



**PRÉFET  
DE LA RÉGION  
RÉUNION**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



# Programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion

## 2019-2028

Assemblée plénière du Conseil Régional – 25 novembre 2020  
(Rapport n° XXX)



## PRÉAMBULE

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 fixe les objectifs, trace le cadre et met en place les outils nécessaires à la construction d'un nouveau modèle énergétique français plus diversifié, plus équilibré, plus sûr et plus participatif. Elle vise à engager le pays tout entier dans la voie d'une croissance verte créatrice de richesses, d'emplois durables et de progrès. Cette loi vise notamment l'autonomie énergétique des territoires d'Outre-Mer à l'horizon 2030.

Pour l'île de la Réunion, très dépendante des énergies fossiles et zone non interconnectée à un réseau continental d'électricité, l'objectif est de maîtriser les consommations d'énergie et de répondre à ses besoins par le développement des énergies renouvelables. Le territoire ne manque pas de ressources renouvelables (soleil, eau, vent, mer) dont il s'agit d'optimiser l'utilisation. L'enjeu consiste à se libérer des combustibles fossiles, ce qui aura pour effet de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

La Réunion doit, en matière d'énergie, passer d'un statut de territoire d'expérimentation à celui de territoire créateur de richesses et d'emplois mettant en œuvre des solutions technologiques pouvant être diffusées partout à travers le monde. Pour la région Réunion qui connaît un taux de chômage élevé et où la lutte contre la précarité énergétique s'avère essentielle, se trouve là un fort enjeu 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 la Réunion. Elle précise les objectifs de politique énergétique, identifie les enjeux et les risques dans ce domaine, et oriente les travaux des acteurs publics. Elle constitue le volet énergie du SRCAE (Schéma Régional Climat Air Énergie) et du Schéma d'Aménagement Régional qui sera révisé.

La Réunion étant une zone non interconnectée (ZNI), la PPE est élaborée conjointement par le Président du Conseil Régional et par le Préfet, représentant de l'État dans la région.

La première PPE pour la Réunion, validée le 19 décembre 2016 par le Conseil régional et adoptée par le décret n° 2017-530 du 12 avril 2017, couvre deux périodes successives, respectivement de trois et cinq ans, soit de 2016 à 2018 et de 2019 à 2023. La première programmation a porté prioritairement sur le volet électrique, pour lequel un certain nombre d'actions étaient engagées et dont les résultats étaient attendus rapidement.

Conformément à la loi de transition énergétique, cette PPE fait aujourd'hui l'objet d'une révision. Elle doit être élaborée pour les 10 prochaines années, à raison de 2 périodes de 5 ans soit, pour 2019 – 2023 et 2024 – 2028.

La présente PPE s'inscrit dans l'objectif fixé par la loi « *parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030* ». Pour l'électricité, l'ambition est d'atteindre un mix 100 % énergies renouvelables en 2030. Cette programmation vise à franchir la plus haute marche vers cet objectif, pour atteindre plus de 99 % d'énergies renouvelables (ENR) dans le mix électrique dès 2023.

Il est pour cela nécessaire de réussir un programme de maîtrise de la demande ambitieux, de développer l'effacement et le pilotage de la consommation, et d'augmenter le taux d'ENR dans le mix électrique, notamment en convertissant les trois centrales thermiques fossiles à la biomasse. Cela permet notamment de sortir rapidement du charbon, objectif de la politique énergétique nationale réaffirmé par la loi énergie-climat de novembre 2019. La PPE fait ainsi l'objet d'un plan de développement biomasse distinct annexé, le schéma régional biomasse (SRB).

Comme la première PPE, la révision 2019 – 2028 repose, pour le volet électricité, sur le bilan de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, établi par le gestionnaire du réseau de distribution (EDF SEI).

Elle fait l'objet d'un décret interministériel, auquel le présent rapport est annexé. Pour rappel, la PPE ouvre la possibilité au président de région de demander au ministre en charge de l'énergie le lancement d'appels d'offres régionaux si les objectifs qui y sont inscrits le nécessitent. Le conseil régional souhaite que les futurs appels d'offres soient réguliers, pluriannuels et territorialisés.



# **SOMMAIRE**

A – Contexte du système énergétique de l'île.....	11
B – Évolution de la demande et objectifs de maîtrise de la demande en électricité.....	35
C – Les objectifs de sécurité d'approvisionnement.....	50
D – Les infrastructures et la flexibilité du système électrique.....	60
E – Enjeux et objectifs de développement de production énergétique.....	75
F – Transport : stratégie de développement d'une mobilité durable.....	109
G – Récapitulatif des objectifs de la PPE.....	131
Glossaire.....	136
Table des matières.....	138
Annexes.....	146



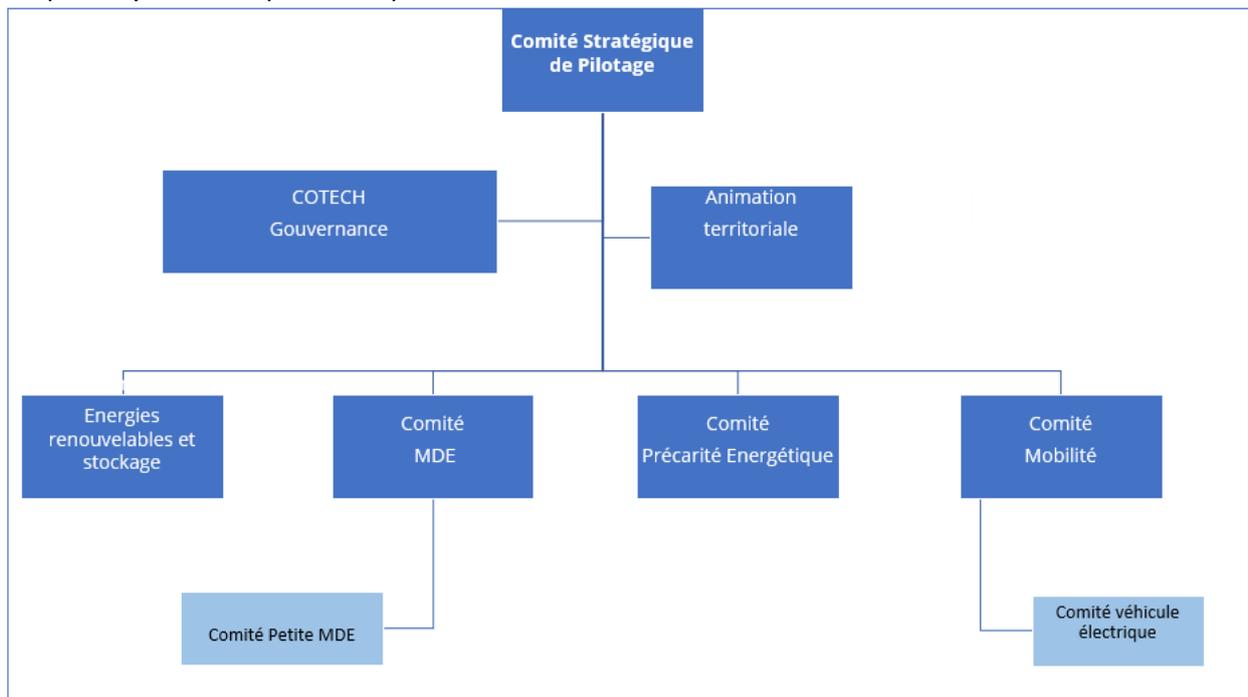
## DÉMARCHE D'ÉLABORATION DE LA RÉVISION

Les travaux de révision de la PPE s'appuient sur plusieurs documents, dont notamment :

- La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 ;
- La Stratégie Nationale Bas Carbone ;
- Le bilan énergétique de la Réunion 2018 éd. 2019 publié par l'Observatoire Énergie Réunion ;
- Le bilan prévisionnel 2019-2020 du gestionnaire du système électrique pour les évolutions de consommation et les hypothèses de déploiement du véhicule électrique ;
- La PPE 2016/2018-2019/2023 ;
- Le projet de schéma régional biomasse élaboré en 2017/ 2018 , valant plan de développement biomasse au titre du 4° de l'article L. 141-5 du code de l'énergie. Il est publié en annexe de la présente PPE ;
- Également, les plans et schémas élaborés ou en cours depuis 2015 (Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets – *PRPGD*, Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies renouvelables – *S2RENR*, Schéma Régional éolien, Schéma des énergies marines...) ;
- Et les études envisagées dans la première programmation qui ont été réalisées depuis, notamment dans le secteur des transports.

Ces travaux débutés fin septembre 2017 se sont inscrits dans le cadre de la Gouvernance Énergie Réunion, organe réunionnais partenarial original dans le champ de l'énergie.

La Gouvernance Énergie a été mise en place en janvier 2014 et son organisation a évolué début 2020. Comportant deux niveaux, elle est pilotée par un Comité Stratégique composé de la Région, l'État, le Département, l'ADEME, le SIDELEC et EDF.



### **Boîte à outil :**

TEMERGIE , NEXA , AGORAH , HORIZON REUNION , OER , ATMO , CLUB EXPORT , SERVICES DE LA REGION , SERVICES DE L'ETAT , CIRAD , ...

Ce Comité Stratégique de Pilotage appuie sa gouvernance sur un comité technique de coordination dont l'animation est confiée à la SPL Horizon Réunion.

Un deuxième niveau, constitué de six comités de travail, est chargé des réflexions opérationnelles : énergies renouvelables, maîtrise de l'énergie, précarité énergétique, mobilité,...

La méthode choisie pour l'élaboration de cette révision a laissé une large place à la concertation et à l'association de tous les acteurs du champ de l'énergie.

Une douzaine d'ateliers ont été organisés entre octobre 2017 et août 2020 animés par l'État, la Région Réunion ou les pilotes des comités de la Gouvernance et autour des thématiques ci-dessous.

Thématique	Partenaires
Maîtrise de la Demande en Énergie (2 réunions)	Ademe, EDF, SIDELEC, SPL Horizon Réunion, Région Réunion, DEAL
Transport (2 réunions)	SMTR, DEAL, SGAR, Ademe, Région Réunion (Direction transport), Agorah, ATR (Alternative Transport Réunion), FNAUT (Fédération nationale des associations d'usagers des transports), CCIR, SPL Horizon Réunion + les EPCI dans le cadre des PCAET
Véhicule Électrique (2 réunions)	SMTR, Concessionnaires automobiles, Schneider Electric, EDF SEI, DEAL (Direction Déplacements), Syndicat de l'Importation et du Commerce de la Réunion (SICR), Assim Réunion Énergie Environnement (AREE), MEDEF, SER, Albioma (solaire), EDF, solaristes, SPL Horizon Réunion, Région Réunion
Énergies Renouvelables (3 réunions) Photovoltaïque – éolien – hydraulique – géothermie, biomasse – déchets – énergies marines	EDF, Albioma, Producteurs (Sunzil/Quadran/Groupe Dijoux/APEX Energies/Soleo/Sorun/Akuo Energy), SER, MEDEF, SPL Horizon Réunion, Akuo Energy, BRGM, DEAL, Région Réunion, Engie, Ademe
Sécurité d'approvisionnement et réseaux (1 réunion)	EDF, DEAL, Région Réunion, SPL Horizon Réunion, Préfecture, AVIFUEL, Albioma, SIDELEC
GNL (2 réunions)	Grand Port Maritime, EDF PEI et EDF SEI, GIP Bois-Rouge (Pôle Portuaire Industriel Énergétique de Bois-Rouge – PPIEBR), DEAL, Région Réunion, SPL Horizon Réunion, SMTR
Conversion des centrales thermiques (3 réunions)	Albioma EDF PEI DEAL, Région Réunion, SPL Horizon Réunion

Tableau 1: Réunions thématiques avec les partenaires du territoire

- Une information du public sur la révision préalablement à la rédaction du rapport PPE a été réalisée sur les sites de la DEAL et de la Région Réunion, de fin novembre 2017 à fin janvier 2018. Cette information prévoyait un formulaire de contribution et proposait une FAQ. Quelques contributions ont été recueillies.
- Un comité rédactionnel s'est régulièrement réuni de janvier à août 2018 pour intégrer les contributions des ateliers, celles issues de la consultation du public et les orientations fixées par le comité stratégique, puis de janvier à septembre 2020 pour intégrer les dernières évolutions des orientations régionales et la mise à jour du Bilan Prévisionnel 2019 – 2020 établi par le gestionnaire du réseau électrique.
- L'élaboration de l'évaluation environnementale de la PPE par la Région Réunion a commencé en avril 2018 ainsi que l'étude d'impact économique et social.
- En vue de la mise en cohérence des politiques énergie et déchets à la Réunion, le conseil régional et l'État ont échangé avec les EPCI et les porteurs de projets durant l'année 2019.

Cela a notamment abouti aux principes retenus dans le contrat de convergence et de transformation validé en juillet 2019.

Le Comité stratégique de pilotage de la Gouvernance Énergie Réunion s'est réuni autant que de besoin pour valider, à chaque étape décisive, les choix à effectuer, en interaction avec la DGEC.

Enfin, bien évidemment, les travaux de révision ont tenu compte des évolutions constatées depuis l'élaboration de la PPE 2016/2023. Le présent rapport révisé analyse, autant que possible, ces évolutions.

|

## **A – CONTEXTE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DE L'ÎLE**

|

## A.1 – Système énergétique de la Réunion

L'insularité induit une forte dépendance en matière d'approvisionnement énergétique. Ainsi, bien que le mix électrique de la Réunion se caractérise par un taux très important d'énergie renouvelable, l'île reste dépendante des approvisionnements extérieurs.

