

Séance Officielle du 24 avril 2018

RAPPORT AU CONSEIL TERRITORIAL

**PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE POUR L'ARCHIPEL DE SAINT-PIERRE
ET MIQUELON**

Issues de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) sont des outils de pilotage de la politique énergétique des territoires. Tandis que la PPE de métropole continentale est élaborée par le Gouvernement, les PPE des Zones Non Interconnectées (ZNI), comme Saint-Pierre et Miquelon, sont co-construites avec les autorités locales (Etat, Collectivités et EDF).

Les PPE visent à préciser les objectifs de politique énergétique, à identifier les enjeux et les risques dans ce domaine et à orienter les travaux des acteurs publics à horizon 2023.

Outre les actions déjà mises en place par la Collectivité Territoriale dans le cadre de l'axe 4 de son Schéma de Développement Stratégique et de son partenariat sur la Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE) avec EDF, la PPE de l'archipel (ci-annexée) prévoit également d'augmenter sensiblement la part des énergies renouvelables.

Considérant que les orientations de la Collectivité Territoriale en terme de politique énergétique ont été prises en compte dans l'élaboration de ce document, je vous propose d'adopter la PPE ci-annexée.

Tel est l'objet de la présente délibération.

Je vous prie de bien vouloir en délibérer.

Le Vice-Président,

Jean-Yves DESDOUETS

Séance Officielle du 24 avril 2018

DÉLIBÉRATION N°136/2018

**PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE POUR L'ARCHIPEL DE SAINT-PIERRE
ET MIQUELON**

LE CONSEIL TERRITORIAL DE SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON

- VU** la loi organique n° 2007-223 et la loi n° 2007-224 du 21 février 2007 portant dispositions statutaires et institutionnelles relatives à l'Outre-mer ;
- VU** le Code Général des Collectivités Territoriales ;
- VU** la délibération n° 304/2015 portant adoption du Plan d'Action 2015-2020 pour le Schéma de Développement Stratégique, et en particulier l'axe 4 consacré à l'Energie Durable comportant 4 actions stratégiques pour la transition énergétique sur l'archipel ;
- VU** la présentation par les services de l'ETAT de la PPE le 7 février 2018 et le projet de PPE envoyé par courrier en date du 3 avril 2018 ;
- SUR** le rapport de son Vice-Président,

**APRÈS EN AVOIR DÉLIBÉRÉ
A ADOPTÉ LA DÉLIBÉRATION DONT LA TENEUR SUIT**

Article 1 : Le Conseil Territorial adopte le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie pour l'archipel de Saint-Pierre et Miquelon 2016-2018/2019-2023 ci-annexé.

Article 2 : La présente délibération fera l'objet des mesures de publicité prescrites par la loi et sera transmise au représentant de l'État à Saint-Pierre-et-Miquelon.

Adopté
17 voix pour
00 voix contre
00 abstention(s)
Conseillers élus : 19
Conseillers présents : 13
Conseillers votants : 17

Transmis au Représentant de l'État
Le 26/04/2018
Publié le 27/04/2018
ACTE EXÉCUTOIRE

**Pour le Président et par délégation,
La 2^{ème} Vice-Présidente**

Catherine HELENE

PROCÉDURES DE RECOURS

Si vous estimez que la présente délibération est contestable, vous pouvez former :

- soit un **recours gracieux** devant Monsieur le Président du Conseil Territorial – Hôtel du Territoire, Place Monseigneur MAURER, BP 4208, 97500 SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON ;
- soit un **recours contentieux** devant le Tribunal administratif de Saint-Pierre-et-Miquelon – Préfecture, Place du Lieutenant-Colonel PIGEAUD, BP 4200, 97500 SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON.

Le **recours contentieux** doit être introduit dans les deux mois suivant la notification de la décision de refus (refus initial ou refus consécutif au rejet explicite du recours gracieux) ou dans les deux mois suivant la date à laquelle le refus implicite de l'administration est constitué (*)

(*) Suite à un recours gracieux, le silence gardé pendant plus de deux mois sur une réclamation par l'autorité compétente vaut décision de rejet implicite.



PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Archipel de Saint-Pierre et Miquelon

2016-2018/2019-2023

PROJET

Table des matières

PRÉAMBULE.....	4
I – PRÉSENTATION DE L'ARCHIPEL.....	5
II– LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ARCHIPEL.....	7
II.1. Cadre législatif et réglementaire spécifique de l'archipel.....	8
II.2. Coûts de référence des énergies de l'archipel.....	13
III. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ARCHIPEL.....	16
III.1. Évolution de la consommation énergétique de l'archipel.....	16
III.2. Principaux déterminants de l'évolution de la demande.....	24
III.3. Scénario d'évolution de la demande d'énergie (par secteur d'activité avec hypothèses de transferts d'usage entre énergies).....	29
III.4. Actions de maîtrise de la demande en énergie.....	34
IV – LES OBJECTIFS DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT.....	47
IV.1. Sécurité d'approvisionnement en carburant et stocks stratégiques.....	47
IV.2. Sécurité de l'approvisionnement électrique.....	49
IV.3. Sécurité de l'approvisionnement en gaz.....	50
IV.4. Interaction entre les différentes énergies.....	50
V – LA PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE.....	52
V.1. État des lieux – Évolution passée de l'offre.....	52
V.2. Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques et de créations d'emplois.....	52
V.3. Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable.....	54
V.4. Objectifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire.....	58
V.5. Objectifs de développement des autres offres d'énergie.....	68
V.6. Synthèse et ouverture.....	73
VI – LES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES, LES RÉSEAUX.....	79
VI.1. État des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente.....	79
VI.2. Objectifs en matière de réseaux électriques.....	80
VII – Synthèse des réalisations sur la période de la PPE.....	85
ANNEXES.....	87
GLOSSAIRE.....	88

Table des figures

Illustration 1: Carte de Saint-Pierre et Miquelon (Source National Geophysical Data Center).....	6
Illustration 2: Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE).....	13
Illustration 3: Surcoût de production et surcoût d'achat à Saint-Pierre-et-Miquelon entre 2008 et 2013 (Source CRE).....	14
Illustration 4: Évolution des prix de ventes maximum des produits pétroliers (hors fioul centrale EDF) à Saint-Pierre et Miquelon définis par arrêté préfectoral (source Préfecture).....	15
Illustration 5: Évolution des prix de ventes des produits pétroliers (hors fioul centrale EDF) à Saint-Pierre et Miquelon par l'entreprise Hardy.....	15
Illustration 6: Système énergétique de Saint-Pierre-et-Miquelon en 2016 (Source EDF).....	16
Illustration 7: Ventes des hydrocarbures en m3 entre 2005 et 2016 (source Préfecture).....	17
Illustration 8: Évolution des ventes des produits pétroliers en volume (source Préfecture).....	17
Illustration 9: Consommations par type de carburants en 2016 (source Préfecture).....	18
Illustration 10: Consommation détaillée par type de carburants en 2016 (source Préfecture).....	18
Illustration 11: Évolution de l'énergie nette livrée au réseau à SPM (source EDF-SEI).....	19
Illustration 12: Répartition des consommations en énergie finale par secteur en 2008 (source Thel-ETB).....	20
Illustration 13: Consommation en énergie finale par secteurs en 2008, hors consommations centrales thermiques(source The1ETB 2008).....	21
Illustration 14: Répartition des consommations énergétiques finales dans le secteur résidentiel en 2008 (source The1ETB 2008).....	21
Illustration 15: Répartition des consommations par types de transport (Source Préfecture).....	22
Illustration 16: Évolution démographique de Saint-Pierre-et-Miquelon 1945-2013 (source INSEE).....	24
Illustration 17: Estimation du nombre de ménages à Saint-Pierre et Miquelon à horizon 2030.....	24
Illustration 18: Part des secteurs dans la valeur ajoutée totale de Saint-Pierre-et-Miquelon (2008).....	25
Illustration 19: Évolution du parc de véhicules sur les dix dernières années (source Préfecture).....	26
Illustration 20: Évolution du parc automobile à Saint-Pierre-et-Miquelon de 2005 à 2015 (source Préfecture).....	27
Illustration 21: Comparaison consommations électriques et DJU (Source DTAM).....	29
Illustration 22: Évolution énergie électrique délivrée à Saint-Pierre et prévisionnel (source EDF-SEI).....	29
Illustration 23: Évolution puissance de pointe délivrée à Saint-Pierre et prévisionnel (Source EDF-SEI).....	30
Illustration 24: Évolution énergie électrique délivrée à Miquelon et prévisionnel (source EDF-SEI).....	30
Illustration 25: Évolution puissance de pointe délivrée à Miquelon et prévisionnel (source EDF-SEI).....	30
Illustration 26: Synthèse évolution énergie électrique délivrée à SPM scénario MDE +.....	31
Illustration 27: Évolution consommations électriques à SPM selon le scénario MDE++.....	31
Illustration 28: Consommations totales en hydrocarbures à SPM et projection des consommations selon le scénario MDE +.....	32
Illustration 29: Consommations totales en hydrocarbures sur l'archipel et projection des consommations selon le scénario MDE ++.....	33
Illustration 30: Schéma représentant le réseau de chaleur de Saint-Pierre (source EDF-SEI).....	41
Illustration 31: Schéma descriptif des gains énergétiques réseau de chaleur par poste (source EDF-SEI).....	42
Illustration 32: Volume d'électricité produit ou acheté à Saint-Pierre-et-Miquelon entre 2002 et 2013 (Source CRE).....	52

PRÉAMBULE

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) 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.

Élément 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 est 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 pour chacune d'entre elles. L'article L.141-5 du Code de l'Énergie précise que « La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie distincte ». Dans ces collectivités, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie est élaboré conjointement par le Président du Conseil Exécutif de la Collectivité et le représentant de l'État dans la région.

L'archipel de Saint-Pierre et Miquelon doit passer d'une production énergétique exclusivement carbonée à une production plus diversifiée par introduction d'énergies renouvelables. L'amélioration de l'efficacité énergétique de la production et la maîtrise de la consommation énergétique dans l'habitat sont en outre des enjeux importants du territoire. Cette mutation nécessite des études sur les potentialités de l'archipel dans le domaine des EnR. Cette mutation peut permettre la création d'activités nouvelles, créatrice de richesses, d'expertises et de compétences dans le domaine énergétique permettant la mise en œuvre des solutions technologiques innovantes qui puissent être diffusées dans d'autres ZNI. Se trouve là un fort enjeu de baisse des coûts énergétiques, de développement économique et d'amélioration de la situation de l'emploi.

Élément fondateur de la transition énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) constitue un document unique en matière de stratégie énergétique pour Saint-Pierre et Miquelon.

Elle précise les objectifs de politique énergétique, identifie les enjeux et les risques dans ce domaine, et oriente les travaux des acteurs publics.

La première PPE couvre deux périodes successives, respectivement de trois et cinq ans, soit de 2016 à 2018 et de 2019 à 2023. Conformément à la proposition émise par la Ministre, la première période devra porter prioritairement sur le volet électrique sur lequel un certain nombre d'actions est engagé et des résultats concrets peuvent être obtenus rapidement. Elle fera l'objet d'une révision à l'issue de la première période.

La PPE des zones non interconnectées s'appuie sur le bilan de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, établi par le gestionnaire du réseau de distribution (EDF à Saint-Pierre-et-Miquelon) et mentionné à l'article L.141-9 du code de l'énergie.

La PPE constitue le document de référence concernant le volet énergétique de l'archipel (à noter qu'il n'existe pas de Schéma Régional Climat Air Énergie [SRCAE] à Saint-Pierre-et-Miquelon).

La PPE fera l'objet d'un décret, aux côtés du rapport envoyé à l'Assemblée nationale. Elle ouvre la possibilité de lancer des appels d'offres régionaux si les objectifs qui y sont inscrits le permettent.

I – PRÉSENTATION DE L'ARCHIPEL

L'archipel de Saint-Pierre et Miquelon se trouve à quelques milles nautiques au sud de Terre-Neuve et à 5 000 Km de la métropole. Il constitue aujourd'hui le seul territoire que la France ait conservé d'un empire qui couvrait autrefois la moitié de l'Amérique du Nord.

D'une superficie totale de 242 km², l'archipel se compose de quatre îles principales :

- Saint-Pierre, chef-lieu de la Collectivité Territoriale, compte 5 430 habitants pour seulement 26 km². Parce que son port, mieux abrité, fut choisi comme point d'attache par les pêcheurs des Grands Bancs, Saint-Pierre est devenu la principale ville de l'archipel.
- Miquelon, qui compte 627 habitants pour une superficie de 101 km², est la seconde ville de l'archipel.
- Langlade, reliée à Miquelon par un isthme de 12 km, ne compte aucun résident officiel, mais de nombreuses résidences secondaires occupées en période estivale ou en période de chasse. Sa superficie est de 91 km². Avec Miquelon, elle représente la majorité de la réserve végétale et animale de l'archipel.
- L'île aux Marins, dans l'entrée du port de Saint-Pierre, mais qui n'est plus habitée.

Il est important de noter que seules deux îles sont électrifiées, Saint-Pierre et Miquelon, et ne sont pas interconnectées entre elles, constituant deux systèmes et réseaux électriques entièrement distincts.

Bien que situé à la latitude de Nantes, l'archipel connaît un climat maritime plutôt froid avec des températures s'échelonnant de -12°C à +20°C. Le vent d'une extrême variation est un élément déterminant du climat de l'archipel : il rend les températures hivernales pénibles et propulse pluie et neige avec violence. En hiver, des pointes de 40 à 50 nœuds sont régulièrement enregistrées. La brume, autre élément caractéristique du climat local, est essentiellement présente du printemps au début de l'été, parfois sur des périodes de quelques jours. Situé au croisement des dépressions tropicales remontant la côte Est de l'Amérique et celle venant des Grand-lacs, l'archipel dispose d'un climat difficilement prévisible.

Les caractéristiques météorologiques sont les suivantes :

- Température moyenne annuelle : 5,4 °C
- Nombre de jours de gel par an : 130 j
- Jours de brouillard par an (principalement en Juin-Juillet) : 94 j
- Heures d'insolation:/an : 1 417 h/an
- Pluie annuelle : 1 258 mm répartis uniformément sur l'année
- Jours de vents violents (>16 m/s) par an : 141 j
- DJU : 4 312,7 °C.J/an

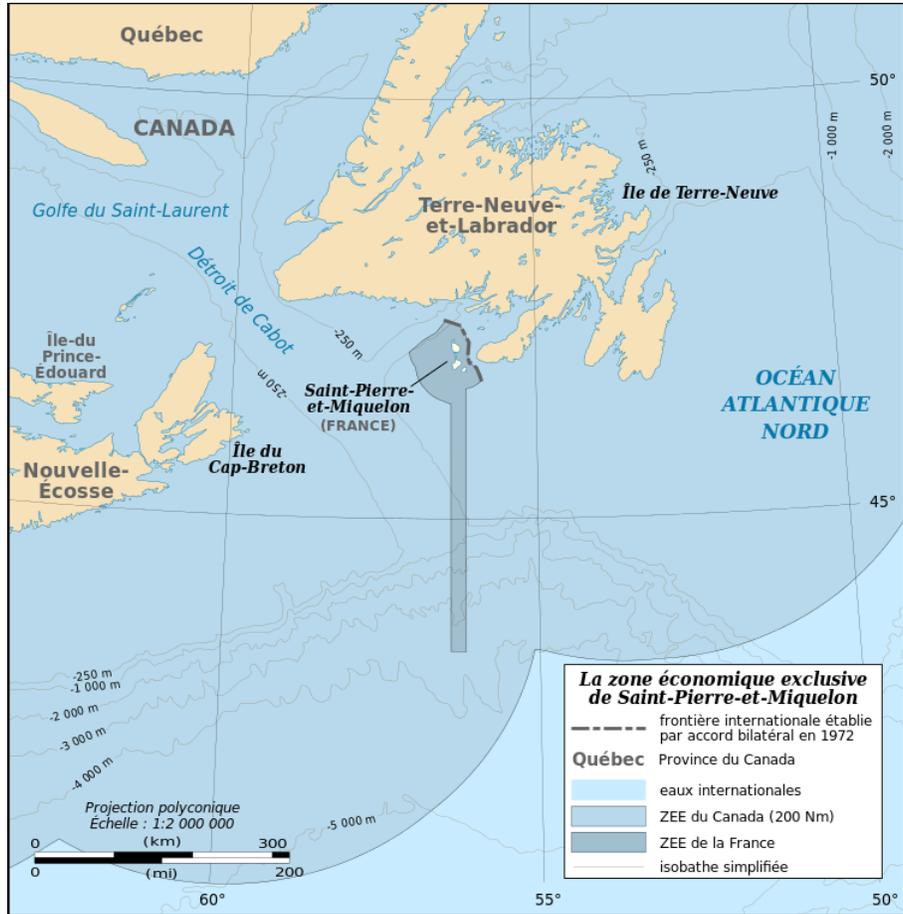


Illustration 1: Carte de Saint-Pierre et Miquelon (Source National Geophysical Data Center)

II- LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ARCHIPEL

Rappel historique

Un groupe d'armateurs, d'entrepreneurs et de négociants construisent la première usine de production électrique sur Saint-Pierre en 1898 à destination de l'éclairage public, avec l'assistance de 2 américains (Mackay et Wing) et créent la Compagnie Française de Téléphone et de Lumière Électrique des Îles Saint-Pierre et Miquelon le 28 août 1898 dirigée alors par M. Auguste Salomon. L'énergie électrique est alors fournie par une machine à vapeur.

Après avoir été scindée en deux en 1904, la compagnie est dirigée par E. Lapauloue avec François Thélot comme directeur technique. En 1905, après avoir obtenu les deux prises de captation d'eau de l'étang et les terrains longeant le ruisseau, M. Lapauloue adjoint aux moteurs à vapeur un moteur hydraulique de 80 kW pour améliorer la production (mis en fonctionnement en 1911). Mais en 1908, M. Thélot, après décision du contentieux administratif, obtient les terrains et les droits de captation des eaux accordés jusqu'alors à M. Lapauloue.

M. Thélot équipe l'archipel, en 1918, d'un moteur à gaz pauvre de 120 CV, se substituant peu à peu aux moteurs à vapeur. En 1928, toujours à Saint-Pierre, le moteur à gaz est remplacé par un moteur diesel, exploité par Félix Thélot, le fils de François Thélot, jusqu'en 1948. À cette date, l'usine et le réseau sont vendus à l'administration de la colonie, devenue alors Territoire d'Outre-Mer en 1946 et devient une régie d'exploitation.

La production électrique à Miquelon a elle vu le jour en 1950, mais ce n'est qu'en 1963 que la production d'électricité est assurée 24 h/24.

La régie devient, en 1957, un Service de l'électricité puis la Subdivision de l'électricité en 1960 et enfin le Service de la Production et de Distribution de l'Électricité en 1972 par arrêté (appelé aussi Service Électrique de Saint-Pierre et Miquelon).

En 1977, le service est nationalisé et transféré à Électricité de France (EDF), conséquence de la loi de Départementalisation entraînant l'application de la loi du 11 juillet 1975 nationalisant l'électricité dans les départements d'Outre-Mer. EDF reste jusqu'à maintenant le producteur majoritaire d'énergie électrique de l'archipel. Cette nationalisation vient à point nommé car l'archipel, en croissance économique toujours soutenue mais aussi victime des conséquences de la crise économique et pétrolière, doit répondre à un taux d'accroissement de la demande de 25 % par an ainsi qu'à la formation et perfectionnement de son personnel et moyens techniques de production. Seul EDF dispose alors des moyens nécessaires.

À l'heure actuelle, ce sont 21 MW de puissance électrique qui sont installés au sein de la nouvelle centrale thermique à Saint-Pierre, inaugurée en novembre 2015, et 5,2 MW de puissance installée à la centrale thermique de Miquelon, toutes les deux exploitées par EDF-SEI.

À partir de 2000, 10 éoliennes, correspondant à 600 kW de puissance installée, sont exploitées par Éole Miquelon, filiale d'Aérowatt à Miquelon. Suite au rachat d'Aérowatt par JMB énergies en 2013, les deux sociétés fusionnent et prennent le nom de Quadran, énergies libres. Le groupe Quadran officialisera l'arrêt de la centrale éolienne de Miquelon en janvier 2014.

La nouvelle centrale thermique de Saint-Pierre fournira en chaleur le réseau de chaleur actuellement en construction sur le territoire communal.

La centrale thermique de Miquelon, arrivant en fin de vie à horizon 2020, la question de son renouvellement et plus particulièrement de son dimensionnement se pose alors dès maintenant. La présente PPE pour le territoire arrive donc à un moment propice afin de prévoir les infrastructures énergétiques de demain.

II.1. Cadre législatif et réglementaire spécifique de l'archipel

II.1.1. Organisation politique de l'archipel

Saint-Pierre-et-Miquelon est une collectivité d'outre-mer régie par l'article 74 de la Constitution. Son régime législatif et réglementaire applicable est déterminé par son statut qui, depuis la loi organique n°2007-223 du 21 février 2007 portant dispositions statutaires et institutionnelles relatives à l'outre-mer complétée par la loi n°2007-224 du même jour, est prévu par le livre IV de la sixième partie du code général des collectivités territoriales (articles L.O. 6411-1 et suivants).

La loi statutaire du 11 juin 1985 a transformé le département de Saint-Pierre et Miquelon en Collectivité Territoriale de la République, dotée d'un Conseil Territorial, d'un conseiller au Conseil Économique Social et Environnemental (CESE), de deux communes : (Miquelon-Langlade et Saint-Pierre), ainsi que d'une Chambre d'Agriculture, de Commerce, d'Industrie, des Métiers et de l'Artisanat (CACIMA).

La collectivité de Saint-Pierre-et-Miquelon est constituée de 2 communes (Saint-Pierre et Miquelon-Langlade) et d'un Conseil Territorial. Les communes de Saint-Pierre et de Miquelon-Langlade ont les mêmes compétences qu'une commune métropolitaine. Le Conseil territorial de Saint-Pierre-et-Miquelon détient les mêmes compétences que les départements et les régions métropolitains, à l'exception de celles relatives à :

- la construction, l'entretien général ainsi que le fonctionnement des collèges et des lycées, l'accueil, la restauration et l'hébergement dans ces établissements ;
- la construction, l'aménagement, l'entretien et la gestion de la voirie classée nationale ;
- la lutte contre les maladies vectorielles ;
- la police de la circulation sur le domaine de la collectivité ;
- les bibliothèques régionales et bibliothèques de prêt départementales ;
- le financement des moyens des services d'incendie et de secours.

En outre, le Conseil territorial est compétent, en matière de :

- impôts, droits et taxes, et cadastre ;
- régime douanier, à l'exclusion des prohibitions à l'importation et à l'exportation qui relèvent de l'ordre public, des engagements internationaux de la France et des règles relatives à la recherche, à la constatation des infractions pénales et à la procédure contentieuse ;
- urbanisme, sauf en matière d'autorisations ou actes relatifs à l'utilisation et à l'occupation du sol concernant les constructions, installations ou travaux réalisés pour le compte de l'État et ses établissements publics
- construction, habitation et logement ;
- création et organisation des services et des établissements publics de la collectivité.

Les dispositions nationales intégrant des mesures fiscales (dont les crédits d'impôts etc.) ne s'appliquent donc pas à l'archipel.

L'archipel dispose donc de sa propre réglementation d'urbanisme. La Collectivité Territoriale élabore les plans d'urbanisme et les schémas d'aménagement. Actuellement, elle réalise le Schéma Territorial d'Aménagement et d'Urbanisme (STAU), document de planification, d'orientations stratégiques et de réglementation.

De manière générale, la Collectivité Territoriale et les communes sont les autorités organisations des transports terrestres sur le territoire (Loi d'Orientation sur les Transports Intérieurs [LOTI] du 30 décembre 1982). Concernant le transport maritime, et en particulier le fret, un « flou juridique [...] plane jusqu'à aujourd'hui quant à l'identification d'une autorité organisatrice responsable de son organisation et de sa

gestion ».¹

Sous réserve des engagements internationaux de la France et des dispositions prises pour leur application, l'État concède à la Collectivité Territoriale, dans les conditions prévues par un cahier des charges approuvé par décret en Conseil d'État pris après avis du conseil territorial, l'exercice des compétences en matière d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles, biologiques et non biologiques, du fond de la mer, de son sous-sol et des eaux surjacentes. Sous la même réserve et dans les mêmes conditions, il lui concède l'exercice des compétences en matière de délivrance et de gestion des titres miniers portant sur le fond de la mer et son sous-sol.

Enfin, dans ses domaines de compétences, elle peut négocier et signer, sous certaines conditions, des accords avec les États-Unis, le Canada ou avec des organismes régionaux de l'Atlantique nord.

L'État est représenté par le Préfet, chef des administrations de l'État. Il a la charge des intérêts nationaux, de l'ordre public et du contrôle de la légalité des actes administratifs pris sur l'archipel. Les services de l'État sont mis à disposition de la Collectivité Territoriale à Saint-Pierre et Miquelon.²

Vis-à-vis de l'Europe, l'archipel a le statut de Pays et Territoire d'Outre-mer (PTOM). La Collectivité Territoriale ne bénéficie donc pas des fonds structurels européens (FEDER) mais elle bénéficie du fonds européen de développement (FED).

II.1.2. Dispositif spécifique aux ZNI en matière d'énergie

Les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental d'électricité sont la Corse, les départements d'Outre-mer (Guyane, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Mayotte), les collectivités d'Outre-mer (Saint Martin, Saint Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna) ainsi que les îles bretonnes non interconnectées au continent.).

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.

Dans l'archipel, 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. Il achète en outre, l'ensemble de l'électricité produite sur le territoire insulaire, gère en continu l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et assure son transport, sa distribution ainsi que sa fourniture auprès de tous les clients. La production électrique ne rentre pas dans le champ du monopole d'EDF à Saint-Pierre et Miquelon, les équipements industriels pouvant relever d'autres opérateurs.

Comme le prévoit l'article L.337-8 du Code de l'Énergie, les tarifs réglementés de vente de l'électricité s'appliquent à Saint-Pierre et Miquelon. 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).

L'article L.100-4 du Code de l'Énergie prévoit l'autonomie énergétique pour les ZNI en 2030 avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergie renouvelable en 2020.

1 Rapport n°007501-01 Étude sur le transport maritime de fret vers Saint-Pierre-et-Miquelon, Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable, mai 2015

2 Convention du 12 décembre 1989 entre le préfet et le président du Conseil général, approuvée par arrêté ministériel du 13 mars 1990 (JO du 21 avril).

II.1.3. Spécificités réglementaires et administratives à Saint-Pierre et Miquelon

La Collectivité Territoriale, en tant qu'Autorité Organisatrice de la Distribution de l'Électricité (AODE) sur le territoire, bénéficie d'une dotation annuelle du Compte d'Affectation Spéciale du Fonds d'Amortissement des Charges d'électrification (CAS-FACE) pour la réalisation d'opérations de renforcement et d'extension de réseaux.

L'Agence Nationale de l'Amélioration de l'Habitat (ANAH) n'intervient pas dans l'archipel.

La DTAM (Direction des Territoires de l'Alimentation et de la Mer) fait office de représentation territoriale de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) sur le territoire.

Afin de lisser les variations du prix des hydrocarbures liées à la fois aux évolutions des cours canadiens des hydrocarbures et du taux du dollar, l'État, avec les importateurs d'hydrocarbures a mis en place une caisse de compensation par convention du 4 février 1999. Les prix des combustibles à la vente pour les particuliers comme les industriels sont régulés.

Les règles relatives à l'assiette, au taux et aux modalités de recouvrement de la redevance spécifique due par les titulaires de concessions de mines et d'hydrocarbures liquides ou gazeux dans la zone économique exclusive française en mer au large de Saint-Pierre-et-Miquelon, établie au bénéfice de la collectivité territoriale, sont fixées par le conseil territorial.

Depuis le 1er janvier 2008, le régime législatif et réglementaire de Saint-Pierre-et-Miquelon est régi par l'article L.O. 6413-1 du code général des collectivités territoriales. En vertu de cet article, « les dispositions législatives et réglementaires sont applicables de plein droit à Saint-Pierre-et-Miquelon, à l'exception de celles qui interviennent dans les matières relevant de la loi organique n°2007-223 du 21 février 2007 en application de l'article 74 de la Constitution ou dans l'une des matières relevant de la compétence de la collectivité en application du II de l'article L.O. 6414-1 ». À ce titre, la construction, l'habitat et le logement étant des compétences de la Collectivité Territoriale comme définit par la loi organique et à la vue de l'arrêté du 17 avril 2009 définissant les caractéristiques thermiques minimales des bâtiments d'habitation neufs sans les départements de la Guadeloupe, de la Martinique, de la Guyane, et de la Réunion ne « visant » pas expressément l'archipel, la réglementation thermique dite Outre-mer ne s'appliquent donc pas sur le territoire.

Bien que législativement contraint de réaliser ces plans et schémas, l'archipel ne dispose pas de PRERURE (Plan Régional des Énergies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie) ni de SRCAE.

II.1.4. Articulation avec les documents existants

De manière générale, la PPE doit mettre en cohérence les objectifs nationaux et internationaux avec les politiques publiques locales en matière d'énergie, d'environnement et d'aménagement.

Comme énoncé précédemment, l'archipel ne dispose pas de SRCAE, ni de PRERURE.

La Collectivité Territoriale a réalisé un Schéma de Développement Stratégique (SDS) pour la période 2010-2030 contenant un volet énergie au sein de l'axe 4 *Conduire un aménagement équilibré et durable du territoire*. Celui définit quatre priorités d'intervention en lien direct avec la PPE: déployer un réseau de chaleur, mettre en place un Point Info Énergie, appuyer le lancement de chantiers locaux pour des éoliennes sur l'archipel ainsi que la valorisation d'autres énergies durable et enfin initier un plan de formation territorial d'accompagnement et de montée en compétences multi acteurs.

Le développement de parcs éoliens sur Saint-Pierre et Miquelon est la principale mesure commune à la présente PPE et au STAU.

La ville de Saint-Pierre a été labellisée « Territoire zéro déchets zéro gaspillage ». À ce titre, la mairie a fait le choix de réduire drastiquement la production de déchets mais aussi leur mise en décharge. Ainsi, si les déchets ne rentrent pas directement dans le champ d'actions de la PPE, ces deux programmes (gestion énergétique du territoire et gestion des déchets) se recoupent et se nourrissent mutuellement sur quelques points :

- le recyclage des huiles de fritures usagées (Huiles Alimentaires Usagées HAU) destiné à une substitution partielle des hydrocarbures sous forme de biocarburants de 2^{ème} génération,
- la production d'énergie électrique et/ou de chaleur à partir de Combustibles Solides Renouvelables (CSR).

II.1.5. Engagements de la France

L'article 203 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'énergies 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 1er du projet de loi relatif 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" (BBC) 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.

	Objectifs Nationaux	Objectifs PPE-SPM
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	-40 % entre 1990 et 2030 facteur 4 entre 1990 et 2050	- 66 % entre 1990 et 2030
Réduction de la consommation d'énergie primaire des énergies fossiles	-30 % en 2030 par rapport à 2012	- 39 % en 2030 par rapport à 2012
Part des EnR	23 % de la consommation d'énergie finale en 2020 40 % de la production électrique en 2030	Entre 28 et 50 % des consommations en électricité en 2023 d'origine renouvelable
Quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux	Multiplier par 5 à horizon 2030	Livraison de 12,23 GWh _{thermique} par le réseau de chaleur urbain en 2018
Rénovation	Rénovation de l'ensemble du parc aux normes BBC en 2050	Rénovation thermique de 2 % des résidences principales du territoire (environ 50 rénovations thermiques/an)

En complément de l'atteinte des objectifs nationaux ci-dessous, la PPE des ZNI (et par extension la PPE de Saint-Pierre et Miquelon) doit en outre :

- fixer la date d'application des obligations prévues aux articles L.224-7 et L.224-8 du code de l'environnement et les objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, ainsi que les objectifs de développement des véhicules à faibles émissions définis au 1° de l'article L.224-7 et au premier alinéa de l'article L.224-8 du même code dans les flottes de véhicules publiques ;
- de parvenir à l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 ;
- définir les critères de sûreté du système énergétique, en référence à l'article L. 141-7 du code de l'énergie ;
- fixer le seuil de déconnexion des EnR à caractère intermittente, mentionné à l'article L.141-9 du code de l'énergie.

