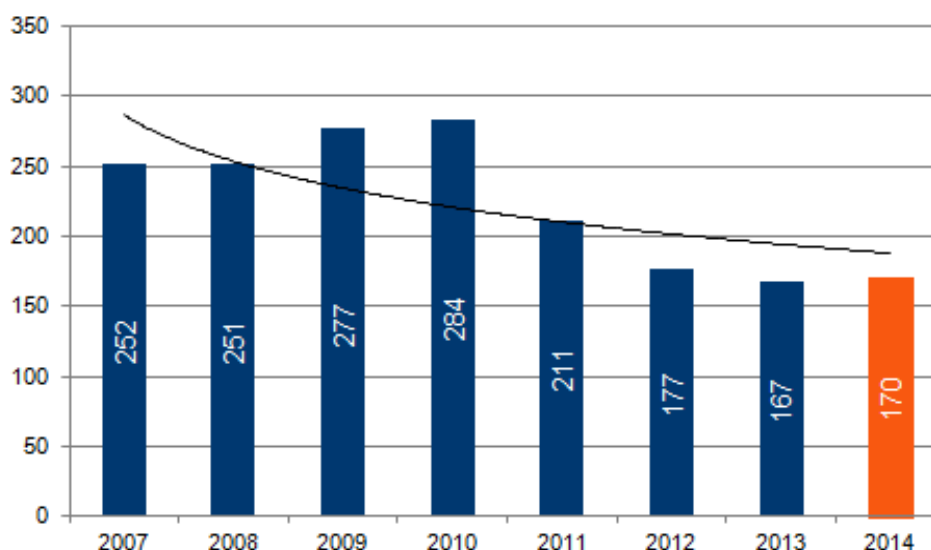


Figure 29 Evolution du temps de coupure moyen par client en minutes par an (hors incidents exceptionnels)

Plus de 95% des constructions de réseau HTA sont réalisées en technique souterraine ; chaque année ce sont près de 100 km de réseau aérien HTA qui sont enfouis.

Pour les syndicats intercommunaux d'électrification rurale (SIER)

Les SIER ont aussi une grande responsabilité dans le ressenti des élus et des clients de la qualité de fourniture en Corse. En 2013 il y avait un stock de 195 km de réseau basse tension à renforcer en Corse-du-Sud et 221 km en Haute-Corse. Leur politique s'oriente de manière plus prononcée vers les renforcements de réseau, ce qui peut être difficile compte tenu de la demande très forte en travaux d'extension. A ce titre, les SIER bénéficient du soutien de l'Etat au titre du PEI. Ces travaux doivent se poursuivre sur la période 2015-2020 pour garantir une amélioration de la qualité de fourniture en zone rurale.

5.1.3 Développement des infrastructures de recharge pour véhicules électrique

La mobilité électrique, et plus particulièrement la voiture électrique, est au cœur de l'actualité nationale avec les bonus accordés à ce type de véhicules (de 6 300 à 10 000 €) ainsi que l'objectif de la loi sur la transition énergétique visant 5% de véhicules électriques (VE) ou de véhicules hybrides rechargeables (VHR) sur l'ensemble du parc national pour 2020.

Avec près de 40% des consommations d'énergie finale de l'île, les transports intérieurs (majoritairement représentés par les véhicules particuliers) constituent l'un des enjeux phares de la transition énergétique. Dans le SRCAE, la mobilité électrique est abordée comme une des solutions à la problématique introduisant un objectif de 10% de la flotte automobile devenue électrique d'ici 2050.

Les véhicules alimentés en électricité présentent de nombreux avantages par rapport à ceux alimentés en carburant. Du point de vue de la puissance publique, la mobilité électrique, si elle est alimentée en énergies renouvelables, permet de réduire la dépendance aux produits pétroliers, de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et d'améliorer la qualité de l'air. Ceci est d'autant plus vrai que le véhicule électrique consomme trois à quatre fois moins d'énergie finale que son équivalent thermique.

Néanmoins, la spécificité insulaire de la Corse rend nécessaire un encadrement du développement de la mobilité électrique. En effet, un développement incontrôlé des véhicules électriques présenterait d'importants inconvénients : non seulement le bilan environnemental CO₂/km parcouru serait moins bon qu'avec des véhicules thermiques récents, mais l'on pourrait assister également à une augmentation des consommations électriques en soirée rendant inévitable l'investissement dans de nouveaux moyens de production dits « de pointe » afin de couvrir ce nouvel usage.