- Le schéma énergétique de la Réunion s'établit comme suit en 2018 :

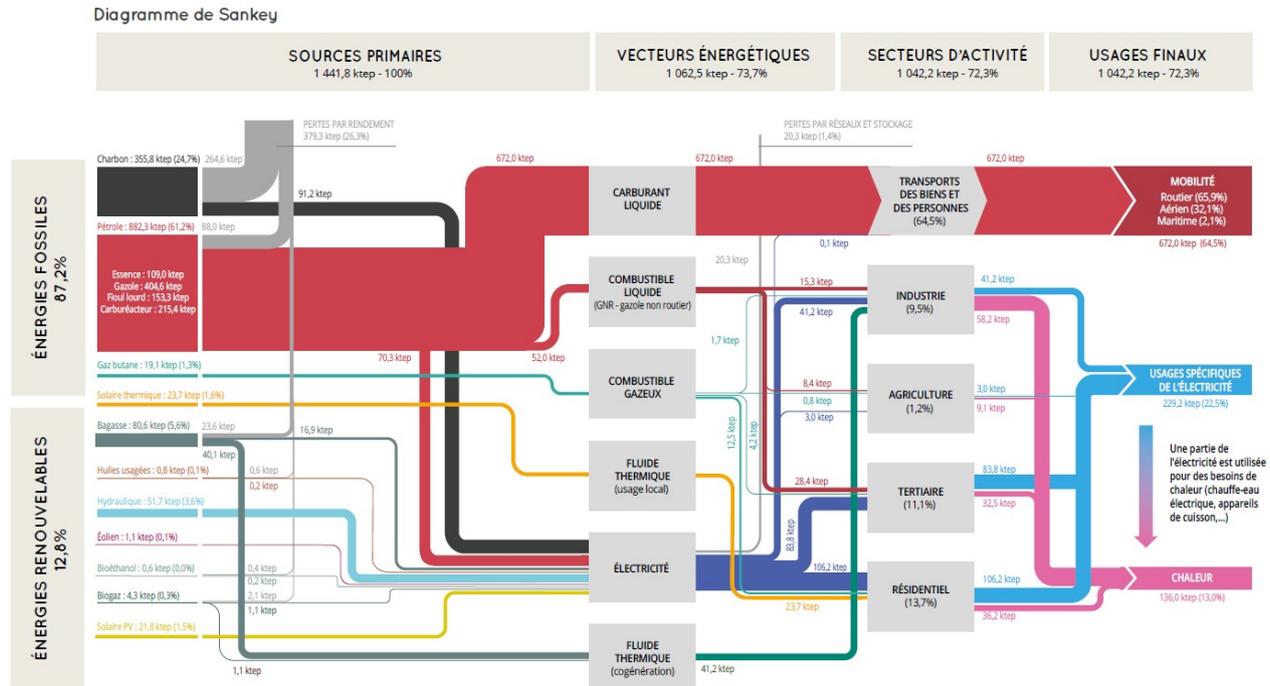


Illustration 1: Schéma énergétique de La Réunion 2018 - Source : BER 2018 éd. 2019

En 2018, l'île de la Réunion est dépendante de l'extérieur pour ses ressources à hauteur de 87,2 %. Les ressources fossiles importées proviennent en grande partie de la zone asiatique pour les carburants et d'Afrique du Sud pour le charbon.

L'approvisionnement en combustibles fossiles est de 1 245,2 ktep (kilotonne équivalent pétrole) répartis comme suit :

- 68 % pour les produits pétroliers (hors gaz butane) ;
- 30 % pour le charbon ;
- 2 % pour le gaz butane.

Les usages de ces combustibles fossiles sont les suivants :

- Le charbon : 100 % destiné à la production d'électricité ;
- Le fioul lourd : 100 % destiné à la production d'électricité ;
- L'essence : 100 % destiné pour un usage routier ;
- Le gazole : 1 % pour la production électrique, 86 % pour le transport et 13 % pour les autres usages ;
- Le carburacteur : 100 % pour le transport aérien ;
- Le gaz butane : 100 % pour la cuisson dans le secteur du résidentiel, du tertiaire et de l'agriculture.

Les ressources de production renouvelables valorisées sont de 184,6 ktep. Elles se répartissent de la manière suivante :

		Tonnes	GWh	ktep
Biomasse	Bagasse	459 135	-	80,6
	Biogaz (équivalent 100 % méthane)	3 607	-	4,3
	Bioéthanol	960	-	0,6
	Bois	nd	nd	nd
Soleil	Solaire thermique	-	275,7	23,7
	Photovoltaïque	-	253,3	21,8
Eau	Hydraulique	-	601,4	51,7
Récupération	Huiles usagées	860	-	0,8
Vent	Eolien	-	12,8	1,1
<b>TOTAL</b>				<b>184,6</b>

Tableau 2: Ressources renouvelables valorisées en 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

## La consommation d'énergie primaire

Elle est en 2018 de 1 441,8 ktep. Sa répartition est la suivante :

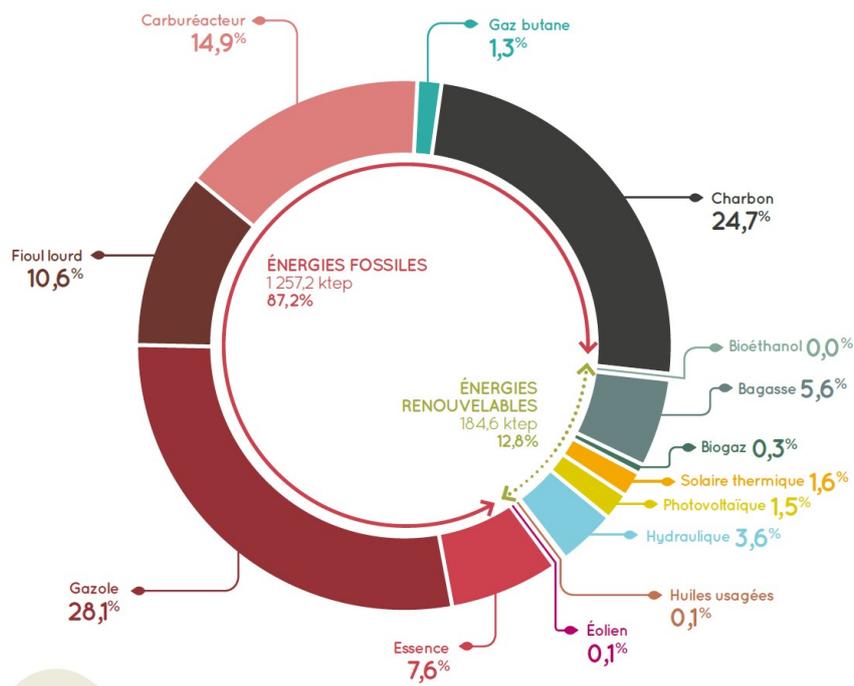


Illustration 2: Consommation d'énergie primaire 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

L'analyse des consommations d'énergie primaire permet de constater que (hors pertes) :

- 43 % de l'énergie primaire est destinée à la production d'électricité
- 47 % de l'énergie primaire est destinée au transport
- 10 % de l'énergie primaire est destinée à la chaleur

## La consommation d'énergie finale

En termes de consommation d'énergie finale (1 042,2 ktep en 2018), l'utilisation des produits pétroliers pour le transport tient une place prépondérante. Le transport représente 64,5 % de la consommation d'énergie finale.

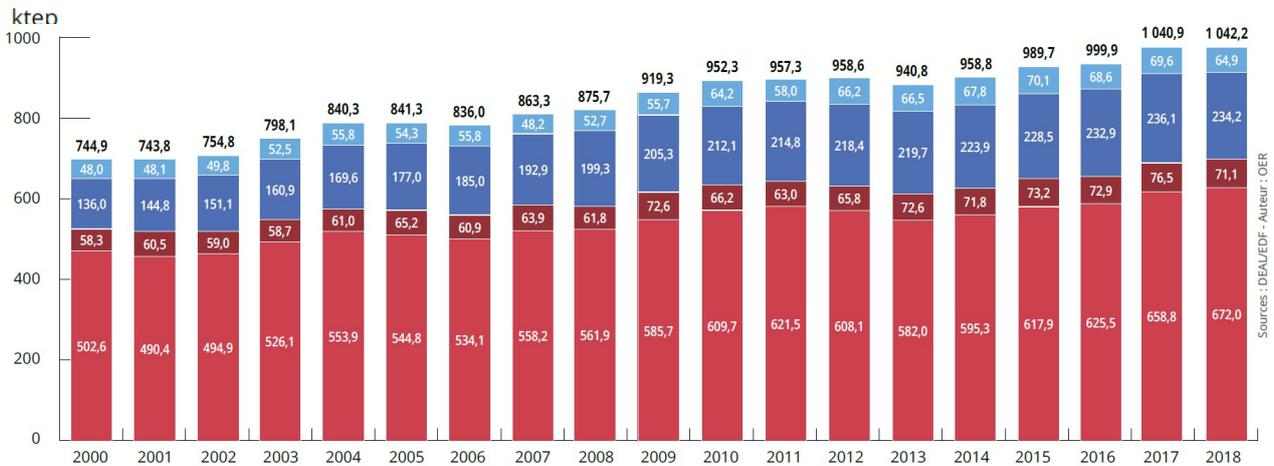


Illustration 3: La consommation d'énergie finale 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

- Chaleur
- Électricité
- Carburants et combustibles détaxés pour l'agriculture, l'industrie (hors transport) et le gaz butane
- Carburants pour les transports

## Le parc de production électrique et la production électrique

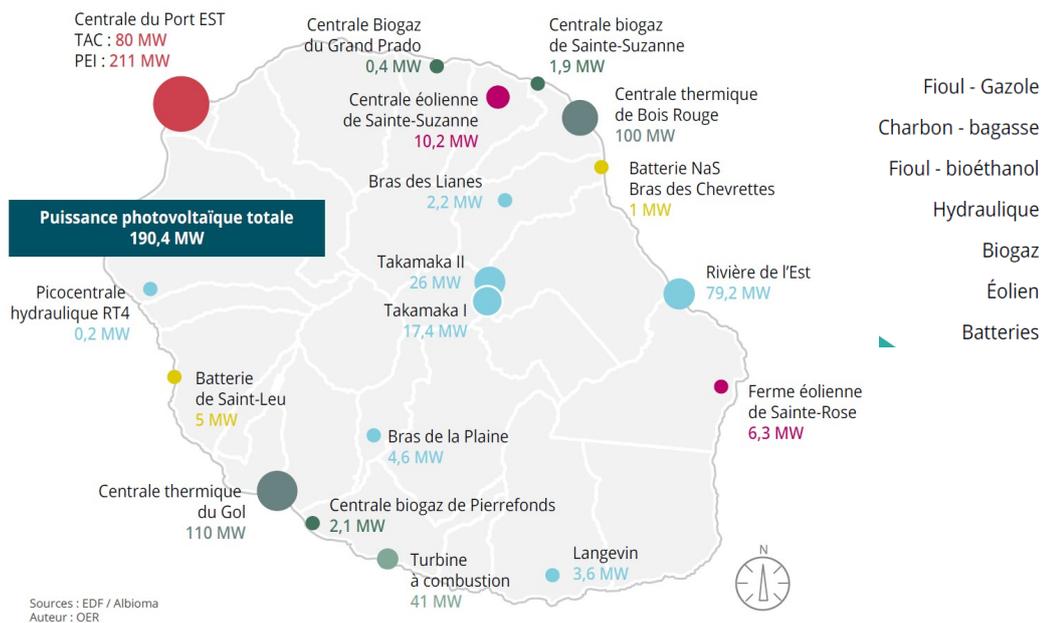


Illustration 4: Schéma du système électrique. Source : BER 2018 éd. 2019

Au 31 décembre 2018, la puissance installée sur le réseau est de 892,5 MW.

Les moyens de production se répartissent comme suit dans le tableau récapitulatif du parc de production réunionnais en 2018 :

TYPOLOGIE		Puissance nominale mise à disposition par centrale (MW)	Puissance totale mise à disposition (MW)	Variations 2018/2017
Fioul - Gazole	Centrale du Port Est : TAC*	80,0	291,0	0 %
	Centrale du Port Est : Moteurs Diesel	211,0		
Charbon - Bagasse	ALBIOMA Bois Rouge (Saint-André)	100,0	210,0	0 %
	ALBIOMA Le Gol (Saint-Louis)	110,0		
Fioul - Bioéthanol	ALBIOMA TAC* Sud (Saint-Pierre)	41,0	41,0	+ 100 %
Hydraulique	Takamaka I (Saint-Benoît)	17,4	133,2	0 %
	Takamaka II (Saint-Benoît)	26,0		
	Bras de la Plaine (Entre-Deux)	4,6		
	Langevin (Saint-Joseph)	3,6		
	Rivière de l'Est (Sainte-Rose)	79,2		
	Bras des Lianes (Bras-Panon)	2,2		
	Picocentrale RT4 (Saint-Paul)	0,2		
TYPOLOGIE		Puissance raccordée au réseau contractuellement (MW)	Puissance totale raccordée au réseau contractuellement (MW)	Variations 2018/2017
Autres EnR	Centrale éolienne de Sainte-Suzanne	10,2	16,5	0 %
	Centrale éolienne de Sainte-Rose	6,3		
	Centrale biogaz de l'ISDND de Sainte-Suzanne	1,9	4,4	0 %
	Centrale biogaz de Pierrefonds** (Saint-Pierre)	2,1		
	Centrale biogaz de Grand Prado (Sainte-Marie)	0,0		
	Systèmes photovoltaïques	190,4		
Batteries	Batteries NaS Bras des Chevrettes (Saint-André)	1,0	6,0	+ 500 %
	Batterie de Saint-Leu	5,0		
<b>Puissance totale (MW)</b>			<b>892,5</b>	<b>+ 5,8 %</b>

Sources: EDF / Albioma - Auteur : OER  
\*TAC : Turbines à combustion

Tableau 3: Parc de production électricité en 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

Le parc en service a beaucoup évolué depuis 2000. À partir de 2004, les moyens d'énergies intermittentes apparaissent avec, en premier lieu, les systèmes photovoltaïques suivis des systèmes éoliens. Dès 2018 se sont tenus les essais de la nouvelle turbine à combustion bioéthanol.