II.2. Coûts de référence des énergies de l'archipel

A Saint-Pierre-et-Miquelon, il existe, à l'heure actuelle, deux sources d'énergies finales :

- l'énergie électrique issue du brûlage d'hydrocarbures dans les centrales thermiques de Saint-Pierre et de Miquelon
- l'énergie des hydrocarbures alimentant les transports, les productions ECS (Eau Chaude Sanitaire), les installations de chauffage, etc.

II.2.1. Coûts de production et prix de vente énergie électrique de St Pierre et Miquelon

Comme le prévoit l'article L.337-8 du Code de l'Énergie, les tarifs réglementés de vente de l'électricité s'appliquent à Saint-Pierre et Miquelon. 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.

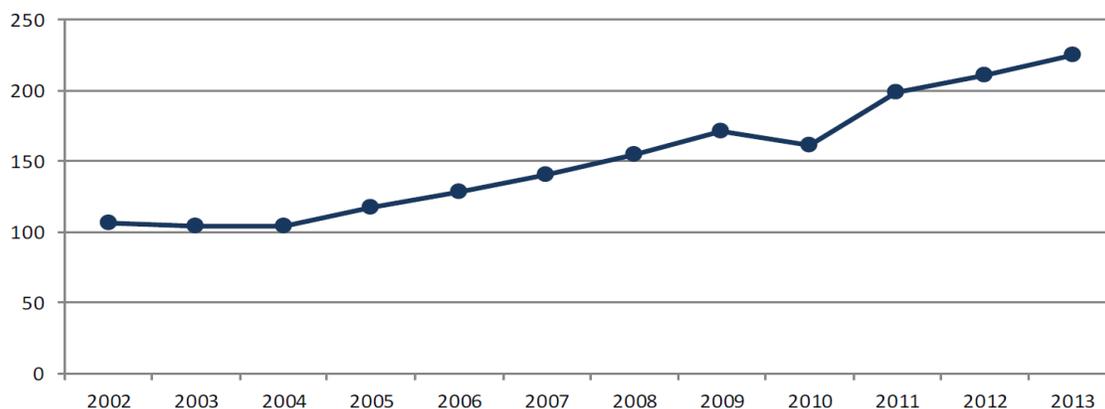


Illustration 2: Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013 (Source CRE)

Ils s'échelonnent, en 2013, entre 206 €/MWh à La Réunion, 172 €/MWh en Corse, 259 €/MWh en Martinique, 243 €/MWh en Guyane et 247 €/MWh en Guadeloupe et 509 €/MWh à Saint-Pierre-et-Miquelon.

SPM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MWh livrés par EDF	44 345	44 103	42 643	45 475	48 306	48 651	48 782
Coût hors MDE en € du MWh produit	313,5	398,5	472,4	509,6	481,9	577,6	-

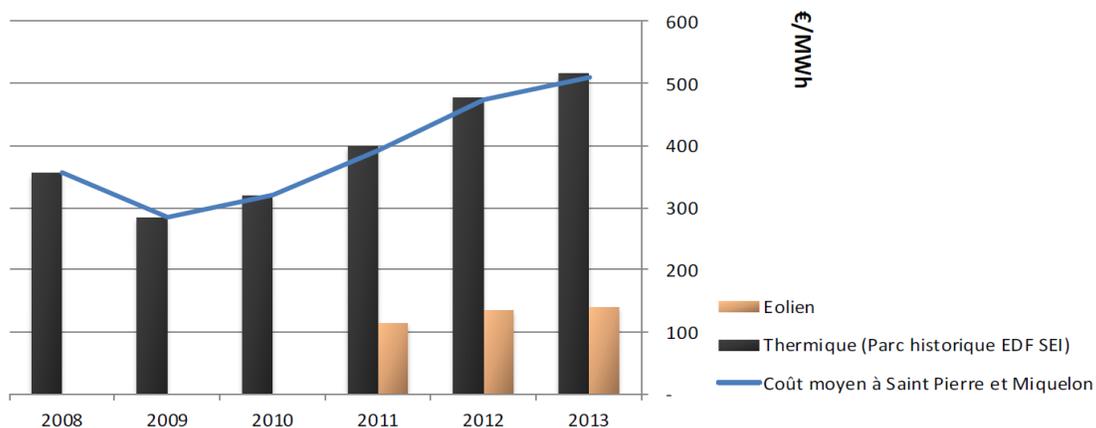


Illustration 3: Surcoût de production et surcoût d'achat à Saint-Pierre-et-Miquelon entre 2008 et 2013
(Source CRE)

La hausse ou la baisse du coût moyen du MWh produit à Saint-Pierre et Miquelon est directement corrélé aux prix des hydrocarbures importés du Canada.

Il est important de noter que les coûts de production à Saint-Pierre et Miquelon (comme à Mayotte) sont particulièrement élevés du fait de la part prépondérante des moyens thermiques fonctionnant au fioul dans la composition du parc. Le coût variable des installations thermiques est fortement dépendant du cours des matières premières et de l'évolution du taux de change. À ce coût s'ajoute le coût d'acquisition des quotas de CO2 qui est désormais entièrement pris en compte du fait de la suppression du mécanisme d'allocation de quotas gratuits depuis 2013. Les charges financières représentant le deuxième poste de coût des fournisseurs historiques dans les ZNI. Elles couvrent les amortissements et la rémunération des capitaux investis, tel que les coûts d'investissement de la centrale thermique de Saint-Pierre, construite en 2015. Le taux de rémunération qui s'applique à toutes les installations de production d'électricité a été fixé par arrêté à 11 % en mars 2006 contre 7,25 % auparavant occasionnant une augmentation des charges.³

Suite à l'arrêt de la seule ferme éolienne présente sur l'archipel (à Miquelon) en janvier 2014, l'électricité est totalement produite par les centrales thermiques d'EDF-SEI fonctionnant au diesel. Il est important de noter que l'énergie éolienne, qui était produite à Miquelon, ne constituait pas un surcoût réel pour l'archipel car celle-ci était achetée contractuellement par EDF-SEI au tarif réglementé par l'État⁴. L'accroissement de la demande de production en énergies renouvelables ainsi que l'optimisation des technologies disponibles rendent les coûts de production de cette énergie de plus en plus faibles. L'énergie éolienne permet une économie sur le coût de production basé sur la part variable de la production électrique. Elle ne permet pas nécessairement de déclasser les tranches de production thermique nécessaire à la sûreté du système.

II.2.2. Prix de vente maximums des carburants d'origine fossiles

L'archipel s'approvisionne en hydrocarbures au Canada aux normes nord-américaines. Les prix de vente maximums au litre sont fixés par arrêté préfectoral.

Comme indiqué précédemment, pour éviter la variabilité des prix des carburants, un dispositif de régulation a été mis en place (caisse de compensation).

L'évolution des tarifs de vente sur une période de quinze années est la suivante :

³ Source *La contribution au service public de l'électricité : mécanisme, historique et prospective*, CRE, octobre 2014

⁴ En 2013, le prix de rachat du kWh éolien est fixé à 0,06174 €/kWh auquel il faut rajouter la rémunération sur la puissance installée qui est de 10,8342 €/kW.

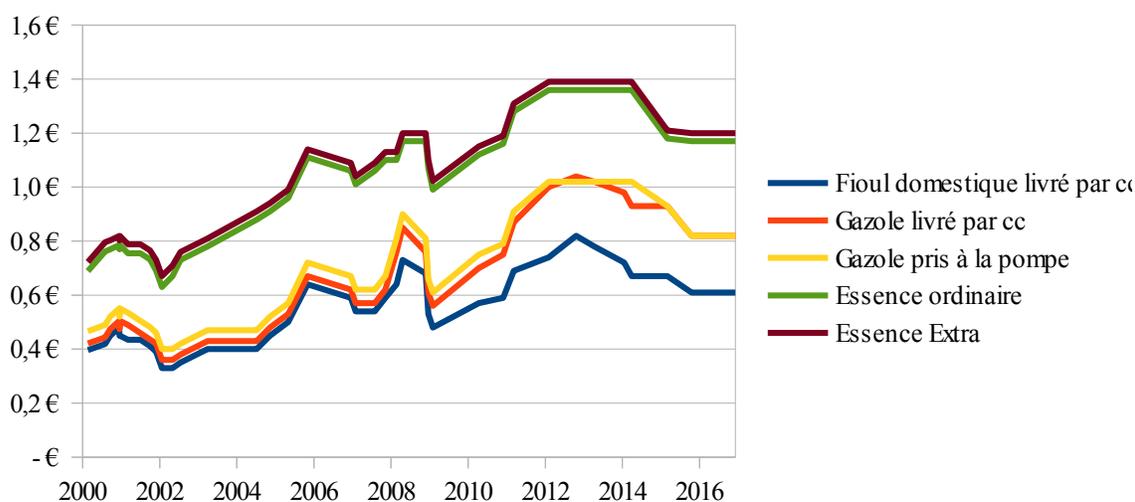


Illustration 4: Évolution des prix de ventes maximum des produits pétroliers (hors fioul centrale EDF) à Saint-Pierre et Miquelon définis par arrêté préfectoral (source Préfecture)

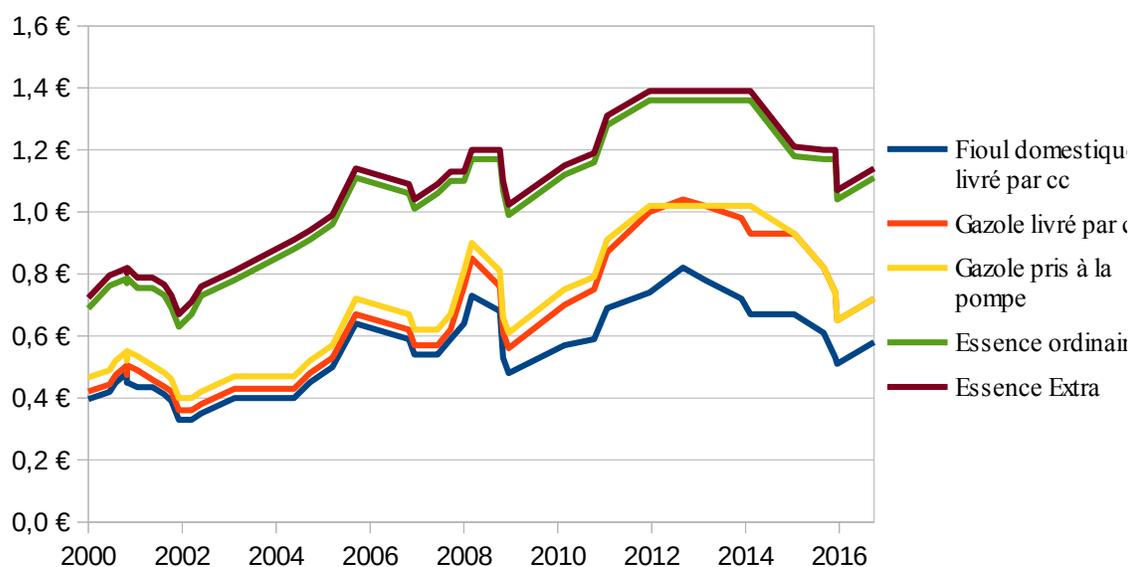


Illustration 5: Évolution des prix de ventes des produits pétroliers (hors fioul centrale EDF) à Saint-Pierre et Miquelon par l'entreprise Hardy

Une rapide comparaison des deux diagrammes ci-dessous permet de mettre en évidence que, globalement, les prix de vente des hydrocarbures par l'entreprise Hardy suivent les prix de ventes définis par la préfecture de Saint-Pierre et Miquelon. En ce moment les prix de vente sont légèrement plus bas que les prix maximums définis par la préfecture.

III. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ARCHIPEL

III.1. Évolution de la consommation énergétique de l'archipel

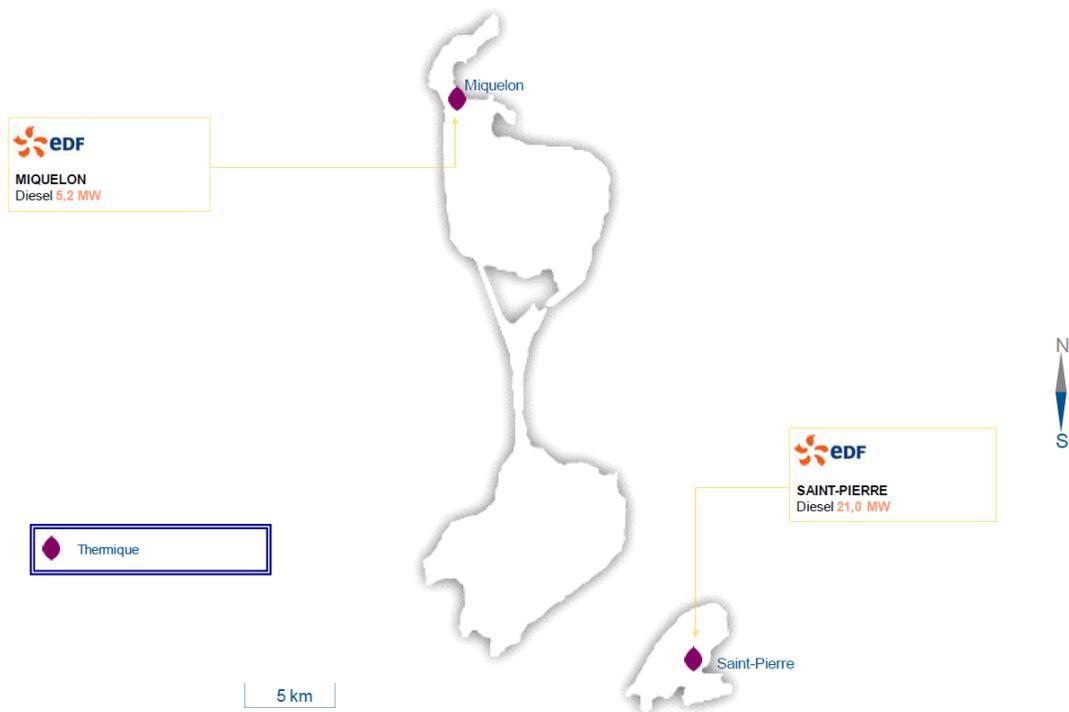


Illustration 6: Système énergétique de Saint-Pierre-et-Miquelon en 2016 (Source EDF)

L'archipel dépend à 100 % des hydrocarbures pour sa consommation énergétique. En effet, suite à l'arrêt de la production éolienne sur Miquelon en 2014, l'électricité consommée dans l'archipel est produite à 100 % à partir d'hydrocarbures.

Les hydrocarbures étant importés du Canada, ils répondent aux normes nord-américaines.

III.1.1 Évolution de la consommation en hydrocarbures

La grande majorité de la consommation d'hydrocarbures est liée à la consommation des centrales d'EDF et au chauffage des habitations (plus de 80 %). Cette consommation est stable et devrait diminuer progressivement suite à la mise en service de la centrale neuve de Saint-Pierre à meilleur rendement que la précédente ainsi que du réseau de chaleur pour la saison de chauffe 2018, par la diminution de la population ainsi que par les actions de Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE).

La consommation de gaz est très faible et en baisse légère. Néanmoins, il est possible que cette consommation soit amenée à augmenter sensiblement à court terme du fait d'un projet de distilleries de whiskys, installation consommatrice en propane. Toutefois, globalement, ce projet n'aurait qu'un impact négligeable sur l'ensemble des consommations en hydrocarbures de l'archipel.

Ventes en m3	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Essence Ordinaire	2116	2069	2053	2028	2002	1988	2004	1979	1932	1322	1440	1659
Essence Super	1043	795	770	722	745	783	755	726	763	1453	1331	1146
Fuel domestique	11515	10313	11489	10962	10834	10007	10326	9345	9813	10332	10323	9757
Gazole soute	1854	1446	713	330	389	50	1500	1520	439	987	400	690
Gazole EDF	12572	12784	13234	13605	13520	13464	13679	12557	14074	15152	14880	12453
Gazole routier	1893	1641	1865	1921	1735	1802	2458	2124	2225	1993	1094	1113
Carburacteur	450	369	382	382,1	459	458	352	367	339	449	401	452
Gaz	247	226	233	232	269	259	204	197	190	182	182	184
Total	31690	29643	30739	30182	29953	28811	31278	28815	29775	31870	30050	27454

Illustration 7: Ventes des hydrocarbures en m3 entre 2005 et 2016 (source Préfecture)

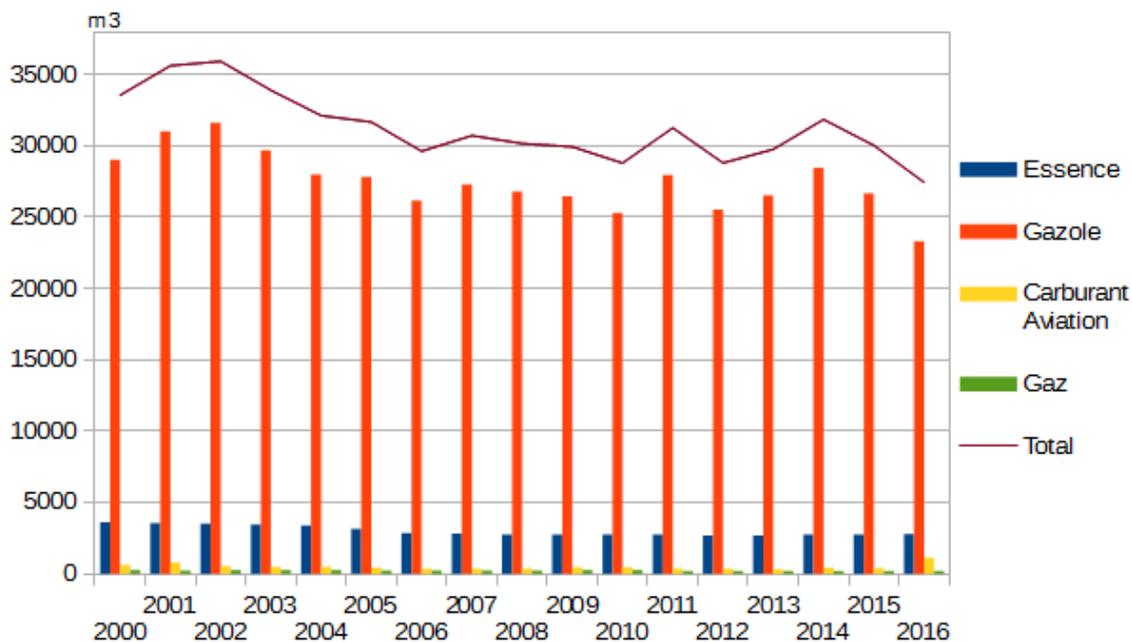


Illustration 8: Évolution des ventes des produits pétroliers en volume (source Préfecture)

Les volumes consommés de fuel domestiques sont en baisse alors que le volume de gazole consommé par les centrales d'EDF est en hausse. Ceci s'explique par l'évolution des modes de chauffage des particuliers du fuel vers l'électricité (électricité produite par brûlage de gazole dans les centrales thermiques).

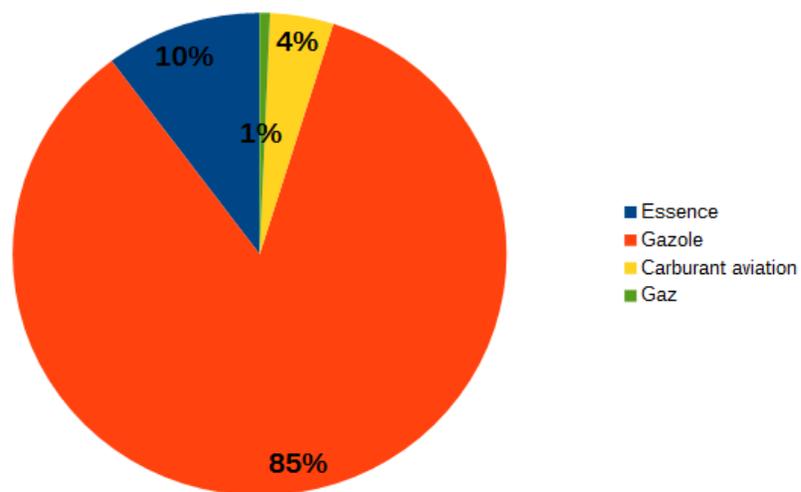


Illustration 9: Consommations par type de carburants en 2016 (source Préfecture)

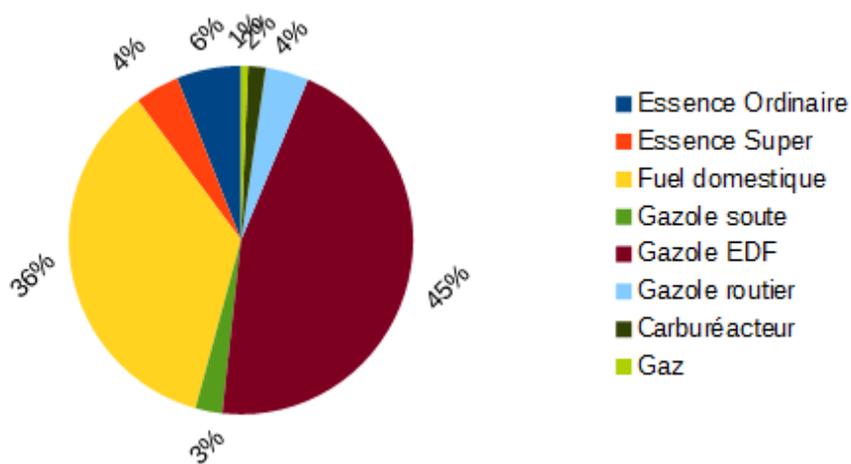


Illustration 10: Consommation détaillée par type de carburants en 2016 (source Préfecture)

III.1.2. Évolution de la consommation en électricité

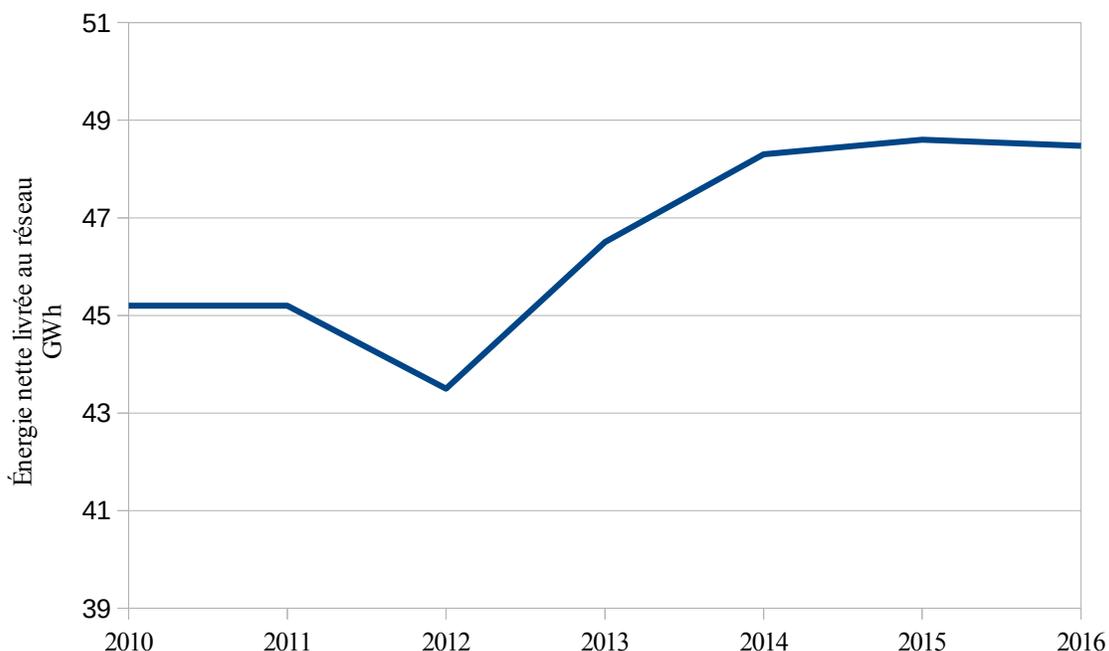


Illustration 11: Évolution de l'énergie nette livrée au réseau à SPM (source EDF-SEI)

Globalement, la consommation en énergie électrique reste relativement stable. EDF-SEI table sur une stabilisation des consommations en énergie électrique sur l'ensemble de l'archipel et ne prévoit donc pas de nouveaux moyens de production à court et moyen terme (d'autant plus que la nouvelle centrale de Saint-Pierre est capable de doubler sa capacité de production). L'évolution de la consommation est principalement liée à l'arrivée tardive ou non de l'hiver ainsi que des températures enregistrées sur cette période

III.1.3. Par secteur

Il n'existe pas de données récentes sur l'évolution des consommations des différents postes au sein des secteurs tertiaires, industriels et résidentiels. Le dernier état des lieux effectué sur SPM date de 2008. Il est à noter que les 3 collectivités (Mairie de Saint-Pierre, Mairie de Miquelon et Collectivité Territoriale) ont saisi le commissariat de l'énergie atomique et des énergies alternatives de Grenoble afin de réaliser un audit énergétique de l'archipel, de même type que celui réalisé en 2010 par Thel-e.t.b..

Domaine	Quantité d'énergie consommée En kWh	Energie		Usages	
		Type	% de l'énergie consommée	Type	% de l'énergie consommée
Résidentiel	89 852 274	Fuel	89,7 %	Chauffage	Les usages du résidentiel sont détaillés dans le diagramme du paragraphe suivant
				ECS	
		Electricité	10,3 %	Lave vaisselle	
				Lave linge	
				Réfrigérateur	
				Congélateur	
				Télévision	
				Sèche linge	
				Informatique	
				Chauffage	
ECS					
Autres					
Tertiaire	20 470 932	Fuel	86,6 %	Chauffage	Les usages du tertiaire sont détaillés dans le paragraphe suivant
				ECS	
		Electricité	13,4 %	Eclairage	
				Froid	
				Informatique	
				Chauffage	
				ECS	
				Autres	
Industrie	155 151 509	Fuel	93,6 %	Chauffage	6,9 %
				ECS	
				Engins de chantier	
				Production d'électricité*	
		Electricité	6,4 %	Froid	100 %
				Chauffage	
				Force motrice	
				Autres	
Transport	50 683 920	Fuel	100 %	Terrestre	83,7 %
				maritime	7,6 %
				Aérien	8,7 %
Usages communs	315 809	Electricité	100 %	Eclairage public	14 %
				Production et distribution d'eau	84,9 %
				Traitement des effluents	1,1 %

Illustration 12: Répartition des consommations en énergie finale par secteur en 2008 (source Thel-ETB)

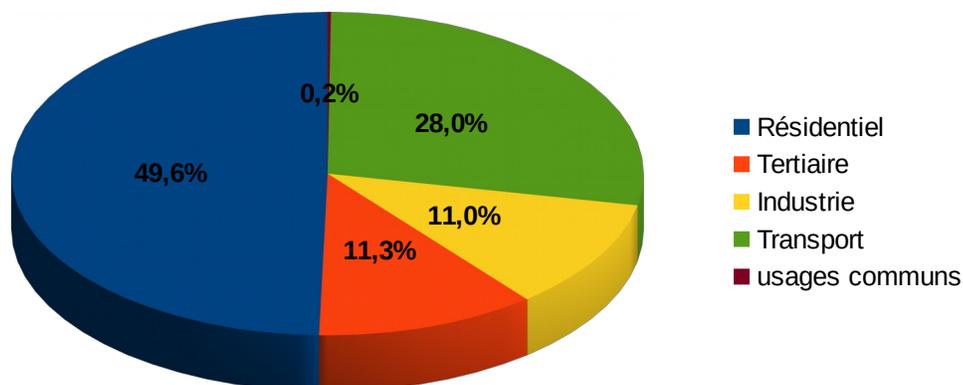


Illustration 13: Consommation en énergie finale par secteurs en 2008, hors consommations centrales thermiques (source The1ETB 2008)

Le graphique ci-dessus ne prend pas en compte les consommations énergétiques liées aux consommations en hydrocarbures des centrales thermiques d'EDF pour la production d'électricité ainsi que les consommations du secteur de l'agriculture (consommations marginales à Saint-Pierre-et-Miquelon).

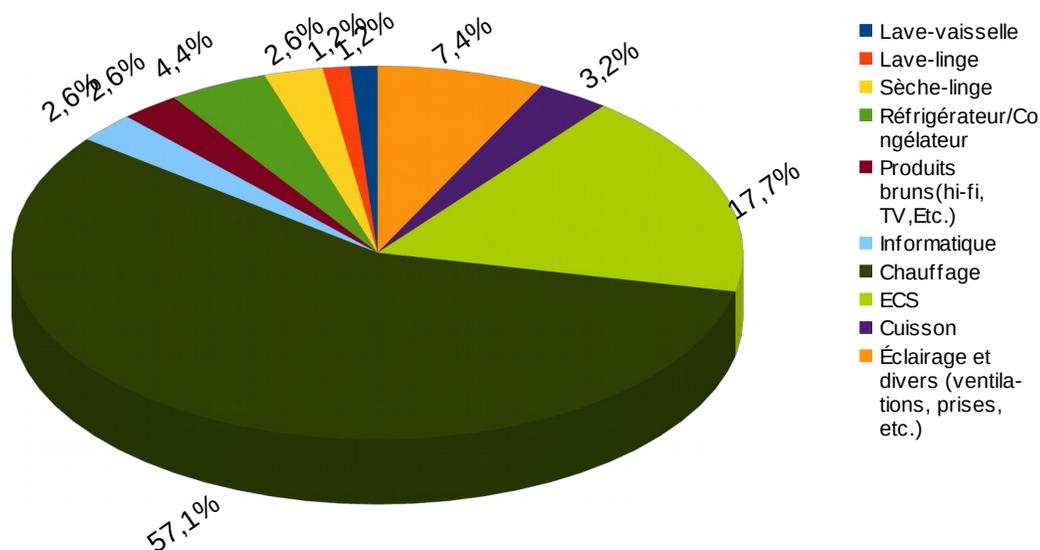


Illustration 14: Répartition des consommations énergétiques finales dans le secteur résidentiel en 2008 (source The1ETB 2008)

Les consommations énergétiques finales sont dominées par le secteur résidentiel qui représente près de la moitié de la consommation en énergie finale sur l'archipel. Le second poste de consommation est le transport (28% de la consommation d'énergie finale, 18% en prenant en compte les consommations énergétiques des centrales thermiques de Saint-Pierre et de Miquelon.). Le graphique ci-dessus détaille les postes de consommation dans le secteur résidentiel.

En raison du climat, le chauffage constitue le principal poste de consommation en énergie finale du secteur résidentiel (57%) suivi ensuite par la production d'eau chaude sanitaire (18%). Les enjeux de MDE porteront principalement sur l'efficacité énergétique des bâtiments et en particulier l'isolation des

bâtiments, qu'ils soient du parc résidentiel ou tertiaire. En effet, le chauffage constitue lui aussi la majeure partie des consommations en énergie finale dans le secteur tertiaire (47%).

Transport

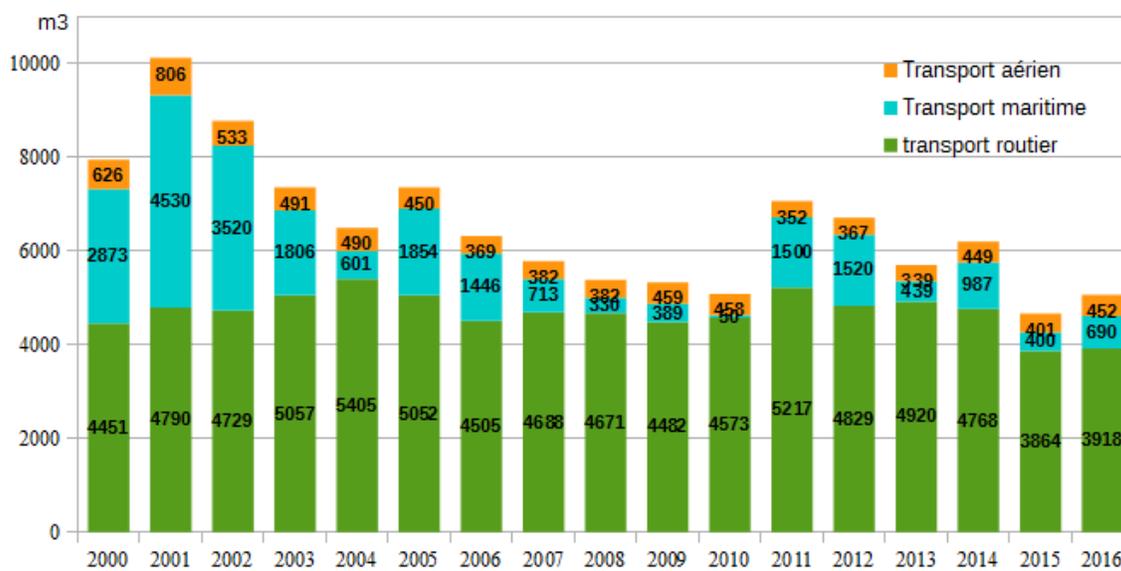


Illustration 15: Répartition des consommations par types de transport (Source Préfecture)

La tendance générale observée ces dernières années est à la diminution des consommations de carburant liée aux transports maritimes. Il est à noter que les plaisanciers, en nombre important sur l'archipel, s'approvisionnent en carburant pour leur embarcation directement à la pompe (et se reporte donc dans les données liées au transport routier). De plus, une partie du fret maritime s'approvisionne maintenant au Canada et n'est donc pas inclus dans les bilans des consommations locales.