Il semble dès lors nécessaire d'étudier la faisabilité technico-économique et juridique d'un déploiement de bornes de recharge pouvant reposer sur le principe suivant :

1. développement des systèmes de production d'électricité renouvelable répondants aux besoins en énergie et en puissance des recharges;
2. ajout de systèmes de stockage d'énergie ;
3. développement et installation de bornes de recharge adaptées aux ZNI et communicantes : elles doivent permettre à l'utilisateur d'informer sur l'urgence du besoin de mobilité et au gestionnaire du système de prévenir des contraintes sur le réseau notamment à la pointe ;
4. création d'un réseau de communication permettant aux différents éléments du système d'échanger des informations afin de proposer une solution « Smart-Grid » ;
5. mise en place d'un outil de pilotage de l'ensemble du système afin d'atteindre à tout instant l'équilibre énergétique tout en offrant le meilleur service aux usagers.

Des travaux complémentaires doivent préalablement être menés dans le but d'estimer les besoins de charge des véhicules et de dimensionner les éléments du système en fonction de ces demandes en énergie et en puissance. En particulier, la prise en compte des autres actions visant à réduire les consommations d'énergie dans le domaine des transports permettrait d'affiner les besoins globaux de ce secteur.

Avancer des objectifs de déploiement de bornes semble ainsi prématuré dans le cadre de la présente PPE. Néanmoins, il serait envisageable d'imaginer un déploiement de véhicules électrique et hybride rechargeable équivalent à 1% du parc en 2023. Cela pourrait

correspondre à un déploiement d'environ 700 points de charges, qui seraient alimentés par 3 à 5 MW de panneaux photovoltaïques couplés à des systèmes de stockage d'énergie d'une capacité totale de 6 à 12 MWh.

Le lancement d'un appel à manifestation d'intérêt spécifique aux ZNI pourrait encourager les collectivités à mettre en œuvre le « déploiement d'infrastructures de recharge pour les véhicules hybrides et électriques ». Celui-ci pourrait inclure les besoins de production d'énergie renouvelable, le système de pilotage et les études nécessaires à la conception du système. Le déploiement qui pourrait être proposé en Corse à très court terme correspondrait à une centaine de points de charge afin de tester la viabilité du système à grande échelle.

Par ailleurs, la solution hydrogène à travers les piles à combustibles et des stations de recharge alimentées par des sites de production EnR est également envisagé dans la présente PPE à travers l'objectif d'un déploiement de 7 stations de recharge hydrogène d'ici 2020.

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative sur la transition énergétique pour une croissance verte stipule, dans son article 203 II, que les ZNI doivent fixer dans la PPE les dates d'application des obligations d'acquisition de « véhicules à faibles émissions » au sein de l'Etat et ses établissements publics ainsi que dans les collectivités territoriales et leurs groupements. Si, en raison des contraintes rappelées ci-dessus, il semble prématuré de fixer dès à présent une date pour les véhicules nécessitant un dispositif de recharge, il convient en revanche de respecter la date d'entrée en vigueur et les taux de renouvellement tels que prévu à l'article 37 de la loi en métropole continentale pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions ne nécessitant pas de dispositifs de recharge hormis ceux alimentés à partir d'énergie renouvelable.

Ayant clairement identifié les problématiques liées au véhicule électrique, sans pour autant nier les avantages, la PPE propose de mettre en place un comité de pilotage chargé d'élaborer en vue de la prochaine PPE, un schéma de développement de la mobilité électrique en Corse permettant de s'assurer de recharges alimentées majoritairement à partir d'énergies renouvelables et n'engendrant aucune contrainte sur le réseau électrique. A ce titre, le comité pourra s'appuyer sur les retours d'expérience des démonstrateurs développés sur le territoire.

5.1.4 Développement des compteurs communicants

Dans le cadre du plan européen de lutte contre le changement climatique, la France a choisi de doter tous les clients de compteurs communicants d'ici dix ans. En Corse, EDF en tant que gestionnaire de réseau, a la charge, de déployer un nouveau compteur d'ici fin 2024. L'objectif est de déployer avant fin 2023, sur plus de 80% du parc de compteurs, des compteurs électriques communicants offrant de nouvelles opportunités de services.