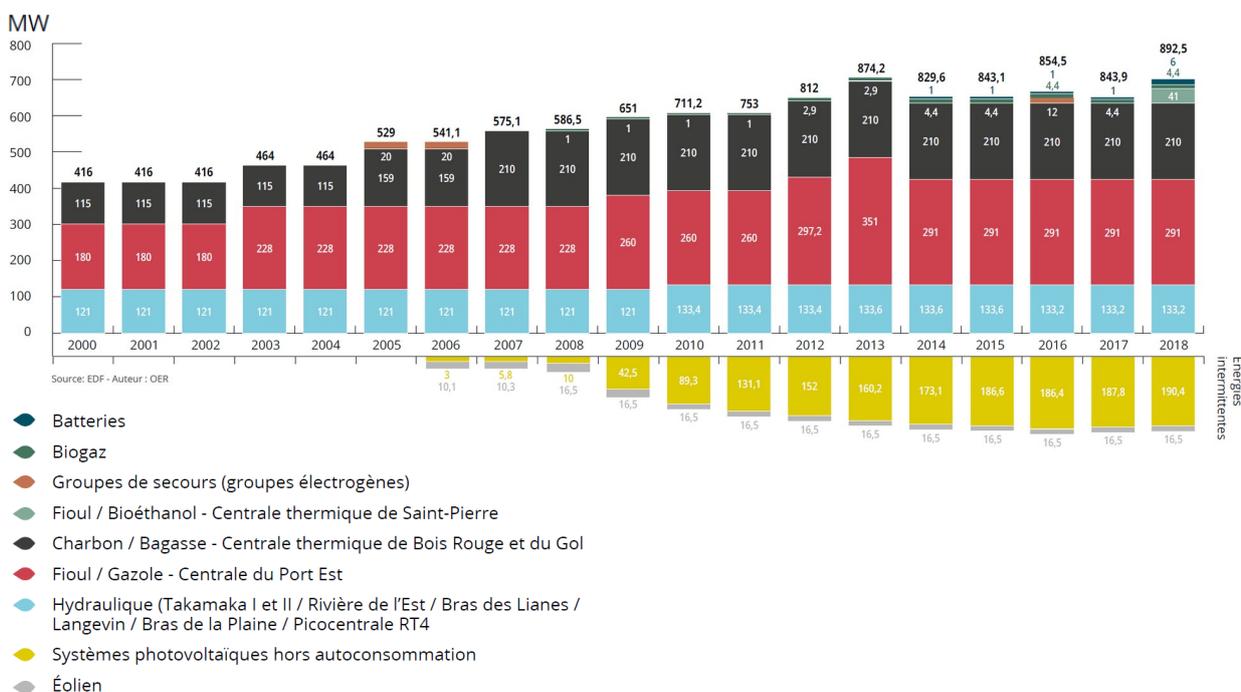


Illustration 5: Evolution du parc en service de production électrique de 2000 à 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

En 2018, la production électrique est de 2 958,9 GWh soit 254,4 ktep. Elle provient pour 63,5 % des énergies primaires fossiles (pétrole et charbon) et 36,5 % des énergies renouvelables.

Le mix électrique et la répartition du parc électrique en 2018 sont les suivants :

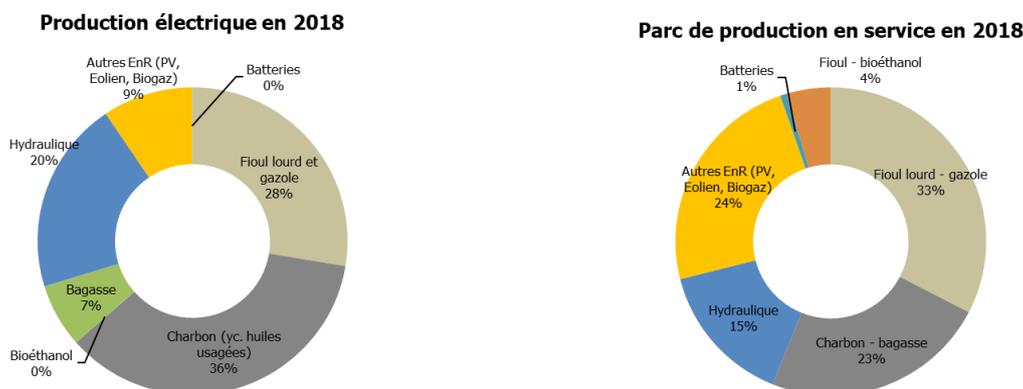


Illustration 6: Mix électrique et parc en service en 2018 – Source : OER

À la Réunion, la part des énergies renouvelables est fortement liée aux productions annuelles à partir de l'hydraulique, du photovoltaïque et de la bagasse qui varient en fonction de la météorologie (pluviométrie et ensoleillement).

À titre d'exemple, l'année 2018 a été marquée par une pluviométrie supérieure aux normales, ce qui explique la part importante de production hydroélectrique dans le mix électrique (20 % du mix). En revanche, la part de production à partir de bagasse était en baisse, ne représentant que 7 % du mix électrique.

Parmi les énergies renouvelables, la production photovoltaïque représente quasiment 9 % de la production d'électricité totale, part qui stagne depuis 2014, en raison d'une faible évolution du parc installé. La filière connaît également une évolution à la hausse de l'autoconsommation : à fin 2018, la puissance totale installée en autoconsommation raccordée au réseau est de 3,8 MWh pour 653 installations.

Enfin, pour la première année, une partie de l'électricité a été produite à partir de bioéthanol lors des essais de la nouvelle turbine à combustion d'Albioma à Saint-Pierre, mise en service industriellement en février 2019.

La part des énergies renouvelables intermittentes au sein du mix électrique tend également à évoluer grâce à l'augmentation du taux maximal de pénétration de ces dernières de 32 % à 35 % en décembre 2018. Ainsi, en 2019, il n'y a pas eu de déconnexion des installations ENR intermittentes (l'intégralité de l'énergie produite par les installations photovoltaïques a été injectée sur le réseau).

Concernant la production électrique à partir du fioul et du gazole, elle a connu une diminution de 7,3 % par rapport à 2017 et la production à partir de charbon et huiles usagées une diminution de 6,5 %. La production d'électricité à partir du fioul et du gazole vient en compensation lorsque la production à partir des énergies renouvelables n'est pas suffisante pour répondre aux besoins. Le fioul et gazole sont les variables d'ajustement par rapport aux autres sources d'énergies : la production ENR ayant augmenté et la consommation diminuée, la production électrique à partir des énergies fossiles a donc diminué.

En 2018, les puissances de pointe maximales mensuelles ont varié entre 437 MW et 486 MW.

## Evolution passée de la demande en énergie

L'évolution de la demande en énergie dépend aujourd'hui principalement de deux principaux facteurs « visibles » : la démographie et l'activité économique illustrée par le PIB (Produit Intérieur Brut).

### Démographie

Depuis 2010, le taux de croissance de la population est inférieur à 1 %, tout en restant supérieur à la moyenne nationale. Par ailleurs, les projections prévoient une augmentation de la population jusqu'en 2030, passant de 835 000 habitants en 2013 à 862 000 habitants en 2018, 889 000 en 2023 et 916 000 habitants en 2028 (hypothèses issues du Bilan Prévisionnel d'EDF).

### Croissance économique

Le taux de croissance du PIB a été important jusqu'en 2008 et a subi une forte diminution en 2009. Le PIB est revenu à son niveau d'avant 2008 en 2011 et continue de croître depuis de plus de 1 % par an, ce qui est également supérieur à la moyenne nationale.

Ces deux facteurs conjugués, démographie et croissance économique, se ressentent sur la demande en énergie de la Réunion et pèsent dans le mix énergétique qui dépend encore beaucoup des énergies fossiles malgré les efforts consentis pour développer les énergies renouvelables locales.

Le mix énergétique désigne l'ensemble des différentes sources d'énergie primaire utilisées pour la consommation finale d'une zone géographique donnée. À la Réunion, il inclut les énergies fossiles (produits pétroliers et charbon) et les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse).

Il comptabilise toutes les énergies primaires, notamment celles consommées pour la production d'électricité et les transports.

À la Réunion, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire en 2018 est de 12,8 %.

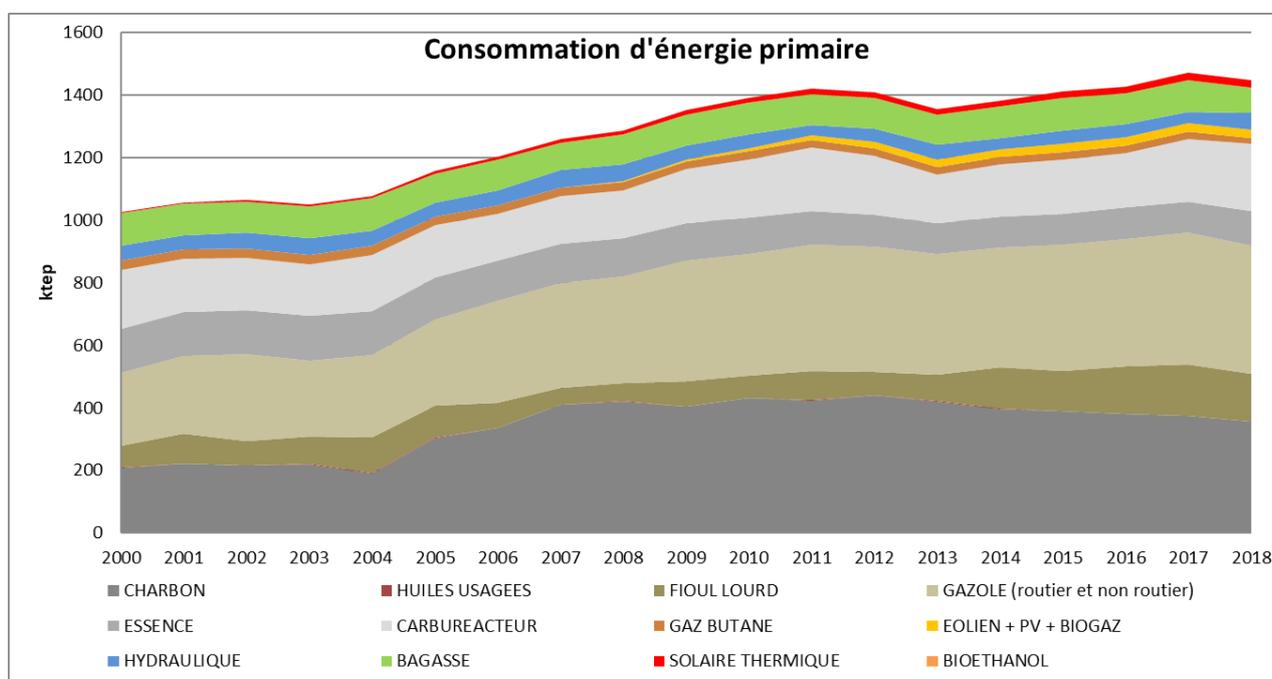


Illustration 7: Evolution des énergies primaires dans le mix énergétique – Source : oer

Au total, plus de 1 446 ktep d'énergies primaires ont été consommées en 2018 sur le territoire de la Réunion, dont 47 % pour le transport et 47 % pour la production d'électricité.

Les importations de combustibles fossiles et les ressources locales tendent à augmenter dans des proportions similaires : le taux de dépendance énergétique est relativement stable, autour de

87 %, depuis plus de 10 ans. La projection de cette tendance ne permet pas actuellement d'atteindre l'objectif d'indépendance énergétique à court terme.

- Suivi du taux de dépendance énergétique de 2006 à 2018 :

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
86,8 %	87,4 %	87,1 %	87,7 %	87,5 %	88,3 %	87,2 %	86,2 %	86,8 %	86,1 %	86,6 %	87,0 %	87,2 %

Tableau 4: Taux de dépendance énergétique – Source : BER 2018 éd. 2019

## Evolution des importations de carburants

Les carburants importés proviennent principalement de la zone asiatique.

Depuis 2000, les importations de gazole ont augmenté de 68 % et celles d'essence ont diminué de 33 %, variant principalement avec l'évolution du parc automobile.