Concernant les véhicules routiers, un nombre important de véhicules type « 4x4 » ou « pick-up » est présent sur l'archipel. Ces véhicules consomment aux 100 km plus de carburants que la moyenne des véhicules. Néanmoins, le nombre important de ces véhicules s'explique par un certain nombre d'arguments et faits, principalement liés à la position géographique ainsi que par l'enracinement culturel de l'archipel en Amérique du Nord. En effet, les conditions météorologiques sont difficiles et souvent capricieuses (neiges, vents parfois violents et température fraîche). La population est « bricoleuse » et le besoin de transport de matériaux et/ou d'outils est important. Ces véhicules robustes permettent aussi de tracter les bateaux de plaisance. Enfin, la proximité avec le Canada permet à la population d'accéder à tarif avantageux à des véhicules nord-américains souvent plus imposants que leurs homologues français.

Il est à noter qu'il n'existe pas de transports en commun terrestres autres que les taxis présents sur l'archipel et le service de ramassage scolaire.

Il est néanmoins à noter que la tendance des consommations du secteur routier (gazole et essence) est globalement à la baisse sur les 12 dernières années. En moyenne, on constate une diminution moyenne des consommations annuelles de 19 m³ d'essence et 34 m³ de gazole, soit près de 531 MWh thermique d'hydrocarbures en moins par an, principalement dû à la baisse démographique sur le territoire associé aux meilleurs rendements des moteurs des véhicules thermiques.

Les véhicules électriques (3 sur l'archipel) sont encore marginaux et très émetteur de GES, par effets indirects, en l'état actuel du mix énergétique (c.f. III.2.3.).

Concernant le transport aérien, le prix du carburant est plus élevé dans l'archipel que dans les aéroports canadiens desservis : 820 € la tonne à Saint-Pierre, 470 € la tonne au Canada. La compagnie locale, Air

Saint-Pierre, est liée par un contrat avec le pétrolier de Saint-Pierre pour un volume minimal par année, ce qui lui donne un tarif « préférentiel ». En 2015, 24 % (401 m³) de carburéacteur a été acheté au fournisseur local, le reste étant acheté au Canada. Ainsi, en 2015, ce sont plus de 2000 m³ de carburéacteur qui ont été consommés par Air Saint-Pierre.

Il est à noter que la nouvelle DSP (Délégation de Service Public) entre l'État et la prochaine compagnie titulaire du contrat prévoit le test d'une ligne directe entre Saint-Pierre et Paris en 2018, pour 8 allers-retours. La présente PPE n'a pas inclut l'impact de ce test dans les consommations de carburants en 2018, du fait de l'incertitude concernant l'approvisionnement en carburant de l'avion. De même, il est encore trop tôt pour inclure les consommations de cette ligne, dans le cas où celle-ci serait amenée à perdurer pendant la période 2018-2023. Il est néanmoins possible que les consommations du secteur aérien en soient fortement impactées.

Chaleur

À l'heure actuelle, le réseau de chaleur sur Saint-Pierre est en construction. Celui-ci devrait être opérationnel pour la saison de chauffe 2018. Les besoins en chauffage des bâtiments raccordés et les gains espérés sont estimés à 12,23 Gwh thermique par an.

III.1.4. Évolution de l'intensité énergétique

L'intensité énergétique est une mesure de l'efficacité énergétique d'une économie. Elle est définie comme le rapport entre la consommation d'énergie au produit intérieur brut.

Compte tenu des données disponibles à Saint-Pierre-et-Miquelon sur l'intensité énergétique (absence de données sur le PIB du territoire depuis 2008), il n'est pas pertinent de se donner d'objectifs portant sur cet indicateur.

La PPE recommande qu'EDF-SEI, l'IEDOM, l'ADEME, les collectivités et l'État mettent en place **un dispositif d'observation** afin d'obtenir et de centraliser les différentes informations et données disponibles sur le territoire concernant la gestion de l'énergie. L'analyse des consommations par postes, de l'usage des énergies, et du potentiel d'économies d'énergies serait pertinente afin d'adapter les politiques locales et permettraient d'affiner et de chiffrer plus précisément les actions en cours ou à mettre en place lors de la prochaine révision de la PPE.

III.2. Principaux déterminants de l'évolution de la demande

III.2.1. Démographie

Lors du dernier recensement effectué par l'INSEE en 2013 et entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2016, la population était de 6 057 habitants, dont 5 430 sur Saint-Pierre et 627 sur Miquelon-Langlade. Après une phase de croissance démographique ininterrompue de 1945 à 1999, la population connaît une tendance à la baisse, d'environ 0,3 % par an. La population, en 2013, diminue ainsi de 0,4 % par rapport au dernier recensement de 2010.

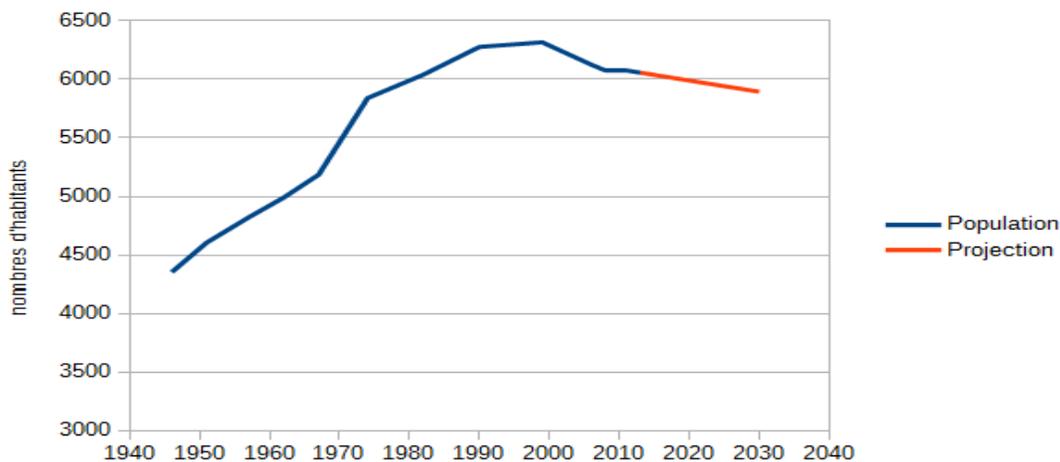


Illustration 16: Évolution démographique de Saint-Pierre-et-Miquelon 1945-2013 (source INSEE)

Le nombre de logements progresse plus rapidement que la population sous l'effet du phénomène de décohabitation. En effet, les consommations énergétiques du secteur résidentiel sont plus fortement impactées par le nombre de résidences principales plutôt que par le nombre de personnes par ménage. Cela s'illustre facilement : la quantité d'énergies nécessaire pour chauffer un appartement de 100 m² est (quasiment) la même, que l'appartement soit habité par une, deux ou cinq personnes.

Il est à noter que l'archipel comptait fin 2016 58 logements sociaux. Environ 16 % des résidences principales sont des appartements, le reste étant des maisons individuelles.

Évolution du nombre de ménage							
Année	1999	2006	2010	2013	2018	2023	2030
population	6316	6125	6081	6057	6009	5961	5894
nombre de personnes par ménage	2,61	2,43	2,33	2,33	2,33	2,33	2,32
Nombre de ménages	2419	2517	2610	2599	2581	2563	2538

Illustration 17: Estimation du nombre de ménages à Saint-Pierre et Miquelon à horizon 2030

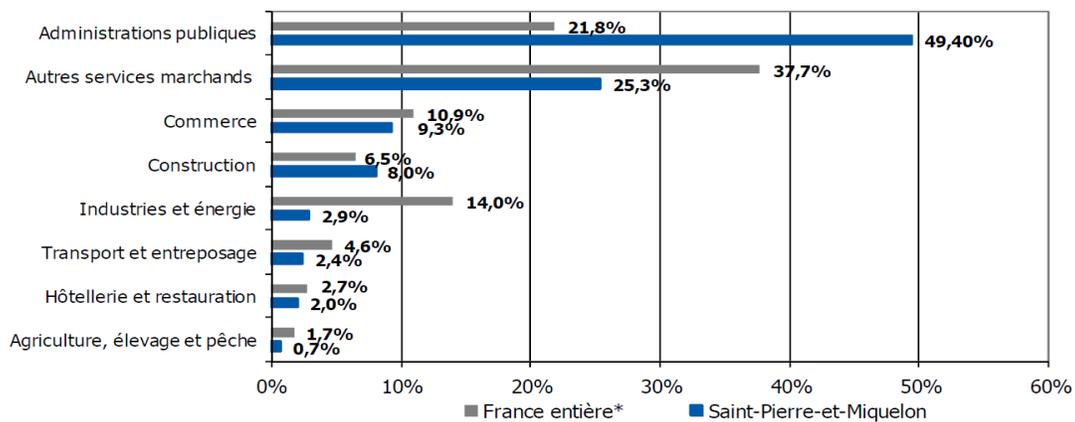
Il est émis l'hypothèse d'une diminution du nombre de personnes par ménages (de manière similaire à la France métropolitaine). Le nombre de logements, bien qu'en progression entre 1999 et 2013, devrait diminuer progressivement, comme cela a déjà pu être constaté entre 2010 et 2013. Il est supposé un

phénomène de décohabitation moindre à Saint-Pierre et Miquelon qu'en métropole.

III.2.2. Croissance économique

Traditionnellement dominée par l'activité halieutique, l'économie de l'archipel a été durement touchée par la diminution de sa Zone Économique Exclusive (ZEE) en 1992 ainsi que par l'imposition d'un moratoire sur la pêche à la morue. La structure économique essentiellement basée sur la pêche à la morue a ainsi été remise en cause. Aucune structure marchande n'a actuellement pris le relais et l'économie locale repose principalement sur les services publics et la commande publique, la filière BTP étant aujourd'hui la première filière marchande en termes d'emplois.

En 2004, le PIB par habitant était établi à 26 073 euros/habitant⁵. En 2008, il s'établissait à 28 327 €, pour un total de 172 millions d'euros au total (à titre de comparaison, le PIB par habitant en France métropolitaine était respectivement de 30 207 € et 31 393€). Il est nécessaire d'analyser ce PIB/habitant avec prudence. En effet, la majorité de la valeur ajoutée actuelle de l'archipel est créée par les administrations publiques pour près de la moitié. A ceci s'ajoute le fait que le 4^e poste de création de valeur au sein de l'archipel, le secteur du bâtiment, est très largement soutenu et dépendant des commandes publiques.



Source : IEDOM, INSEE
* France entière au sens du territoire économique

Illustration 18: Part des secteurs dans la valeur ajoutée totale de Saint-Pierre-et-Miquelon (2008)

Il est possible que les consommations de gaz soient amenées à augmenter sensiblement à court terme du fait d'un projet de distillerie de whisky, installation consommatrice en propane. Toutefois, globalement, ce projet n'aurait qu'un impact négligeable sur l'ensemble des consommations en hydrocarbures de l'archipel.

De même, un projet de port Hub sur Saint-Pierre à échéance 2030 serait susceptible d'accroître fortement la demande en hydrocarbures à destination de l'avitaillement des bateaux et au fonctionnement des outillages portuaires. Il est, en l'état, trop tôt pour estimer la proportion de cette augmentation de la demande en carburants et en électricité. Un tel projet serait de nature à provoquer une révision de la PPE.

Enfin, il est envisagé l'étude, par la collectivité territoriale de Saint-Pierre et Miquelon, d'une construction d'un data center sur le territoire. S'il est encore trop tôt pour intégrer ce projet dans l'évolution de la demande en énergie, il est estimé, en première approche, une puissance installée de l'ordre de 5 MW.

Le pôle halieutique de Miquelon constitue le dernier pôle de transformation de produits de la pêche, il est en phase de croissance d'activités. Ce pôle est avec ses installations de production de froid, un consommateur d'électricité non négligeable à l'échelle de l'île de Miquelon.

5 Source rapport annuel IEDOM 2015

III.2.3. Evolution des usages, transferts d'usage

Secteur du bâtiment

Le prix de l'électricité étant stable, dans les périodes de hausse du prix des hydrocarbures, l'électricité devient l'énergie refuge pour le chauffage des habitations. Il semble en effet que de plus en plus d'habitations se chauffent à l'électricité. La politique actuelle de la collectivité territoriale et d'EDF est de subventionner le remplacement des chaudières de plus de 10 ans par des chaudières plus efficaces (à condensation par exemple). De même, des subventions peuvent être attribuées dans le cas de remplacement de chauffage électrique par une chaudière à fioul « haute performance » car celles-ci sont, à l'heure actuelle, plus intéressantes d'un point de vue environnemental.

Le gaz dans les cuisines des particuliers est petit à petit remplacé par l'électricité ce qui n'est pas intéressant d'un point de vue environnemental actuellement.

Les nouvelles constructions d'habitations sont thermiquement plus performantes et majoritairement chauffées par l'électricité. Une attention particulière est portée par l'ensemble des pouvoirs publics du territoire quant à l'isolation thermique des bâtiments résidentiels, poste de consommation le plus énergivore en énergie finale et où le potentiel de réduction de GES est le plus important à court terme.

Secteur du transport routier

Parc Véhicules	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Voitures particulières	3402	3470	3595	3713	3618	3735	3916	3991	4140	4302	4482	4671
Camionnettes	1346	1351	1381	1448	1484	1559	1630	1673	1726	1765	1793	1819
Camions	223	216	225	240	247	262	269	270	280	288	297	309
Motocyclettes	253	272	290	305	320	359	419	449	490	514	550	587
Véhicules spéciaux.	93	95	95	100	104	111	108	109	117	116	121	121
TOTAL	5317	5404	5586	5806	5773	6026	6342	6492	6753	6985	7243	7500

Illustration 19: Évolution du parc de véhicules sur les dix dernières années (source Préfecture)

Le parc de véhicule est relativement élevé au regard du nombre d'habitants et en constante augmentation (environ 3 % par an en moyenne). Cependant le réseau routier est extrêmement limité et les consommations de carburants liées au transport restent faibles. De même, l'augmentation du parc devrait ralentir voir diminuer du fait de la baisse du nombre d'habitants. Il existe un service de transports en commun en bus pour les écoliers. De même, si le nombre de véhicules est en augmentation, les consommations du secteur, elles, sont, en moyenne, en baisse sur les 10 dernières années.

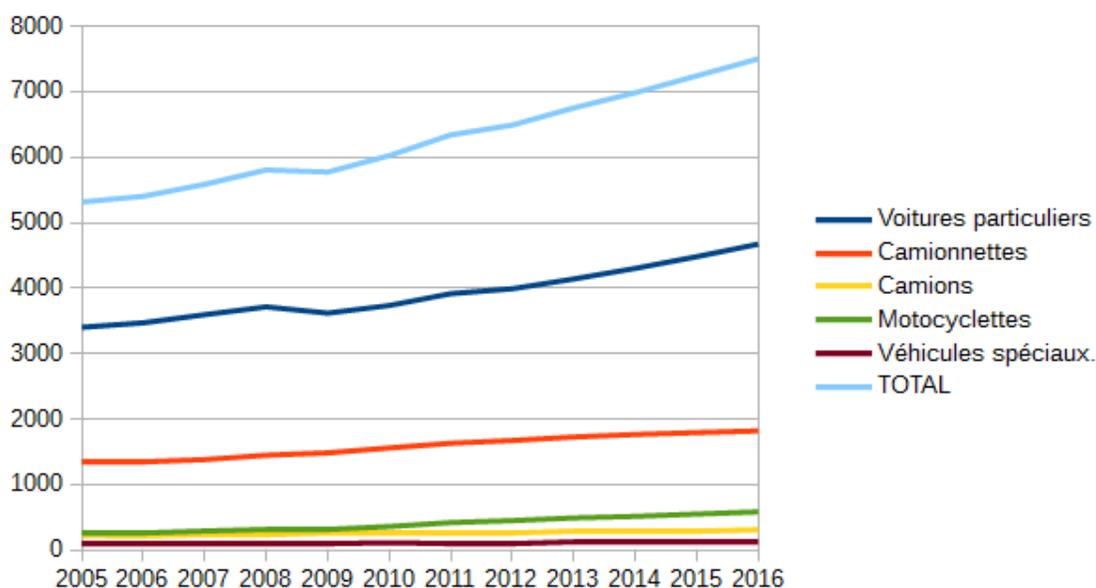


Illustration 20: Évolution du parc automobile à Saint-Pierre-et-Miquelon de 2005 à 2015 (source Préfecture)

Il y a 3 véhicules électriques à Saint-Pierre-et-Miquelon (2 détenus et utilisés par la Mairie de Saint-Pierre et 1 véhicule détenu par une société privée). À la vue du mix énergétique totalement carboné actuellement et de l'impact négatif en termes d'émission de GES⁶, il n'est pas pertinent (techniquement, économiquement et environnementalement) d'encourager le développement du véhicule électrique à l'heure actuelle.

Néanmoins, il est nécessaire d'anticiper le développement de cette solution de mobilité douce afin d'accompagner la stratégie nationale de décarbonation du secteur des transports. L'intégration du véhicule à faible émission de GES en tant que maillon du système de gestion du réseau électrique est une opportunité forte pour le territoire.

En effet, une voiture est inutilisée 95 % de son temps de vie et l'utilisation moyenne d'un véhicule électrique nécessitera moins de 80 % de la capacité de la batterie pour les trajets quotidiens. Il sera donc possible pendant les périodes où le véhicule sera branché au réseau électrique d'utiliser l'électricité stockée pour l'injecter sur le réseau en période de forte demande ou, inversement, de charger la batterie du véhicule en heures creuses. Il s'agit du concept du « vehicle-to-grid », ou V2G, qui consiste à utiliser les batteries des véhicules électriques comme une capacité de stockage mobile.

Les véhicules électriques pourraient donc représenter une capacité additionnelle de stockage d'énergie, sous réserve que cet usage soit technologiquement, environnementalement et économiquement pertinent.

Globalement, la promotion du véhicule électrique pourrait être envisagée en veillant à :

- réaliser la recharge des batteries avec une énergie non fossile afin que le contenu carbone global du kilomètre parcouru reste in fine inférieur à celui d'un véhicule thermique ;
- installer des bornes de recharges, adaptées à la structure des réseaux, permettant d'assurer l'équilibre offre-demande dans un contexte de pénétration d'EnR,

6 EDF-SEI estime que l'impact environnemental d'un véhicule électrique est de 3 tonnes supplémentaires d'équivalent CO₂ par an au sein des ZNI. Impact encore supérieur en l'état actuel du mix énergétique à Saint-Pierre et Miquelon.

- permettre, par un système de pilotage, que ces recharges ne s'effectuent pas aux heures de pointes de consommation du système électrique (généralement en fin de journée) afin d'éviter d'avoir à investir des moyens de production de pointe qui sont, par construction, les plus onéreux et les plus carbonés ;
- favoriser les dispositifs de recharge lente afin de limiter les renforcements à opérer sur les réseaux de distribution d'électricité.

Secteur du transport maritime

Deux bateaux ont été commandés par la collectivité territoriale pour relier les îles de Saint-Pierre et Miquelon à Terre-Neuve afin de participer activement au désenclavement de l'archipel ainsi que pour accroître le tourisme. Si les conditions d'approvisionnement de ces 2 bateaux ne sont, pour l'heure, pas clairement définies, il est à noter que les consommations du secteur du transport maritime pourraient augmenter sensiblement si ceux-ci s'approvisionnaient directement sur l'archipel.

Le Cabestan, réalisant actuellement les liaisons entre Saint-Pierre et Miquelon ainsi qu'entre Saint-Pierre et Fortune sera lui arrêté.

Il existe d'autres projets d'arrivée de bateaux, mais encore non finalisés à ce jour.

Secteur du transport aérien

La compagnie locale, Air Saint-Pierre, est lié par un contrat avec le pétrolier de Saint-Pierre pour un volume minimal par année, ce qui lui donne accès à un tarif « préférentiel ». En 2015, ce sont près du quart de la totalité des carburants consommés par le transport aérien qui a été acheté à l'importateur local. Dans le cas où Air Saint-Pierre s'approvisionnait en totalité sur l'archipel, les consommations en carburants à destination du transport aérien seraient sensiblement augmentées. Néanmoins, étant donné que les prix canadiens sont près de deux fois inférieurs aux prix sur l'archipel, il est peu probable que la situation évolue dans ce sens.

Réseau de chaleur

Les travaux concernant la mise en place du réseau de chaleur à Saint-Pierre sont en cours. Les principaux tronçons du réseau de chaleur devraient être opérationnels pour la saison de chauffe 2018, à la vue d'un raccordement aux bâtiments et une mise en fonctionnement pour fin 2018. Il permettra d'alimenter les chaudières pour la production de chaleur pour le chauffage de 41 bâtiments administratifs.

III.2.4 Effets climatiques

À Saint-Pierre-et-Miquelon, on constate une diminution de la durée de l'hiver ainsi qu'une augmentation des températures lors de cette période. Ceci a pour effet immédiat une diminution de la demande en énergie principalement liée aux besoins en chauffage. Si cette diminution est pour l'heure actuelle difficilement quantifiable, l'on peut ainsi préjuger d'une diminution globale de la demande en énergie sur les années à venir (effets dû au changement climatique croissants jusqu'en 2100 à minima) provenant principalement du fait d'un besoin en chauffage de moins en moins important (poste principal de consommation en énergie finale sur l'archipel) comme vu précédemment.

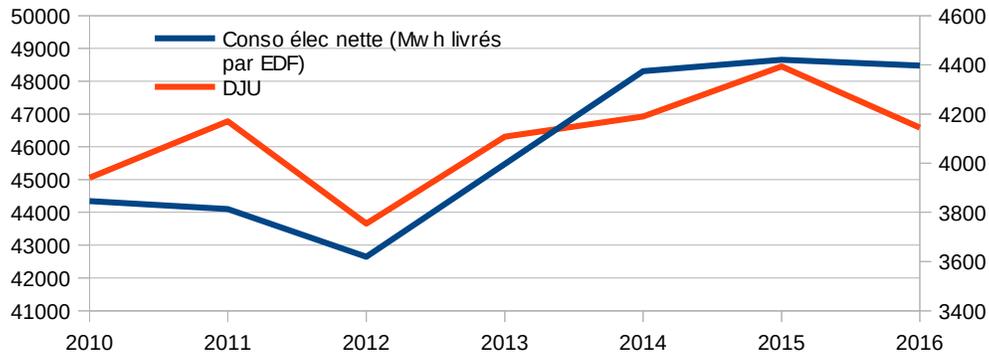


Illustration 21: Comparaison consommations électriques et DJU (Source DTAM)

Une rapide comparaison entre les consommations en électricité ces dernières années avec le nombre de Degrés Jour Unifiés (DJU) sur l'année permet d'illustrer l'influence prépondérante des températures dans les consommations énergétiques du territoire.

III.3. Scénario d'évolution de la demande d'énergie (par secteur d'activité avec hypothèses de transferts d'usage entre énergies)

Scénarii prévisionnels de demande en énergie électrique

Dans le cadre des missions qui lui sont confiées par l'article L. 141-9 du code de l'énergie, EDF réalise, en tant que gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité. Chaque année, le bilan prévisionnel comprend une analyse de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité et des besoins d'investissements en moyens de production nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique sur un horizon d'au moins cinq ans.

Le scénario MDE + ou scénario de référence, concernant les consommations énergétiques électriques est tiré du bilan prévisionnel d'EDF. Le scénario référence concernant les consommations en hydrocarbures sont construits à partir du bilan d'EDF ainsi qu'à partir des observations et poursuites des actions de MDE entreprises sur le territoire sur la base d'un rythme similaire aux années passées.

Le scénario MDE ++, concernant les consommations énergétiques électriques est tiré, en partie du bilan prévisionnel d'EDF établi en 2016, auquel est adjoint les actions de MDE à partir des années 2017 (détaillées au chapitre III.4).

Scénario MDE + (dit « BPP » [Bilan Prévisionnel de Production], « scénario référence prévisionnel » ou scénario « au fil de l'eau »).

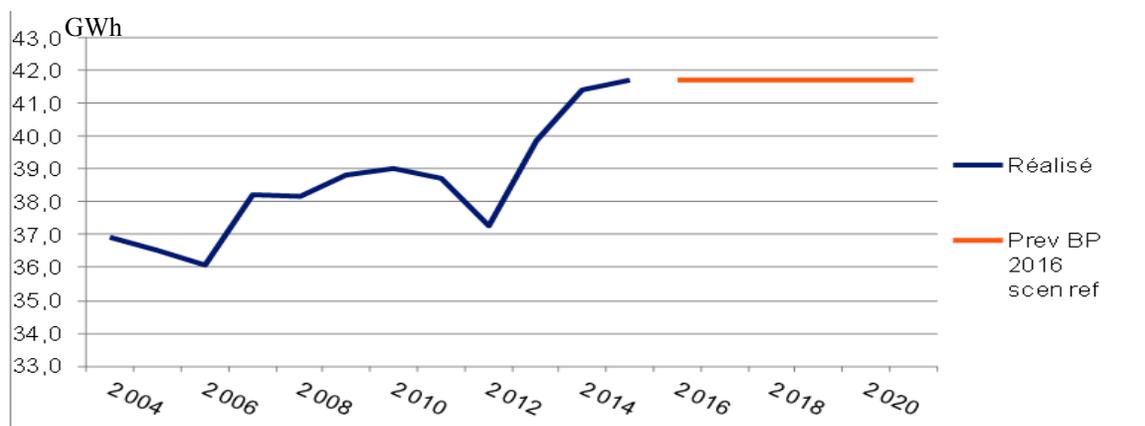


Illustration 22: Évolution énergie électrique délivrée à Saint-Pierre et prévisionnel (source EDF-SEI)

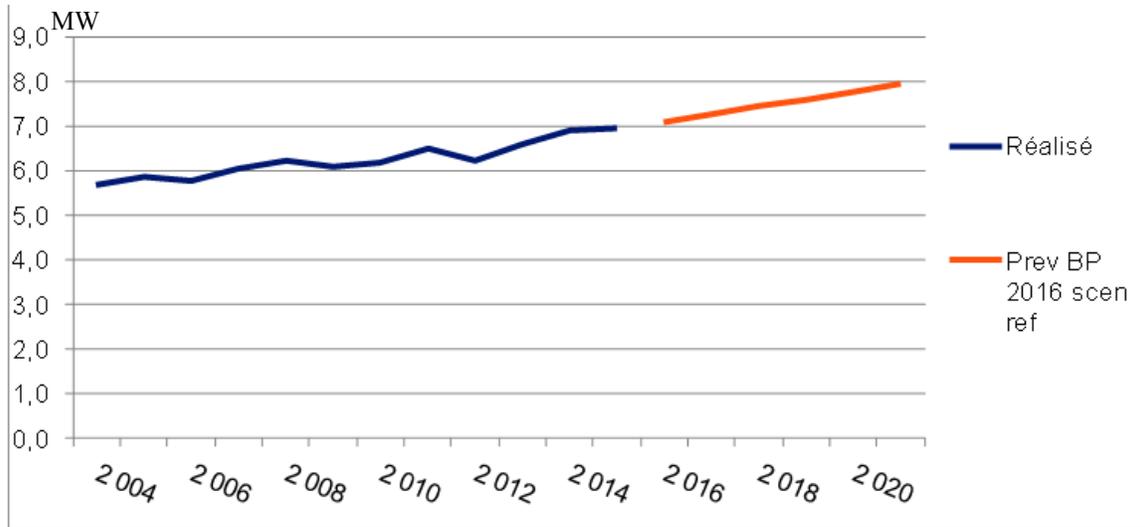


Illustration 23: Évolution puissance de pointe délivrée à Saint-Pierre et prévisionnel (Source EDF-SEI)

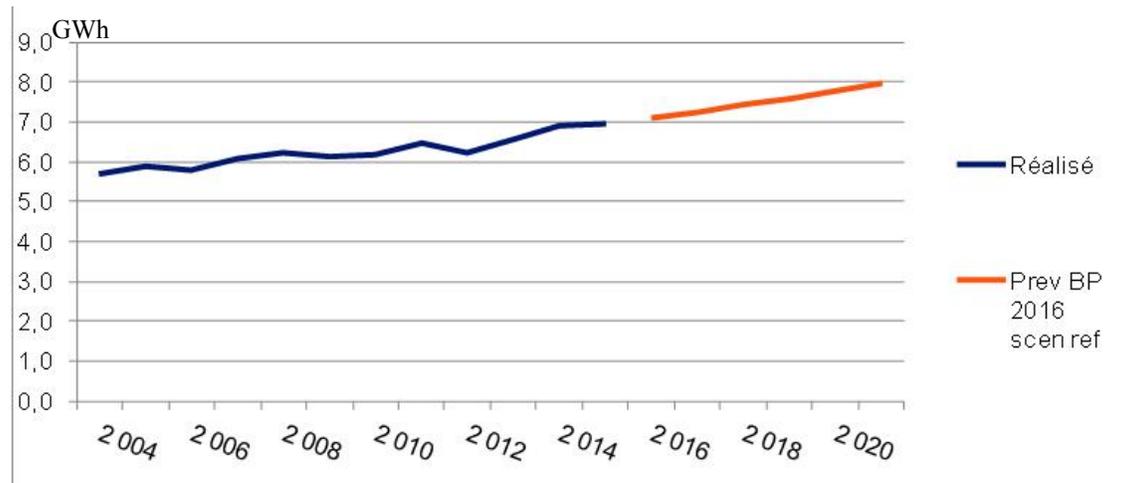


Illustration 24: Évolution énergie électrique délivrée à Miquelon et prévisionnel (source EDF-SEI)

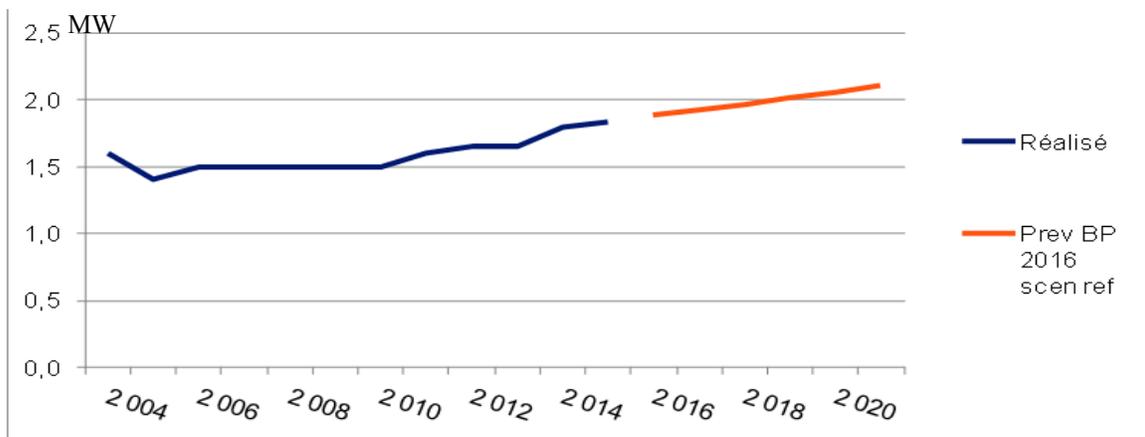


Illustration 25: Évolution puissance de pointe délivrée à Miquelon et prévisionnel (source EDF-SEI)

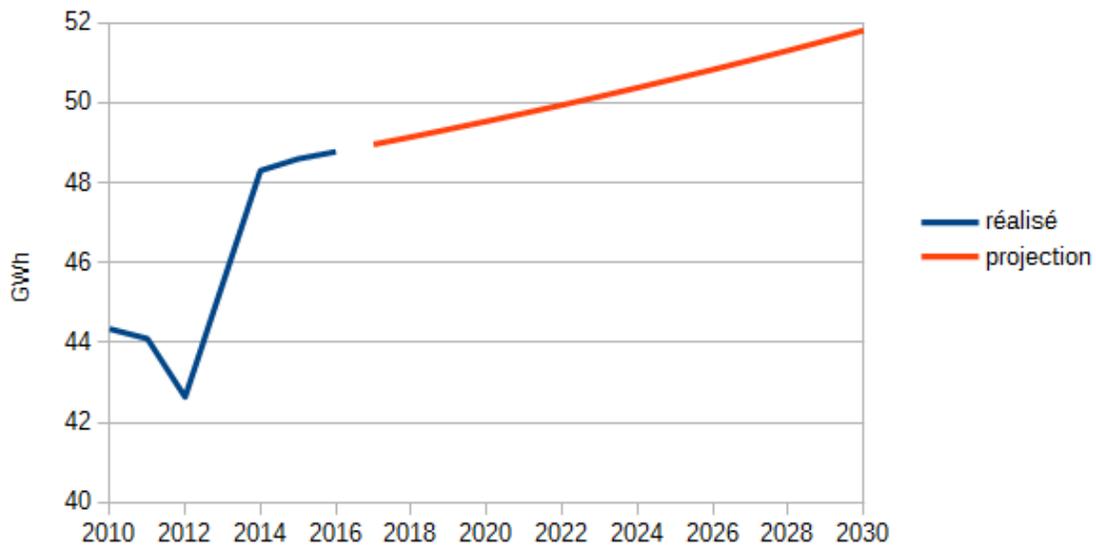


Illustration 26: Synthèse évolution énergie électrique délivrée à SPM scénario MDE +

Scénario MDE ++ (dit « MDE renforcée »)

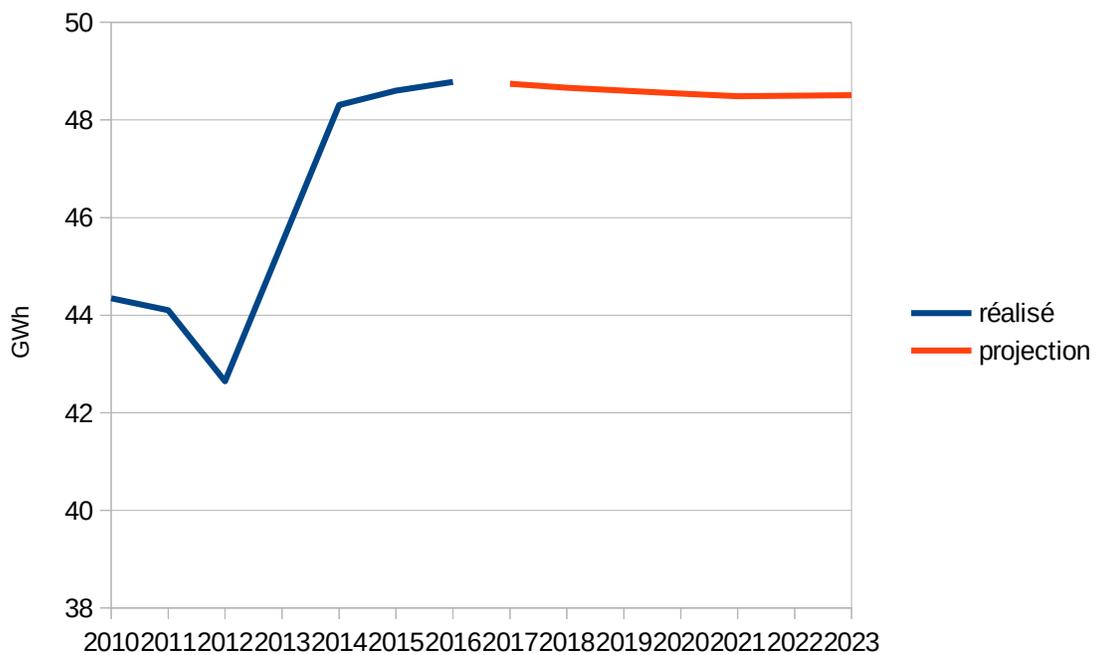


Illustration 27: Évolution consommations électriques à SPM selon le scénario MDE++

Il est retenu, pour établir le scénario MDE ++, la poursuite des gains énergétiques des actions de maîtrise de la demande en énergie jusqu'en 2015 (prise en compte dans le scénario de référence) auxquels s'ajoutent les actions MDE programmées à partir de 2017. Celles-ci concernent principalement les gains énergétiques des opérations d'isolation des logements (avec l'hypothèse qu'environ 17,38 % des consommations évitées d'ici à 2023 sont des consommations électriques, conformément au rapport INSEE de 2013 qui estime à

17,38 % le nombre de résidences principales chauffés à l'électricité), les opérations de rénovation de l'éclairage public de Saint-Pierre et de Miquelon ainsi que la mise en fonctionnement du réseau de chaleur pour la saison de chauffe 2018-2019.