L'arrivée des nouveaux compteurs voulue par le législateur constitue une opportunité majeure pour le territoire en termes :

1. d'efficacité énergétique, en permettant :
 - de mettre à disposition des consommateurs une information sur leur consommation réelle, au jour le jour, afin de les sensibiliser aux enjeux d'efficacité énergétique et les aider à modifier leurs comportements ;
 - de mieux cibler et d'évaluer plus précisément les actions d'efficacité énergétique ;

- de lutter contre la précarité énergétique plus efficacement grâce à une facturation sur index réels et la mise en place d'alertes (SMS) en cas de surconsommation.
2. de modernisation du service public de l'électricité :
- avec, pour les consommateurs, la possibilité de changer son contrat à distance (modification de la puissance souscrite, des options tarifaires, déménagement...);
 - avec, pour le gestionnaire du système électrique (EDF), la possibilité de mieux apprécier le niveau de qualité du produit délivré et d'accueillir de nouvelles sources d'énergies renouvelables toujours plus nombreuses et décentralisées ;
 - avec une meilleure détection des pannes qui permettra une plus grande réactivité des équipes réseau sur le terrain.

5.2 *Objectifs relatifs aux autres infrastructures énergétiques : infrastructures d'approvisionnement en gaz naturel*

Le projet de raccordement de la Corse au réseau de transport gaz européen par le biais du gazoduc marin (GALSI) n'étant plus dans l'actualité, la CTC a réalisé en 2011 une étude de faisabilité d'alimentation de la Corse par gaz naturel liquéfié (GNL). Dans le même temps, ENGIE a été mandaté par l'Etat pour réaliser l'étude de faisabilité d'un gazoduc entre Ajaccio et Bastia (partie terrestre du projet Cyrénée).

L'intérêt pour la Corse est triple :

- la perception d'une amélioration notable de la qualité de l'air répondant à une attente des citoyens ;
- une alimentation en gaz naturel permettra de sécuriser l'avenir énergétique de la Corse ; en effet, le fioul, et en particulier sa composante dite « domestique » ou « légère », est appelé à devenir une ressource rare et convoitée, créant des situations d'approvisionnement critiques et une hausse non maîtrisée du coût de fonctionnement des centrales ; *a contrario*, les réserves connues de gaz naturel permettent d'envisager un avenir serein et un coût de fonctionnement maîtrisé sous réserve de la souscription de contrats d'approvisionnement à long terme (cf. 3.2) ;
- la conversion des moyens de productions thermiques de la Corse engendrera, à niveau de consommation équivalent, une réduction d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité.

Le schéma retenu qui fait consensus aujourd'hui est une structure composée :

- d'un ouvrage d'aménée de la molécule gaz en Corse : une solution possible étant composée d'un terminal flottant de stockage/regazéification de 40 000 m³ de GNL (FSRU) ancré au large de Lucciana et de navires méthaniers de petite capacité qui permettraient de transporter le gaz à partir de terminaux GNL en Méditerranée ;
- d'un ouvrage de transport gaz (Cyrénée), qui devra relier l'ouvrage d'aménée de la molécule de gaz à la centrale de Lucciana et au cycle combiné gaz d'Ajaccio et qui sera construit par un opérateur agréé ;
- de la centrale et de la turbine à combustion de Lucciana fonctionnant actuellement au fioul léger (mise en service fin 2013) pour laquelle des aménagements gaz seront réalisés une fois la décision d'arrivée du GNL en Corse prise et quand le GNL sera disponible pour la production d'électricité ;

- d'un cycle combine gaz d' Ajaccio qui fonctionnera au fioul léger en attendant que le GNL soit disponible pour la production d'électricité.

Le cadre juridique étant désormais fixé pour définir les conditions de la mise en œuvre de la chaîne gazière en Corse, la présente PPE fixe pour objectif de lancer les études détaillées de faisabilité de l'ensemble de ses éléments, de manière à permettre le lancement dans les plus brefs délais de la réalisation de l'infrastructure gazière.

6 Projection 2023

Afin de mesurer l'évolution du mix énergétique de la Corse à horizon 2023 suite à la mise en œuvre de la PPE, les graphiques de bilan introductif sont reproduits ci-dessous en énergie primaire et finale.