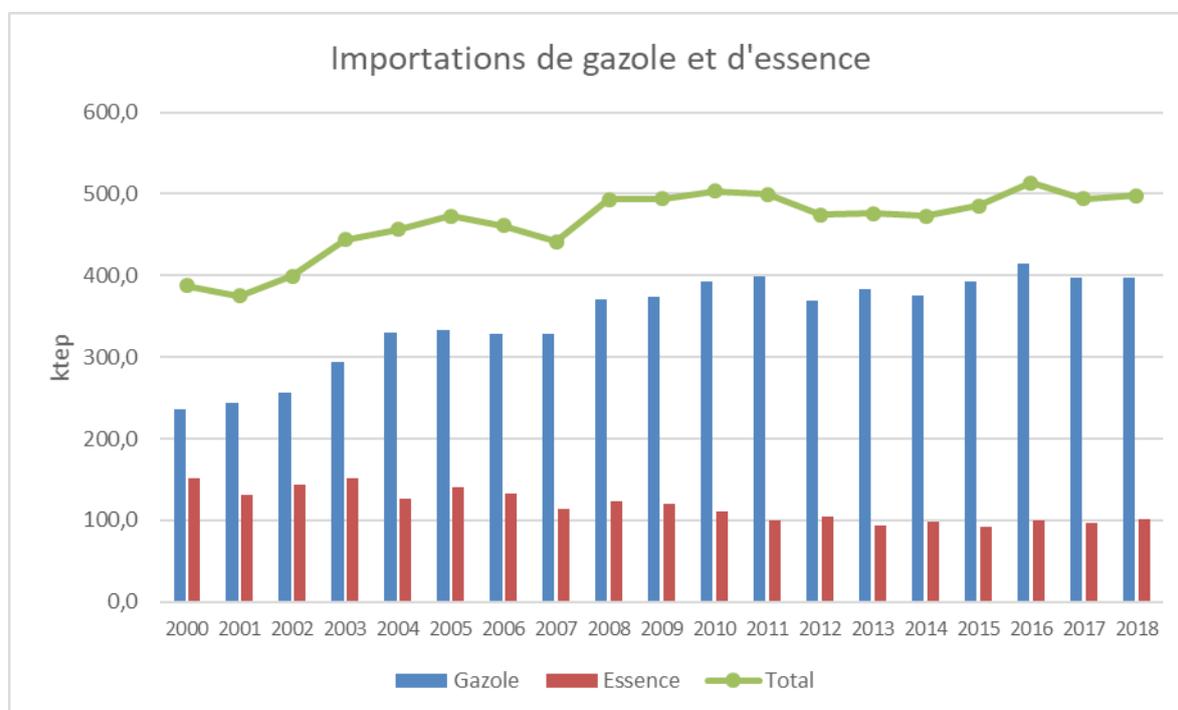


Illustration 8: Evolution des importations de carburants – Source : oer

## A.1.1 – Le secteur du transport

### Consommation des carburants

#### Evolution de la consommation dans le secteur du transport

En 2018, la consommation dans le secteur du transport était de 672,0 ktep, avec une répartition suivante :

- 66 % pour le secteur du transport routier ;
- 32 % pour le secteur du transport aérien ;
- 2 % pour le secteur du transport maritime.

Les variations de la consommation de carburants du transport sont fortement influencées par celles du secteur aérien (davantage de variabilité sur le transport aérien)

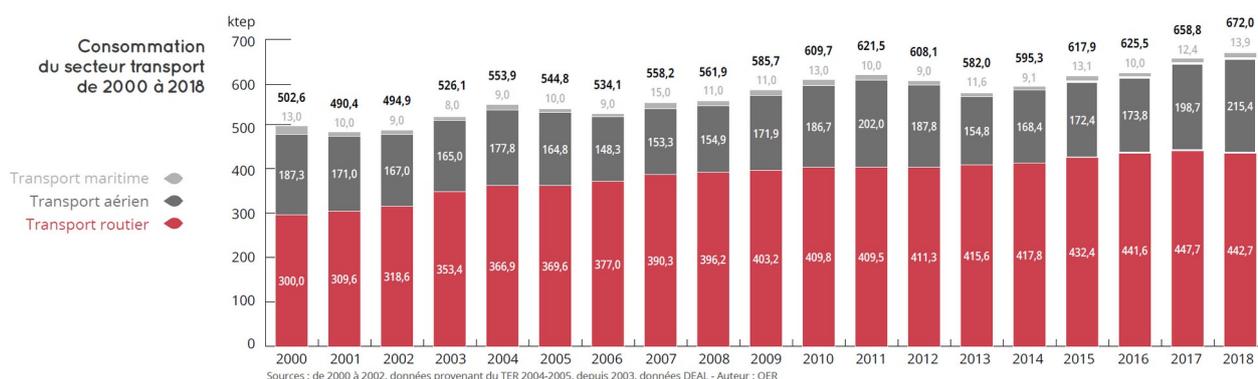


Illustration 9: Evolution de la consommation du secteur transport – Source : BER 2018 éd. 2019

- *Evolution de la consommation des carburants*

En 2018, la consommation des transports routiers était de 442,7 ktep. La consommation du secteur transport routier est en constante augmentation depuis 2000, sauf entre 2017 et 2018 où une baisse a été observée à cause des mouvements sociaux de novembre 2018.

La part du sans-plomb dans les carburants routiers a chuté sans discontinuer depuis le début des années 2000 jusqu'en 2014 (environ 1/4 de sans-plomb), où une légère inflexion au profit du sans-plomb semble commencer à se dessiner depuis.

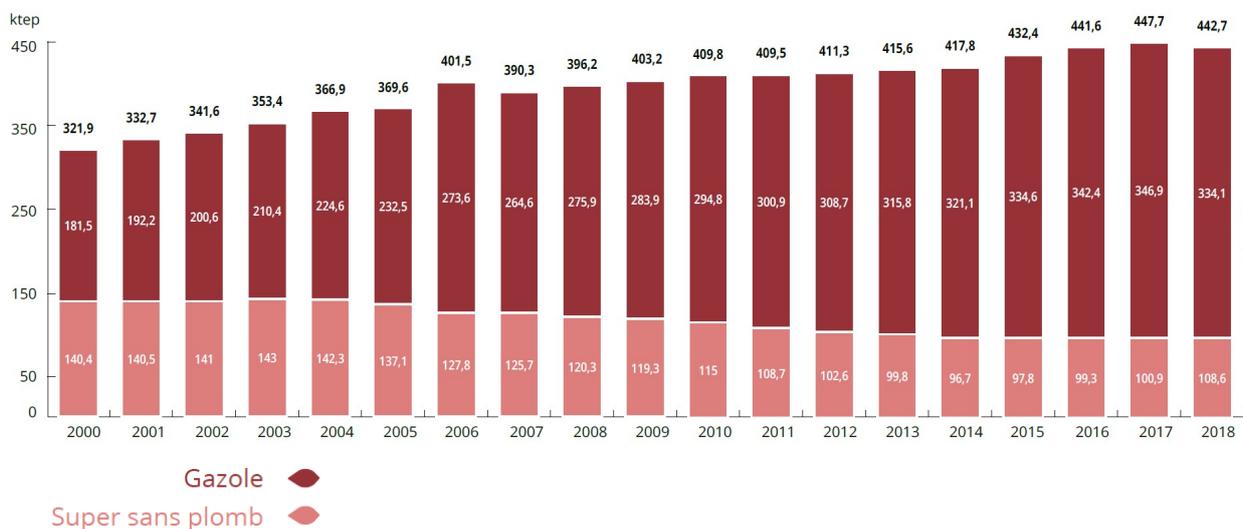


Illustration 10: Evolution de la consommation de gazole et de sans-plomb – Source : BER 2018 éd. 2019

Il y a lieu de rappeler que le secteur du transport routier consomme 99 % de combustibles fossiles.

La part des véhicules électriques est encore marginale, d'autant qu'il n'est pas possible d'avoir un suivi exhaustif de recharges à l'énergie « propre » (bornes de recharge alimentées par des centrales photovoltaïques).

### **Contexte du système de transport de La Réunion**

Le tableau ci-dessous permet de mesurer l'évolution du parc de véhicules hybrides et électriques réunionnais de 2006 à 2018.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Variation 2017/2018 (%)
Voitures hybrides non Rechargeables	38	120	202	422	685	960	960	1 671	2 385	3 122	3 897	4 635	5 592	+ 21%
Voitures hybrides Rechargeables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105	215	379	528	+ 39%
Voitures électriques	0	0	0	0	6	12	12	62	123	227	334	589	921	+ 56%
<b>ENSEMBLE</b>	<b>38</b>	<b>120</b>	<b>202</b>	<b>422</b>	<b>691</b>	<b>972</b>	<b>972</b>	<b>1 733</b>	<b>2 508</b>	<b>3 454</b>	<b>4 446</b>	<b>5 603</b>	<b>7 041</b>	<b>+ 26%</b>

Tableau 5: Evolution du parc de véhicules hybrides et électriques – Source : BER 2018 éd.2019

Cette évolution, bien qu'encore modeste, demande cependant une stratégie d'accompagnement du déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, en adéquation avec les spécificités de La Réunion et prenant en compte le caractère encore largement carboné de la production électrique.

En 2019, les immatriculations de voitures particulières neuves progressent de 5,2 % à La Réunion après une augmentation de 3,3 % en 2018, et atteignent leur plus haut niveau depuis 20 ans (27 500). Cette hausse profite principalement aux voitures à essence. Les véhicules diesel sont en perte de vitesse. Ils ne représentent désormais qu'un tiers des immatriculations neuves (36,5 % pour 64 % il y a 4 ans). Le nombre de voitures hybrides et électriques connaît sa plus forte augmentation, et leur part dans les nouvelles immatriculations passe à 7,6 %. Le marché des autres catégories de véhicules est également en hausse en 2019 (+ 9 %) après un léger recul en 2018 (- 2,6 %). Les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> des véhicules neufs sont en hausse en 2018 et 2019, les véhicules de moyennes et grosses cylindrées étant davantage achetés, et se rapprochent de celles des véhicules neufs immatriculés en métropole. En 2019, le parc de voitures particulières de moins de seize ans à La Réunion est estimé à 360 000 véhicules en circulation. (source DEAL, Chiffres et statistiques Transport, juillet 2020).





**Le Conseil Régional** : autorité organisatrice des transports interurbains (transfert de la compétence « transports et mobilité » du Conseil Départemental effectif depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017).

**Les cinq intercommunalités** : autorités organisatrices de la mobilité, en charge de l'organisation du transport urbain sur leurs territoires.

**Le Conseil Départemental** : autorité organisatrice du transport scolaire handicapé.

Le Syndicat Mixte des Transports de la Réunion (SMTR) est quant à lui en charge de la coordination des offres de transports, de l'harmonisation de la tarification et de l'information voyageurs.

Illustration 12: Répartition de l'organisation du transport public – Source : Région Réunion

Dans un souci de cohérence et d'optimisation des moyens, la création d'une autorité organisatrice unique en charge de l'exploitation de tous les réseaux de l'île sera étudiée, pour mutualiser les investissements, en vue d'harmoniser et d'optimiser l'offre des réseaux de transports pour l'utilisateur final.

Par ailleurs, la loi d'orientation de la mobilité n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 consacre la Région comme « chef de file de la mobilité » ; elle lui impose un rendu public annuel de sa politique en lien avec les différents partenaires.

### **Mode de déplacement et part modale**

En matière de transports et de mobilité, l'île est marquée par une forte prédominance de la voiture individuelle comme mode de déplacement des Réunionnais, associé à :

- des besoins croissants de mobilité, tant pour les voyageurs que pour les marchandises ;
- un réseau routier difficilement extensible du fait de la morphologie de l'île et de l'urbanisation ;
- l'engorgement des axes routiers majeurs, notamment en entrées et sorties des agglomérations ;
- une offre de transports en commun jugée insuffisante ;
- des solutions alternatives (vélos, transports scolaires...) qui ne concernent qu'une part résiduelle du volume global des déplacements.

La réalisation par le Syndicat Mixte des Transports de la Réunion de l'**Enquête Déplacements Grand Territoire** (EDGT) en 2016, selon la méthodologie du CEREMA, a permis d'obtenir une base de données fiable pour caractériser les déplacements des Réunionnais.

En considérant environ 2,5 millions de déplacements effectués quotidiennement du lundi au vendredi sur l'île, 1,85 millions sont réalisés par des modes motorisés (individuels ou collectifs).

C'est le motif de déplacement et non le mode de transport qui définit le déplacement. On compte un nouveau déplacement à chaque fois qu'un individu indique une nouvelle raison de se déplacer.

Selon cette enquête, les parts modales se répartissent de la façon suivante sur le territoire :

45 %	25 %	21 %	5 %	2 %	1 %	1 %
Voiture conducteur	Marche	Voiture passager	Transports collectifs urbains et interurbains	Transports scolaires et autres	Vélo	Deux roues motorisés

Tableau 6: Répartition des parts modales – Source : EDGT 2016

Par EPCI, cependant, la part des transports en commun dans les déplacements est beaucoup plus contrastée.

Le taux global de 7 % cache des disparités et souligne les limites du développement des TC selon les micro-régions.

EPCI	CINOR	CIREST	CASUD	CIVIS	TCO
Part des TC	11 %	6,3 %	4,3 %	6 %	7 %
Dont les transports scolaires	2,0 %	3, %3 %	1, %4 %	2,0 %	2,0 %

Tableau 7: Part des TC dont les transports scolaires par EPCI – Source : EDGT 2016

Ainsi la part des transports en commun dans le mode de déplacement varie selon les EPCI avec 2 contrastes extrêmes : 11 % sur le territoire de la Communauté Intercommunale Nord très urbanisé et à l'inverse 4,3 % sur le territoire de la Communauté d'Agglomération Sud qui se caractérise notamment par son caractère rural (27 % de la surface agricole utilisée de la Réunion, juste après le territoire de la CIREST), par un tissu urbain relativement diffus et par des extensions urbaines qui se développent à 65 % sur les mi-pentes et les hauts.

Cette caractéristique doit être gardée à l'esprit lorsque la problématique des transports et déplacements est analysée.