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

Scenarii prévisionnels de demande en hydrocarbures

Les acteurs du territoire ont choisi d'adosser à la construction des scénarios d'évolution de la demande en énergie électrique, la construction de scénarios d'évolution de la demande en hydrocarbures sur une base similaire aux scénarios dit « MDE+ » et « MDE ++ ».

La consommation en hydrocarbure liée aux transports ou à l'activité économique (hors bâtiments raccordés par le réseau de chaleur) devrait rester stable (sauf projet de grand hub portuaire).

Il n'y a pas d'enjeux liés à la climatisation dans le secteur tertiaire (températures toujours inférieures à 24°C).

Scénario MDE +

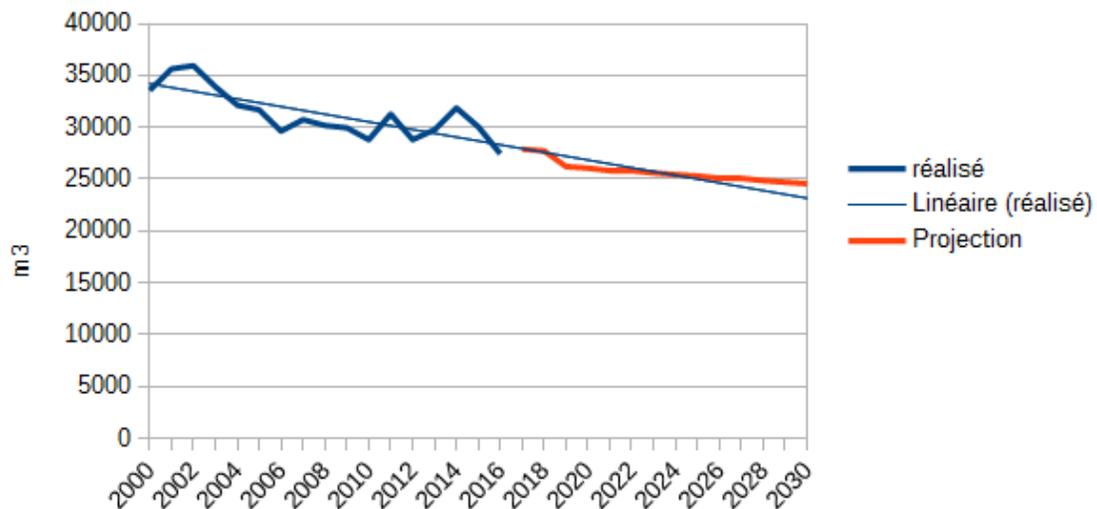


Illustration 28: Consommations totales en hydrocarbures à SPM et projection des consommations selon le scénario MDE +

Ce scénario de consommations en hydrocarbures est construit, en partie, à l'aide du scénario BPP établi par le gestionnaire du réseau conformément à l'article L.141-9 du code de l'énergie.

Scénario MDE ++

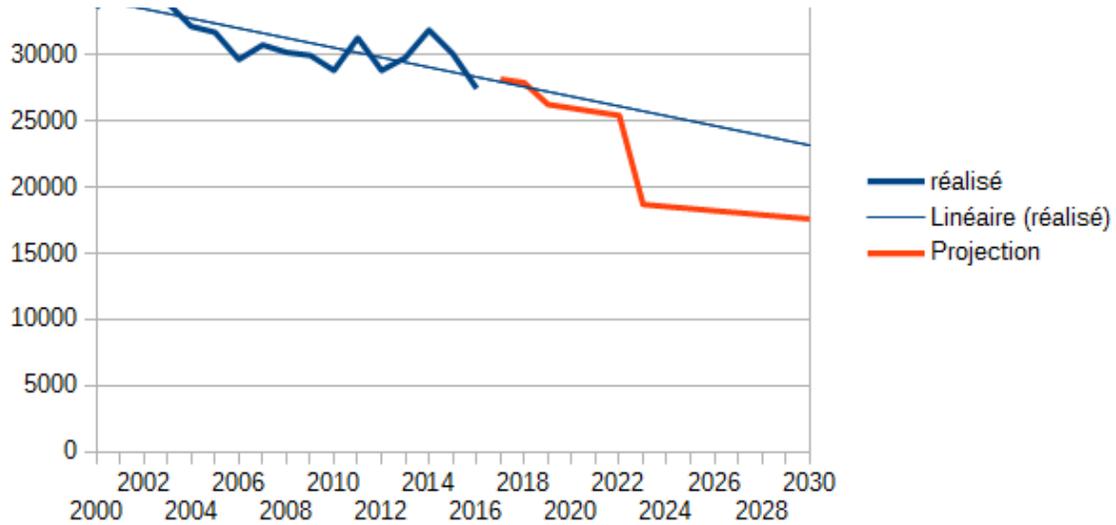


Illustration 29: Consommations totales en hydrocarbures sur l'archipel et projection des consommations selon le scénario MDE ++

Ce scénario est établi avec les mêmes hypothèses qui ont permis d'établir le scénario MDE ++ des consommations en énergie électrique, en y ajoutant la réduction des consommations en hydrocarbures engendrée par la mise en fonctionnement des parcs éoliens sur Saint-Pierre et sur Miquelon à horizon 2023.

III.4. Actions de maîtrise de la demande en énergie

Ces actions doivent concerner d'une part les ménages ainsi que les structures administratives et d'autres part les projets structurants à l'échelle du territoire.

Les axes majeurs d'intervention sont :

- l'efficacité énergétique avec comme cible prioritaire la rénovation énergétique des bâtiments (privés comme publics) et en particulier de leur isolation et l'incitation au déploiement de systèmes de chauffage non électriques et économes en énergies fossiles, intégrant des boucles d'eau chaude,
- l'éclairage public,
- l'amélioration de la production électrique thermique de l'archipel en particulier à travers la mise en place du réseau de chaleur,
- le développement d'actions de sensibilisation aux économies d'énergies pour les particuliers et professionnels.

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Isolation résidentielle	Isolation thermique de 2 % du parc de résidences principales	Isolation thermique de 2 % du parc de résidences principales (jusqu'en 2020 à minima)	1,14 GWh évités/an (environ 0,2 GWh _{électrique} et 0,95 GWh _{thermique})
Changements de chaudières	Remplacement de 125 chaudières/an	Remplacement de 125 chaudières/an (jusqu'en 2020 à minima)	0,468 GWh thermique évités/125 remplacements de chaudières
Remplacement éclairage public	Remplacement de 240 luminaires	Remplacement de 510 luminaires	0,557 GWh élec évités/an à terme

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Audit énergétique des actions de MDE EDF-CT	Audit		Audit
Mobilité durable		Étude des conditions favorables au développement des véhicules à faibles émissions	Étude

III.4.1 Efficacité énergétique dans les maisons et les bâtiments

L'énergie la moins chère et la moins impactante pour l'environnement est l'énergie que l'on ne consomme pas. Partant de ce principe et de l'état des lieux des postes les plus énergivores sur l'archipel, un des axes prioritaire de la maîtrise de la demande en énergie de l'archipel se situe au niveau de l'efficacité énergétique des bâtiments et en particulier, de leur isolation thermique. L'absence de réglementation thermique sur le territoire de Saint-Pierre-et-Miquelon ainsi que l'utilisation de matériaux aux normes nord-américaines concourent à une efficacité thermique du bâti aléatoire en fonction des demandes des propriétaires. Ainsi, comme cité précédemment, le besoin énergétique de l'archipel en chauffage est très important. Plusieurs raisons peuvent l'expliquer :

- absence de réglementation thermique sur le territoire. Isolation des résidences selon le « bon vouloir » des propriétaires (nombreuses habitations en auto-construction)
- absence de clauses spécifiques à la maîtrise des consommations énergétiques lors de passation de marchés publics
- tendance de la population à « surchauffer » leurs habitations et leurs lieux de travail. Cela s'explique du fait d'un climat extérieur particulièrement rude sur l'archipel et donc besoin d'être en confort lorsque l'on est à l'intérieur.

En conclusion, l'isolation thermique des bâtiments est aléatoire sur l'archipel. Concernant le secteur résidentiel, l'état des lieux réalisé en 2010, sur 41 logements (maisons) à Saint-Pierre (soit près de 2 % du parc résidentiels), montre que :

- 22 logements (~54 % du parc immobilier) présentent de bonnes à très bonnes performances en termes de consommations en énergie finale (consommation inférieure à 100 kWh/m².an) s'expliquant par la relative jeunesse du parc ;
- 8 logements (~20 % du parc) présentent de moyennes performances (consommation en énergie finale entre 100 et 150 kWh/m².an) ;
- 11 logements (~26 % du parc) présentent des performances très moyennes à mauvaises (consommation supérieure à 150 kWh/m².an).

Il est important de prendre ces chiffres avec prudence, car il est dangereux d'extrapoler les résultats de 2 % du parc à son ensemble. À ceci s'ajoute le fait que depuis ces audits énergétiques réalisés en 2010, il y a sur l'archipel plusieurs dizaines de nouveaux logements par an. Si ces logements ont majoritairement des consommations en énergies finales moins importantes (car tout électrique avec un rendement de près de 100 % pour le chauffage ainsi qu'une isolation thermique importante), ceux-ci ont un impact bien plus négatif en raisonnant en énergie primaire (énergie de chauffe électrique produite à partir d'hydrocarbures avec un rendement global de 31 % à comparer à l'énergie de chauffe issue de chaudières fioul avec un rendement global de 75%).

En collaboration avec EDF, la Collectivité Territoriale a mis en place plusieurs systèmes d'aides incitatives dans ce domaine (50 % CT/50 % EDF) sur les périodes passées :

- Aides à l'isolation de bâtiments des particuliers,
- Aide au changement de chaudières anciennes
- Promotions pour l'utilisation de lampes basses consommation (LBC)

Le bilan, à l'heure actuelle, des actions effectuées est les suivant :

Aide à l'isolation des logements	2013	2014	2015	2016	2017
Dossiers traités	60	44	56	24	10

Montant total des subventions (CT + EDF)	136 693,06 €	96 699,66 €	135 769,18 €	51 989,28 €	23 631,14 €
---	--------------	-------------	--------------	-------------	-------------

Aide au remplacement de chaudières	2013	2014	2015	2016	2017
Dossiers traités	74	22	45	38	21
Montant total des subventions (CT + EDF)	111 000 €	33 000 €	67 500 €	57 000 €	31 500 €

Il est à noter qu'il existe un délai entre la date de traitement des dossiers et la mise en paiement.

Il est, pour l'heure, difficile de quantifier l'impact de ces mesures en termes de gains énergétiques ainsi que sur les émissions de GES évitées. Néanmoins, la CT et EDF ont programmé un audit énergétique de ces mesures pour l'année 2017 (c.f. plus bas).

La loi du 13 juillet 2005 confère un rôle aux collectivités territoriales en matière de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) tout en tenant compte de la situation des zones non interconnectées telle que celle de Saint-Pierre et Miquelon qui se caractérise par sa fragilité et sa forte dépendance énergétique. Au-delà des obligations qui peuvent en découler, la Collectivité Territoriale souhaite mettre en œuvre une véritable politique énergétique qui puisse s'inscrire dans sa stratégie globale de développement durable. À ce titre, l'ADEME s'associe aux projets des collectivités territoriales : réseau de chaleur pour la collectivité territoriale, aides techniques et financières auprès de la mairie de Saint-Pierre du fait de sa labellisation « territoire zéro déchet zéro gaspillage », etc.

La collectivité territoriale de Saint-Pierre et Miquelon et EDF-SEI ont acté un partenariat, prenant la forme d'un accord-cadre pluriannuel, pour la période 2017-2020, portant sur la maîtrise de la demande en énergie. L'objectif du partenariat est d'infléchir la légère croissance des consommations électriques grâce à un effort de développement de l'efficacité énergétique en ciblant particulièrement le secteur résidentiel privé. Cet accord se présente notamment sous la forme d'aides octroyées pour l'isolation des logements ainsi pour aider au remplacement de chaudières vieillissantes (50 % du montant des aides seront payés par la Collectivité et 50 % seront payés par EDF). Les parties prenantes de l'accord ont programmé une action ponctuelle d'audit énergétique des accords et aides passées pour l'année 2017. à hauteur de 30 000€ (50 % C.T. et 50 % EDF). 232 000 € d'aides à l'isolation par an ont été inscrits ainsi que 250 000 € par an pour le remplacement, la dépose et le recyclage des chaudières vieillissantes et moins performantes. EDF peut alors récupérer les Certificats d'Économies d'Énergies (CEE), sous réserve d'éligibilité des matériels (souvent de normes nord-américaines) et des installateurs (aucuns acteurs RGE sur le territoire à ce jour).

Il est aujourd'hui nécessaire de limiter au maximum voire d'empêcher l'émergence du chauffage électrique à effet joule individuel. La généralisation de ce mode de chauffage augmenterait drastiquement la demande en énergie électrique (en particulier en période « de pointe ») rendant extrêmement difficile l'adéquation entre besoin en énergie électrique et production EnR et augmentant substantiellement la consommation de fioul par la centrale électrique.

En conséquence, il est opportun de créer des dispositifs incitatifs à l'équipement des nouveaux bâtiments et des bâtiments en rénovation en système de chauffage à boucle hydraulique. Pour optimiser les énergies renouvelables et la réduction des énergies fossiles, il sera intéressant dans l'avenir de doter ces systèmes de chauffage hydrauliques d'un appoint électrique (sous forme de résistances par exemple). Ceci dans le but d'utiliser l'énergie électrique renouvelable excédentaire en la convertissant en énergie thermique.

Ces optimisations auront comme double bénéfice :

- la minimisation de la demande électrique, en particulier en période « de pointe » ;
- et la valorisation de l'énergie d'origine renouvelable excédentaire par rapport aux besoins du réseau électrique. Ce dispositif évite ainsi la perte de cette énergie fatale.

Pour poursuivre cette démarche d'optimisation, il serait possible de doter les systèmes de chauffages hydrauliques de stockage thermique (type « ballon »). En effet, le stockage de l'énergie sous forme d'eau chaude est plus accessible technologiquement, plus facilement pilotable et beaucoup moins coûteux que le stockage électrique sous forme de batteries.

On pourra ainsi parler de « Smart-Grids thermique ».

Toutefois, l'installation des dispositifs d'appoint et de stockage sur ces réseaux hydrauliques peut se confronter à des défis techniques, logistiques, financiers et donc d'acceptabilité par les clients qui devront l'objet d'études complémentaires.

Il est à noter que la CT de Saint-Pierre et Miquelon a la volonté de créer un point info-énergie et de mettre en œuvre un programme de formation à destination des professionnels du bâtiment pour les travaux en rapport avec les actions de MDE comme l'isolation thermique des bâtiments ou la ventilation, à travers le dispositif Praxibat. Ces actions s'inscrivent conformément à l'axe 4 du schéma de développement stratégique de la CT. Il sera retenu, en première approche et faute d'informations plus précises, les estimations issues du rapport Thel-Etb de 2010.

Pour l'aide à l'isolation :

- le rapport THEL-ETB de 2010 fait état d'un gain prévisionnel de 35 500 kWh par an pour une maison non isolée et 18 370 kWh par an pour une maison insuffisamment isolée. Les coûts moyens des travaux par logement sont respectivement de 40000€ et 23500 €.
- ce même rapport estime la proportion des maisons non isolées à 26 % (7 % sur la totalité du parc résidentiel en 2010) et 74 % (20 % sur la totalité du parc résidentiel en 2010) pour les maisons insuffisamment isolées

Ainsi, on peut ainsi estimer les gains énergétiques moyens d'une opération de réhabilitation d'une maison à 22 824 kWh d'énergies par an pour un coût moyen de 27790 €. Au total, dans le cas de 50 opérations d'aide à l'isolation, il est estimé, en première approche, 1141 MWh évitées par an pour un coût de 1,39 M€. Afin d'estimer de manière la plus fiable possible les gains réels de ces opérations sur la période 2017-2020, à la vue du nombre moyens de dossiers traités et de sa tendance à la baisse, il sera retenu sur la base du marché actuel, sur la période 2017-2020 :

- une moyenne de 40 opérations d'isolations thermiques de résidences principales par an,
- une moyenne de 40 opérations de changement de chaudières par an.

Des résultats plus ambitieux pourraient être atteints sous réserves d'une meilleure structuration des filières (compétences, matériels, certifications) et d'actions de promotion plus développées.

Concernant le remplacement des chaudières, la convention CT et EDF table sur un objectif de 125 dossiers de remplacement de chaudières sur 3 ans. Par rapport à une chaudière moderne standard, les chaudières basse température et à condensation réalisent des gains de consommation de l'ordre de 15 % par chaudière. Ainsi, le rapport thel-etb estime que le remplacement de chaudières standards par des chaudières plus performantes apporte un gain de consommation estimé entre 3500 kWh et 4000 kWh par habitation et par an, soit entre 438 MWh et 500 MWh de fioul en moins par an pour 125 chaudières remplacées.

Les collectivités locales alertent sur le besoin de montée en compétences des chauffagistes locaux. En effet, il apparaîtrait des difficultés récurrentes quant à la pose et aux réglages des différents systèmes de chauffage, notamment concernant le paramétrage des chaudières. De même, il n'y a pas de chauffagistes sur Miquelon. Les collectivités incitent donc à réaliser des formations aux artisans locaux concernant le

chauffage individuel notamment fuel. Il est donc à étudier la possibilité d'adjoindre, aux formations prévues par la collectivité territoriale à travers le dispositif Praxibat (formations à l'isolation des parois opaques et à la ventilation), une formation spécifique sur les dispositifs de chauffage. Il est aussi possible de proposer ce type de formations à travers l'AFC, l'association de formation continue, d'autant plus que ces entreprises cotisent localement pour cet organisme.

Enfin, une attention toute particulière est de mise concernant les nouvelles constructions ou rénovations commandées par les maîtres d'ouvrages publiques auprès des entreprises du secteur du bâtiment. En effet, de par la part importante de la commande publique dans ce secteur, ceux-ci se doivent d'incorporer dans les marchés des clauses environnementales fortes, permettant de garantir une adéquation des nouveaux ouvrages (et plus particulièrement des modes de chauffage) avec le mix énergétique de l'archipel afin de ne pas accroître les émissions de GES.

En l'absence d'information concernant la reconduction de l'accord cadre entre la CT et EDF après 2020, on se projetera sur une tendance identique pour la période 2021-2023 concernant les opérations engagées.

Il est important de comprendre que pour calculer les gains énergétiques réalisés sur une période, il faut additionner l'ensemble des consommations évitées sur l'ensemble des années de la période par l'ensemble des opérations réalisées sur la période. La formule de calcul figure en annexe. La période 2019-2023 inclut donc les gains énergétiques réalisés sur cette période (2019-2023) par les opérations mises en œuvre lors de la période 2017-2018.

Aide à l'isolation des logements résidentiels							
2017-2018				2019-2023			
Nombre opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)	Nombre opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités de CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles évitées (m ³)
Cumulé sur la période				Cumulé sur la période			
80	2739	1119	341	200	22824	8204	2842
Aide au remplacement de chaudières							
2017-2018				2019-2023			
Nombre opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées (m ³)	Nombre opérations	MWh évités	Quantités de CO ₂ évités	Volume d'énergies fossiles évitées (m ³)
Cumulé sur la période				Cumulé sur la période			
80	450	146	45	200	3750	1215	374
Gain cumulé sur la période 2017-2023 des actions de MDE dans les bâtiments							
Type d'opérations	Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)			
Isolation résidentielle	280	25563	9323	3184			
Changement	280	4200	1361	419			

de chaudières				
TOTAL	560	29763	10684	3602

III.4.2 L'éclairage public

Sur Saint-Pierre, l'éclairage public est constitué de 1 382 points lumineux (797 Mairie, 483 CT et 102 État). Le réseau de Miquelon dispose de 240 points lumineux.

L'État, la collectivité territoriale et la mairie de Saint-Pierre (mandataire du groupement) ont fait le choix de remplacer leurs luminaires (majoritairement avec des ampoules au sodium 150 W) par des luminaires à LED permettant des économies d'énergie et un éclairage de qualité et en phase avec les différentes préconisations environnementales. Les premiers résultats montrent une économie énergétique de 60%. À l'heure actuelle, près de 50 % des luminaires ont été changés. En plus de ce changement de luminaires la municipalité a programmé l'installation d'horloges astronomiques au niveau des postes ce qui devrait aussi permettre de réaliser des économies. La mairie de Saint-Pierre table sur le remplacement de l'ensemble des points lumineux pour 2020 (2021 au grand maximum) au rythme de 170 luminaires par an. Les coûts supportés par les membres du groupement par le remplacement des luminaires sont estimés à 1170 € par luminaire. Le temps de retour sur investissement est estimé à quelques années.

La mairie de Miquelon a elle aussi fait le choix de remplacer ses points lumineux. À l'heure actuelle 63 points ont été changés (31%), et près de 21 points sont programmés pour la seule année 2017. Néanmoins, il est difficile pour la mairie de Miquelon de programmer plus loin que l'année 2017. En effet, le budget de la commune étant limité, les têtes restantes seront changées en fonction du retour sur investissement constaté sur les candélabres déjà changés.

Le bilan des consommations des premiers luminaires remplacés font état de 0,352 MWh électriques qui sont évités par remplacement de luminaires. À terme, ce sont plus de 550 MWh électriques par an qui ne seront pas consommées sur l'archipel soit plus d'1 % des consommations électriques de l'archipel lorsque l'ensemble de l'éclairage public du territoire sera rénové. De plus, ce sont plus de 400 tonnes d'équivalent CO2 par an qui sont évitées. Les changements programmés pour la période 2017-2023 permettront d'économiser 264 MWh et environ 67 tonnes de CO₂ en 2023.

Les collectivités font état d'un coût global 1 170 € par changements de luminaires soit environ 1 850 000 € pour effectuer le remplacement de la totalité de l'éclairage public de l'archipel.

2017-2018				2019-2023			
Nombre d'opérations	Conso énergie primaires évitées (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évitées (tonnes)	Volume d'énergie fossiles évitées (m ³)	Nombre d'opérations	Conso énergies primaires évitées (MWh)	Quantités de CO ₂ évitées	Volume d'énergies fossiles évitées
	Cumulé sur la période				Cumulé sur la période		
240	109	85	30	510	1140	868	292

Gain cumulé sur la période 2017-2023			
Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évitées (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)
750	1250	952	322

III.4.3 L'amélioration de la production thermique d'électricité - optimisation des moteurs, mise en place du réseau de chaleur et d'un ORC

L'amélioration du rendement de la production d'énergie électrique constitue un axe prioritaire de réductions de la consommation en énergie primaire de l'archipel, étant son premier poste de consommations en énergies primaires.

La nouvelle centrale EDF a été dotée, dès sa mise en service, d'un dispositif innovant de récupération des chaleurs émises par les fumées et les circuits de refroidissement des moteurs. La quantité de chaleur disponible est de 26,6 GWh thermiques par an, sous forme d'eau chaude à exploiter sur la plage de température 100-70°C.

L'eau chaude produite sera ensuite vendue à la Collectivité Territoriale (via la SEM Archipel Développement), qui se chargera de la distribuer à plusieurs clients via un réseau de chauffage urbain. Le réseau alimentera 41 bâtiments administratifs de l'État et des collectivités, pour un besoin de 12,23 GWh/an.

En ce qui concerne le prix de vente de la chaleur aux clients du réseau, il devra être figé pour être compétitif par rapport au prix du chauffage par chaudière fioul ou électrique. Pour permettre le respect de ce critère, le prix de vente de la chaleur de la centrale au réseau est indexé sur le prix du fioul dans l'archipel.

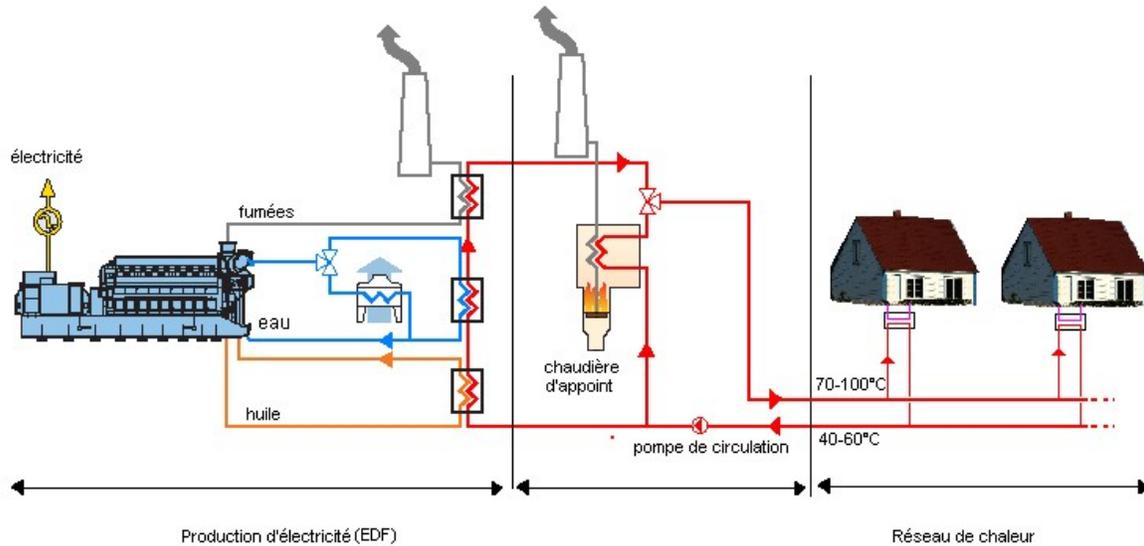


Illustration 30: Schéma représentant le réseau de chaleur de Saint-Pierre (source EDF-SEI)

La récupération de la chaleur permettra d'économiser 1,35 million de litres de fuel par an (1350m³) soit 12,23 millions de kWh. L'utilisation du réseau de chaleur permettra d'éviter l'émission de 4 520 Tonnes de CO₂/an.

Une partie de la chaleur récupérée sera aussi utilisée pour satisfaire les besoins de la centrale même (chaleur procès et chauffage) et pourrait être utilisée pour alimenter un ORC pour la production d'électricité (voir chapitre suivant).

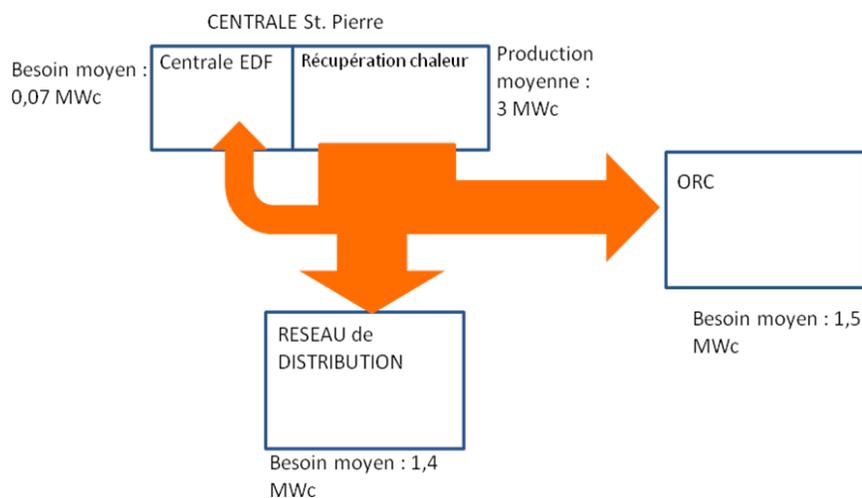


Illustration 31: Schéma descriptif des gains énergétiques réseau de chaleur par poste (source EDF-SEI)

2017-2018 (cumulé sur la période)				2019-2023 (cumulé sur la période)			
Nombre d'opérations (réseau de chaleur)	Conso énergies primaires évitées (MWh)	Quantités équivalent t CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles évitées (m ³)	Nombre d'opérations	Conso énergies primaires évitées (MWh)	Quantités de CO ₂ évités	Volume d'énergies fossiles évitées
1	12230	4451	1360	-	61150	22256	6801

Gain cumulé sur la période 2017-2023			
Nombre d'opérations (Réseau de chaleur)	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)
1	73380	26707	8161

III.4.4 La mobilité durable

Diminution des consommations unitaires des véhicules

La diminution des consommations unitaires devrait être principalement liée aux évolutions technologiques et réglementaires nationales. En suivant l'évolution tendancielle de la consommation moyenne du parc de véhicules particuliers en France⁷, on constate un progrès annuel de 1 %, ce qui pourrait induire, à véhicule.kilomètre annuel constant, une économie d'énergie annuelle d'environ de 390 MWh d'énergies primaire issues des hydrocarbures pour un coût quasiment nul à l'échelle régionale pour l'année 2017 par rapport à l'année 2016. Néanmoins, en prenant en compte les consommations en hydrocarbures routiers sur l'archipel sur les 12 dernières années, on constate une diminution unitaire de l'ordre de 19 m³ d'essence par an et plus de 32 m³ de gazole par an soit 531 MWh annuel. **On retiendra cette dernière hypothèse afin d'être au plus près des réalités territoriales.** Il est à noter que cette hypothèse tient indirectement compte de l'évolution démographique et économique sur l'archipel sur les 12 dernières années.