Cette projection repose d'une part sur le bilan 2014 en ce qui concerne l'évolution du GPL, du fioul domestique et des produits pétroliers pour le secteur du transport, et d'autre part sur le bilan prévisionnel 2015 du gestionnaire du réseau. L'évolution du mix électrique repose sur les hypothèses suivantes :

- La consommation électrique en 2018 et 2023 est celle du scénario « MDE renforcée ».
- L'énergie importée via les interconnexions reste identique au volume importé en 2014
- La production EnR est calculée à partir de la valeur 2014 + la production des nouvelles installations prévues dans la PPE.
- La production thermique résulte de la différence entre la consommation et les imports ainsi que la production EnR.

Il vient alors le graphique suivant :

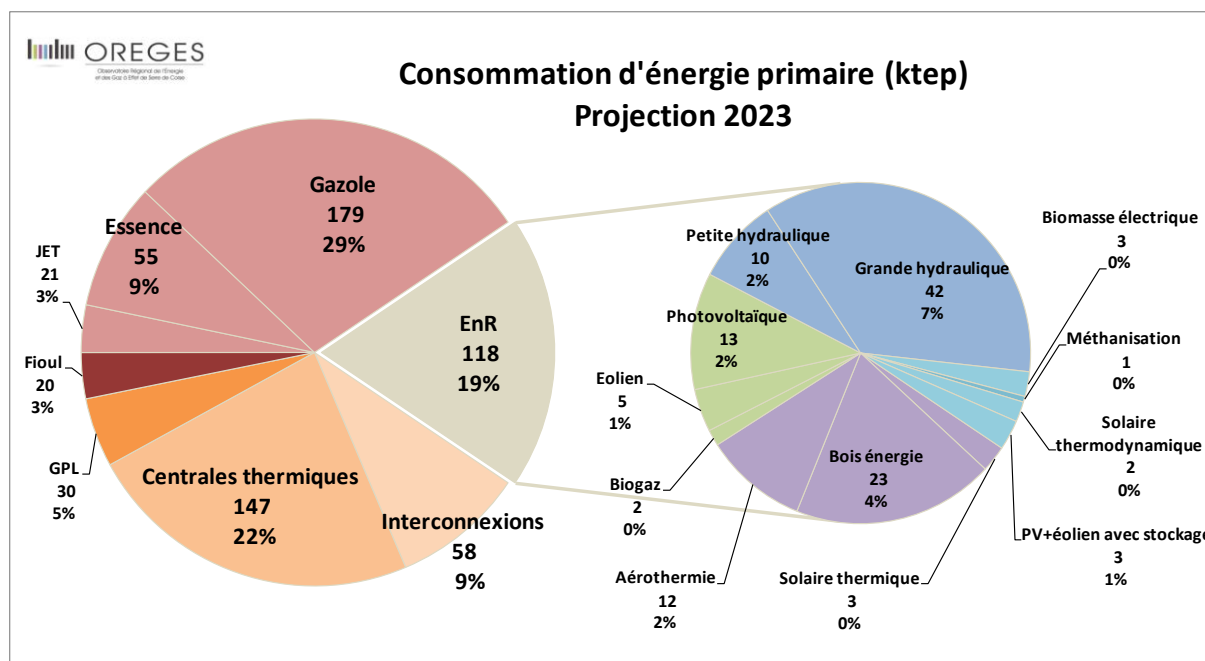


Figure 30 : Projection bilan énergie primaire en 2023

En 2023, les énergies renouvelables représentent 19% de l'approvisionnement énergétique traduisant une dépendance énergétique réduite à 81%. On note une diversification des sources

d'énergies renouvelables. De plus, les importations de produits pétroliers pour l'alimentation des centrales électriques baissent de 50ktep du fait d'une amélioration de leur rendement et des actions EnR-MDE.

Il vient ainsi un bilan en énergie primaire 626 ktep, répartie de la manière suivante :

- Produits pétroliers : 72 %
- Liaisons électriques : 9,2 %
- EnR électriques : 12,9 %
- EnR thermiques : 5,9 %

L'évolution envisagée du système électrique suite à la pleine réalisation de la PPE donne un nouveau paysage en 2023 avec une forte progression des énergies renouvelables électriques.