L'enquête EDGT a également révélé que le taux de motorisation des Réunionnais est plus bas que celui de la Métropole : le taux de motorisation moyen est de 1,08 voiture par ménage, quand la moyenne des autres Enquêtes Déplacements Grand Territoire récentes s'élève à 1,26, loin donc de l'image d'un territoire où les ménages sont particulièrement motorisés. Cette donnée peut surprendre, car le trafic routier est déjà extrêmement dense et le réseau encombré. Avec un rattrapage du taux de motorisation au niveau métropolitain, les routes réunionnaises seraient davantage saturées. L'enjeu est donc bien de développer une offre de transports alternative à la voiture individuelle.

L'accroissement du trafic automobile et les mutations urbaines ont un impact direct sur l'évolution des comportements individuels et collectifs. En effet, **au-delà d'une répartition modale largement en faveur de la voiture particulière, à la Réunion, plus de 39 % des déplacements en voiture font moins de 3 km** et plus de 12 % font moins de 1 km. Ainsi, un des enjeux majeurs pour le territoire est de concentrer les politiques publiques de transports sur ces courtes distances afin d'œuvrer pour l'utilisation par les usagers des modes actifs (vélo ou marche) et les transports en commun.

L'enquête EDGT 2016 a également révélé que les personnes en situation d'handicap réalisent 2,2 déplacements par jour et par personne contre 3,35 pour l'ensemble de la population. Le taux de motorisation est de 0,73 véhicule par ménage contre 1,08 pour la population en général.

## Évolution de la demande de transport :

### **Projections de la demande de transport**

En 2017, la Région Réunion a fait réaliser un modèle multimodal des déplacements. Son exploitation lui permet de consolider la planification des investissements dans le domaine du transport.

La simulation de la demande de transport à 2025 et 2035 est la suivante :

	2016	2025	2035
Nombre de déplacements	2 436 000	2 465 000	2 525 000
Variation (par rapport à 2016)		+ 1,2 %	+ 3,7 %

Tableau 8: Projections de demande de transports – Source : simulation modèle multimodal de la Région Réunion

Ces projections basées sur des hypothèses d'évolutions socio-économiques indiquent une augmentation du nombre de déplacements de l'ordre de 1,2 % en 2025 et de 3,7 % à horizon 2035 par rapport à 2016.

### **Evolution du trafic à horizon 2025**

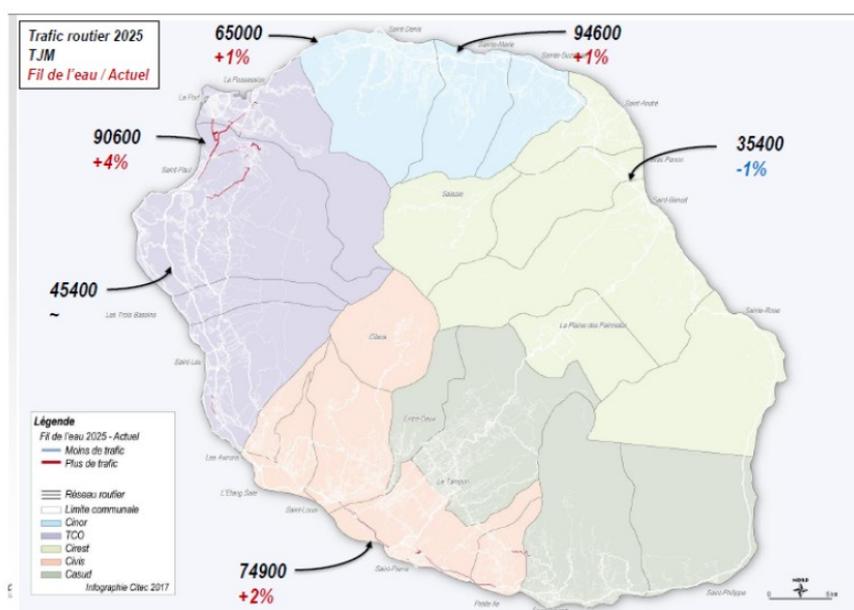


Illustration 13: Evolution du trafic à horizon 2025 (projections)- Source : Région Réunion

D'après les projections de la Région, en 2025 le trafic resterait stable de l'est au nord-ouest et continuerait d'augmenter dans l'ouest.

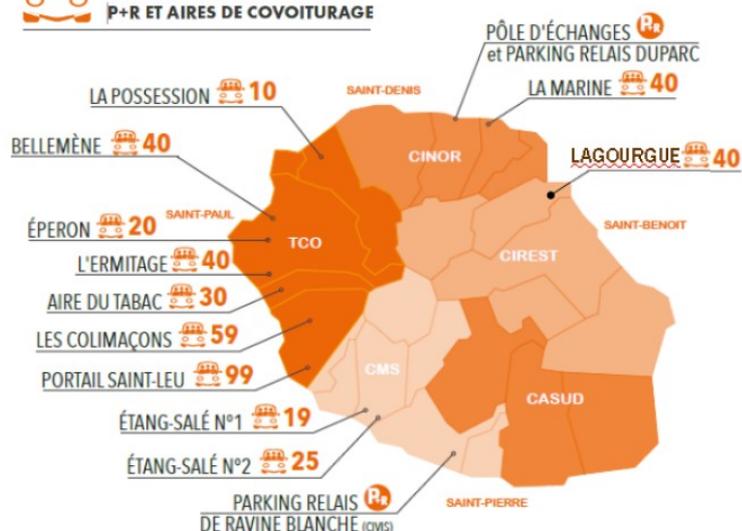
### **Le déploiement de l'intermodalité :**

Via la réalisation de pôles d'échanges et d'aires de covoiturage prévue comme ci-après :  
 À mi-2018, la totalité des pôles d'échanges et des parkings relais cartographiés ci-dessous sont réalisés, à l'exception du projet de la CIREST dont les travaux en cours seront achevés fin 2021.  
 Au total, à fin 2018 cela représente :

- 11 aires de covoiturage
- 462 places de stationnement
- 2 parkings relais aux pôles d'échange clés de l'Île (Nord et Sud)

## Intermodalité : les pôles d'échanges et les aires de covoiturages

LES PROJETS  
DE TRANSPORTS RÉUNIONNAIS :  
P+R ET AIRES DE COVOITURAGE



Total covoiturage:  
462 places

2 pôles d'échanges  
Et parking-relais

Illustration 30 : Parkings relais et aires de covoiturage – Source : Région Réunion

L'essor de l'utilisation systématique de la voiture individuelle n'est pas sans conséquence sur l'accroissement de la pollution atmosphérique et des émissions de gaz à effet de serre. Ainsi, d'un point de vue environnemental, l'impact induit par les transports motorisés est considérable.

### Transport routier de marchandises

Ce secteur est peu connu et ne semble pas avoir fait l'objet d'études. Il n'existe pas de données particulières. Il est difficile de distinguer la part du transport de marchandises du transport de voyageurs dans la totalité du transport routier et les consommations d'énergie et émissions de GES associées.

À l'intérieur de l'île, le transport des marchandises ne bénéficie d'aucun dispositif et d'aucune infrastructure particulière. Les flux voyageurs et marchandises sont rassemblés sur les mêmes infrastructures routières. L'impact de ce secteur est donc mesuré suivant le prisme global du transport routier.

Pourtant, les chiffres du Grand Port Réunion sont éloquentes : pour l'année 2016, près de 5 500 000 tonnes de produits et matériaux ont été débarqués du port de la Rivière-des-Galets. A cela s'ajoute le fret aérien dans de moindres proportions.

Les flux de transport routier de marchandises sont très mal connus en outre-mer. Les grandes enquêtes diligentées chaque année en Métropole n'existent pas à La Réunion. En 2011, l'observatoire énergie de La Réunion a lancé une étude sur ce thème. L'étude n'a pu aboutir faute de données.

## A.1.2 – Électricité

### Evolution de la consommation électrique entre 2005 et 2018

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018**	
<b>Consommation d'électricité en GWh</b>	<b>2 059</b>	<b>2 152</b>	<b>2 244</b>	<b>2 317</b>	<b>2 388</b>	<b>2 467</b>	<b>2 499</b>	<b>2 540</b>	<b>2 555</b>	<b>2 604</b>	<b>2 657</b>	<b>2 709</b>	<b>2 746</b>	<b>2 724</b>	
Tarif bleu	Nombre de clients	291 678	299 693	308 521	318 481	328 015	336 104	342 828	350 388	355 544	366 093	368 957	378 838	386 112	385 681
	Consommation en GWh	1 285	1 356	1 419	1 629	1 688	1 753	1 811	1 684	1 649	1 695	1 737	1 778	1 805	1 793
Tarif vert	Nombre de clients	1 396	1 400	1 435	1 498	700	1 019*	1 021*	1 434	1 423	1 443	1 440	1 459	1 461	1 467
	Consommation en GWh	774	796	829	688	699	714	687	856	905	902	920	931	941	931
<b>Total des clients</b>	<b>293 074</b>	<b>301 093</b>	<b>309 956</b>	<b>319 979</b>	<b>328 715</b>	<b>337 123</b>	<b>343 849</b>	<b>351 822</b>	<b>356 967</b>	<b>367 536</b>	<b>370 397</b>	<b>380 297</b>	<b>387 573</b>	<b>387 148</b>	

Source : EDF

\* N'inclut pas une partie des clients « Collectivités Locales » dû à une modification de la répartition de ces clients.

\*\*En 2018, des évolutions et des corrections ont été apportées dans la segmentation de la clientèle d'EDF.

Tableau 9: Evolution de la consommation électrique entre 2005 et 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019

Globalement, le taux de croissance de la consommation d'énergie électrique diminue depuis 2006 et est passé sous la barre des 2 % depuis 2011. Il est à noter que la consommation d'électricité a baissé pour la première fois en 2018, ce qui peut être en partie expliqué par le mouvement social de grande ampleur qui a eu lieu au mois de novembre 2018 et qui a fortement ralenti l'activité de l'ensemble de l'île pendant deux semaines. La faible récolte de canne a également impacté à la baisse l'activité des sucreries, donc leur consommation électrique. Enfin, l'utilisation de la climatisation a également probablement diminué à cause d'une année plus fraîche.

Bien que le nombre de clients augmente, la croissance de la consommation reste stable. Ceci est en grande partie lié aux différentes actions de maîtrise de l'énergie menées tant auprès des particuliers, des industriels que des professionnels et des collectivités locales. En particulier, les actions de maîtrise de la demande en électricité ont eu un impact estimé à -52 GWh en 2018.

Ci-après les courbes de charges pour des jours types :

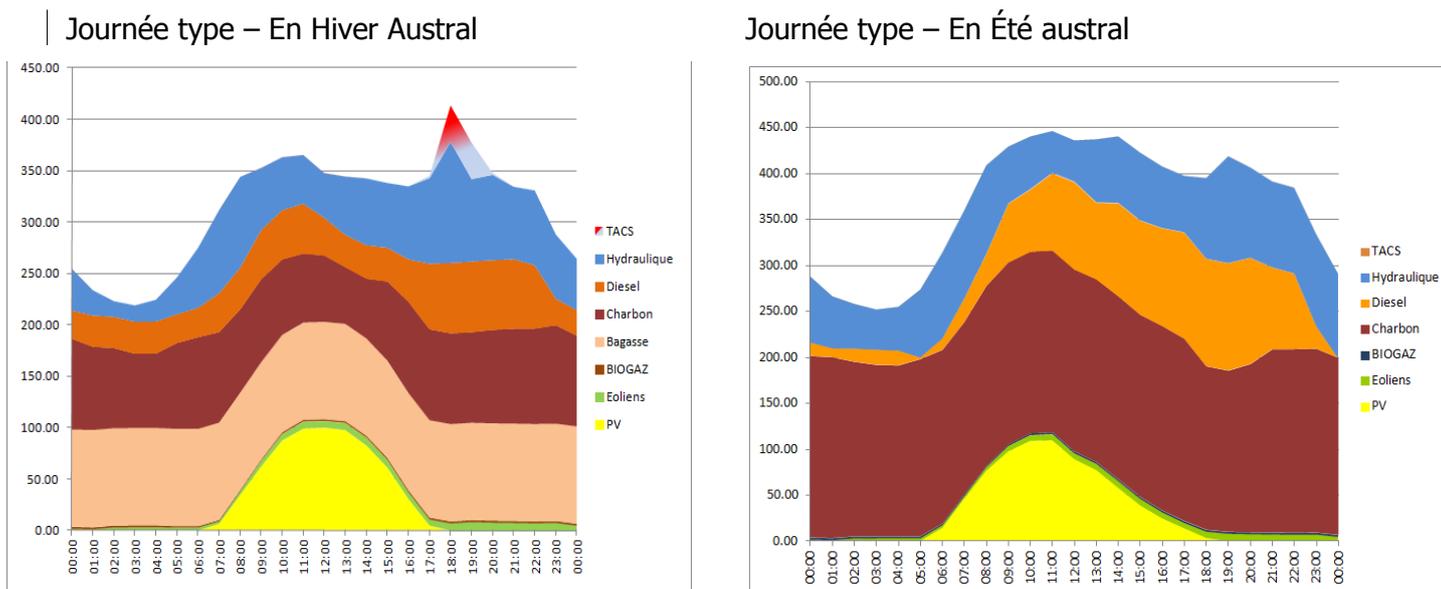


Illustration 14: Profils de production constatés – Source : EDF

La courbe de charge est caractérisée par une pointe en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques, peu d'effet climatiseurs).

## A.1.3 – Chaleur

En 2018, la chaleur correspond à environ 8 % de la consommation d'énergie finale, se décomposant de la manière suivante :

- Industriels : 42,2 ktep dont 40,1 ktep pour la production de chaleur à partir de bagasse pour les usines sucrières et 1,1 ktep pour la distillerie Rivière du Mât.
- Résidentiel / tertiaire : 23,7 ktep pour l'eau chaude solaire.
- Tous secteurs : 19,1 ktep pour le gaz butane.