Bornes de recharges et déploiement des véhicules à faibles émissions de GES

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 6000 à 10 000 €) ainsi que l'objectif de la LTECV visant 5 % de véhicules électriques (VE) ou de véhicules hybrides rechargeables (VHR) sur l'ensemble du parc national pour 2020.

Le secteur des transports sur Saint-Pierre et Miquelon représente moins de 18 % des consommations en énergie primaire fossile du territoire en 2016, contrairement à la métropole et aux autres territoires d'outre-mer où celui-ci est prépondérant. Néanmoins, il représente un axe de travail pertinent afin de réduire les consommations en hydrocarbures du territoire mais aussi afin d'inscrire la population dans la transition énergétique de l'archipel.

À ce titre, afin de favoriser l'implantation de ce type de véhicule, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon, compétente en matière de fiscalité, a d'ores et déjà modifiée le code des douanes par la délibération du 11 juillet n°237/2017. Des sous-positions complémentaires à 6 et 8 chiffres ont ainsi été créées afin d'intégrer les nouvelles catégories de véhicules de tourisme à moteurs hybrides et à moteur électrique, auxquels sont affectées des fiscalités spécifiques. Ainsi, les véhicules électriques et hybrides bénéficient d'une fiscalité plus intéressante que leurs homologues diesels et essences, récapitulée dans le tableau ci-dessous.

Droits/taxes	Véhicule électrique	Véhicule hybride	Véhicule diesel/essence
Droits de douane	2,0%	5,0%	8,0%
Taxe spéciale	2,0%	4,5%	6,5%
Octroi de Mer	5,5%	11,5%	17,0%
Droit de débarquement	2,0%	2,0%	2,0%
Total	11,5%	23,0%	33,5%

Néanmoins, la spécificité insulaire de l'archipel 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

7 Sources des données : statistiques gouvernementales

consommations électriques en soirée rendant inévitable le recours aux moyens de production dits « de pointe », comme les centrales thermiques d'EDF-SEI afin de couvrir ce nouvel usage.

La LTECV du 17 août 2015 stipule dans son article 203 II, que les ZNI doivent fixer dans la PPE, les dates d'application des obligations d'acquisitions de « véhicules à faibles émissions » au sein de l'État et ses établissements publics ainsi que dans les collectivités territoriales et leurs groupements mentionnées aux articles L224-7 et L224-8 du Code de l'environnement. De même, la PPE se doit de fixer les objectifs de développements des bornes de recharges de ses véhicules à horizon 2018 et 2023. Ces dates et objectifs sont énoncés au paragraphe VI.2.4. .

De même, lorsque les moyens de production à partir d'énergies renouvelables seront en service, il serait pertinent d'introduire les véhicules à faible émissions de GES comme outil de régulation de la demande en énergie et/ou en tant que moyens de stockage décentralisés de l'énergie (comme évoqué au chapitre III.2.3.), rendu possible grâce à l'implantation des technologies smart-grids. Enfin, une attention toute particulière devra être portée sur l'usage de l'hydrogène comme moyen d'alimentation des moyens de transports, technologie permettant de faire le lien entre production d'électricité, stockage d'énergie et alimentation des moyens de transports.

Si les bénéfices environnementaux et économiques restent encore très largement discutables du fait du mix énergétique actuel et attendu à horizon 2023, ainsi que de par les conditions géographiques, météorologiques, topologiques etc. de l'archipel, il est nécessaire d'enclencher une dynamique globale de transition énergétique du secteur du transport sur un territoire où les automobilistes sont très largement influencés par les états nord-américains, où les hydrocarbures restent encore l'énergie de référence.

Mobilité douce

L'État a mis en place un dispositif de subventions sous forme de bonus à l'acquisition d'un vélo électrique sur le territoire national. Après renseignements prix auprès de la DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat), le bonus pour les vélos à assistance électrique, mis en place en 1^{er} janvier 2017, concerne également Saint-Pierre et Miquelon. Il est à noter que ce dispositif prendra fin au 31 janvier 2018.

De même que concernant les taxes à l'importation de véhicules hybrides/ hybrides rechargeables et électriques, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon a exempté les cycles, les tricycles et quadricycles, à pédalage assisté, équipé d'un moteur auxiliaire électrique d'une puissance nominale continue n'excédant pas 250 W de l'ensemble des taxes (hormis le droit de débarquement fixé à 2 % de la valeur CAF).

La demande en énergie, générée par la recharge nécessaire des batteries des VAE (Vélo à Assistance Électrique) généralement le soir, ne devrait pas nécessiter de mise en fonctionnement de groupe diesel supplémentaires à la centrale thermique de Saint-Pierre ou de Miquelon en période de pointe, du fait de la faible puissance nécessaire à la recharge des batteries.

La plupart des entreprises et administrations pratiquent de manière informelle la covoiturage. Si les gains apportés par cette mutualisation des transports sont difficilement quantifiables, toute action de sensibilisation et d'incitation à cette pratique est vivement encouragée, tout comme toute action d'encouragement aux modes de transports alternatifs/doux et à la réduction du nombre de véhicule par foyer de manière générale (pédibus, autopartage, etc.).

De manière plus générale, les parties prenantes à l'élaboration de la présente PPE programme à horizon 2020 sur l'ensemble du territoire, une étude et réflexions concernant sur la mobilité durable (mode de déplacement doux, motorisation alternatives, etc.). Celles-ci pourraient se faire à l'aide des agents compétents des services de l'État et des collectivités territoriales. Industriels et association de protection de l'environnement pourrait y être associés.

De même, les parties prenantes souhaitent une étude plus spécifique concernant l'opportunité de développement des technologies dihydrogène comme vecteur de stockage de l'énergie (en particulier intermittentes notamment éolienne) et carburant possible pour le transport en 2021.

Gain cumulé sur la période 2017-2023			
Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)
-	3720	966	360
Étude mobilité durable	N.D.	N.D.	N.D.

III.4.5 Formations aux bonnes pratiques d'économies d'énergies

L'accès pour la population à des formations/sensibilisations aux bonnes pratiques d'économies d'énergies, au-delà de son potentiel de réduction des consommations, est un élément central de l'imprégnation de la population des enjeux environnementaux et climatiques. Elles permettent notamment de créer du lien, de fédérer des enjeux particuliers autour d'un projet commun, d'économiser sur sa facture énergétique et de favoriser l'émergence des bons comportements des générations futures au sein d'une dynamique pérenne.

À cette fin, la collectivité territoriale a inclus au sein de l'axe 4 de son SDS la création d'un point info-énergie. L'objectif de ce point info-énergie est, comme en métropole, de centraliser en un seul lieu, l'ensemble des informations et des dispositifs d'aides liés à l'énergie à destinations des particuliers.

Si les pouvoirs publics peuvent tracer le cadre général d'actions de sensibilisation et peuvent aussi mettre des moyens à disposition, notamment à travers la création d'un point info-énergie, il est nécessaire de laisser la population civile s'imprégner de manière autonome de ses enjeux. Ainsi, les associations de défense de l'environnement ont clairement un rôle à jouer en tant que relais et coordinateur.

Il sera intéressant de promouvoir des actions de sensibilisation à destination des scolaires, en s'appuyant sur les relais associatifs locaux, à développer et à former, à l'instar du programme CEE WATTY.

Localement, France Nature Environnement Saint-Pierre et Miquelon est la seule association de défense de l'environnement à SPM. Si historiquement l'association portait principalement des projets liés à la préservation de la biodiversité locale, les champs d'actions de l'association s'ouvrent progressivement à d'autres pans de l'environnement dont l'énergie. Il est alors pertinent de se rapprocher de ce type de structure afin que les citoyens s'approprient ces thématiques et puissent porter eux-mêmes des projets de maîtrise de la demande en énergie ou bien vulgariser et former la population à l'aide d'actions de sensibilisation aux bonnes pratiques d'économies d'énergies.

Concernant les professionnels, la CACIMA compte renforcer ses moyens de conseils sur les thématiques énergie et déchets. Ainsi, un chargé de mission devrait, sur la période 2018-2020, porter assistance aux professionnels pour l'établissement de pré diagnostic énergétique ainsi que la formulation d'actions pouvant être entreprise à court terme afin que ceux-ci réduisent et rationalisent leurs consommations nécessaires au fonctionnement de leurs activités.

Il est difficile de pouvoir estimer les économies d'énergies associées à cette démarche du fait de l'absence de retours d'expériences concrets similaire à la situation énergétique du territoire. Néanmoins, il est, à ne pas douter, nécessaire que les pouvoirs publics, notamment à travers du soutien de l'ADEME, encouragent ces initiatives auprès des professionnels.

Synthèse des gains cumulés des actions de Maîtrise de la Demande en Énergie

Action s MDE	2017-2018				2019-2023			
	Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)	Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)
MDE dans le bâtiment	160	3189	1265	386	400	26574	9419	3216
Éclairage public	240	109	85	30	510	1140	868	292
Réseau de chaleur	1	12230	4451	1360	-	61150	22256	6801
Mobilité durable	-	1063	276	103	-	2657	690	257
Total	401	16591	6077	1879	910	91521	33233	10566

Gains cumulés sur la période 2017-2023			
Nombre d'opérations	Conso d'énergie primaire évitée (MWh)	Quantités équivalent CO ₂ évités (tonnes)	Volume d'énergies fossiles consommées évitées (m ³)
1311	108112	39310	12445

Il est à noter que la construction et la mise en fonctionnement du réseau constitue une action de maîtrise de la demande en énergie à part entière. En effet, celui-ci permet de réduire grandement les besoins en hydrocarbures du territoire. Néanmoins, celui-ci se retrouve aussi au sein du chapitre V.5.1 concernant les énergies de récupération.

IV – LES OBJECTIFS DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

IV.1. Sécurité d'approvisionnement en carburant et stocks stratégiques

L'archipel est ravitaillé en hydrocarbures une fois par mois environ par un pétrolier, le « Nanny » venant exclusivement du Canada. Ces hydrocarbures sont donc aux normes canadiennes.

Normes essences automobiles Canada : CAN/CGSB-3,5-2016

Normes carburant diesel Canada : CAN/CGSB-3.517-2017

Normes mazout chauffage Canada : CAN/CGSB-3.2-2017

Normes carburéacteur Canada : CAN/CGSB-3.23-2016

L'accès au port de Miquelon est dépendant des conditions de mer et limité par la dimension des infrastructures portuaires. Seul le fioul y est transporté par pétrolier. Les autres hydrocarbures y sont importés par camions citerne.

Il y a, à l'heure actuelle, deux enjeux prioritaires de sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures sur l'archipel ; un enjeu technique et un enjeu financier et stratégique.

Enjeu technique

La digue principale du port de Miquelon a été fortement endommagée en 1990 par un pétrolier. Un appontement pétrolier a donc été construit en 1991-92 pour recevoir des navires de 140 de longueur et de 10 000 tonnes. Néanmoins, dès la première utilisation, il a été constaté un déplacement très important des têtes de l'appontement. Ainsi, les compagnies pétrolières ont fait le choix d'avitailer Miquelon avec des petits pétroliers, de moins de 100 m de longueur, n'accostant qu'à l'intérieur de la digue (et non sur l'appontement). Or, la tendance actuelle est à la raréfaction des petits pétroliers au profit des grands pétroliers. À ceci s'ajoute le fait que lorsque l'offre en hydrocarbures est très importante au Canada, les raffineries donnent priorité aux gros pétroliers au détriment des petits, et, par conséquence, au détriment du Nanny effectuant le ravitaillement de Saint-Pierre et de Miquelon. L'avitaillement de l'île de Miquelon pourrait donc, à moyen terme, devenir problématique.

Enfin, il y a quelques années, du fait de conditions climatiques particulièrement difficiles et imprévisibles, il est apparu nécessaire, par arrêté préfectoral, d'interdire la mise en vente d'essence à Miquelon lorsque l'avitaillement de l'île ne pouvait intervenir dans les conditions normales, afin de garantir l'accès aux carburants aux moyens de secours et d'urgence ainsi qu'aux services de protection de la population.

Enjeu financier et stratégique

La situation énergétique de l'archipel étant totalement dépendante de l'approvisionnement en hydrocarbures canadiens, le territoire est donc soumis aux fluctuations et aléas des marchés mondiaux et canadiens des hydrocarbures. Le territoire n'a donc aucune réelle souveraineté énergétique. En réduisant la part des hydrocarbures dans le mix énergétique, Saint-Pierre et Miquelon gagne donc en autonomie mais se donne aussi, au territoire et à l'État, les moyens de maîtriser plus facilement les coûts de production de l'énergie, en particulier électrique.

Situation

Il n'y a qu'un importateur local pour l'ensemble des hydrocarbures sur l'archipel.

Capacités de stockage de la société Louis Hardy SAS:

Dépôt du Cap à l'Aigle à Saint-Pierre :

- Fioul domestique : 9 000 m³ (2 réservoirs de 4 500 m³ chacun)

- Essence : 1 200 m³ (8 réservoirs enterrés de 150 m³, 5 réservoirs d'essence ordinaire et 3 réservoirs d'essence super)
- U.L.S.D. : 300 m³ (2 réservoirs de 150 m³ chacun)
- Jet A1 : 300 m³ (2 réservoirs de 150 m³ chacun)

Dépôt de l'aéroport à Saint-Pierre:

- Jet A1 : 22.5 m³ (1 réservoir enterré)
- Essence avion 10 m³ (1 réservoir enterré)

Dépôts à Miquelon :

- Fioul : 1 650 m³ (2 réservoirs : 750 m³ + 150 m³ dédiés au chauffage et 2 réservoirs de 300 m³ chacun à destination prioritaire de la centrale EDF)

Il n'y a pas de stockage d'essence à Miquelon en dehors du stockage propre aux deux stations services.

Capacités de stockage d'EDF-SEI:

Centrale de Saint-Pierre :

- Gazole EDF : 600 m³ (5 x 120 m³)

Centrale de Miquelon :

- Gazole EDF : 600 m³ (2 x 300 m³ soit une autonomie maximale de 100 jours). Les stocks minimaux sont de 6,5 jours.

L'archipel dispose d'une autonomie moyenne sur l'année d'environ 5 mois en fioul (à moduler avec la saisonnalité de la consommation) ce qui paraît suffisant.

L'article L671-1 du Code de l'Énergie impose à toute personne physique ou morale autre que l'État qui met à la consommation ou livre à l'avitaillement des aéronefs civils des produits pétroliers à Saint-Pierre et Miquelon, la constitution et la conservation en permanence d'un stock de réserve des produits pétroliers. Sont concernés :

- Essences auto et essences avion ;
- Gazole, fioul domestique, pétrole lampant (autre que carburacteur) ;
- Carburacteur ;
- Fioul Lourd.

Ce stock doit être au moins égal, à une proportion fixée par voie réglementaire, des quantités qu'elle a mises à la consommation ou livrées à l'avitaillement en franchise des aéronefs civils au cours des douze mois précédents. Cette voie réglementaire ne semble pas avoir été définie pour le territoire.

Néanmoins, les services de l'État font un état mensuel des stocks stratégiques de produits pétroliers soumis à l'article 671-1 du Code de l'Énergie à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), en se basant sur l'article R1682-10 du Code de la Défense, se basant lui-même sur l'article 57 de la loi n° 93-1 du 4 janvier 1993, abrogé par Décret 2007-585 2007-04-23 art. 3 15° JORF 24 avril 2007. En l'état, l'administration centrale affirme que 20 % des consommations est une bonne proportion de stocks stratégiques de produits pétroliers.

Une étude, financée par l'État, concernant le renforcement de la structure de l'apportement à Miquelon a donc été programmé au sein du Contrat de Développement 2015-2018 afin d'assurer la pérennité de l'approvisionnement de l'archipel. La livraison de cette étude a été réceptionnée fin 2017.

La présente PPE propose que soit fixé en conseil d'état le volume des stocks stratégiques de produits pétroliers soumis à l'article 671-1 du Code de l'Énergie à Saint-Pierre-et-Miquelon.

De même, **il est proposé**, compte tenu de la situation géographique de l'archipel et des difficultés à pouvoir livrer Miquelon en tout temps de l'année et afin de garantir, en tout point du territoire, l'accès à ce type d'énergie, **la présence de stocks stratégiques à Saint-Pierre et à Miquelon, en proportion des consommations respectives affectées à chaque carburant.**

IV.2. Sécurité de l'approvisionnement électrique

La faible taille des systèmes électriques conjuguée à la non interconnexion des réseaux induit une plus grande fragilité que celle des réseaux interconnectés. Les réseaux électriques de l'archipel sont malgré tout fiables. L'enfouissement des réseaux limite les défaillances lors d'épisodes météorologiques exceptionnels hivernaux (verglas, vents...).

La nouvelle centrale de Saint-Pierre mise en service en 2015 fiabilise encore plus la production.

Les centrales de productions de Saint-Pierre et de Miquelon sont dimensionnées afin de palier à la défection de groupes diesels (prévisible et fortuite). Le taux de pénétration des EnR intermittentes est limité à 30 % par la loi pour éviter de déstabiliser le réseau. La vulnérabilité du système électrique due à sa faible taille est accentuée lors de conditions climatiques extrêmes en hiver. Les conséquences sont des coûts de production de l'énergie finale supérieurs à ceux de la Métropole et une exposition plus forte aux variations des prix des énergies fossiles.

Il y a en moyenne 2 coupures par an sur chaque île. Les temps moyens de coupure sont, pour 2014, de 28 minutes à Miquelon et 13 minutes à Saint-Pierre. Les causes les plus fréquentes de coupures sont

- problèmes techniques engendrant soit un délestage soit une coupure générale (Black-out)
- travaux d'entreprises touchant une ligne HTA

Les livraisons de fioul EDF se font tous les 7 jours à Saint-Pierre. À Miquelon, les livraisons se font en moyenne 1 fois par mois en hiver et 1 fois tous les deux mois en été (principalement par camions citernes). Les stocks à Miquelon sont importants, car il n'y a que 2 livraisons par bateaux par an pour EDF et les consommateurs. De même, il est possible que ces ravitaillements soient rendus difficiles l'hiver si les conditions météorologiques ne permettent pas le ravitaillement par voies maritimes ou terrestres.

L'approvisionnement, à l'heure actuelle, en énergie électrique est directement corrélé (et dépendant) de l'approvisionnement en hydrocarbures.

Définition du critère de sûreté électrique à définir (portant sur l'équilibre offre-demande à moyen terme – article L.141-7 du code de l'énergie)

La sécurité de l'approvisionnement en électricité est classiquement caractérisée par le seuil de défaillance. Jusqu'à présent, la valeur de ce seuil retenue dans les bilans prévisionnels est une durée moyenne de défaillance annuelle maximale de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Les bilans prévisionnels pluriannuels (L.141-9 du code de l'énergie) sont établis avec pour objectifs d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de l'archipel 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 le demande d'électricité.

Le critère de sûreté électrique, mentionné à l'article 141-7 du Code de l'Énergie, est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle maximale de trois heures de l'approvisionnement électrique.

En complément de ce critère, le gestionnaire de réseau devra définir, dans le cadre de la politique de risque sûreté du système, les limites acceptables des conséquences de divers aléas sur le réseau électrique.

La présence d'EnR dans le système électrique peut augmenter les conséquences de ces aléas. Donc l'insertion des EnR pourra nécessiter des aménagements importants du système électrique afin de garantir le respect de la politique de risque. Par exemple, le design du réseau ainsi que l'ajout et la maintenance de matériels sécurisant l'inertie et la qualité du signal peuvent être nécessaires. Ces aménagements sont susceptibles de représenter des investissements et des efforts humains et logistiques considérables qui ne pourront être correctement définis qu'en regard du contenu de la politique de risque du système.

Il est donc recommandé de conserver des degrés de liberté d'adaptation des critères de cette politique de sûreté afin de pouvoir garantir une insertion optimale des EnR. Cette adaptabilité des critères pourra permettre de lever de potentiels obstacles technologiques, financiers et organisationnels qui pourraient s'avérer très handicapants voire rédhitoires aux ambitions d'insertion des EnR dans le mix du territoire.

IV.3. Sécurité de l'approvisionnement en gaz

La société Louis Hardy S.A.S. exploite un dépôt de gaz situé à Galantry, à Saint-Pierre, et exerce les activités de remplissage de bouteilles et de chargement de citernes de gaz sur la commune de Saint-Pierre. Ces activités étaient exercées par la société SPEG-OIL jusqu'en mai 2011. À cette date, la société Louis Hardy S.A.S. a repris les actifs de la société SPEG-OIL et a maintenu les activités liées à la distribution de gaz (butane et propane) sur Saint-Pierre et Miquelon.

Butane

Une fois par an, une remorque de près de 20 m³ revient avec un chargement de gaz butane, qui est ensuite transféré dans des bouteilles de 13 kg à l'aide d'une pompe électrique pour ensuite être stockés dans un container à l'extérieur. Ce sont près de 1000 bouteilles qui y sont stockées (pour une capacité du container entre 1 000 et 1 150 bouteilles).

Propane

Deux réservoirs sont des citernes contenant près de 20 m³ de propane chacune et placées toutes deux sur des remorques. Ces citernes sont expédiées alternativement au Canada : quand une remorque revient du Canada, le propane contenu est transféré dans les réservoirs de stockage du site ou dans les camions de distribution (3 camions, deux de 9,6 m³ pour desservir Saint-Pierre et un de 5,8 m³ pour desservir Miquelon). Pendant ce temps, l'autre remorque est expédiée au Canada et revient au moment où la première remorque est vidée.

Lorsque le camion pour Miquelon débarque, celui-ci transfère la propane dans une cuve de 3800 litres à « Garage Miquelon » qui assure le remplissage des bouteilles de la population. De même, les bouteilles de butane sont livrées dans les bouteilles de 13 kg à la population.

Capacités de stockage en gaz de la société Louis Hardy SAS dans le hangar à Galantry :

- Butane : environ 20 m³ (deux containers extérieurs pouvant contenir chacun entre 1000 et 1150 bouteilles (un vide et un contenant près de 1000 bouteilles de 13 kg de gaz)
- Propane : 16,2 m³ (3 réservoirs : 2 x 6,5 m³ + 3,2 m³)

Il n'y a pas de stockage de gaz à Miquelon en dehors du stockage propre à Garage Miquelon.

Il n'y a pas, à l'heure actuelle, d'enjeux majeurs identifiés concernant l'approvisionnement en gaz de l'archipel.

IV.4. Interaction entre les différentes énergies

La production électrique s'effectuant exclusivement à l'aide hydrocarbures, elle est dépendante de son approvisionnement. Son coût de production est, par la même, étroitement lié au prix des hydrocarbures.

De la même manière, la production de chaleur est liée à la production électrique et donc à l’approvisionnement en hydrocarbures.

Étant entendu le développement des EnR sur l’Archipel, et en particulier de l’énergie éolienne à moyen terme, la production électrique à partir des moteurs thermiques (et de chaleur) sera intimement lié aux taux de pénétration de ces nouvelles énergies sur le réseau. En conséquence, des études concernant l’alimentation en chaleur des bâtiments raccordés par le réseau devront être menées afin que la pénétration des énergies à caractère renouvelable ne perturbe pas leur alimentation en chaleur.

Pour faire face aux mutations du paysage énergétique à Saint-Pierre et Miquelon, le contexte français et européen conduit à privilégier le déploiement des technologies de Smart-Grids plutôt que le remplacement et le renforcement massif des réseaux. Du fait du développement attendu de centrales de production d’électricité renouvelables à partir de ressources éoliennes ainsi que du fait du développement attendu du véhicule électrique sur le territoire, le système électrique pourrait être piloté de manière plus flexible pour gérer ces contraintes telles que l’intermittence des énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages tels que le véhicule électrique. Ces contraintes auront également pour effet de faire évoluer le système actuel, où l’équilibre en temps réel est assuré en adaptant la production à la consommation, vers un système où l’ajustement se fera davantage par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur.

Caractéristiques des réseaux électriques actuels	Caractéristiques des réseaux électriques intelligents - Smart-Grids ⁸
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée
Communicant sur une partie des réseaux	Communicant sur l’ensemble des réseaux
Gestion de l’équilibre du système électrique par l’offre/demande	Gestion de l’équilibre du système électrique par la demande/consommation
Consommateur	Consom’acteur

Ainsi, il est attendu le développement de ces technologies Smart-Grids sur le territoire afin d’avoir une gestion affinée de l’énergie, en particulier l’énergie électrique, afin d’accroître la pénétration des énergies renouvelables sur les réseaux mais aussi afin de diminuer le recours aux moyens de production thermique d’électricité, fortement émetteurs de GES. Les usages thermiques représentant la majorité des usages énergétiques globaux sur l’archipel, il sera particulièrement pertinent de privilégier des **Smart-Grids Thermiques** pour accompagner l’insertion des EnR (Cf. partie III.4.1) :

- d’une part, en utilisant l’énergie d’origine renouvelable (en particulier éolienne) excédentaire pour chauffer directement les réseaux hydrauliques (ou boucles d’eau) d’alimentation du chauffage fioul et de l’eau chaude sanitaire. Cette valorisation thermique des EnR devra s’accompagner de l’équipement du réseau de chauffage urbain de Saint-Pierre ainsi que des habitations individuelles en appoint électrique (via des résistances électriques) pour permettre de convertir l’énergie électrique renouvelable excédentaire en chaleur au moment de sa production (Cf. partie III.4.1).
- d’autre part en installant des réserves d’eau (type « ballons ») pour le stockage thermique sur les réseaux de chauffage hydraulique et d’eau sanitaire en construction et en rénovation.

En effet, l’augmentation de la capacité de stockage et du caractère pilotable de la demande thermique permettrait de limiter la demande électrique tout en optimisant l’utilisation d’électricité renouvelable au moment même où elle est produite, évitant ainsi de la perdre.

⁸ Source : Smart-Grids CRE

V – LA PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE

V.1. État des lieux – Évolution passée de l’offre

L’offre énergétique est suffisante en quantité. Elle est cependant limitée dans sa diversité de source de production. En effet 100 % de la production est liée aux hydrocarbures. 100 % de l’électricité est produit par deux centrales diesels exploitées par EDF. Les centrales de production sont dimensionnées pour assurer la sûreté du système électrique, en tenant compte des indisponibilités prévisibles et fortuites des moyens de production (en tenant compte des délais d’approvisionnement inhérent à l’insularité, voire de la double insularité à Miquelon) et pour faire face aux évolutions futures de la consommation. EDF-SEI précise néanmoins que le projet de grand port, notamment constitué de grues électriques, pourrait faire évoluer de manière non négligeable la demande en énergie électrique.

Concernant les énergies renouvelables, une centrale éolienne était exploitée sur Miquelon et fournissait jusqu’à environ 2 % de la production énergétique de l’archipel. Celle-ci est cependant à l’arrêt depuis 2014 du fait de l’inadéquation entre la technologie éolienne en présence et les contraintes géo-climatiques du territoire. Celles-ci n’ont alors pas trouvé leur rentabilité.

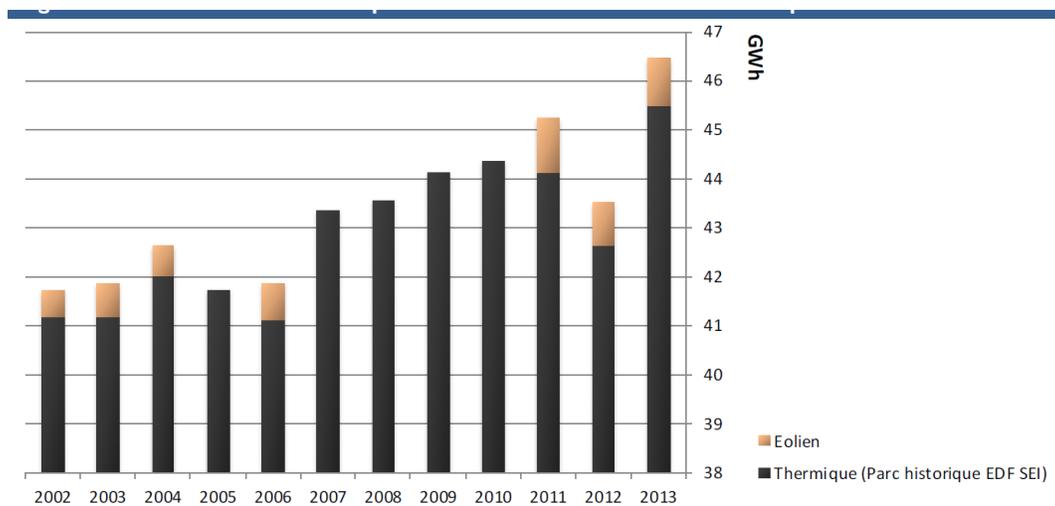


Illustration 32: Volume d'électricité produit ou acheté à Saint-Pierre-et-Miquelon entre 2002 et 2013 (Source CRE)

V.2. Enjeux de développement des différentes filières, de mobilisation des ressources énergétiques et de créations d’emplois

En 2013, les énergies renouvelables éoliennes ont représenté environ 2 % des consommations d’énergie finale de Saint-Pierre et Miquelon. À la vue de ce pourcentage, l’atteinte de l’objectif de 50 % dans les consommations finales d’énergie d’ici 2020 semble difficile à tenir du fait du caractère intermittent des ressources énergétiques renouvelables disponibles sur place (énergie éolienne et énergies marines par exemple) et du taux de pénétration de 30 % de puissance instantanée de ces énergies sur le réseau ainsi que de la temporalité nécessaire à la mise en place de systèmes de production et de leur adéquation avec les systèmes de production existants et le réseau.

Ainsi, ici peut être plus qu’ailleurs, l’évolution du seuil de déconnexion des EnR à caractère intermittente est un enjeu crucial du développement des EnR au même titre que l’évolution des technologies disponibles permettant de stocker l’énergie. L’évolution de ce taux de pénétration est néanmoins délicate de par la petitesse du réseau électrique de l’archipel et sa capacité à maintenir l’équilibre entre l’offre et la demande électrique.

La poursuite de la stratégie de développement des EnR devra prendre en compte le contexte de situation économique, de capacité de financement publique contrainte et des exigences croissantes de la réglementation environnementale.

Le développement d'infrastructures de production énergétique peut constituer un levier de création d'emplois qualifiés sur l'archipel. En effet, un certain nombre de personnes sont dans l'obligation « d'émigrer » vers la métropole ou à l'étranger afin de s'insérer dans le monde professionnel, faute de création d'emplois sur le territoire. De même, l'engagement de l'État, de la collectivité territoriale et d'EDF à accompagner l'efficacité énergétique des bâtiments devrait permettre de maintenir voir d'accroître la demande auprès des entreprises du bâtiment localement. S'il est difficile de quantifier l'impact sur la situation de l'emploi sur l'archipel, la création d'emplois directs sera toutefois limitée aux différents objectifs fixés par la PPE, et restera modeste.

Par ailleurs, on peut noter que compte tenu des spécificités territoriales et géographiques, les systèmes de stockages de l'énergie (par batteries, par boucles d'eau chaude, par dihydrogène, etc.) apparaissent comme des solutions pour augmenter la part des EnR dans le mix énergétique de l'archipel. Il faut aussi étudier la nécessaire inertie pour la sûreté du système.

V.2.1. Seuil de déconnexion des EnR

Le taux maximal d'incorporation des EnR intermittentes est actuellement de 30 % à Saint-Pierre et Miquelon.⁹

De fait de la présence de deux réseaux distincts de distribution d'électricité sur le territoire ainsi que par la présence de moyens de production thermiques différents (et donc plus ou moins contraignantes), il pourrait être attendu un taux de pénétration d'EnR à caractère intermittent différent sur Saint-Pierre et sur Miquelon.