2015				2023			
Domaine	Type/Site	Puissance	Total	Domaine	Type/Site	Puissance	Total
Centrales thermiques	Lucciana	112 MW	244 MW	Centrales thermiques	Lucciana	112 MW	362 MW
	Vazzio	132 MW			Vazzio	250 MW	
TAC	Lucciana	105 MW	105 MW	TAC	Lucciana	40 MW	40 MW
	Vazzio	0 MW			Vazzio	0 MW	
Câbles	SACOI	50 MW	150 MW	Câbles	SACOI	100 MW	200 MW
	SARCO	100 MW			SARCO	100 MW	
EnR	Grande hydro	194 MW	342 MW	EnR	Grande hydro	194 MW	435 MW
	Petite hydro	26 MW			Petite hydro	38 MW	
	Eolien	18 MW			Eolien	30 MW	
	PV	97 MW			Eolien stockage	6 MW	
	PV stockage	5 MW			PV	117 MW	
	Biogaz	2 MW			PV stockage	29 MW	
					Thermodynamique	12 MW	
		Biogaz	3,4 MW				
		Méthanisation	1 MW				
		Biomasse	4,6 MW				

+15%
+53 MW

+33%
+50 MW

+63%
(hors grands barrages)
+93 MW

Ces résultats sont représentés ci-après en consommation d'énergie finale.

Systeme énergétique

Ambitions 2023 en consommation finale
546ktep soit 6 350 GWh

Les EnR représentent 22% de la consommation finale d'énergie en Corse

Carburants Transports **-240 GWh** **46% (2960 GWh)**

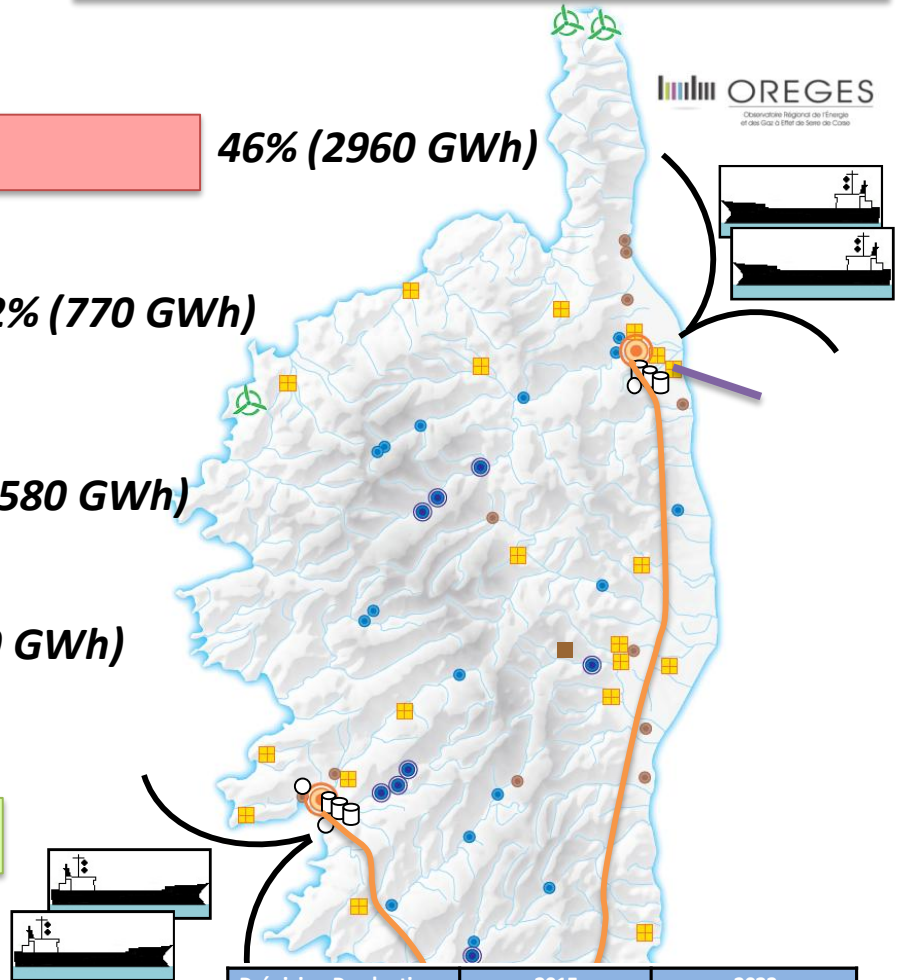
Fioul léger Electricité thermique **-100 GWh** **12% (770 GWh)**

GPL Usages thermiques **-100 GWh** **9% (580 GWh)**

Interconnexion = **10% (670 GWh)**

EnR électriques Hydro
Photovoltaïque
Eolien
Biogaz **+220 GWh**
15% (940 GWh)

EnR thermiques Aérothermie
Solaire Therm.
Bois **+130 GWh**
7% (430GWh)