## A.2 – Inventaire des émissions de gaz à effet de serre du système énergétique

Il s'agit ici des émissions de CO<sub>2</sub> (hors autres gaz à effet de serre) émis lors de la combustion des énergies fossiles. Le champ des émissions ainsi étudiées concerne l'ensemble des émissions énergétiques<sup>1</sup> (production d'électricité, transports, usages dans les secteurs agricole et industriel et résidentiel-tertiaire [gaz butane]).

À la Réunion, le CO<sub>2</sub> représente la quasi-totalité des émissions de gaz à effet de serre du secteur énergétique.

En 2018, la combustion des produits pétroliers et du charbon a émis 4 104,7 kilotonnes de CO<sub>2</sub>.

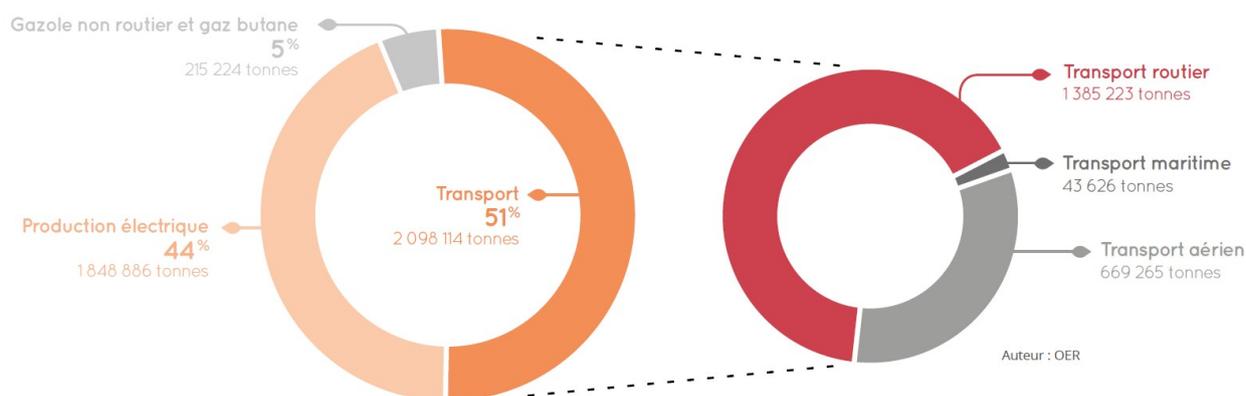


Illustration 15: Émissions de CO<sub>2</sub> issues de la combustion de produits énergétiques – Source : BER 2018 éd. 2019

Les émissions directes de CO<sub>2</sub> pour la production d'électricité déclarées par les producteurs ont été de 1 849 kilotonnes en 2018. Il est à noter que 72 % des émissions du secteur électrique sont dues à la combustion du charbon.

Le ratio moyen d'émission directe par kWh consommé, toutes sources confondues est de 679 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2018.

En 2018 pour le secteur du transport, les émissions directes de CO<sub>2</sub> ont été de 2 098 kilotonnes, dont 66 % sont dues au transport routier.

Pour le gazole non routier (secteur agricole et industriel) et gaz butane, il a été comptabilisé 215 kilotonnes de CO<sub>2</sub>.

## A.3 – Cadre législatif et réglementaire de la Réunion

### A.3.1 – Dispositions spécifiques 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) et les collectivités d'Outre-Mer (COM / Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon).

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.

1. Les gaz à effet de serre produits dans les autres processus ne sont pas comptabilisés ici (utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie ; agriculture, traitement de l'eau et des déchets, gaz fluorés)

À la Réunion, 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.

En revanche, la production électrique ne rentre pas dans le champ du monopole d'EDF.

En France, selon le principe de péréquation tarifaire, l'État a mis en place des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur l'ensemble du territoire. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole. 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 les charges de service public de l'énergie (CSPE).

La loi relative à la transition énergétique prévoit pour les départements d'Outre-Mer de parvenir à l'autonomie énergétique en 2030 avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergie renouvelable en 2020.

La délibération du 2 février 2017 de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a étendu le périmètre des charges de service public de l'énergie (CSPE) aux coûts supportés dans les ZNI par le fournisseur historique du fait de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE), dans la limite des surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter. Par délibération de janvier 2019 la CRE a adopté le cadre de compensation CSPE applicable à la Réunion.

### A.3.2 – Compétence énergie, habilitation énergie

La Réunion ne dispose pas d'habilitation en la matière.

### A.3.3 – 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'environnement et d'aménagement à travers notamment les documents d'urbanisme.

La loi de transition énergétique supprime le PRERURE (Plan Régional des Énergies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie).

La stratégie nationale bas-carbone constitue la feuille de route pour réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la France. La SNBC révisée est adoptée par décret du 21 avril 2020. Elle vise la neutralité carbone et la réduction de l'empreinte carbone de la consommation des Français à l'horizon 2050. Elle fixe des plafonds d'émissions par secteur et par gaz à effet de serre à travers les budgets carbone et définit un objectif intermédiaire de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 par rapport aux émissions de 1990. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité (énergie, transport, bâtiments, industrie, agriculture et le secteur des terres) la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable.

Le code de l'environnement (en son article L222-1 B) précise que « L'État, les collectivités territoriales et leurs établissements publics respectifs **prennent en compte** la stratégie bas-carbone dans leurs documents de planification et de programmation qui ont des incidences significatives sur les émissions de gaz à effet de serre. » Le lien de prise en compte signifie que la SNBC ne peut être ignorée.

**Pour approfondir :**

Les orientations de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) en cohérence avec la PPE Réunion :

- Orientation B 1 : guider l'évolution du mix énergétique sur la phase d'usage des bâtiments existants et neufs vers une consommation énergétique totalement décarbonée :

- en outre-mer :
  - le solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire, pour limiter la demande en électricité ;
  - le photovoltaïque pour les autres besoins en électricité.

- Orientation B 2 : inciter à une rénovation de l'ensemble du parc existant résidentiel et tertiaire afin d'atteindre un niveau BBC équivalent en moyenne sur l'ensemble du parc :

- en outre-mer :
  - les rénovations viseront particulièrement à limiter la demande en climatisation en protégeant les bâtiments du rayonnement solaire

- Orientation E 1 : Décarboner et diversifier le mix énergétique notamment via le développement des énergies renouvelables (chaleur décarbonée, biomasse et électricité décarbonée)

- Poursuivre et accentuer les actions en faveur du développement des énergies renouvelables et de récupération (chaleur et froid et électricité)
- S'assurer que les moyens de production thermique évoluent vers des solutions d'origine renouvelable, dans les cas où cette évolution s'avère pertinente d'un point de vue économique et environnemental
- Développer très fortement la mobilisation de la ressource en biomasse, dans des conditions environnementales et économiques optimales, dans le respect de la biodiversité, en privilégiant les usages matériaux et en veillant à l'efficacité des filières, y compris dans la valorisation énergétique (cf. la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse : résidus de cultures, effluents d'élevage, déchets notamment des filières forêt-bois, et autres résidus), en privilégiant les usages régionaux ou locaux et en prenant en compte les impacts du changement climatique, y compris sur la ressource en eau.

- Orientation E 3 : préciser les options pour mieux éclairer les choix structurants de long terme, notamment le devenir des réseaux de gaz et de chaleur :

- Point de vigilance :
  - Se référer à la PPE de métropole continentale pour les recommandations environnementales spécifiques à ce sujet. Dans les territoires d'Outre-Mer, les cultures énergétiques ne doivent pas venir se substituer aux cultures alimentaires
  - Étudier et anticiper, dans le cadre des Programmations Pluriannuelles de l'Énergie, les besoins supplémentaires éventuels en termes de flexibilité et de stockage induits par le développement des énergies décarbonées

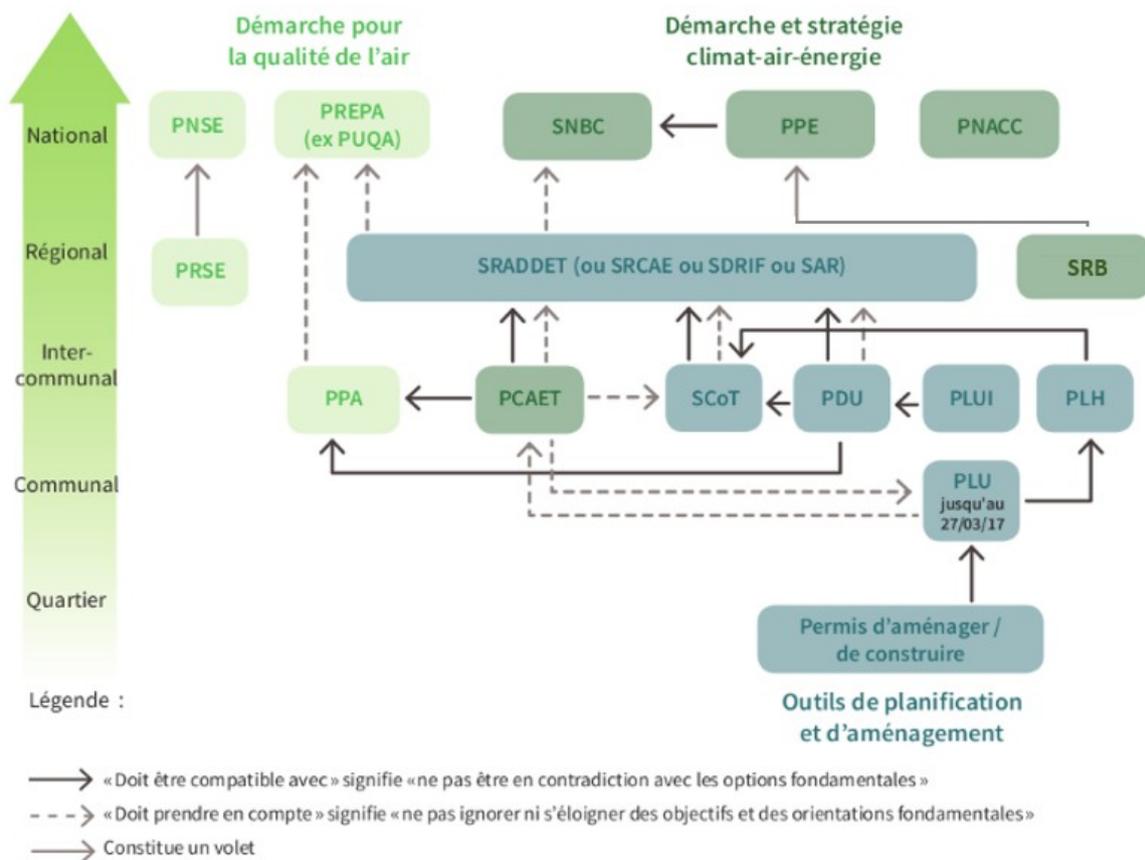


Illustration 16: Schéma d'articulation des différents documents existants

Le livre bleu Outre-Mer publié par le Gouvernement le 28 juin 2018 et le plan de déploiement de l'hydrogène sont pris en compte pour partie dans la PPE. La problématique des transports en commun reste prioritaire sur le territoire de La Réunion. L'État accordera une priorité particulière aux projets de transports en commun en site propre et aux pôles d'échanges multimodaux dans la future programmation des infrastructures 2018-2022. La nécessité de soutenir le développement des transports en commun outre-mer se traduira également par l'engagement de travaux avec la Commission en vue de créer une aide spécifique européenne aux transports dans les RUP afin de compenser l'éloignement de ces territoires et leur non éligibilité aux aides allouées au développement des « corridors prioritaires ».

La PPE remplace le volet « énergie » du SRCAE.

Lors de la révision du SAR, les thématiques énergie-climat et transport seront intégrées au nouveau document.

**Le SRCAE (Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie)**

Le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) a été introduit par l'article 68 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement. Il a pour objectifs, aux horizons 2020 et 2050, de fixer :

- les orientations permettant d'atténuer les effets du changement climatique et de s'y adapter, notamment en définissant les objectifs régionaux en matière de maîtrise de l'énergie ;
- les orientations en termes de qualité de l'air permettant de prévenir ou de réduire la pollution atmosphérique ou d'en atténuer les effets ;
- les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en matière de valorisation des potentiels énergétiques du territoire.

Co-élaboré par l'État et la Région il décline les objectifs de la politique énergétique et climatique spécifiques pour les départements d'outre-mer.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 a mis en place la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), dont on peut noter pour les zones non interconnectées (ZNI) au territoire métropolitain continental comme la Réunion. L'élaboration, la révision ou la modification de la PPE vaut actualisation du volet énergie du SRCAE. Le schéma régional biomasse (SRB) intègre également le SRCAE en tant que plan de développement de la biomasse de la PPE. De plus, dans les ZNI, les orientations en matière de climat, air et énergie du SRCAE ont vocation à intégrer le schéma d'aménagement régional (SAR) lors de sa prochaine révision.

À l'échelon infra régional, le SRCAE et la PPE sont des documents de référence pour l'élaboration des plans climat air énergie territoriaux (PCAET) portés par les cinq établissements publics de coopération intercommunale de la Réunion.

## **A.4 – Coûts de référence des énergies de l'île**

### **A.4.1 – Coûts de production de l'électricité à la Réunion**

Le coût de production de l'électricité à la Réunion correspond au coût des contrats d'achat payés par EDF SEI, gestionnaire du réseau. Ces coûts sont détaillés par type d'énergie pour l'année 2018 dans le document publié par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) concernant les charges de service public constatées au titre de 2018.