À l'heure actuelle, la petitesse des réseaux de distribution ne permet pas, compte tenu de l'absence de capacités de stockage, d'accroître la pénétration des EnR intermittentes sur ceux-ci sans les compromettre. De plus, il est à noter que de par l'absence de moyens de production d'EnR à caractère intermittent sur le territoire, le taux de pénétration est actuellement de 0 %.

La présente PPE retient la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité de conduire une étude pour la prochaine révision de la PPE du territoire, afin d'identifier l'évolution du taux de pénétration des énergies renouvelables à caractère intermittentes à horizon 2030

⁹ Article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

V.3. Objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie stable

Une énergie est dite non intermittente lorsque les conditions de sa production sont prévisibles à court et long terme ainsi que relativement stable. On parle souvent de conditions « contrôlables ». Il est alors possible de gérer la quantité d'énergie produite et d'adapter celles-ci en fonction de la demande (adéquation production-demande). Les principales sources d'énergies renouvelables non intermittentes sont : hydroélectricité, les biocarburants, la biomasse, la géothermie et la méthanisation, contrairement aux énergies éoliennes et photovoltaïques. Il n'y a que peu ou pas d'enjeux de développement de ces filières au sein de l'archipel à court terme. En effet, les principaux freins proviennent des ressources nécessaires à la production d'énergie. En effet, la situation géographique ainsi que le nombre d'habitants font que la quasi-totalité des ressources devrait être importée ce qui constituerait un non-sens environnemental et économique.

Synthèse des objectifs de développement de l'offre énergie

Énergies renouvelables	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Petite Centrale Hydroélectrique (PCH)	-	Étude de faisabilité- Fonction de l'étude	Étude
Méthanisation	Pas d'objectifs		
Géothermie	Pas d'objectifs		
Biomasse	Pas d'objectifs		

V.3.1. Petite Hydraulique

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations de centrale hydroélectrique sur l'archipel.

Enjeux

Il existe 2 types de centrale hydroélectrique ; les centrales dites « à haute chute » et les centrales dites « au fil de l'eau ». S'il n'est pas envisageable de développer de centrales « à haute chute » sur l'archipel du fait de faibles dénivelés (240 m maximum à Miquelon et 207 m à Saint-Pierre) associés à de faibles débits d'eau et des coûts d'investissement très important, l'installation de centrales « au fil de l'eau » peut être pertinent car celles-ci ne nécessitent généralement que peu d'investissements, leur mise en place est plus rapide que leur homologue à haute chute, les conditions d'acceptation sur le territoire de ce type de centrales sont plus faciles pour les populations ainsi que pour l'environnement et l'archipel peut disposer d'une énergie stable et prévisible.

L'énergie hydroélectrique est une énergie prévisible et qui n'est pas contrainte par la règle des 30 %.

Néanmoins, cette source de production d'énergies ne pourra constituer qu'une infime partie du mix énergétique de l'archipel.

Perspectives

Il paraît peu pertinent d'envisager l'installation d'unités de production à Langlade du fait de l'absence de résidents permanents.

À Saint-Pierre, à court terme ainsi qu'à coûts acceptables, une des potentialités de production se situe au

niveau de la station de potabilisation de l'eau, et plus particulièrement sur la conduite forcée d'approvisionnement en eaux de la centrale, pour une injection sur le réseau ou une auto-consommation au niveau de la station. Il est aussi envisageable l'intégration d'une petite station au niveau du déversoir du barrage du Goéland afin d'alimenter l'éclairage du barrage (qui était assuré par des panneaux photovoltaïques qui ont été dégradés). Enfin, dans le cas de la rénovation/reconstruction du barrage de la Vigie, l'ajout d'une petite station de production d'énergie doit aussi être envisagé.

À Miquelon, la principale potentialité à coûts acceptables se situe au niveau du goulet d'alimentation du Grand Étang, qui se trouve être relativement proche des habitations et donc du réseau électrique. Une étude hydrologique du Grand Étang de Miquelon a d'ailleurs été effectuée par les services de l'Ifremer et permet de disposer d'une bonne base afin d'étudier le potentiel de production en ce lieu. Il est toutefois à noter que les conditions d'exploitation d'une centrale à cet endroit sont plus bien complexes du fait que l'alimentation en eaux de l'étang est aléatoire. Il est, à l'heure actuelle, difficile de pouvoir estimer le productible énergétique attendu d'une centrale hydroélectrique à cet emplacement.

Une étude devra être programmée afin d'évaluer les potentiels de production hydroélectrique de l'archipel des sites identifiées et d'éventuels autres sites.

Dans le cas d'une incorporation sur la station de potabilisation, à la vue des actions réalisées par la mairie quant à la diminution des consommations en eaux de la ville (en particulier au niveau des réparations des fuites), le volume d'eau disponible auprès des deux barrages de Saint-Pierre alimentant la station ne devrait pas excéder 800 000 m³ par an. Il est à noter que la qualité de production de cette centrale serait cependant particulièrement stable du fait des prélèvements réguliers en eau des barrages tout au long de l'année. Enfin, les pics de consommations en énergie électrique enregistrés sur la période hivernale coïncident avec la demande en eau de la part de la population, elle aussi plus importante lors de cette période. En effet, le réseau AEP (Alimentation d'Eau Potable) n'étant pas hors-gel, une partie de la population pratique le « coulage hivernal » afin d'éviter le gel des canalisations.

Enfin, l'éventuelle rénovation et/ou reconstruction du barrage de la Vigie permet d'envisager l'étude et la mise la mise en place d'une petite centrale hydraulique sur celle-ci.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : Pas d'objectifs

2023 : Étude d'opportunités et de faisabilité - Fonction des résultats de l'étude de faisabilité

V.3.2. Méthanisation

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations d'unités de méthanisation sur l'archipel.

Enjeux

Les enjeux de la méthanisation sur l'archipel sont multiples. En premier lieu, la méthanisation permet de traiter localement la part putrescible des déchets ménagers et des déchets « verts » de la collectivité et permet donc de diminuer de manière importante les OMR (Ordures Ménagères Résiduelles). De plus, celle-ci permet de produire une énergie renouvelable localement et ainsi diminuer l'émission de gaz à effet de serre sur le territoire. À ceci s'ajoute le fait qu'en dehors de la phase de construction, l'exploitation de ce type de production énergétique génère des emplois non délocalisables sur le territoire. Le digestat obtenu par la méthanisation peut aussi permettre l'amendement des terres agricoles, de Miquelon par exemple, en matières organiques riches. Enfin, dans le cas d'une cogénération (chaleur et électricité issue du brûlage puis turbinage du méthane produit pour le méthaniseur), il est ainsi possible d'avoir une source complémentaire et décentraliser de chaleur, incorporable au sein du réseau de chaleur, actuellement en construction sur Saint-Pierre. Dans le cas d'un gisement suffisamment important et constant, l'installation est en mesure de fournir une énergie stable, permettant alors de s'affranchir du taux de 30 % d'EnR

intermittentes sur le réseau électrique de l'archipel.

Perspectives

Si les enjeux liés à l'installation d'une unité de méthanisation paraissent positifs pour le territoire, les collectivités territoriales ne se sont pas orientées vers cette solution pour plusieurs raisons.

La première raison est le dimensionnement du gisement valorisable par méthanisation. En effet, s'il est difficile d'estimer le gisement, il apparaît qu'il n'est pas suffisant pour garantir l'approvisionnement dans de bonnes conditions d'une unité de méthanisation toute l'année.

A partir de 2005, la collectivité territoriale de Saint-Pierre et Miquelon a recherché des solutions de compostage pour traiter une partie des déchets de l'archipel et produire un compost destiné aux espaces verts et à l'amendement des prairies agricoles de l'île de Miquelon. La construction d'une plate-forme de compostage a été initiée en 2009 par la collectivité territoriale avec un concours financier important de l'ADEME et de l'Union Européenne. Son exploitation a commencé récemment par le service de Gestion Durable des Déchets de la commune de Saint-Pierre. Dimensionnée pour 2000 tonnes de déchets organiques par an, le gisement se révèle bien plus faible et a conduit la commune à investir dans un module de traitement électromécanique complémentaire. La commune lancera en 2017 la collecte sélective des biodéchets en porte à porte et privilégie le compostage. Cette technique est maîtrisée avec les outils et les compétences mobilisables par la commune, et le besoin en compost pour amender les sols en structure et en nutriments est bien réel.

Il ne serait pas rationnel de diversifier et de complexifier plus encore la gestion des déchets organiques avec un procédé de méthanisation alimenté par le même gisement.

Toutefois, la question pourra être revue dans quelques années, lorsque les investissements consentis ces dernières années auront été amortis. Le retour d'expérience sur le compostage du gisement permettra de caractériser rigoureusement le gisement et son potentiel de méthanisation.

Il paraît prématuré de se fixer des objectifs à horizon 2018 ou 2023.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

Il n'y a pas d'objectifs quantifiés pour le raccordement au réseau de ce type d'énergie à horizon 2023.

V.3.3. Géothermie

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations de centrales géothermiques sur l'archipel. Quelques pompes à chaleur ont été installées chez des particuliers.

Il n'y a, à ce jour, pas d'études de gisements pour ce type d'énergies à l'échelle de l'archipel.

Enjeux

Il n'y a pas de potentiel géothermique haute, moyenne et basse énergie sur l'archipel (absence de zones volcanique et de bassins sédimentaires). De même, les coefficients de performances (COP) des PAC (Pompes à Chaleur) actuellement sont de 2,5 à 3 annuellement. C'est-à-dire qu'un 1 kWh d'électricité permet de produire 2,5 à 3 kWh de chaleur. Le rendement de la production et distribution d'électricité étant d'environ 35 % - 40 %, il aura fallu près de 3 kWh de combustible fioul pour produire le kWh électrique nécessaire à la production des 3 kWh heures thermique issu de la PAC. Le rendement des chaudières fioul domestiques (environ 95 % pour les plus récentes) est donc similaire au PAC sur l'archipel.

Les températures régulièrement inférieures à 3°C sur une période relativement longue sur l'archipel réduisent fortement le potentiel énergétique des PAC sur air, technologies fortement dépendante des températures extérieures.

Les PAC sur sol, qu'elles soient horizontales ou verticales, nécessitent une emprise foncière importante et

leurs coûts d'investissements sont très fortement dépendants de la nature du sol. À Saint-Pierre, la demande est déjà importante et les sols de l'archipel sont très durs.

Les PAC sur eau sont des technologies déjà en place, à Monaco en particulier. Néanmoins, celles-ci nécessitent une température de l'eau assez élevée (supérieure à 7°C en hiver) et relativement constante, conditions qui semblent difficile à garantir sur l'archipel.

Perspectives

L'absence d'études de dimensionnement de la ressource ainsi et les contraintes fortes à la mise en place de ces technologies sur l'archipel ne permettent pas d'envisager l'installation de moyens de production collectifs à l'horizon 2018 ou 2023. Ce type d'énergie ne semble pas un axe de développement prioritaire pour le territoire. Sans en faire un objectif, une étude de gisement est néanmoins envisageable sur la période 2016-2018 ou 2019-2023. De même, l'étude des retours d'expériences sur l'utilisation de pompes à chaleur chez les particuliers peut s'avérer pertinente afin de définir ou non le potentiel de ce type de ressources sur l'archipel. Il est toutefois noté qu'une montée en compétences des artisans de l'archipel est nécessaire si ces technologies venaient à se développer sur le territoire.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

Il n'y a pas d'objectifs quantifiés pour le raccordement au réseau de ce type d'énergie à horizon 2023.

V.3.4. Biomasse (Bois-énergie)

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations collectives de valorisation de la biomasse sur l'archipel. Un certain nombre d'habitants se chauffe au bois, plutôt pour de l'agrément, sur Saint-Pierre, sur Miquelon ainsi qu'au sein des résidences secondaires de Langlade. Les entreprises et commerces locaux proposent du bois de chauffage en petite quantité, en provenance de Terre-Neuve principalement.

Enjeux

La réduction du domaine forestier sur le territoire (c.f. chapitre 3.2.3. de l'évaluation environnementale de la PPE de Saint-Pierre et Miquelon) ainsi que l'absence de forêt réellement exploitable à des fins énergétiques, font qu'il n'est pas possible de valoriser la biomasse locale à travers une unité de production collective d'électricité et/ou de chaleur. Les coupes autorisées pour les particuliers sur le territoire concernent de petits volumes.

Il n'est pas économiquement viable pour le territoire de se doter d'une unité de production collective d'électricité ou de chaleur à partir de biomasse.

Le bilan CO₂ global de production de chaleur à partir de biomasse est particulièrement intéressant car la quantité d'équivalent CO₂ émise est rapidement compensée par la régénération de la biomasse à venir lorsque celle-ci est gérée de manière durable. Néanmoins, ce bilan est plus mauvais à Saint-Pierre et Miquelon du fait de l'importation depuis le Canada du bois, transport impactant globalement le bilan des GES sur la filière.

Perspectives

Si la présente PPE ne « ferme pas la porte » au développement d'initiative privée sur le territoire concernant le chauffage bois du fait d'un bilan carbone globalement plus intéressant qu'un chauffage électrique ou fioul, il n'est pas attendu le développement de cette filière par les pouvoirs publics à échéance 2018 ou 2023.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

Il n'y a pas d'objectifs quantifiés pour le raccordement au réseau de ce type d'énergie à horizon 2023.

V.4. Objectifs de développement des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire

Synthèse des objectifs de développement de l'offre énergie à caractère aléatoire

Énergies renouvelables	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Schéma Territorial Éolien	Réalisation du Schéma Territorial Éolien		Réalisation du Schéma Territorial Éolien
Éolien à Saint-Pierre	Étude du potentiel éolien sur site envisagé	+ 4 à 6 MW installés* avec ou sans stockage*	+ 4 à 6 MW installés avec ou sans stockage*
Éolien à Miquelon	Étude des modes de consommations des habitants + étude du potentiel éolien sur le site envisagé	+ 2 MW installés avec stockage*	+ 2 MW installés avec stockage*
Énergies Marines Renouvelables (EMR)	Étude Ifremer	Étude(s) complémentaire(s) à définir	Études
Photovoltaïque (PV)	-	Test en conditions réels puis objectif supplémentaire fonction du test	Test en conditions réelles et réajustement de l'objectif

*La capacité d'éolien installée à Saint Pierre sera fonction des résultats de l'étude de stabilité du système électrique prévue par la présente PPE. De manière plus générale, les stockages seront dimensionnés et pilotés par le gestionnaire de réseau en fonction du besoin global et de la sûreté de chaque système.

Dans les zones non interconnectées, le gestionnaire du réseau EDF a la possibilité de déconnecter les sites de production renouvelable intermittent au-delà d'une intégration instantanée dans le réseau de 30%, afin d'être capable de maintenir la stabilité du système face à tout aléa, notamment la perte d'un ou plusieurs moyens de production.

Les services de l'État vont réaliser, en 2018, le schéma Territorial Éolien sur Saint-Pierre-et-Miquelon. Ce schéma permettra d'identifier le zonage des servitudes s'imposant à l'implantation d'un parc éolien mais aussi plus précisément les lieux potentiellement intéressants pour le développement de centrales de production d'électricité d'origine éolienne sur le territoire.

V.4.1. Éolien

État des lieux

À ce jour, il n'y a plus de centrales éoliennes en fonctionnement. Jusqu'en janvier 2014, il existait une ferme de 10 éoliennes de 60 kW chacune à Miquelon, soit une puissance installée de 600 kW. Néanmoins, de petites éoliennes équipent un certain nombre de résidences secondaires sur Miquelon et Langlade pour une autoconsommation sur un habitat résidentiel non raccordé au réseau public de distribution.

À Miquelon

État des lieux

La situation énergétique, et plus particulièrement électrique, arrive à un tournant à Miquelon. En effet, l'objectif inhérent à l'élaboration de la PPE pour le territoire est de parvenir à l'autonomie énergétique de l'archipel à horizon 2030.

Tout d'abord, comme mentionné précédemment, la population de Miquelon est de l'ordre de 600 personnes, concentrées sur une même zone urbaine. Le maillage des réseaux électriques est donc dense sur la commune et permet d'assurer l'approvisionnement électrique de la population dans des conditions, jusque-là, satisfaisante à partir de l'énergie électrique fournie par la centrale thermique (seule unité de production d'énergie électrique depuis l'arrêt de la précédente centrale éolienne).

Une partie des moteurs de la centrale thermique de Miquelon arrivent en « fin de vie » à horizon 2020. Les services du gestionnaire des réseaux électriques (aussi exploitant de la centrale thermique de Miquelon) assurent que les moteurs sont encore en capacité de pouvoir produire encore quelques années. Néanmoins, les différents systèmes de la centrale ainsi que la technologie vieillissante des moteurs sont inadéquats pour permettre l'adjonction d'énergie électrique renouvelable (en particulier des énergies à caractère intermittente) et adapter finement l'équilibre du réseau électrique entre production et demande. À s'ajoute s'ajoute le fait que la taille réduite du réseau électrique de Miquelon, l'absence d'interconnexion avec d'autres réseaux électriques (susceptibles de fournir une énergie électrique prévisible, adaptable et de « bonne qualité »), accentuent encore la finesse et la complexité nécessaire pour équilibrer le réseau entre production et demande en énergie. Ainsi, la question du renouvellement de ces moteurs se posent et se planifient maintenant afin d'anticiper l'autonomie énergétique du territoire, accentuée par le fait que l'émergence de projets territoriaux de production d'énergies renouvelables nécessite un temps non-négligeable (de l'ordre de plusieurs années). L'importance du renouvellement des moyens de production devient alors prégnant afin de :

- garantir l'alimentation électrique de Miquelon ;
- faciliter l'incorporation d'EnR en quantité importante ;
- d'assurer une production stable d'énergie électrique, plus efficiente.

Enjeux

Plusieurs enjeux d'ordre temporel et territoriaux s'entremêlent.

L'enjeu premier est d'assurer, au niveau local, à la population de Miquelon, l'accès à une énergie électrique de bonne qualité (fréquence, tension etc.) et surtout fiable, c'est-à-dire disponible en tout temps.

Le deuxième enjeu, d'ordre supraterritorial, à moyen et long terme, est de diminuer la dépendance énergétique aux hydrocarbures, pour deux raisons principalement :

- Tout d'abord, les hydrocarbures sont importés du Canada. Si les conditions diplomatiques, politiques et économiques sont actuellement bonnes entre l'État français et l'État canadien et, si l'on peut supposer que celles-ci devraient le rester dans les années à venir, il n'en reste pas moins que Saint-Pierre et Miquelon est actuellement totalement dépendant (d'un point de vue énergétique) d'un état autre que l'État français et n'est donc pas réellement souverain concernant la gestion de son système énergétique ainsi que sur les coûts de cette gestion.
- Deuxièmement, cette dépendance aux hydrocarbures fait que le territoire ne produit, pour l'instant, aucune énergie dite renouvelable. Or, comme mentionné précédemment, l'objectif est de parvenir à tendre vers l'autonomie énergétique en énergie à caractère renouvelable sur le territoire, ce qui nécessite, par la même, l'abandon progressif de technologies fossiles qui, sur l'archipel, sont représentées par les centrales thermiques fonctionnant à partir de fioul. Cet objectif est renforcé par la volonté de l'État français à diminuer ses émissions de Gaz à Effet de Serre sur le territoire national, émissions de GES originaires, pour près de la moitié sur l'archipel, des moyens

thermiques de production d'énergies électriques du territoire.

Un troisième enjeu d'ordre national, à court/moyen et long terme, concerne les coûts de production de l'énergie électrique sur le territoire et, in fine, les surcoûts de fourniture et d'acheminement supportés par l'État français et financés par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité, 1,7 Mds € en 2016 au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI) et le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité).

En effet, la population de Saint-Pierre et Miquelon (et plus largement, l'ensemble des populations des ZNI avec l'alignement de Wallis-et-Futuna, après publication de l'article 214 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte) *bénéficie de Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'électricité, conformément aux dispositions de l'article L.337-8 du code de l'énergie. En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité dont le coût de production et d'acheminement est pourtant*¹⁰ bien supérieur au coût usuellement constaté en métropole.

En définitive, la population de l'archipel bénéficie de conditions tarifaires d'accès à l'électricité semblable aux tarifs de vente métropolitain alors que les coûts constatés de production sur le territoire sont très supérieurs.

Un enjeu important concerne donc l'évolution et la maîtrise de ces surcoûts de production supportés par l'ensemble des citoyens français.

Il est également important de noter que le foncier est plus facilement disponible à Miquelon qu'à Saint-Pierre et que la population de la commune est déjà « habituée » à un parc éolien au sein de son paysage : facteur prépondérant pour la réussite d'implantation d'un parc éolien. Le précédent parc éolien, n'a, a priori, fait l'objet d'aucunes plaintes de la part de la population.

Perspectives à horizon 2023

Si l'effort, à court terme, concerne les actions de Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE) afin de diminuer la demande en énergie électrique et donc le recours aux moteurs des centrales thermiques dont les coûts de production sont importants, il est nécessaire d'établir dès maintenant les conditions permettant d'atteindre l'autonomie énergétique de Miquelon à horizon 2030 à partir d'énergies renouvelables.

Comme vu au chapitre V.3., les conditions géographiques, démographiques ainsi que les questions de disponibilité des ressources font qu'il est difficile d'entrevoir l'autonomie énergétique de Miquelon à partir d'énergies renouvelables dites stables (centrales hydroélectriques, géothermie, etc.). Les efforts se concentrent alors nécessairement vers les énergies renouvelables dites intermittentes ou aléatoires. Les contraintes réglementaires ne permettent pas d'incorporer plus de 30 % de puissance électrique instantanée d'origine intermittente¹¹ au sein des réseaux publics de distribution (cette contrainte sur le seuil de déconnexion des énergies à caractère intermittentes est accentuée par la taille du réseau électrique de Miquelon et l'état actuel du système énergétique sur la commune).

À moyen terme, afin de diminuer grandement le recours aux énergies fossiles et les émissions de GES, à la vue de l'état du réseau, il est possible, à horizon 2023, d'incorporer sur le réseau électrique de Miquelon environ 50 % d'énergies renouvelables éoliennes si celles-ci sont accompagnées de **systèmes de stockage** permettant de s'affranchir du taux de pénétration de 30 % d'énergies à caractère intermittent.

Afin de réaliser cet objectif, il est estimé la nécessité d'installer une capacité de production d'énergie

10 Source Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 17 février 2016

11 Article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

éolienne de 2 MW de puissance. L'installation d'une ou plusieurs capacités de stockage pour une puissance totale pouvant atteindre 6 MW doit être envisagée pour faciliter l'insertion des EnR.

Ainsi, la PPE retient la nécessité de **faire évoluer les conditions tarifaires de rachat de l'énergie électrique d'origine éolienne sur le territoire de Saint-Pierre et Miquelon**, afin de pouvoir rémunérer dans des conditions satisfaisantes un exploitant de parc éolien sur le territoire, et ainsi pouvoir permettre l'implantation d'opérateurs économiques sur le territoire et assurer l'atteinte des objectifs formulés au sein de la présente PPE.

Afin de diminuer la capacité de stockage nécessaire à l'atteinte de 50 % des consommations d'énergie électrique finale issus des moyens de production éolien, il est nécessaire d'améliorer le lissage de la demande en énergie électrique de la population afin d'ajuster les heures de pointe. En effet, du fait de la taille réduite de la population de la commune, chaque personne concourt à une part non-négligeable dans les consommations énergétiques. Par la même, dans le cas d'un lissage, même à la marge, des consommations électriques, il est possible de réduire sensiblement les capacités de stockage nécessaire à garantir continuellement la disponibilité de l'électricité pour les habitants de la commune, dans le cas d'une production électrique pour moitié d'origine intermittente. Il est notamment étudié la piste d'une évolution des conditions tarifaires d'accès à l'électricité sur Miquelon avec, par exemple, la généralisation du dispositif « Heures pleines/Heures creuses », dispositif actuellement peu contractualisé entre la population avec le gestionnaire du réseau électrique, qui permettrait d'inciter économiquement la population à lisser ses consommations ou bien l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) sur Saint-Pierre et Miquelon telles que mentionné dans la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 février 2016 portant sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

En l'état, la PPE retient comme scénario « de base » à horizon 2023, le développement d'**un parc éolien de l'ordre de 2 MW de puissance installée ainsi qu'un système de stockage permettant d'atteindre 50 % d'énergie électrique finale** consommée d'origine éolienne devra être intégré au système énergétique.

De plus, la PPE retient la nécessité, à **horizon 2020, une étude sur les habitudes de consommations d'énergie électrique finale des Miquelonnais afin d'optimiser le lissage de ces consommations.**

Enfin, hormis **des investissements nécessaires à la garantie d'un approvisionnement de qualité de l'électricité sur Miquelon, la PPE retient la nécessité de ne pas renouveler les moteurs de la centrale de Miquelon**, sous réserves de la bonne réalisation des objectifs de développements infrastructures de production d'énergies électriques renouvelables (ici, éolienne).

Du fait de l'actuel contentieux entre le précédent exploitant de l'ancien parc éolien et l'exploitant du réseau électrique de distribution, il semble difficile de pouvoir avoir accès à la parcelle anciennement dédiée au parc éolien de Miquelon dans un avenir proche. Ainsi, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon, qui détient la majorité du foncier disponible sur l'archipel, devra être en mesure de mettre à disposition une parcelle de terrain pour le site identifié à fort potentiel éolien pour le futur exploitant.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2020 : Étude sur les habitudes de consommations d'énergie électrique des Miquelonnais

2020 : Étude Mobilité Durable

2023 : + 2 MW de puissance installée ainsi qu'une capacité de stockage jusqu'à 6 MW en l'état (capacité de stockage qui sera revue en fonction de l'étude programmée en 2020)

Perspectives 2030

La première PPE du territoire planifie l'atteinte de 50 % de consommations d'électricité d'origine

renouvelable à Miquelon afin de diminuer rapidement la dépendance énergétique aux hydrocarbures, fortement émetteur de GES, ainsi qu'en garantissant l'accès à une énergie stable et de bonne qualité. Néanmoins, afin de respecter les objectifs de la LTECV à horizon 2030, il est nécessaire d'étendre la production et la consommation d'énergies renouvelables aux transports, ainsi qu'augmenter la part de production d'électricité renouvelable dans les consommations finales de la population.

En fonction de l'atteinte des objectifs formulés au sein de la PPE à horizon 2023 pour Miquelon, des premiers retours d'expérience de la centrale éolienne, ainsi que l'approfondissement de la connaissance du profil de consommations énergétiques des miquelonnais, une politique énergétique stratégique forte se doit d'être mise en place.

Concernant le volet transport, la non-interconnexion aux réseaux électriques, la nécessaire production décentralisée de combustibles ou leurs importations contraignent fortement le champ des possibles.

- Alimentation des véhicules en énergie électrique renouvelable : l'alimentation de véhicule électrique ne peut être effectuée que dans le cas d'une production d'électricité d'origine renouvelable. L'implantation de smart-grids électriques sur le territoire constitue alors une perspective intéressante pour plusieurs raisons : la consommation ou le stockage décentralisé (au sein des véhicules) de l'énergie électrique disponible en « surplus » lors des périodes de pointe de production électrique d'origine éolienne ou la restitution au sein des réseaux électriques de l'énergie électrique stockés au sein des véhicules lors des périodes de creux de production d'électricité de la centrale éolienne. Néanmoins, à la vue de la prépondérance des besoins en chaleur sur le territoire, les stockages thermiques d'énergie et le pilotage de la demande et de l'offre à l'aide de smart-grids thermiques restent à privilégier lors de surplus de production d'électricité renouvelable d'origine éolienne. Cela est accru de par le fait que la capacité de stockage au sein des véhicules électriques sur le territoire restera faible par rapport à la capacité de stockage sous forme thermique (réseau de chaleur, système hydraulique de chauffage et eau sanitaire, etc.) ainsi que par la facilité technique plus aisée de pilotage de cette typologie de stockage. Le déploiement de smart-grids électriques restent néanmoins nécessaires au sein des dispositifs de recharges de ces véhicules afin d'alimenter ceux-ci en énergie électrique renouvelable d'origine éolienne lors des périodes de production excédentaire, afin de ne pas augmenter les émissions de GES.
- Alimentation des véhicules en gaz renouvelable : cette perspective semble peu intéressante. En effet, l'importation nécessaire de gaz renouvelable, au-delà de l'équilibre économique qui semble peu intéressant de prime abord, maintient le territoire dépendant en ressources énergétiques de pays tiers du fait de l'absence de production sur le territoire.
- Alimentation des véhicules en hydrogène : l'hydrogène (ou plutôt le « dihydrogène H₂ ») comme combustible impose encore de lever de nombreuses contraintes techniques et réglementaires.

L'hydrogène pourrait constituer, à un moyen terme, un élément central de la chaîne énergétique de du territoire : vecteur de stockage de l'électricité renouvelable en période de forte production, combustible pour le transport, combustible pour générer l'électricité lors de période de creux. Néanmoins, les coûts des infrastructures actuellement encore prohibitifs et l'adéquation entre production et demande sont encore difficiles à garantir. Une étude concernant l'opportunité et la faisabilité de développement des technologies dihydrogène sur le territoire est prévue à horizon 2021.

Une augmentation de la puissance de la centrale éolienne de Miquelon, qui devrait être installée à horizon 2023, constitue aussi une perspective intéressante afin d'accroître la production d'électricité renouvelable. Néanmoins, la sécurité et la stabilité d'approvisionnement en électricité reste une prérogative à toute nouvelle infrastructures énergétiques sur le territoire, rendue contraignante de par le caractère intermittent de la ressource.

Si la première PPE du territoire ne peut encore entrevoir et planifier dans les détails l'autonomie énergétique de Miquelon de par le manque d'information sur les conditions de production et de consommations de Miquelon à horizon 2030, celle-ci permet néanmoins de diminuer fortement la

dépendance énergétique aux hydrocarbures, d'éviter l'investissement de fonds publics supplémentaires dans le prolongement de la durée de vie de la centrale thermique ainsi que la planification d'un certain nombre d'études (profil de consommation des miquelonnais, augmentation du taux de déconnexion des EnR intermittentes, etc.). Ces études et retours d'expérience permettront dans la prochaine PPE d'ouvrir la perspective d'une autonomie énergétique du territoire à horizon 2030.

À Saint-Pierre

État des lieux

L'objectif, tout comme à Miquelon, est de parvenir à l'autonomie énergétique du territoire à horizon 2030. Il est à noter que la centrale thermique de Saint-Pierre a été totalement renouvelée en 2015 et a mobilisé d'importants fonds publics. De plus, comme mentionné précédemment, un réseau de chaleur est actuellement en construction afin d'approvisionner en eau sanitaire les bâtiments raccordés à partir de la chaleur disponible, actuellement perdue, au sein de la centrale thermique de Saint-Pierre.

Enjeux

Le réseau de chaleur, actuellement en construction et dont la mise en fonctionnement est prévue pour la saison de chauffe 2018-2019, entre dans l'équation énergétique. Si la nouvelle centrale a permis de sécuriser l'approvisionnement ainsi que d'améliorer le rendement global de la production d'électricité sur le territoire et, in fine, de diminuer les consommations en hydrocarbures, il est nécessaire de réduire progressivement le recours aux énergies fossiles. Cette réduction est rendue plus complexe par le réseau de chaleur en construction. En effet, la chaleur disponible, pour faire fonctionner celui-ci, est directement corrélée avec la fourniture électrique en sortie de la centrale thermique de Saint-Pierre et donc de la demande en électricité d'origine thermique. Le dimensionnement actuel de ce réseau, en adéquation avec les besoins énergétiques des bâtiments raccordés, font que la marge de manœuvre est faible pour développer des unités de production électrique à partir d'énergies renouvelables, se substituant par la même à la centrale thermique de production d'électricité.

Toute réduction de la production d'électricité de la centrale thermique de Saint-Pierre risque de réduire d'autant la production de chaleur alimentant le réseau de chaleur. Ainsi, comme mentionné au chapitre III.4.1 et IV.4, la production de chaleur d'origine renouvelable, alimentant entre autre le réseau de chaleur, pour être assurée par l'excédent de production électrique renouvelable d'origine éolienne, permettant ainsi d'assurer le maintien de l'approvisionnement du réseau, et même de diminuer l'appoint nécessaire de celui-ci en énergie fossile. À ceci s'ajoute le fait que la mairie de Saint-Pierre, dans la cadre de sa labellisation TZDZG, a d'ores et déjà prévue en 2018 une étude de préfaisabilité et d'opportunités techniques, économiques et juridiques de production de CSR à partir d'OMR (c.f. V.5.1).