Prévision Production Electricité Nette	2015		2023	
	GWh	Part	GWh	Part
Thermique	870	38,6%	767	32,3%
Import	669	29,7%	669	28,2%
EnR	715	31,7%	940	39,5%
Total annuel	2254		2376	

7 Synthèse des réalisations sur la période de la PPE

En ce qui concerne la Corse, le projet de programmation pluriannuel de l'énergie établit les conditions permettant entre 2016 et 2023, par rapport à l'existant en 2015 :

- **d'augmenter de + 200% les gains d'efficacité énergétique :**
 - en développant, d'ici 2018, 4 à 5 plateformes de rénovation de l'habitat ;
 - en passant de quelques opérations de rénovations globales à 3000 opérations par an en 2023 (avec un point de passage à 400 opérations par an en 2019) ;
 - en poursuivant les rénovations partielles des logements et en maintenant 4000 opérations individuelles dans l'habitat ;
 - en passant de 30 000 m² rénovés dans le tertiaire chaque année en 2015 à 130 000 m² en 2023 ;
 - en achevant le plan de rénovation de l'éclairage public lancé par la Ministre de l'énergie permettant de rénover 50% des 70 000 points lumineux de la Corse ;
 - en accroissant l'intervention publique pour passer d'un marché annuel de 50M€ en 2015 à 300M€ en 2023, représentant 4500 emplois directs ;
- **de faire progresser les énergies renouvelables thermiques qui concourent à l'efficacité énergétique du territoire :**
 - en développant des projets d'infrastructures MDE : réseaux de chaleur et de froid de Corte, de Bastia et de Lucciana, SWAC d'Ajaccio...
 - en soutenant fortement l'utilisation du bois énergie dans l'individuel et le collectif avec pour objectif de mobiliser 44% du potentiel exploitable en 2023 ;
 - en favorisant le développement du solaire thermique et des systèmes aérothermiques performants, respectivement à hauteur de +20 GWh et de +60 GWh à horizon 2023
- **de développer massivement (+ 148% hors grande hydraulique) la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables garanties :**
 - en mettant en service d'ici 2023 :
 - petite hydraulique : + 12 MW ;
 - bois énergie et valorisation énergétique des bio-déchets : + 7 MW
 - PV et éolien avec stockage : + 30 MW
 - en lançant les études de faisabilité de nouveaux aménagements hydrauliques répondant aux différents enjeux d'usage de la ressource en eau : alimentation en eau potable, irrigation et production d'électricité ;

- **de poursuivre le développement (+ 38%) de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables intermittentes ;**
 - en mettant en service d'ici 2023 :
 - PV sans stockage : + 20 MW
 - Solaire thermodynamique : +12 MW
 - Eolien sans stockage : +12 MW
 - en développant des modèles économiques afin de faire émerger les solutions techniques les moins coûteuses permettant un accroissement progressif du seuil de déconnexion à 35% en 2018 et 45% en 2023 ;
- **de sécuriser l'alimentation énergétique de la Corse**
 - en étudiant de manière détaillée les améliorations possibles en termes de capacités de stockage (nature, volume et localisation), intégrant les évolutions possibles des consommations de carburants. L'opportunité de capacités de stockage supplémentaires sera évaluée lors de la révision de la PPE à l'issue de la première période.
 - en mettant en service, à Ajaccio, un cycle combiné gaz d'une puissance avoisinant 250 MW fonctionnant au fioul domestique en attendant l'arrivée du gaz naturel ;
 - en renouvelant la station de conversion SACOI, et en augmentant à 100 MW si possible sa capacité actuelle, afin de sécuriser les liaisons électriques sur le long terme et de permettre une meilleure intégration des ENR dans le mix électrique ;
 - en construisant une infrastructure d'alimentation en gaz naturel de la Corse permettant de convertir l'ensemble des moyens de production thermique de la région au gaz naturel (centrale de Lucciana, turbine à combustion et cycle combiné gaz) ;
- **d'inscrire l'infrastructure énergétique de la Corse dans la modernité :**
 - en développant des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques adaptée aux contraintes du territoire en visant en 2023 un parc de 700 bornes de recharge alimentées à partir d'électricité d'origine renouvelable ;
 - en déployant 7 stations de recharge d'hydrogène sur la période ;
 - en déployant avant fin 2023, sur plus de 80% du parc de compteur, des compteurs électriques communicants offrant de nouvelles opportunités de services ;