<b>Type d'énergie</b>	<b>Quantité produite (GWh)</b>	<b>Coût (M€)</b>	<b>Coût moyen (€/MWh)</b>
Bagasse-charbon	1 259,6	254,1	201,7
Thermique	805,2	202,5	251,5
Hydraulique	2,0	0,2	100,0
Eolien	12,8	1,5	117,2
Biogaz	12,7	1,2	94,5
Photovoltaïque	238,4	111,7	468,5
<b>Total</b>	<b>2 330,6</b>	<b>571,2</b>	<b>245,1</b>

Tableau 10: Coûts de production de l'électricité 2018 – Source : CRE, CC'18

L'électricité a coûté en moyenne 245,1 €/MWh à produire à la Réunion en 2018, avec de grandes variations suivant le type d'énergie utilisée : l'électricité à partir du biogaz est la moins chère à produire, tandis que l'électricité d'origine photovoltaïque est la plus chère.

Ces coûts sont variables d'une année sur l'autre, en raison des variations des coûts des matières premières (charbon et produits pétroliers) ainsi que des contraintes liées au mix électrique. Le coût moyen de la production au charbon a fortement augmenté sur les dernières années, avec des investissements en matière de mise aux normes sur les émissions de fumées, l'augmentation du coût des combustibles et de la taxe carbone.

Il est à noter que le coût moyen du photovoltaïque reste élevé en raison des tarifs plus élevés appliqués avant 2010 (cf.annexe 4). Pour autant, ce coût a fortement chuté : dans le dernier appel d'offres ZNI, auquel La Réunion émarge, le prix moyen constaté est de l'ordre de 80 €/MWh pour les projets au sol sans stockage et de 104 à 119 €/MWh pour les projets en toiture sans stockage, en fonction de la puissance.

## A.4.2 – Coûts d’approvisionnement en énergies fossiles à la Réunion

Le tableau ci-dessous montre l’évolution du coût des importations de combustibles fossiles entre 2008 et 2018.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Montant total des importations d’énergie (M€)	591	396	517	670	712	489	461	359	310	366	431
Gazole non routier et carburant routier (M€)	438	290	386	500	535	353	325	245	206	235	296
Charbon (M€)	<i>66</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>73</i>	<i>73</i>	55	49	47	39	56	53
Fuel lourd / gaz butane (M€)	<i>87</i>	<i>48</i>	<i>67</i>	<i>95</i>	<i>91</i>	81	87	66	65	75	82
€/MWh d’énergie primaire importée	44,8	28,3	36,6	44,7	51,4	36,4	33,9	24,9	21,2	25,6	29,8

Tableau 11: Coût des importations d’énergies fossiles de 2008 à 2018 – les données en italique sont des estimations sur la base du TER 2014 – Sources : INSEE, douanes et Bilans Énergétiques de la Réunion, Observatoire Énergie Réunion

La facture des combustibles importés pour le transport, qui représentait environ 3/4 de la facture totale jusqu’en 2012, est en baisse entre 2012 et 2017 et à nouveau en augmentation en 2018. Les combustibles pour le transport représentent environ 2/3 de la facture totale des importations de combustibles fossiles depuis 2015.

Une forte variabilité interannuelle est constatée mais le montant total des importations d’énergie ainsi que le coût unitaire du MWh importé était en baisse entre 2012 et 2016 mais repart à la hausse depuis 2017.

|

## **B – ÉVOLUTION DE LA DEMANDE** **ET OBJECTIFS DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ**

| Les objectifs de MDE sur le transport sont traités en partie F.



## B.1 – Évolution de la demande en électricité

Le développement de l'activité, la démographie, la croissance du nombre des ménages et l'évolution des modes de vie (taux d'équipement des ménages) contribuent à l'augmentation de la demande d'électricité.

Le code de l'énergie (article L. 141-5) prévoit que la PPE s'appuie sur le Bilan Prévisionnel (BP) élaboré par le gestionnaire du système électrique.

La PPE se base sur la trajectoire de consommation du scénario AZUR du BP 2019 – 2020 d'EDF.

### B.1.1 – Hypothèses considérées pour le scénario AZUR du BP 2019 – 2020 EDF

Les principales hypothèses d'évolution de la demande du scénario AZUR sont présentées en annexe 3 (croissance démographique, croissance économique, taux d'équipement des ménages en climatisation et eau chaude sanitaire).

#### Véhicules électriques

	2018	2023	2028
Parc VE / VHR	1 511	10 566	33 704
% parc total	0,34 %	2,3 %	7 %
% ventes annuelles	1,7 %	6 %	10 %
Consommation annuelle (GWh/an)	3,4	24,1	72
Taux de pilotage des bornes de recharge	-	nd	40 %

Tableau 12: Projection véhicules électriques – Source : EDF – BP 2019-2020

Dans les scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel, la notion de pilotage recouvre deux aspects. D'une part, elle intègre le déplacement naturel qui s'opère vers les heures méridiennes lorsque des bornes publiques sont disponibles, ou lorsque les salariés sont incités à charger leur véhicule personnel sur leur lieu de travail. D'autre part, elle prend en compte la mise en place de dispositifs sur les bornes pour optimiser la recharge en fonction du signal réseau fourni par EDF ou des plages tarifaires heures pleines / heures creuses.

### B.1.2 – Hypothèses d'évolution de production injectée

	2019	2020	2021	2022	2023	2028
Energie moyenne * (GWh)	3 000	3 024	3 049	3 077	3 105	3 332
Pointe moy. sur 1h (MW)	481	484	488	492	495	530

\* Les volumes indiqués correspondent à une consommation sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février

Tableau 13: Hypothèses d'évolution de production injectée et puissance de pointe moyenne injectée – Source : EDF – BP 2019-2020 – Scénario AZUR

Toutes choses égales par ailleurs, la consommation est plus importante de 8 MW environ lorsqu'il fait un degré Celsius de plus, notamment du fait de la consommation supplémentaire des climatisations.

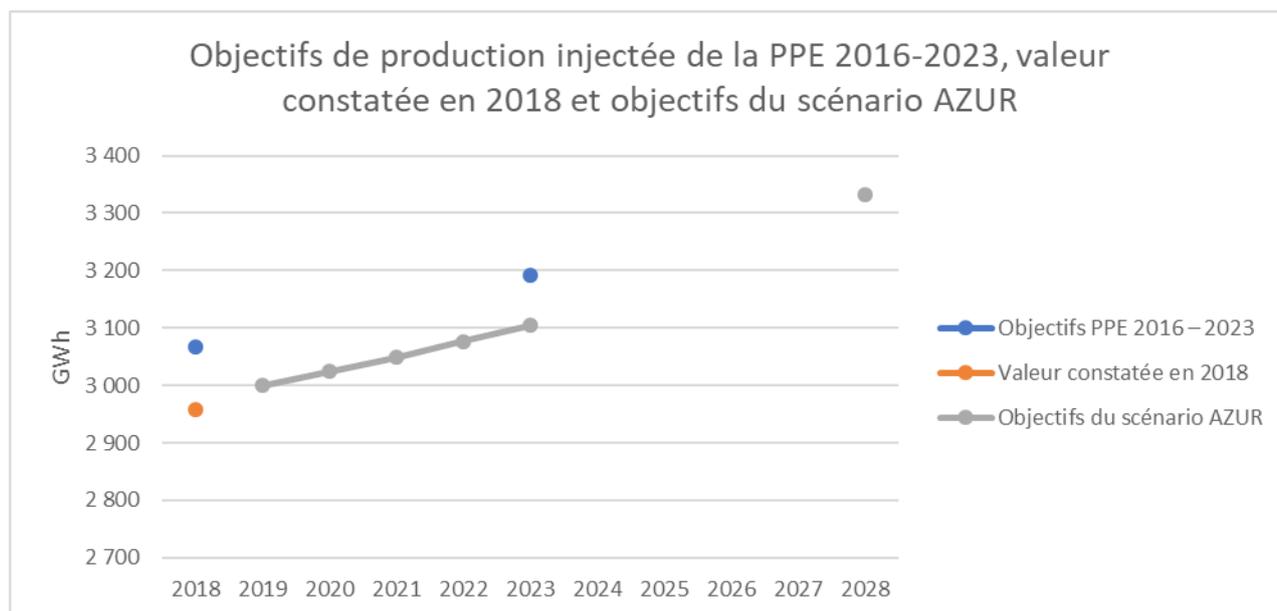


Illustration 17: Objectifs de production injectée de la PPE 2016-2023, valeur constatée en 2018 et hypothèses du scénario AZUR<sup>2</sup>

La PPE 2016-2023 portait un objectif de consommation de 3 192 GWh en 2023 en s'appuyant sur le scénario MDE ++ du BP 2013. Le scénario AZUR se montre un peu plus ambitieux grâce notamment au nouveau cadre de compensation et au fait que la production sur la période 2014-2018 était inférieure aux objectifs entérinés par la PPE.

## **B.2 – Actions supplémentaires de maîtrise de la demande d'électricité**

Les actions supplémentaires, notamment définies dans le cadre de compensation CSPE, contribueront à l'accélération de la maîtrise de la demande en électricité sur la période 2019-2028. Ces actions sont prévues sur les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel. Y contribueront également les projets de grande ampleur (infrastructures), les évolutions technologiques (compteur communiquant et monitoring) et les actions des acteurs obligés en Certificats d'Économie d'Énergie (dans le tertiaire et l'industrie en intégrant le système de management de l'énergie), au-delà des évolutions déjà bien ancrées portant sur la consommation électrique des ménages.

<sup>2</sup> La rupture de pente entre les deux périodes 2019 à 2023 et 2023 à 2028 est due aux hypothèses d'évolutions de la consommation des véhicules électriques, de la consommation électrique et de la MDE

- La consommation des VE croît de façon « quasi exponentielle » sur la période 2019/2028, ce qui entraîne un poids plus important sur la consommation en fin de période qu'en début.
- D'autres éléments amènent une « légère accélération » de la consommation entre 2023 et 2028 dans le Bilan Prévisionnel : intensité énergétique du secteur marchand hors agriculture etc

Le Comité MDE de La Réunion, composé de l'Ademe, la Région Réunion, la DEAL et EDF, mis en place pour établir le cadre territorial de compensation CSPE, a permis de définir des actions MDE très volontaristes et réparties par segment de marché.

On considère dans la suite de cette partie B que les actions de MDE à destination du résidentiel et petits professionnels relèvent des « actions standards » du cadre de compensation CSPE (actions les plus simples, répliquables et dont les gains énergétiques sont évalués de manière forfaitaire). Les autres actions relèvent des « actions non-standards » du cadre de compensation (Cf. détail des actions en annexe n°2 et 3).

Le cadre financier a été validé par délibération de la CRE de janvier 2019 et a été mis en œuvre à partir de mars 2019 sur le territoire. Il est à noter que d'autres facteurs contribueront également à l'atteinte des objectifs : effets de marché, réglementation, autres opérateurs, etc. Le cadre de compensation est doté d'un plan d'accompagnement qui présente notamment les actions de communication à mener pour sa mise place efficace (les principales actions sont présentées en annexe 2).

Le cadre financier peut faire l'objet d'ajustements annuels.

### **B.2.1 – Gisements de MDE dans le secteur résidentiel collectif et individuel et petits professionnels (tarif bleu) portant sur les usages énergétiques et les comportements**

Le secteur résidentiel collectif et individuel et petits professionnels est un secteur à enjeu majeur pour la Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE) de l'Île, avec 386 000 clients en tarif bleu représentant 65 % de la consommation d'électricité à La Réunion.

Au-delà des actions déjà entreprises et qui se poursuivront dans ce secteur, (Cf. Bilan en Annexe n°1) un programme complémentaire sera mené jusqu'en 2024.

Ce programme a été envisagé après analyse de différentes études sur le niveau d'équipement et les habitudes de consommation des ménages qui ont révélé une évolution des usages.

Il comprend de nouvelles actions, notamment pour contenir au mieux la croissance de la part du taux d'équipement de la climatisation au sein des ménages réunionnais.

Il propose ainsi de développer encore plus l'isolation des logements pour qu'elle se généralise, l'installation de brasseurs d'air, de chauffe-eau thermodynamiques (quand le CES ne peut se faire), le remplacement d'un ancien climatiseur par un appareil de classe A+++, la protection solaire des baies, le pack isolation/toiture performante. Le programme SARé vise à mettre en œuvre les actions du cadre de compensation, ceci par un accompagnement technique, financier et de mise en place opérationnelle de la rénovation énergétique des ménages et du petit tertiaire.

De plus, pour la forte proportion des ménages en précarité énergétique à La Réunion (74 % des ménages réunionnais éligibles au logement social dont 55 % au logement très social) et suite à des études menées auprès de ces ménages, des actions renforcées de sensibilisation (autres que SLIME) doivent être entreprises.

Parmi elles, on peut identifier l'aide au remplacement d'équipement au profit de matériels les plus performants, comme les réfrigérateurs A+++ dont l'accompagnement a commencé fin 2019, celle au remplacement de l'émblématique et incontournable marmite à riz par un modèle plus économe (de classe 1 plus performant) ou encore en proposant des aides financières abondées (offres précarité).

La liste des actions de ce programme complémentaire figure en annexe (Cf. Annexe n°2).

Sur 5 ans, ces gisements totalisent 228 GWh évités.