Néanmoins, à court terme, la priorité reste la diminution rapide du recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité et les émissions de GES associées. La question de la définition des objectifs de développements des EnR sur Saint-Pierre est, comme Miquelon, fortement contrainte par la taille du réseau électrique de la collectivité ainsi que par d'autres contraintes fortes venant s'y ajouter. Tout comme Miquelon, il est privilégié, de par les conditions géographiques ainsi que par les ressources disponibles sur le territoire, la production d'électricité d'origine éolienne.

Néanmoins, il est à noter que cette centrale est en mesure de pouvoir « accepter plus facilement » des productions décentralisées d'énergies renouvelables que la centrale thermique actuelle de Miquelon.

Perspectives à horizon 2023

Il est retenu l'objectif de développement d'un parc éolien d'une puissance installée de 4 à 6 MW, avec ou sans stockage à horizon 2023. Ce parc permettrait de fournir entre 25 et 50 % des consommations électriques finale de Saint-Pierre en électricité renouvelable (selon les résultats des études de gisement, d'impact sur la stabilité du système électrique et les premiers retours d'expérience d'exploitation du parc éolien) et permettre de stocker l'excédent de production sous forme thermique au sein du réseau de chaleur ou des réseaux hydrauliques et d'eau sanitaire des particuliers, permettant notamment de ne pas compromettre l'alimentation en eau chaude sanitaire des bâtiments raccordés au réseau de chaleur.

De la même façon qu'à Miquelon, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon devra être en mesure de mettre à disposition un terrain afin de permettre l'exploitation d'un parc éolien par un opérateur économique.

Il est à noter que, contrairement à Miquelon, le foncier disponible sur Saint-Pierre est bien moins important. L'étude, notamment des différentes servitudes inhérentes à l'implantation d'un parc éolien (servitudes aéronautiques, militaires, de radio-télécommunication, corridors de migrations d'oiseaux, etc.) ainsi que les coûts importants (en particulier sur le territoire) de raccordement de ce type d'unité de production au réseau électrique et à la centrale thermique font que les sites envisagés de développement de parc éolien sur le territoire sont fortement contraints, en incluant la nécessité pour le site envisagé d'avoir un fort potentiel de production d'électricité d'origine éolienne.

Il sera réalisé une étude d'opportunités et de faisabilité concernant l'éventuelle interconnexion des réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon/Langlade (c.f. VI.2.3.).

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : Réalisation du Schéma Territorial Éolien

2021 : Étude d'opportunité dihydrogène

2023 : + 4 à 6 MW de puissance installée, avec ou sans stockage

Perspectives à horizon 2030

La première PPE du territoire planifie l'atteinte de 25 à 50 % de consommations d'électricité d'origine renouvelable à Saint-Pierre. De la même manière, afin de respecter les objectifs de la LTECV à horizon 2030, il est nécessaire d'étendre la production et la consommation d'énergies renouvelables aux transports, ainsi qu'augmenter la part de production d'électricité renouvelable dans les consommations finales de la population.

Comme mentionné précédemment, une étude de pré faisabilité est actuellement planifiée par la commune de Saint-Pierre dans le cadre du programme « zéro déchet zéro gaspillage », afin d'identifier le caractère opérationnel d'une unité de préparation et valorisation de combustibles solides de récupération en fonction des retours d'expérience de la commune concernant sa gestion des déchets. En effet, la commune de Saint-Pierre, après avoir initié le tri sélectif, s'attelle maintenant à la collecte et à la valorisation des biodéchets sous forme de compost, pour l'automne 2017. Ainsi, les déchets actuellement non recyclés et/ou valorisés sont majoritairement constitués des ordures ménagères résiduelles et d'encombrants. Dans le cas d'un retour positif de cette pré étude, la présente PPE retient la nécessité d'une étude approfondie afin d'anticiper les besoins en chaleur/électricité et donc le dimensionnement d'une éventuelle installation en fonction du combustible OMR et encombrants disponibles.

La production d'électricité et de chaleur de récupération issue de la valorisation de la part résiduelle des ordures ménagères ainsi que des encombrants répond ainsi à plusieurs enjeux localement : la préservation de la capacité d'enfouissement de l'actuelle démarche de Saint-Pierre et la valorisation de déchets localement. Néanmoins, afin de ne pas contraindre le fonctionnement de l'installation, celle-ci devra être conçue de façon à pouvoir être modifiée pour utiliser de la biomasse en substitution des CSR ou, à terme, d'autres combustibles afin de pouvoir assurer leur fonction de production d'énergie. Il est à noter que les CSR en tant que combustibles sont stockables dans de bonnes conditions et que leur valorisation permet l'accès en énergie à caractère stable, prévisible et adaptable. Ceux-ci pourraient donc constituer un moyen de production d'énergie stable, permettant de satisfaire les éventuels écarts entre les consommations de la population en énergie et les moyens de production d'énergie intermittents comme l'éolien, moyen de production renouvelable actuellement privilégié.

De manière similaire à Miquelon, en fonction des retours d'expérience du parc éolien sur Saint-Pierre, de la bonne réalisation des actions programmés au sein de la présente PPE ainsi que de la demande en énergie et en particulier en électricité, une augmentation de la puissance installée du parc éolien est aussi à envisager et à intégrer dans la recherche du site potentiel susceptible d'accueillir le parc.

Concernant le transport, comme détaillé plus loin, la mairie de Saint-Pierre prévoit de générer près de 33,5 MWh de biocarburants de 2^{ème} génération issue de la filtration/décantation des huiles alimentaires usagées.

Si la première PPE du territoire ne peut encore entrevoir et planifier dans les détails l'autonomie énergétique de Saint-Pierre de par le manque d'information sur les conditions de production et de consommations à horizon 2030 et la taille restreinte des réseaux électriques, celle-ci permet néanmoins de diminuer la dépendance énergétique aux hydrocarbures, d'accroître la production de chaleur d'origine renouvelable (usage énergétique largement prépondérant sur le territoire), ainsi que la planification d'un certain nombre d'études (CSR, EMR, hydroélectricité etc.).

V.4.2. Énergies marines renouvelables (éolien offshore, houlomoteurs, hydrolienne etc.)

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations d'unités de production énergétique à partir d'énergies issues de la mer.

Enjeux

Les énergies marines renouvelables peuvent constituer un formidable enjeu de développement pour l'archipel. En tant qu'îles, et donc bordées de part et d'autres par la mer, le potentiel énergétique issues de la mer est très important : hydroliennes, énergies thermiques des mers, énergie osmotique de l'eau, houlomoteurs, etc.. De plus, la France est à l'heure actuelle à la pointe de ces technologies émergentes. Saint-Pierre-et-Miquelon pourrait constituer un laboratoire de tests de ces technologies et être par la même une vitrine du savoir-faire français en Amérique du Nord.

Perspectives

Les technologies sont en cours de développement et ne sont, à l'heure actuelle, pas exploitables dans le cadre d'une fourniture quotidienne d'énergie électrique. À ceci s'ajoute le fait que Saint-Pierre et Miquelon étant éloigné de la métropole, il n'est pas possible pour le territoire de porter à lui-seul les innovations technologiques liés aux énergies marines renouvelables, car les réponses aux aléas de ce type de projet d'envergure nécessitent de nombreuses ressources telles que les infrastructures adaptées, les compétences et l'appui d'acteurs que l'on ne peut trouver à l'heure actuelle sur l'archipel. Ceci étant, il apparaît fondamental d'anticiper le développement possible de ce type de technologies en approfondissant l'étude des gisements potentiels autour de l'archipel, et en particulier, sans être exhaustif :

- Potentiel hydrolien - énergie des courants
- Potentiel houlomoteur - énergie de la houle et de vagues
- Potentiel marémoteur - énergie du flux et reflux de la marée
- Potentiel éolien en mer - énergie des vents en mer
- Potentiel thermique des mers - énergie lié au différentiel de température entre les eaux de surface et les eaux en profondeur
- Potentiel osmotique - énergie lié au différentiel de salinité entre eaux douces et eaux salées
- Potentiel algal - énergie lié à la décomposition d'algues et autres (c.f. V.5.1)
- Potentiel d'électrolyse de l'eau et production de dihydrogène (c.f. III .4.4. et V.4.1.)

Les premiers éléments sur la connaissance de ces potentiels sur le territoire laissent apparaître des potentiels particulièrement intéressants sur : l'éolien en mer, l'énergie de la houle et des vagues ainsi que sur la production de dihydrogène à partir d'électrolyse de l'eau.

Il convient dans un premier temps de réaliser des études de gisements de l'ensemble de ces potentiels énergétiques, puis, en fonction des avancées technologiques, de déterminer les possibilités de développement de ces énergies. Une thèse est actuellement en cours au sein de l'Ifremer afin de donner une

première modélisation des courants autour de l'archipel. Les conclusions de cette thèse devraient être disponible à horizon 2018. D'autres études complémentaires seront nécessaires, notamment concernant le potentiel de production d'énergie par osmose inverse de l'eau de mer ou l'énergie thermique des mers. Ces études pourront être programmées pour la période 2019-2023, en fonction du développement et des retours d'expériences des tests de ces technologies. En l'état, il n'est pas possible d'imaginer la mise en production de ce type de centrales avant 2023 et certainement au-delà.

À la vue de l'importance des études de potentiels à étudier, de l'émergence de ces filières ainsi que de la complexité à modéliser ces potentiels de façon à entrevoir un éventuel futur développement de ces technologies sur le territoire adossé à la nécessaire prise en compte du contexte géopolitique et aux règles spécifiques du territoire en gestion de projets (fiscalité, absence d'infrastructures de recherches, laboratoires, etc.), il est impossible d'estimer les montants nécessaires à allouer à ces thématiques de recherches. Néanmoins, la PPE insiste sur la nécessité de conduire l'étude de ces potentiels, qui, si l'ensemble de ceux-ci n'aboutiront pas au développement de projet d'infrastructures énergétiques, permettront de qualifier la pertinence de ces ressources et permettront aussi une meilleure compréhension de l'environnement de Saint-Pierre-et-Miquelon, environnement encore largement méconnu.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : Étude Ifremer sur la courantométrie autour de l'archipel

2023 : Études complémentaires à définir

V.4.3. Photovoltaïque/Héliothermie

État des lieux

À ce jour, il n'y a pas d'installations de centrales photovoltaïques sur l'archipel. Néanmoins, des panneaux solaires équipent un certain nombre de résidences secondaires sur Miquelon et Langlade pour une autoconsommation sur un habitat résidentiel non raccordé au réseau public de distribution.

Enjeux

Le développement d'un potentiel de production d'eau chaude sanitaire à partir d'énergie solaire semble difficile à la vue des températures négatives et/ou froides régulièrement observées à Saint-Pierre et Miquelon. Néanmoins, la production d'électricité à partir de cellules photovoltaïques semble être une piste à développer pour le territoire.

La principale difficulté concerne l'estimation du productible en fonction du nombre de Watt-crête installé, c'est-à-dire les gains espérés en fonction de l'investissement consenti. L'absence de réelle filière sur le territoire fait que les coûts d'investissements pour cette technologie sont particulièrement importants. Si le territoire dispose d'un certain nombre de données comme l'irradiance et le nombre d'heures d'ensoleillement, les conditions climatiques particulières (vents importants, températures faibles, brumes persistances, etc.) font qu'il est ardu de pouvoir estimer précisément les gains escomptés.

Perspectives

Afin de bénéficier d'un retour d'expérience concret et de données en situation réelle à Saint-Pierre et Miquelon, il est proposé, **à horizon 2019-2020 donc pour la période 2019-2023, de tester la technologie photovoltaïque de production d'électricité sur le territoire** grâce à 1 ou plusieurs pilotes, avant de se fixer d'éventuels objectifs plus ambitieux par la suite. À noter que les conditions actuelles d'incorporation d'énergies renouvelables à caractères intermittentes sont limités à 30 % jusqu'au moins 2018. Les conditions du financement de tests restent encore à déterminer (CRE, subventions FACÉ, etc.).

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : Pas d'objectifs à cette échéance

2023 : Test en conditions réelles avec un ou plusieurs pilotes

V.5. Objectifs de développement des autres offres d'énergie

Synthèse des objectifs de développement des autres offres d'énergie

Énergies	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Organic Rankine Cycle (ORC)		Étude de faisabilité économique	
Réseau de chaleur	+ 12,2 GWh thermiques		+ 12,2 GWh
Biocarburants (HAU)		+ 33,5 MWh	+ 33,5 MWh
Combustibles Solides de Récupération (CSR)		Étude de faisabilité	Étude de faisabilité
Algues	Pas d'objectifs mais initiative(s) encouragée(s)		

V.5.1. Énergie renouvelable de récupération

ORC sur la centrale thermique de Saint-Pierre

État des lieux

La nouvelle centrale thermique d'EDF-SEI est en mesure d'accepter l'incorporation d'un ORC permettant la génération d'électricité à partir de la chaleur fatale issue du brûlage du fuel pour produire l'électricité de l'archipel.

Enjeux

Le procédé de combustion de fuel, afin d'entraîner des turbines générant, in fine, de l'électricité au sein de la centrale de Saint-Pierre, libère une quantité importante d'énergie sous forme de chaleur, qui n'est à ce jour, pas exploitée et donc perdue. Cette chaleur générée est appelée énergie fatale.

Dans le but de maximiser les rendements des procédés thermiques produisant l'électricité, et donc de réduire la quantité d'énergie primaire nécessaire et les externalités négatives de ce type de procédés (émissions de GES, particules fines, etc.) une partie de la chaleur servira à alimenter un réseau de chauffage urbain, tandis que la partie de chaleur restante pourra être utilisée dans un ORC et ainsi produire de l'électricité dite de récupération (car résultant d'un procédé annexe et complémentaire au procédé principal de génération de l'électricité).

La récupération de chaleur de la nouvelle centrale de Saint-Pierre permet de récupérer 26,6 GWh thermiques par an, sous forme d'eau chaude à exploiter sur la plage de température 100-70°C. Environ la moitié de cette chaleur est suffisante pour satisfaire les besoins en chauffage de la centrale et des clients qui seront raccordés au réseau de chaleur.

Perspectives

L'objectif est, à court terme, d'étudier la faisabilité technico-économique d'incorporation d'un dispositif de type ORC sur la centrale thermique de Saint-Pierre pour produire de l'électricité à partir de la chaleur restante disponible, soit 13,6 GWh thermiques par an, pour une puissance thermique moyenne de 1,5 MW. Les calculs préliminaires de dimensionnement de cet ORC, réalisés à partir de la courbe de disponibilité de

chaleur, montrent que l'installation d'une turbine de 100 kW de puissance brute avec un fonctionnement en base garantirait une production autour de 650 MWh électriques par an, soit un rendement de 5% avec une température à 100°C. Cette production permettrait de couvrir environ 1,6 % de la consommation de l'île.

L'intérêt de l'ORC décroît avec l'insertion d'EnR, qui demeure avec les économies d'énergies, l'enjeu principal.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : pas d'échéances

2023 : réalisation d'une étude d'opportunité technico-économique d'incorporation d'un procédé de génération d'électricité à partir de la chaleur disponible (de type ORC)

Réseau de chaleur

État des lieux

Le réseau de chaleur de Saint-Pierre est actuellement en cours de construction. Le réseau de chaleur devrait être opérationnel pour le fin d'année 2018. Le réseau de chaleur permettra, *in fine*, le raccordement de 41 bâtiments administratifs. Il est à noter que ce projet a notamment fait l'objet d'un financement de l'ADEME, pour un montant de près de 6,6 M€, dont 2 M € coté EDF, pour les systèmes de récupération de chaleur sur la nouvelle centrale thermique de Saint-Pierre et 4,6 M€ pour la construction du réseau urbain.

Enjeux

La récupération de la chaleur espérée serait d'environ 12,23 GWh et permettrait d'économiser 1,3 millions de litres de fuel par an (1350 m³). De même, cela augmenterait l'efficacité globale de la production électrique de la centrale.

L'utilisation du réseau de chaleur devrait éviter l'émission de 4 520 tonnes d'équivalent CO₂ par an, principalement grâce à la non-émission de GES des chaudières des bâtiments raccordés.

Perspectives

Il est possible d'envisager une extension du réseau de chaleur aux particuliers à moyen terme (en fonction des coûts engendrés et des premiers retours d'expériences de la mise en fonctionnement du réseau de chaleur). La principale contrainte provient du fait que les travaux de raccordement de ce réseau à l'habitat privé implique nécessairement l'assurance d'une consommation régulière dans le temps de cette chaleur. Or, de par la tendance de la population à quitter l'archipel ainsi que le turnover régulier des travailleurs, il est difficile de pouvoir s'assurer une consommation sur le long terme de l'habitat privé. Enfin, les coûts de raccordements aux réseaux sont particulièrement élevés pour de l'habitat individuel. En l'état, **la PPE retient la nécessité de ne pas raccorder plus de clients que ceux prévus lors de la mise en service du réseau** afin de ne pas augmenter la dépendance de ceux-ci aux moyens de production thermique.

Il avait été envisagé l'extension du réseau de chaleur aux bâtiments de l'aérogare de Saint-Pierre. Cette hypothèse n'a pas été retenue à la vue des coûts prohibitifs de raccordement de ces bâtiments au réseau.

Une attention particulière concerne l'alimentation en chaleur de ce réseau, comme vue précédemment. En effet, si celle-ci est suffisante pour l'instant et jusqu'à horizon 2023, les actions de maîtrise de la demande en énergie sont susceptibles de diminuer de façon conséquente la demande en énergie électrique sur le territoire, production d'électricité directement corrélée avec la production de chaleur. Des moyens de productions décentralisés seront nécessairement à prévoir si la demande en électricité diminue. La production de chaleur décentralisée à partir de CSR ou d'huiles usagées seront alors peut être un moyen d'assurer l'appoint en chaleur.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : + 12,23 GWh thermiques par an par rapport à 2016 pour la production d'eau chaude de chauffage des bâtiments raccordés

2023 : pas de nouveaux objectifs à cette échéance en l'état

Biocarburants

État des lieux

À ce jour, il n'y a aucune unité de production de biocarburants. De même, aucun biocarburant n'est actuellement consommé sur l'archipel (hormis la part disponible au sein de l'essence).

Enjeux

Il est actuellement difficile d'envisager la production de biocarburants sur l'archipel du fait du manque de terres agricoles disponibles ainsi que des conditions météorologiques. Néanmoins, valoriser les huiles alimentaires usagées (HAU), notamment de fritures, permet de réduire la consommation d'hydrocarbures dans le secteur des transports, et de limiter les émissions de GES. En effet, 1 litre d'huile valorisée en biocarburants permet d'éviter l'émission de près de 3 kg de CO₂, soit une réduction de près de 92 % par rapport à l'utilisation du diesel.

De même, l'article L 541-21-1 du code de l'environnement précise que « *les personnes qui produisent ou détiennent des quantités importantes de déchets composés majoritairement de biodéchets sont tenues de mettre en place un tri à la source et une valorisation biologique ou, lorsqu'elle n'est pas effectuée par un tiers, une collecte sélective de ces déchets pour en permettre la valorisation de la matière de manière à limiter les émissions de gaz à effet de serre et à favoriser le retour au sol* ».

L'arrêté du 12 juillet 2011 fixe, à partir du 1^{er} janvier 2016, à 60 litres de HAU par an et par site, les producteurs tenus de s'assurer du traitement et de la valorisation de leurs HAU. Il est à noter que le déversement des huiles usagées dans les canalisations est une des premières causes de pollution des eaux en ville. À Saint-Pierre, les services techniques de la mairie estime à 4 tonnes d'HAU le gisement d'huiles de fritures valorisable par an (soit environ 3,5 m³ de carburants substitués après traitement des HAU).

Enfin, un avantage important est la possibilité de stocker le biocarburant ainsi produit.

Perspectives

La mairie de Saint-Pierre prévoit de se doter d'une unité de préparation des huiles de fritures usagées, détenues par les restaurateurs et les particuliers, afin de permettre l'approvisionnement des véhicules en biocarburants. Cette unité de préparation ne nécessite pas d'investissements lourds : bidons en séries pour décantation (afin de retirer les eaux résiduelles et les gros sédiments) et puis filtre presse (filtre à plaques) à 5 µm afin de retirer les dernières impuretés des huiles (principalement des résidus sédimentaires qui pourront être incorporés au composteur de la collectivité).

Il est estimé la possibilité de valoriser 4 tonnes d'huiles de fritures usagées par an sur Saint-Pierre, ce qui permettrait de produire environ 3500 litres de biocarburants et ainsi éviter l'émission de près de 10,5 tonnes d'équivalent CO₂ par an ainsi que de contribuer à l'objectif fixé par la Commission Européenne d'atteindre 10 % de part d'énergies renouvelables dans la consommation du secteur des transports en 2020.

Le deuxième alinéa de l'article 21 de la directive européenne EnR 2009/28/CE du 23 avril 2009 précise les conditions de la contribution apportés par les biocarburants issus de déchets : « *Aux fins de démontrer le respect des obligations nationales, la contribution apportée par les biocarburants produits à partir de déchets, de résidus, de matières cellulosiques d'origine non alimentaire et de matières ligno-cellulosiques est considérée comme équivalant à deux fois celle des autres biocarburants* ». Ainsi, ce sont plus de 7 m³ et 67 MWh par an de gazole qui seront substitués par ce biocarburant de 2^{ème} génération, soit plus de 0,1 % des consommations en carburant de l'archipel destinés au secteur du transport.

À long terme, il est possible d'imaginer la valorisation des graisses animales de Miquelon issus de l'abattage d'animaux tels que les bovins, les ovins ou issu de l'aviculture (canards et poulets principalement). Néanmoins, à la vue des technologies requises pour pouvoir réaliser le traitement de ce type de graisse et des coûts associés, cette question n'est pas une priorité pour le territoire.

Enfin, la présente PPE, si elle ne peut chiffrer d'objectifs en l'état concernant les biocarburants de 3^{ème} génération (à partir d'algues), celle-ci encourage et laisse « la porte ouverte » à toute initiative de ce type

sur le territoire.

Objectifs quantitatifs à 2018 et 2023

2018 : Pas d'objectifs à cette échéance

2023 : + 33,5 MWh sous forme de biocarburants de 2^{ème} génération issus de la valorisation des HAU

Combustibles Solides Renouvelables (CSR)

État des lieux

A ce jour il n'existe pas d'installations d'unités de valorisation énergétiques des déchets sur l'archipel. La ville de Saint-Pierre a mis en place le tri sélectif des emballages ménagers (Verre, Métal-Plastiques, Papiers-cartons). La commune de Miquelon-Langlade vient de lancer la collecte du verre ménager et se prépare à étendre la collecte aux emballages légers. Les ordures ménagères résiduelles sont stockées sur les décharges de Cap Noir à Saint-Pierre et Cap-Blanc à Miquelon.

À Saint-Pierre, le verre est valorisé en agrégats destinés au secteur du BTP, les emballages ménagers sont expédiés pour une valorisation matière au Canada.

Enjeux

Lauréate de l'appel à projet « territoires Zéro déchet Zéro gaspillage » du Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES), la ville de Saint-Pierre conduit des actions visant à mieux valoriser les différents déchets ménagers et à réduire drastiquement la proportion de déchets ultimes à admettre en décharge.

Ainsi les réflexions actuelles portent sur l'opportunité de valoriser les ordures ménagères résiduelles (OMR) ainsi que les bois traités (comportant des éléments nuisibles au processus de digestion anaérobie) au sein d'une unité de production d'énergie électrique et/ou thermique à partir de combustibles solides de récupération (CSR) ou combustibles solides de recyclage.

Ces combustibles sont issus du tri des déchets : ordures ménagères résiduelles, déchets industriels banals, bois et dérivés du bois. Ils sont broyés et valorisés énergétiquement dans une chaudière. Les CSR sont classifiés selon des critères économiques, techniques et environnementaux normés.

En première approche, il serait possible de réduire de 92% le tonnage de déchets à stocker (1000 tonnes de CSR valorisés aboutissent à 70 tonnes de mâchefers et environ 3 tonnes de Résidu d'Épuration des Fumées d'Incinération des Ordures Ménagères [REFIOM]) tout en produisant une importante quantité d'énergie.

Saint-Pierre-et-Miquelon entend maintenir son taux d'élimination des déchets en incinération à 0 ; la combustion des CSR dans une chaudière adaptée avec récupération de chaleur ou en cogénération permet de réaliser cet objectif à la faveur des dernières évolutions réglementaires et de l'efficacité croissante de ces techniques. L'énergie ainsi produite qui pourra venir en relève du réseau de chaleur en construction ou en permettra l'extension, en remplacement de sources de chaleur provenant d'énergies fossiles liquides.

Avec le concours de l'ADEME, la ville de Saint-Pierre projette de lancer une étude sur la faisabilité d'une filière CSR avant la fin 2018.

Perspectives

Les calculs préliminaires de la mairie de Saint-Pierre font état d'un gisement de CSR valorisables estimé à 1000 tonnes par an avec un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) de 17 000 kJ/kg soit environ 4,6 MWh par tonne. En prenant l'hypothèse d'un rendement global du procédé de cogénération à 80 %¹², ce serait plus de 3,6 GWh d'énergies qui serait par la suite valorisée (25 % sous forme d'électricité et le reste sous forme de

12 Coût des énergies renouvelables en France – Ademe Décembre 2016

chaleur).

Objectifs

Il est encore trop tôt pour fixer des objectifs de développement de cette filière sur l'archipel. En effet, le développement rapide des technologies de valorisation des CSR ainsi que la mise en place des différentes filières de traitement des déchets sur Saint-Pierre font qu'il est difficile de pouvoir estimer les besoins réels en termes d'unités de traitement et de valorisation. La mairie de Saint-Pierre a besoin de temps et de recul afin de pouvoir quantifier ces besoins et les gains attendus.

Néanmoins, la présente PPE de Saint-Pierre et Miquelon doit laisser la possibilité à cette filière de se développer sur l'archipel et inclut, **comme objectif, une étude de préfaisabilité à horizon 2018-2019.**

V.5.2. Autres offres d'énergie

Il n'est pas prévu de mise en service de nouveaux moyens de production thermique d'électricité sur Saint-Pierre et sur Miquelon, en dehors du renouvellement programmé de la centrale thermique de Miquelon.

Sur le territoire, la présente PPE retient la nécessité **d'absence d'investissements dans les moyens de production thermique d'électricité autre que le renouvellement programmé de la centrale thermique de Miquelon**. En effet, si le renouvellement de la centrale est prévu à horizon 2020, dans la mesure où la plupart des moteurs sont en capacité de pouvoir continuer à générer de l'électricité dans des conditions permettant d'assurer l'approvisionnement électrique de la commune, les objectifs de développement éolien sur le territoire devraient assurément diminuer le recours à la centrale thermique.

Il n'est pas économiquement viable d'installer une unité d'incinération des déchets sur l'archipel à la vue de la petitesse du gisement en déchets. De plus, la mairie de Saint-Pierre, engagé dans le programme « Territoires zéro-déchets zéro-gaspillage », ne peut développer d'incinérateurs.

De même, l'insertion de bio-éthanol dans les centrales thermiques n'est pas écologiquement viable par l'importation nécessaire de cette ressource.

La production d'énergie à partir d'algues (fermentation, bio-carburants, etc.) est une solution envisageable sur l'archipel du fait de la situation géographique de l'archipel et de la prépondérance de cette flore. Néanmoins, des études de gisements ainsi que des technologies disponibles et des coûts engendrés par rapport aux gains espérés restent nécessaires.

Il avait été évoqué un projet de brûlage des huiles de vidanges dans la chaudière intermédiaire de la centrale thermique de Saint-Pierre. Ce projet n'a pas donné de suite.

V.6. Synthèse et ouverture

La taille relativement faible (en particulier pour l'île de Miquelon), et la fragilité de ces systèmes électriques (pas de foisonnement, peu de consommation, réserve primaire apportée uniquement par la centrale thermique) contraint rapidement l'insertion des énergies renouvelables et nécessite que tout projet d'énergie renouvelable soit pensé en adéquation avec les besoins du système électrique (réserve primaire, inertie, qualité de fourniture). L'expérience du parc éolien de Miquelon en est le parfait révélateur. Le gestionnaire du système électrique devra mettre en œuvre les solutions nécessaires à l'insertion de l'éolien tout en préservant les charges de service public de l'électricité et des coûts d'exploitation des réseaux.

Dans de tels systèmes, l'insertion importante de l'éolien sera donc conditionnée à l'installation de système de stockage à la main du gestionnaire du réseau, qui permettra en particulier les services suivants :

- Apporter une réserve primaire suffisante pour que le système électrique de ces îles puisse intégrer les énergies renouvelables intermittentes. Cette réserve permet de réguler la fréquence du système électrique de l'île dans des seuils acceptables pour l'ensemble des clients lors d'aléas de production des énergies renouvelables.
- Compenser la baisse d'inertie du système électrique lors de l'insertion importante des énergies renouvelables afin d'assurer la sûreté du système électrique.
- Arbitrer entre les productions énergétiques : stocker et restituer de l'énergie renouvelable pour être en adéquation avec la consommation finale et optimiser l'appel des moyens de production à l'échelle de l'île.

Il est nécessaire de noter que les contraintes urbanistiques et réglementaires d'installation de l'éolien seront critiques pour le développement de cette énergie. Sur Saint-Pierre, l'espace disponible et la proximité aux habitations contraignent fortement l'installation d'éoliennes.

Sur Miquelon, le caractère protégé de l'île et la proximité au littoral rendent très complexes l'acceptation

d'un permis de construire. Les servitudes aériennes sont également à prendre en compte pour la taille des machines. L'ensemble des étapes d'obtention de permis nécessiteront une collaboration des différents services de l'État et des collectivités.

Afin d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV, il est nécessaire d'accroître les réflexions, les études et surtout les actions afin de réduire les émissions de GES sur l'archipel pour concourir à l'effort national engagé en faveur de la protection de l'environnement et de réduction de la dépendance aux hydrocarbures. De plus, l'accroissement de la part des EnR à Saint-Pierre-et-Miquelon permettra de sécuriser l'approvisionnement énergétique de l'archipel, en particulier en période d'instabilité des prix des hydrocarbures, source potentielle d'explosions des fonds publics mais aussi pour redynamiser l'emploi local.

Il est important de comprendre que la position géographique de l'archipel, sa topographie, la petitesse de son réseau électrique, son climat et son faible nombre d'habitants contraignent fortement l'implantation de systèmes de production énergétique à partir d'EnR. En effet, il faut intégrer que dans de nombreux cas, il n'est pas pertinent de réaliser certaines infrastructures de production énergétique étant donné que la taille du territoire ne permet pas de réaliser d'économies d'échelles et donc des retours sur investissements raisonnables.

Trois possibilités sont alors possibles et nécessaires sur le territoire, qui ne s'excluent pas les unes des autres :

- Intégrer de petites installations diversifiées et diffuses sur le territoire : centrales solaires, petites centrales hydroélectriques, unités de stockage d'énergies intermittentes, etc.
- Installer une (des) infrastructure(s) de taille importante, mettant en œuvre une production énergétique stable, proportionnellement aux consommations énergétiques de l'archipel.
- Intégrer des unités de production pilotes de technologies émergentes : hydroliennes, unités de production par osmose de l'eau, unités d'électrolyse de l'eau pour production d'hydrogène, production énergétique à partir d'algues etc.

Dans tous les cas, une attention accrue est nécessaire quant à la mutualisation des moyens de production (intégration aux réseaux de chaleur urbain par exemple) ainsi qu'à la proximité avec les points de consommation principaux en énergies sur l'archipel.

Étant donné le différentiel important entre le mix énergétique actuel du territoire en 2017, les objectifs de développement des EnR attendus en 2023 (et les actions de MDE) et l'autonomie énergétique, prévue par la loi en 2030, **la PPE laisse, à tout acteur souhaitant développer un projet de production d'énergie renouvelable réaliste et pertinent entre 2018 et 2023, la possibilité de proposer une puissance installée supérieure aux objectifs proposés par la présente PPE**, et repris par décret, à horizon 2023 (en particulier concernant le développement de la technologie de production éolienne).

Néanmoins, dans le cas de projets de puissances supérieurs aux objectifs présent dans la PPE, **les pouvoirs publics, la CRE et le gestionnaire des réseaux publics de distribution auront une attention toute particulière concernant les études accompagnant le(s) projet(s)** (dimensionnement, incorporation, raccordement, adéquation avec la demande, et surtout de mutualisation avec les technologies en place comme le réseau de chaleur, les autres moyens de production, les stockages), **afin de garantir un projet de production pérenne sur le plan social, environnemental et économique, permettant de créer une base solide pour le développement de technologies à venir entre 2023 et 2030 et l'atteinte de l'autonomie énergétique en 2030.**

À la vue du contexte territorial exposé précédemment, en particulier à Miquelon, et de la vision systémique nécessaire à l'appréhension de la question énergétique sur l'archipel, dans le cas où un opérateur souhaiterait développer des technologies de production d'énergies renouvelables sur le territoire, **la PPE retiendrait alors la nécessité d'y associer un montage de projet EnR pour la période 2018-2023 sur Miquelon.** En effet, il est à envisager que les investisseurs potentiels sur le territoire soit amenés à privilégier un développement de leur technologie sur Saint-Pierre, dans leur recherche de retours sur investissements facilités par la demande en énergie électrique plus importante sur cette collectivité. Ainsi, les pouvoirs publics, à la vue du contexte et de la solidarité territoriale, pourront orienter le montage conjoint de projet sur Saint-Pierre et sur Miquelon, qui au-delà même de la diminution aux énergies fossiles sur l'ensemble du territoire, permettront un dialogue et un pilotage de la gestion des énergies sur le territoire plus aisé. Ainsi, des mesures fiscales sur Miquelon pourront être proposées afin de faciliter l'implantation d'opérateurs économiques sur la collectivité.

Synthèse de l'ensemble des objectifs de développement des énergies renouvelables et de récupération sur Saint-Pierre et Miquelon

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023	Total
Petite Centrale Hydroélectrique (PCH)	-	Étude de faisabilité et projets fonction des résultats	Étude
Éolien à Saint-Pierre	Étude du potentiel éolien sur site envisagé	+ 4 à 6 MW installés* avec ou sans stockage*	+ 4 à 6 MW installés avec ou sans stockage*
Éolien à Miquelon	Étude des modes de consommations des habitants + étude du potentiel éolien sur le site envisagé	+ 2 MW installés Stockage	+ 2 MW installés
Stockage	Études de dimensionnement	Installation de capacités à dimensionner à Saint Pierre et à Miquelon*	Installation de capacités à dimensionner à Saint Pierre et à Miquelon*
Énergies Marines Renouvelables	Étude Ifremer	Étude(s) complémentaire(s) à définir	Études
Photovoltaïque	Test en conditions réels	À définir en fonction du test	Test en conditions réels
Organic Rankine Cycle		Étude de faisabilité économique	
Réseau de chaleur	+ 12,2 GWh thermiques		+ 12,2 GWh
Biocarburants (HAU) ¹³		+ 33,5 MWh thermiques	+ 33,5 MWh
Combustibles Solides de Récupération		Étude de faisabilité	Étude de faisabilité

13 Il est repris ici les gains réels apportés par le recyclage des HAU sans la règle du « double comptage », mentionné au sein de la directive CE/2009/28 du 23 avril 2009 afin d'être au plus près des réalités.

Total	Nombreuses études d'identification des potentiels et + 12,2 GWh thermiques	jusqu'à + 8 MW installés + 33,5 MWh thermiques et plusieurs études + 12,2 GWh thermiques par an jusqu'à + 8 MW de puissance installée	+ 12,2 GWh thermiques par an jusqu'à + 8 MW de puissance installée
--------------	---	--	---

* La capacité d'éolien installée à Saint Pierre sera fonction des résultats de l'étude de stabilité du système électrique prévue par la présente PPE. De manière plus générale, les stockages seront dimensionnés et pilotés par le gestionnaire de réseau en fonction du besoin global et de la sûreté de chaque système.

Synthèse des réductions d'émissions de GES et des réductions des consommations d'énergies fossiles associées aux objectifs de développement des énergies renouvelables et de récupération sur Saint-Pierre et Miquelon

Énergies renouvelables/de récupération	En 2018		En 2023		Cumulé jusqu'en 2023	
	Réduction émissions GES (t eq. CO ₂)	Réduction consommations énergies fossiles (m ³)	Réduction émissions GES (t eq. CO ₂)	Réduction consommations énergies fossiles (m ³)	Réduction émissions GES (t eq. CO ₂)	Réduction consommations énergies fossiles (m ³)
Éolien à Saint-Pierre	-	-	-8119	-2500	-8119	-2500
Éolien à Miquel	-	-	-4156	-1279	-4156	-1279
Réseau de chaleur	-4451	-1360	-4451	-1360	-26707	-6801
Biocarburants (HAU) ¹⁴	-	-	-10,5	-3,5	-10,5	-3,5
Total	-4451	-1360	-16737	-5143	-38993	-10584

Ainsi, les nouveaux moyens de production énergétique sur le territoire permettront (si ceux-ci sont effectivement mis en service à la date mentionnée au sein de la présente PPE) d'économiser plus de 16 500 tonnes d'éq. CO₂ en 2023 et d'éviter la consommation de près de 5 150 m³ d'hydrocarbures. Sur la période de la PPE, ce sont près de 39 000 tonnes d'éq. CO₂ et près de 10 500 m³ d'hydrocarbures qui seront évités, en grande partie grâce à la mise en fonctionnement du réseau de chaleur.

¹⁴ Il sera préféré, dans le cadre de la PPE du territoire, une prise en compte des valeurs réelles des gains apportés par l'utilisation de biocarburants issus du recyclage des Huiles Alimentaires Usagées (HAU) afin d'être au plus près des réalités et non les valeurs des émissions de GES retranscrites au sein de la directive CE/2009/28 du 23 avril 2009. Ainsi, compte-tenu du coût énergétique du transport négligeable ainsi que le coût de transformation quasiment nul pour le recyclage des HAU sur le territoire, les émissions de GES et de réduction des consommations en énergies fossiles seront appréciés à travers de la part substituée en carburants d'origine fossile, soit environ 3 kilos d'équivalent CO₂ par litres d'HAU et une réduction d'environ 1 m³ par m³ de gazole substitué.

VI – LES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES, LES RÉSEAUX

VI.1. État des lieux des infrastructures énergétiques et évolution récente

VI.1.1 Les infrastructures de production et de distribution d'électricité

La Production :

EDF SEI est l'unique producteur d'électricité dans l'archipel. Une centrale éolienne de 600 kW, exploitée par Eole Miquelon (filiale à 100 % d'Aerowatt), a produit sur Miquelon depuis les années 2000, mais a définitivement cessé ses activités en 2014 faute de rentabilité.

Les deux centrales de production d'EDF sont des centrales diesel.

La centrale de Miquelon, divisée en deux parties Miquelon 1 et Miquelon 2, dispose de 5,2 MW installés avec de 2 réservoirs de fioul de 300 m³ chacun (soit 600 m³). Elle alimente 4 moteurs de 0,5 MW chacun, 2 moteurs de 1,2 MW chacun et 1 moteur de 0,8 MW.

La centrale de Saint-Pierre est récente : celle-ci a été inaugurée le 26 novembre 2015, pour autant d'environ 70 millions d'euros. La centrale de Saint-Pierre dispose de 21 MW installés avec de 5 réservoirs de fioul de 120 m³ chacun (soit 600 m³). Elle alimente 4 moteurs de 4,0 MW chacun, 2 moteurs de 2,5 MW chacun et 1 moteur de 1,0 MW. Fin 2018, celle-ci alimentera aussi le réseau de chaleur urbain en eau chaude.

Les productions par ENR (solaire, éolien) restent confidentielles à l'heure actuelle. Il s'agit de systèmes de productions individuels qui alimentent quelques résidences secondaires situées dans des écarts de réseaux (Langlade, Mirande, Île aux marins).

La Distribution :

Le réseau de distribution est fiable (la plupart enterré afin de diminuer leur vulnérabilité aux intempéries (verglas, tempêtes, etc.) uniquement en HTA et BT.

Le réseau de Saint-Pierre alimente l'ensemble des résidences principales de l'île. Seul l'île aux marins ainsi que Langlade ne sont pas alimentées (résidences secondaires).

Sur Miquelon, le réseau alimente la totalité des résidences principales situées dans le village de Miquelon ainsi que dans le Cap. Les résidences secondaires situées dans les secteurs de Mirande et de Langlade ne sont pas alimentées. Dans ces secteurs la production d'énergie se fait par panneaux solaires, éoliennes ou groupes électrogènes individuels.

Une partie du réseau est encore en 117 volt (environ 750 clients). EDF s'est fixé comme objectif de passer la totalité du réseau en 220/380V à partir de 2018.

Le réseau basse-tension (BT) de Miquelon est de 19,254 kms et 10 kms en haute tension A (HTA). Il dispose de 18 transformateurs.

Le réseau basse-tension (BT) de Saint-Pierre est de 81 kms et 45,04 kms en haute tension A (HTA). Il dispose de 91 transformateurs.

Le rendement global production-distribution est de 37 % à l'heure actuelle (rendement de la centrale de Saint-Pierre d'environ 40 % et 33 % pour la centrale de Miquelon et rendement du réseau de distribution environ 96%) et devrait passer au alentour de 54 % à la suite de la mise en place du réseau de chaleur (rendement centrale 60%).

VI.1.2. Les infrastructures de stockage et de distribution d'hydrocarbures

Le volume de stockage des hydrocarbures doit être adapté pour permettre une autonomie suffisante de l'archipel ce qui est le cas actuellement.

Il existe un dépôt d'hydrocarbure sur Saint-Pierre alimenté par des conduites à partir du quai d'accostage des pétroliers. Un réseau sous terrain alimente en carburant les réservoirs de stockage de la centrale EDF ainsi que certains quais pour l'avitaillement des navires.

Sur Miquelon il existe deux zones de stockage, l'une près du port et l'autre près de la centrale EDF. Il s'agit de stockage de Gazole uniquement. L'essence est livrée directement aux stations services par camion citerne à partir de Saint-Pierre. Les deux dépôts sont alimentés par des conduites à partir de l'apportement pétrolier.

(capacités de stockages : voir § IV.1)

VI.1.3 Les infrastructures de distribution de chaleur

c.f. paragraphes III.1.3, III.4.3, V.4.1 et V.5.1

VI.2. Objectifs en matière de réseaux électriques

VI.2.1. Entretien des réseaux : investissement d'amélioration, qualité

- Subventions du FACÉ relatives aux investissements dans les réseaux de distribution :

La Collectivité Territoriale est « l'autorité organisatrice du réseau public de distribution » (AODE), propriétaire des réseaux de distribution électriques présents sur le territoire. À ce titre, elle bénéficie de l'accès au dispositif FACÉ (Fonds d'Amortissements aux Charges d'Électrification) afin de réaliser différents types d'opérations sur les réseaux : Extension, renforcement et enfouissement des réseaux. EDF, en tant qu'expert et exploitant des réseaux de distribution sur l'archipel, est le référent technique : à ce titre, il réalise les pré-études ainsi que le contrôle des chantiers sur les réseaux.

Compte-tenu du nombre restreint d'acteurs sur le territoire et comme le prévoit les circulaires concernant l'organisation de la collecte des données nécessaires à la détermination des besoins en électrification rurale, la collecte des données n'a pas nécessité de réunion formelle de la conférence départementale. Les données sont complétées par EDF-SEI localement et reçoivent un avis favorable de la collectivité territoriale.

Les pertes sur le réseau de distribution de l'électricité de Saint-Pierre et Miquelon, environ 7,5 % en 2016, sont parmi les plus faibles sur l'ensemble des réseaux français de distribution de l'électricité. Outre la bonne gestion de ceux-ci, ces faibles pertes peuvent s'expliquer par la densité relativement importante de la population de Saint-Pierre et de Miquelon sur certaines aires ainsi que du fait que l'ensemble des réseaux sont enterrés.

Il n'y a pas de réseaux HTB (63 kV) sur l'archipel. Au 1^{er} janvier 2017, EDF-SEI dénombrait encore 220 clients mal alimentés du réseau BT. La totalité des clients devrait être alimentée dans de bonnes conditions en 2018/2019 compte-tenu de l'avancée des travaux de changement de tension.

La CT dispose, suite à la modification des clés de répartition du FACÉ en 2014, d'un montant annuel d'environ 650 à 700 000 € par an pour les deux communes de l'archipel (à titre d'information, la dotation pour l'année 2016 à l'archipel est de 707 k€, près de 80 % de cette somme concerne le sous-programme « renforcement » et près de 20 % concerne le sous-programme extension). Il est à noter que le programme FACÉ subventionne au maximum 80 % des montants des travaux d'extensions et de renforcements. Ainsi, ces programmes de travaux représentent un montant total d'environ 875 000 € par an.

EDF-SEI suppose une reconduction de ces montants pour la période 2018 et 2019, soit environ 875 000 € par an. Néanmoins, celui-ci attire notre attention sur le fait que cette somme devrait être susceptible d'être accrue à horizon 2023 afin de correspondre avec les objectifs de développement des sources de production

d'énergies renouvelables à cette échéance (besoins en raccordement inhérents au développement de ces unités, renforcement des réseaux, systèmes inertiels, etc.).

De même, le gestionnaire du réseau indique que **ces montants pourront aussi être revus à la hausse en fonction des décisions qui seront prises lors de la définition du Schéma Territoriale d'Aménagement et d'Urbanisation (STAU)** dans les mois à venir. Il a notamment été mentionné plusieurs hypothèses d'urbanisations comme deux projets de lotissements à Savoyard ou l'hypothèse de l'urbanisation de l'Anse du Gouvernement à Langlade. Ces hypothèses seraient susceptibles d'avoir comme conséquences, pour le gestionnaire des réseaux de distribution électrique dans le cadre de sa mission de service public, d'accroître fortement les besoins en financements afin d'étendre et de renforcer son réseau jusqu'à ces points (sans même évoquer, comme cela pourrait être le cas, le besoin en unités de production électrique dans le cas où l'Anse du Gouvernement serait urbanisée).

	MDE ++ 2018 (en k€)	MDE 2023 + + (en k€)	Cumul PPE (en k€)
FACÉ_Programme principal 793 « Électrification rurale »	1750	4375	6125
FACÉ_Programme spécial 794 – sous programme « Opérations de maîtrise de la demande d'électricité »	30 ¹⁵¹⁶		30
FACÉ_Subventions « exceptionnelles » pour changement de tension	490		490
Total	2270	4375	6645

À ceci s'ajoute le fait que la présente PPE retient la nécessité très forte d'une étude sur les habitudes de consommations en électricité des miquelonnais, ceci pour deux raisons :

- Ajuster les modes de consommations en électricité à Miquelon, afin de diminuer les consommations en période de pointe, fortement consommatrices en hydrocarbures et accroissant fortement les coûts de production de l'électricité et ainsi lisser la production
- Diminuer la capacité de stockage d'électricité d'origine éolienne nécessaire à l'atteinte de 50 % de consommations électriques d'origine renouvelables en 2023. En effet, en l'état actuel des technologies, les coûts de stockage sont particulièrement importants. L'objectif est de diminuer de 50 % la capacité de stockage nécessaire à l'atteinte de l'objectif de 50 % de consommations d'EnR, évaluée, en l'état, jusqu'à 6 MW.

Subventions « exceptionnelles » du FACÉ pour changement de tension

Les travaux de changements de tension ont été engagés dès 1986 mais furent stoppés en 2008. La collectivité Territoriale et EDF ont soulevé le besoin de finaliser l'opération de changement de tension à Saint-Pierre et Miquelon afin de permettre une bonne conduite du réseau basse tension (BT) ; ces travaux concernent 748 clients d'EDF.

15 Étude des habitudes des consommations des miquelonnais estimée à 30000 €

16 Pour le programme spécial, les aides sont attribuées au cas par cas en fonction des projets portés par les AODE (ici, la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon) faisant l'objet de dossiers de demandes de subventions. Ces dossiers sont examinés par le comité restreint du conseil à l'électrification rurale qui rend un avis.

La convention entre le CT, le FACE et EDF dans le cadre du changement de tension établie un coût prévisionnel sur 4 ans (2015 à 2018) réparti comme suit pour 1 870 000€ :50% EDF / Etat 40%/ CT 10%

Campagne	Montants
2015	465 000 €
2016	450 000 €
2017	465 000 €
2018	490 000 €

VI.2.2. S3RENr

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnr) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi "Grenelle II" permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des ENR. Ce schéma n'existe pas pour l'archipel.

VI.2.3. Développement du réseau, impact de la PPE sur les réseaux

- Étude d'opportunités et de faisabilité technico-économiques d'interconnexion des réseaux électriques de Miquelon-Langlade/Saint-Pierre

L'État souhaite étudier la possibilité d'interconnecter les réseaux électriques de Saint-Pierre et de Miquelon. À ce titre, la PPE prévoit une étude d'opportunité et de faisabilité de cette interconnexion. En effet, les différentes servitudes inhérentes au montage de projet de parcs éolien, et en particulier liés au relief sur Saint-Pierre, laisse présager de possibles contraintes fortes au développement de ces infrastructures.

Le montant d'une telle étude est difficilement prévisible du fait des nombreuses dimensions qui sont à étudier (sociétale, économique, technique, environnementale ainsi que politique). En l'état, cette étude est estimée à 100 000 € nécessaire à la conduite de cette étude, en 2019-2020.

Il n'y a pas d'autres objectifs en termes de développement de réseaux, excepté les éventuelles extensions vers les futurs secteurs de production EnR ou les nouvelles zones à urbaniser définies par le STAU. Le renforcement du réseau est programmé annuellement afin de remplacer le réseau souterrain le plus ancien ainsi que pour poursuivre le bouclage du réseau de distribution de Saint-Pierre-et-Miquelon.

VI.2.4. Objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables et objectifs de développement des véhicules à faibles émissions

L'article L 224-7 et L 224-8 du code de l'environnement créé par la LTECV impose à l'État, ses établissements publics ainsi que les collectivités territoriales l'acquisition ou l'utilisation de minimum 50 % de véhicules à faibles émissions de Gaz à Effet de Serre et de polluants atmosphériques lorsqu'ils gèrent un parc de plus de 20 véhicules. Néanmoins, l'article L.141-5-I du code de l'Énergie impose la définition, au sein de la PPE de Saint-Pierre et Miquelon, « de la date d'application des obligations prévues aux articles L244-7 et 244-8 du Code de l'Environnement, des objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables ainsi que les objectifs de développement des véhicules à faibles émissions définis au 1° de l'article L. 224-7 et au premier alinéa de l'article L.224-8 du même code dans les flottes publiques ». Il est à noter que « les dates d'applications ainsi que les objectifs doivent être établis de façon à maîtriser les impacts sur le réseau public de distribution électrique et à ne pas augmenter les émissions de GES ».

Ainsi, à la vue des enjeux, des tendances nationales actuelles et des objectifs de développement des moyens

de production EnR à horizon 2023, et en particulier à Miquelon, **la PPE retient la nécessité de déployer une dizaine de bornes de charges intelligentes pour les véhicules électriques et hybrides en 2023, sous réserves des mises en services effectives des moyens de production EnR prévus dans les objectifs de la présente PPE.**

Compte tenu des objectifs présents au sein de la PPE concernant le déploiement de moyens de production d'énergies renouvelables à horizon 2023 et de l'état actuel et attendu du mix énergétique du territoire, **la PPE fixe au 1^{er} janvier 2023 les modalités d'application à Saint-Pierre et Miquelon des dispositions prévues aux articles L224-7 et L224-8 du Code de l'environnement** concernant le développement de flottes de véhicules à faibles émissions pour l'État, ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que pour les entreprises nationales pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel.

Les objectifs de renouvellement des véhicules à faibles émissions de GES mentionnés définis au 1^o de l'article L. 224-7 et au premier alinéa de l'article L. 224-8 du même code dans les flottes de véhicules publiques **sont fixés à 50 % de ce renouvellement.**

Si les tendances nationales sont fortement portées sur le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, les conditions particulières de l'archipel (présence d'un potentiel éolien important et proximité avec la mer) font apparaître un potentiel important en termes de production d'hydrogène à partir d'EnR intermittentes et/ou d'énergies marines renouvelables par électrolyse de l'eau. **la PPE retient la nécessité d'une étude d'opportunités et de faisabilité concernant le développement d'une solution de mobilité automobile hydrogène à horizon 2023.** Cette étude pourrait englober plus largement la définition d'une stratégie territoriale de production, transport et consommation d'hydrogène.

Synthèse de l'ensemble des objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables ainsi que les objectifs de développement des véhicules à faibles émissions

	Objectifs 2016-2018	Objectifs 2019-2023
Dispositif de charge pour les véhicules électriques, hybrides rechargeables	0	Installation d'une dizaine de bornes de charges intelligentes de véhicules électriques/hybrides rechargeables, sous réserves des mises en services effectives des moyens de production EnR prévus dans les objectifs de la présente PPE
Objectifs de développements des véhicules à faibles émissions	-	Date d'application des obligations mentionnées aux articles L224-7 et L224-8 du Code de l'environnement : 1 ^{er} janvier 2023 Objectifs de 50 % de VFEGES dans les flottes de l'État et de ses établissements publics

VI.2.5. Électrification des zones non raccordées au réseau public d'électricité

Même si pour l'heure, il n'y a pas de projets de raccordement des écarts, des réflexions ont régulièrement lieu sur l'alimentation de l'anse du gouvernement à Langlade ou sur l'île aux marins. L'alimentation de ces secteurs entraîne d'autres contraintes comme le développement de résidences principales et l'augmentation des besoins dans la gestion de l'eau potable et de l'assainissement.

VI.2.6. 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 à dix ans. L'échéance de déploiement des compteurs communicants pour les ZNI a été fixé à 2024. Néanmoins, la direction d'EDF a sorti Saint-Pierre et Miquelon du périmètre de mise en place des compteurs. Ainsi, EDF continuera à utiliser les compteurs électroniques actuels.

VII – Synthèse des réalisations sur la période de la PPE

Un comité de suivi co-présidé par l'État et la Collectivité Territoriale de Saint-Pierre et Miquelon sera mis en place pour assurer la mise en œuvre, le suivi et l'évaluation de la PPE. Les modalités de fonctionnement et de composition de ce comité restent à définir.

Il est rappelé que bien que le secteur du transport constitue un enjeu important de par son impact carbone, sa part dans le bilan d'énergie finale (environ 28 % en 2008 à Saint-Pierre et Miquelon c.f. III.1.3.) ainsi que de par les nombreux leviers d'actions. Cette première PPE a été consacrée prioritairement aux actions de MDE et à la diminution de la dépendance énergétique du territoire aux énergies fossiles. L'enjeu du secteur des transports fera l'objet de mesures plus développées dans le cadre de la prochaine révision de la PPE sur la base des éléments collectés et des projets. Bien entendu, comme mentionné précédemment, la présente PPE encourage toute initiative permettant de diminuer le recours des énergies fossiles dans le secteur du transport (dans la mesure où les actions et moyens développés ont des impacts carbone, en énergie grise, etc. plus faibles qu'avec les énergies fossiles ainsi substituées).

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

- de mettre en place un dispositif d'observation afin d'obtenir et de centraliser les différentes informations et données disponibles sur le territoire concernant la gestion de l'énergie.
- de poursuivre les actions de Maîtrise de la Demande en Énergie :
 - en poursuivant les opérations d'isolations de logements (environ 40 par an),
 - en poursuivant les opérations de remplacement des chaudières fioul vieillissantes (environ 40 par an),
 - en finalisant la rénovation de l'éclairage public à Saint-Pierre et en poursuivant ces rénovations sur Miquelon,
- d'augmenter sensiblement la part des EnR :
 - en réalisant le Schéma Territorial Éolien de Saint-Pierre et Miquelon,
 - en développant, d'ici 2023, un parc éolien de 6 MW de puissance installée à Saint-Pierre, à partir de conditions tarifaires pouvant garantir l'implantation d'opérateurs économiques dans de bonnes conditions, en concertation avec la DGEC et la CRE,
 - en développant, d'ici 2023, un parc éolien de 2 MW de puissance installée à Miquelon à partir de conditions tarifaires pouvant garantir l'implantation d'opérateurs économiques dans de bonnes conditions, en concertation avec la DGEC et la CRE,
 - en développant une capacité de stockage, suivant les résultats des études technico-économiques mentionnées ci-après,
 - en poursuivant l'étude du potentiel d'autres EnR ; photovoltaïque, EMR, CSR, etc.
 - en planifiant une étude de faisabilité pour petites centrales hydroélectriques,
 - en planifiant une étude sur l'impact de l'insertion des EnR sur la stabilité des systèmes électriques de Saint-Pierre et de Miquelon en 2019,
 - en planifiant, auprès du gestionnaire du réseau électrique, l'évolution du taux de déconnexion des EnR à horizon 2023,
 - en planifiant une étude sur l'interconnexion des réseaux électriques de Miquelon-Langlade/Saint-Pierre en 2019-2020,
 - en étudiant l'opportunité de mettre en place un système de récupération de l'énergie renouvelable excédentaire pour convertir en énergie thermique, à des fins d'alimentation en

appoint des chauffages en fioul, de la production d'ECS et/ou du réseau de chaleur urbain de Saint-Pierre.

- d'augmenter sensiblement les énergies thermiques de récupération issus des moyens de production thermiques :
 - en mettant en service le réseau de chaleur, permettant de valoriser environ 12,2 GWh thermique jusqu'alors perdus,
 - en valorisant localement environ 33,5 MWh thermique d'huiles alimentaires usagées à destination de moyens de transports
 - en étudiant la viabilité d'implantation d'un ORC sur la centrale de production thermique de Saint-Pierre à horizon 2023,
- d'anticiper les évolutions à venir sur les infrastructures énergétiques,
 - en étudiant les solutions et identifiant les conditions favorables à l'incorporation des véhicules électriques à horizon 2020, en étudiant plus largement les solutions de mobilité durable sur le territoire,
 - en faisant appliquer à Saint-Pierre et Miquelon le 1^{er} janvier 2023, les obligations prévues aux articles L.224-7 et 224-8 du Code de l'environnement concernant le développement de flottes de véhicules à faibles émissions pour l'État, ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que les entreprises nationales pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel,
 - de développer, en priorité à Miquelon mais aussi à Saint-Pierre, sous réserve d'une bonne maîtrise des impacts sur le réseau et du développement attendu des moyens de production EnR, une dizaine de dispositifs de charge intelligent de véhicules électriques ou hybrides rechargeables à horizon 2023,
 - en créant un stock stratégique d'essence à Miquelon,
 - en préparant la transition énergétique de Miquelon à travers des investissements nécessaires dans la centrale thermique et le système énergétique (réseau, boucles d'eau chaude, smart-grid électrique et thermique),
 - en planifiant une étude de modélisation du système énergétique du territoire.

ANNEXES

Hypothèse de construction du scénario d'évolution des consommations en hydrocarbures pour le scénario BPP

- Réduction des consommations des véhicules routiers de l'ordre de 19 m³ d'essence par an et plus de 32 m³ de gazole par an soit 531 MWh annuel (d'après la moyenne des consommations des carburants routiers sur les 10 dernières années, données préfecture).
- Réduction des consommations en fuel domestiques à Saint-Pierre et Miquelon de 133 m³/an (estimation effectuée sur la base des données de la préfecture de Saint-Pierre et Miquelon sur les 10 dernières années)
- Stagnation des consommations en carburants destinées au transport aérien : 460 m³/an (sur la base des données de la préfecture de Saint-Pierre et Miquelon depuis 2000)
- Stagnation des consommations en carburants destinées au transport maritime : 700 m³/an (sur la base des données de la préfecture de Saint-Pierre et Miquelon depuis 2007)
- Stagnation des consommations en gaz : 190 m³/an (sur la base des données de la préfecture constatées sur les 5 dernières années)
- Mise en fonctionnement du réseau de chaleur pour l'année 2018

Formule de calcul des consommations évitées par an

La formule ci-dessous représente les gains énergétiques sur la période a → b (années a et b incluses)

$$G_{(a \rightarrow b)} = \sum_{k=0}^{k=b-a} (k+1) G_{(op_{(b-k)})}$$

avec :

- $G_{(a \rightarrow b)}$ les gains énergétiques réalisés sur la période allant de l'année a à b
- $G_{(op_{(b-k)})}$ les gains énergétiques de l'année b-k issus des **seules** opérations réalisées l'année b-k
- a l'année de début de la période
- b l'année de fin de la période

Exemple pour la période 2017-2020 :

$$G_{(2017 \rightarrow 2020)} = \sum_{k=0}^{k=3} (k+1) G_{(op_{(2020-k)})} = G_{(op_{(2020)})} + 2 \times G_{(op_{(2019)})} + 3 \times G_{(op_{(2018)})} + 4 \times G_{(op_{(2017)})}$$

GLOSSAIRE

BPP :	Bilan Prévisionnel de Production
BT :	Basse Tension
CACIMA :	Chambre d'Agriculture, de Commerce, d'Industrie, des Métiers et de l'Artisanat
CEE :	Certificats d'Économie d'Énergie
CESE :	Conseil Économique Social et Environnemental
CITE :	Crédit d'Impôt Transition Énergétique
COM :	Collectivités d'Outre-Mer
CRE :	Commission de Régulation de l'énergie
CSPE:	Contribution de Service Public de l'Électricité
CSR :	Combustibles Solides de Récupération
CT:	Collectivité Territoriale
DJU :	Degrés Jour Unifiés
DOM :	Département d'Outre-Mer
ECS :	Eau Chaude Sanitaire
EDF PEI :	Production Électricité Insulaire (filiale d'EDF en outre-mer)
EDF SEI :	Systèmes Énergétiques Insulaires
EnR :	Énergies Renouvelables
FACE :	Fond d'Amortissement de Charges d'Électrification
GES :	Gaz à Effet de Serre
GPL :	Gaz de Pétrole Liquéfié
HAU :	Huiles Alimentaires Usagées
HTA :	Haute Tension A (20 000 volts)
ICPE :	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
INSEE :	Institut National
LTECV :	Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte
MDE :	MAITRISE DE L'ENERGIE
MDE ++ :	MDE renforcée
METHANISATION :	Procédé de valorisation énergétique de la biomasse. Il s'agit d'une digestion anaérobie ou encore d'une fermentation. Ce procédé aboutit à la formation de biogaz composé essentiellement de méthane (CH ₄) à une teneur de près de 70 % (le reste étant composé de CO ₂ , N ₂ , O ₂ et H ₂ O à teneur variable en fonction du substrat).
MTES :	Ministère de la Transition Écologique et Solidaire
OMR :	Ordures Ménagères Résiduelles
ORC :	Organic Rankine Cycle ou Cycle Organique de Rankine en français. Le cycle de Rankine est un cycle thermodynamique utilisant traditionnellement l'eau comme fluide de travail dans des turbines à vapeur. Les machines à Cycle Organique de Rankine (ORC) fonctionnent selon le même principe mais utilisent un fluide de travail issu de la chimie du carbone – c'est-à-dire organique – en remplacement de l'eau. Ces machines permettent de transformer de l'énergie thermique en énergie électrique. La chaleur récupérée va être utilisée pour chauffer puis vaporiser le fluide organique, qui sera ensuite détendu dans une turbine alimentant un générateur. Le

fluide est ensuite condensé pour recommencer le cycle.

PCI :	Pouvoir Calorifique Inférieur
PIB :	Produit Intérieur Brut
PPE :	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PRERURE :	Plan Régional des Énergies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnel de l'Énergie
PTOM :	Pays et Territoires d'Outre-Mer
PV :	Photovoltaïque
R&D :	Recherche et Développement
RC :	Réseau de Chaleur
REFIOM :	Résidus d'Épuration des Fumées d'Incinération des Ordures Ménagères
RGE :	Reconnu Garant de l'Environnement
RT :	Réglementation Thermique
STE :	Schéma Territoriale Éolien (équivalent du STE au territoire de Saint-Pierre-et-Miquelon)
SDS :	Schéma de Développement Stratégique
SEM :	Société d'Économie Mixte
SPM :	Saint-Pierre-et-Miquelon
SRCAE :	Schéma Régional Climat Air Énergie
SRE :	Schéma Régional Éolien
STAU :	Schéma Territorial d'Aménagement et d'Urbanisme
STEP :	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
TOM :	Territoires d'Outre-Mer
TRV :	Tarifs Réglementés de Vente
ULSD :	Ultra-Low-Super Diesel
VAE :	Vélo à Assistance Électrique
ZNI :	Zones Non-Interconnectés. Les ZNI désignent les îles françaises dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental. Font partie de ces zones : la Corse, la Réunion, Mayotte, la Guadeloupe, la Martinique, la Guyane, Saint Pierre et Miquelon, Wallis et Futuna et les îles métropolitaines non interconnectées.