Les mesures liées aux CEE :

Un axe fort visant à amplifier les actions de rénovation énergétique de l'habitat a également été décidé. Ainsi des actions d'accompagnement ont été organisées autour de programmes de certificats d'économie d'énergie tels que :

- ARTMURE (Améliorer, Rénover et favoriser la Transition des Maisons individuelles pour une Utilisation Rationnelle de l'Énergie) : qui doit permettre de créer un outil et une méthode de diagnostic énergétique spécifique à La Réunion et la réalisation de 3000 diagnostics sur la période 2020-2022 ;
- SARé (Service d'Accompagnement à la Rénovation Énergétique) : qui, en lien avec les EPCI, doit permettre d'accompagner les particuliers et le petit tertiaire. Cela se traduit par des conseils de base, le diagnostic, la définition des solutions techniques et financières, la recherche des entreprises et le suivi des travaux de rénovation. Le programme doit durer de 2021 à 2023 et sera éventuellement prolongé en fonction de sa réussite.

Ces programmes s'appuieront sur les dispositifs existants notamment en matière d'aides financières pour favoriser le passage à l'acte de rénovation chez les bénéficiaires.

Dans le cadre des programmes de Certificats d'Économie d'Énergie, la Gouvernance de l'Énergie pourrait avoir pour rôle de :

- coordonner les actions de certificats d'économie d'énergie sur le territoire,
- vérifier que les actions restent bien dans le cadre de la PPE.

La Gouvernance de l'Énergie rendrait un « avis consultatif » sur les projets proposés sur le territoire de La Réunion

## **B.2.2 – Le compteur numérique, levier d'amplification de la MDE**

La modernisation des compteurs électriques est impulsée dans un cadre réglementaire européen en faveur de la transition énergétique, pour un réseau public plus performant et de meilleurs services aux particuliers, aux professionnels et aux collectivités. Cette mesure est un levier essentiel notamment pour amplifier la maîtrise de l'énergie dans tous les foyers, faciliter le développement des énergies renouvelables et accompagner l'essor du véhicule électrique sur le territoire.

Le déploiement de la pose de ces compteurs communicants est traité dans la partie infra D.1.7.

La baisse de la demande en énergie est estimée, à dire d'expert, en moyenne à 1,5 % pour les clients équipés en compteurs numériques. Cette estimation n'est pas comptabilisée dans les objectifs de MDE.

## **B.2.3 – Les actions de sobriété énergétique**

Au-delà des services de suivi de consommation qui seront développés en direction des ménages équipés d'un compteur numérique, des actions de sensibilisation continueront à être menées à la Réunion par différents acteurs du territoire, qui contribueront à faire évoluer les comportements de consommation énergétique.

### **Le service local d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME)**

Mis en place dans le cadre de la lutte contre la précarité énergétique sur l'île de la Réunion – ce dont la Gouvernance locale de l'Énergie a souhaité faire une priorité – le service local d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME) est mis en œuvre et animé par la SPL Horizon Réunion sur mandat.

Ce dispositif est co-financé par la Région et EDF dans le cadre des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE).

Il consiste à :

- établir un diagnostic personnalisé de la consommation électrique au domicile de familles identifiées comme étant potentiellement en précarité énergétique chaque année ;
- apporter un conseil à ces familles pour leur permettre d'améliorer leur situation énergétique et les orienter vers les structures adaptées ;

- leur remettre à titre gratuit des matériels leur permettant de réduire immédiatement leur consommation électrique ;
- assurer, avec l'accord des familles concernées, un suivi des consommations électriques d'un échantillon de familles pour mesurer l'impact du dispositif.

Pour mémoire, les SLIME Réunion ont concerné 14 500 ménages sur la période de juillet 2014 à décembre 2018. Il a vocation à se poursuivre dans la durée. Entre 2019 - 2020, il est prévu 11 000 visites.

### **Watty à l'école**

La sensibilisation des jeunes générations aux enjeux du développement durable et aux économies d'énergie est également indispensable pour relever le défi de la transition énergétique. C'est la raison pour laquelle EDF est partenaire de longue date de l'académie de la Réunion sur ce sujet et a développé avec elle le programme « Watty à l'école », labellisé par le Ministère de la transition écologique et solidaire.

Ce programme a été déployé dans 24 écoles réparties sur les 24 communes de la Réunion durant les années scolaires 2016 – 2017 et 2017 – 2018. Il vise à :

- sensibiliser les élèves du CP au CM2 aux économies d'énergie et d'eau ;
- les rendre acteurs de la maîtrise de ces consommations au sein de leur établissement et à leur domicile ;
- distribuer un livret d'information aux élèves invitant les parents à participer à la démarche avec leur enfant, ainsi deux économiseurs d'eau et un sachet débitmètre permettant de mesurer les économies d'eau. De plus un jeu de cartes de Watty sur les gestes économes, et un diplôme du « Parfait Économe » sont remis aux élevés pour favoriser les économies d'énergies chez les ménages.

Grâce aux comportements vertueux suite à la pédagogie apportée par le programme « Watty », une économie annuelle de 2 % de la consommation d'un foyer (sur 5 000 kWh/an) est estimée sur le territoire. L'économie annuelle moyenne est donc de 100 kWh/an par foyer.

Dans le cadre des certificats d'économie d'énergie (CEE), EDF a investi 300 000 € dans l'adaptation locale et le déploiement-pilote de ce dispositif pédagogique qui a déjà bénéficié à environ 6 000 élèves de l'Académie de la Réunion. EDF et l'Académie ont poursuivi la démarche en s'associant au SIDELEC pour financer le déploiement du programme sur les années scolaires 2018-2021 avec comme objectif de faire bénéficier 77 écoles primaires supplémentaires de l'île, soit 19 500 nouveaux élèves sensibilisés.

### **Energ'île**

À travers sa mission d'Espace Info Énergie, menée auprès de l'Ademe Réunion Mayotte et des partenaires de la SPL Horizon Réunion (Région Réunion, intercommunalités, communes...), les conseillers Info Énergie interviennent régulièrement auprès des jeunes publics Réunionnais, en milieu scolaire ou en centre de loisirs, afin de sensibiliser aux thématiques de l'énergie et du développement durable.

En effet, l'éducation à l'environnement et au développement durable fait partie intégrante des programmes de l'éducation nationale des classes de cycle 3 (CE2-CM1-CM2), depuis 2007.

C'est dans ce cadre que la SPL Horizon Réunion (anciennement ARER) a créé, avec le soutien financier du TCO, un outil pédagogique de sensibilisation, adapté à ces niveaux, et créé avec le soutien de professionnels de l'éducation (enseignants volontaires, association Les Petits Débrouillards) et du Rectorat de la Réunion.

Cet outil est basé sur des approches pédagogiques adaptées, à travers l'utilisation de phrases et images simples et colorées et sur des exemples locaux afin de fournir aux jeunes sensibilisés des références au contexte local et à leur quotidien.

L'outil pédagogique aborde les thématiques suivantes :

- la production d'énergie à la Réunion
- les énergies fossiles et leur impact
- les perspectives
- les énergies renouvelables
- la maîtrise de l'énergie : les bons gestes et les bons équipements

Depuis 2016, sur demande de la Région Réunion, cette action de sensibilisation est menée également dans les établissements secondaires afin de sensibiliser les étudiants des classes de seconde sur la thématique de l'énergie. Pour la bonne conduite de cette action, Horizon Réunion mène un partenariat avec le rectorat afin de développer des outils adaptés aux programmes des établissements secondaires.

En 2018, les actions de sensibilisation menées dans les établissements scolaires de l'île se sont traduites par la sensibilisation de 3514 élèves.

## B.2.4 – Gisements de MDE dans le secteur tertiaire et industrie

### B.2.4.1 – Secteur tertiaire

Ce secteur est composé de 5 grandes branches d'activités : commerce, bureaux, enseignement, hôtellerie, restauration et santé. Il représente de 40 % à 45 % de la consommation d'électricité de l'île (étude Artelia/IPSOS) pour les 2 usages prioritaires suivants :

- Le froid alimentaire, surtout présent dans le secteur commercial (petits et grands commerces) qui relève du process,
- La climatisation avec un impact très fort dans les secteurs bureaux, administration (les bâtiments de l'État, des collectivités, bâtiments des activités de service du secteur privé) et enseignement (université, écoles, collèges, lycées).

Les consommations électriques estimées pour le secteur tertiaire se répartissent comme suit :

Branches	Conso. Eléc finale estimée (GWh/an)	Part du secteur suivant valeur retenue	Nombre de sites estimés
Grands Commerces alimentaires	230-250	20 %	80
Grands Commerces non alimentaires	70-80	5/7 %	1900
Petits commerces Dont alimentaire	80-110	8/10 %	3400 1000
Bureaux/administration/services	280-310	25/30 %	4100
Hôtels/restaurants	140-160	10/14 %	1200
Enseignement	60-70	6 %	200
Autres éducation	35-45	3 %	600
Hôpitaux/cliniques	80-90	6/9 %	50
Autres santé	30-40	3 %	2500
Total	1100-1200	100 %	16 230

Tableau 14: Répartition des consommations électriques pour le secteur tertiaire – Source : IPSOS 2011

Remarques :

- 2 branches – le grand commerce alimentaire et les grands établissements de santé – consomment avec 130 sites autant, voire plus, que les 4 400 sites de la branche « bureaux » pourtant consommatrice principale. Ce point fondamental doit être pris en compte dans la stratégie à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs ambitieux de cette PPE. Le nombre de projets à accompagner (souvent indépendant de la taille des sites) étant un facteur limitant dans un processus d'économies d'énergie, il faudra concentrer les efforts sur les gros sites très « électro-intensifs ».
- L'ensemble des données et hypothèses ont été produites en grande partie sur la base des connaissances des acteurs que sont l'Ademe et EDF. Aussi, il semble opportun de mener une étude exhaustive qui intègre les volumes d'activités et les gains générés par les nouveaux acteurs dynamiques du territoire (autres obligés, traders, acteurs des contrats de performance énergétique) afin de mesurer l'apport de leurs actions.

La réglementation thermique a fait ses preuves dans le tertiaire en métropole avec la RT 2012. À la Réunion, il n'existe pas de réglementation thermique tertiaire. Il apparaît essentiel que cette réglementation soit mise en place au plus tôt pour atteindre les objectifs de la présente PPE.

### a) Gisements Commerce alimentaire sur 2019/2028

La forte intensité énergétique des bâtiments de la branche commerce alimentaire, avec un parc moyen situé entre 900 à 1 200 kWh/an/m<sup>2</sup>, engendre des potentiels d'économies conséquents mais atteignables. A 2023, la généralisation des solutions et des technologies expérimentées jusqu'à présent (Cf. Bilan en Annexe n°1) semble possible sur ce parc.

Grands commerces alimentaires	Taux de pénétration de la technologie chez les acteurs du secteur en 2023	% d'économie sur usage en 2023	Gisement MDE : GWh/an économisé cumulé sur le parc	
			En 2023	En 2028
Froid/ centrale cascade	15 %	5 %	Tendance	
Froid /fermeture meubles	50 %	20 %		
Éclairage/ LED	50 %	30 %		
Gestion des utilités et des consignes (GTB maître utilisé)	20 %	20 %		
Suivi du patrimoine	80 %	2 %		
<b>Total</b>			<b>30</b>	<b>44</b>

Tableau 15: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur du commerce alimentaire – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par eux sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces pressenties

Études à mener :

- Assurer un suivi de la diffusion des technologies présentées dans ce secteur tous les 2 ans et demander une consolidation du ratio établi, aisément traçable.

Pour le reste du secteur commerce, (8 % de consommation estimée sur 4 400 sites), son caractère diffus et sa grande variété d'activités impliquent qu'il sera traité par la filière « standard », notamment avec les offres climatisation et éclairage.

### b) Gisements secteur Bureaux sur 2019/2028

Remarque : Branche la plus consommatrice du secteur tertiaire, avec près de 11 % des consommations électriques de l'île. Le bâti est plus diversifié mais également plus resserré en consommation moyenne surfacique. Sur un parc de 4 400 sites, le spectre des consommations s'étalent de 60 à 200 kWh/an/m<sup>2</sup> et ce quelle que soit la surface utile.

La stratégie des actions MDE s'adaptera de ce fait aux 3 sous-secteurs identifiés aujourd'hui que sont le secteur diffus (petit tertiaire – traité en actions standards avec le secteur résidentiel), le grand tertiaire existant avec ses grands bâtiments existants et les opérations neuves avec ses bâtiments pilotes.

Grand tertiaire	Taux de pénétration de la technologie en 2023	% d'économie sur usage en 2023	Gisement MDE : GWh/an économisé cumulé sur le parc	
			En 2023	En 2028
Bâtiment neuf	1 %	70 %	Tendance	
Bâtiment existant gestion de la climatisation	10 %	20 %		

Bâtiment existant gestion de l'éclairage	20 %	10 %		
Action sur le bâti (toit/baies)	5 %	10 %		
Suivi du patrimoine	5 %	2 %		
Total			30	44

Tableau 16: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur bureaux – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.

Facteurs limitants :

- Le comportement d'usage pour la climatisation, nécessitant une sensibilisation des maîtres d'ouvrages et des usagers.

### **c) Gisements secteur Enseignement sur 2019/2028**

Remarque : L'enjeu de cette branche réside dans la climatisation. 50 % des consommations du secteur relèvent de 3 acteurs publics : Université, Conseil Régional et Conseil Départemental (Cf. Bilan en annexe n°1).

Université – Lycées – Collèges	Taux de pénétration de la technologie dans le parc total en 2023	% d'économie sur usage en 2023	Gisement MDE : GWh/an économisé cumulé sur le parc	
			En 2023	En 2028
Confort Bâti (protection solaire toit /mur baies)	20 %	30 %		Tendance
Brasseurs d'air				
Éclairage/ LED		30 %		
Domotique (gestion de la charge et des équipements)	20 %			
Suivi du patrimoine	100 %	2 %		
Total			5	7

Tableau 17: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de l'enseignement – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.

Facteurs limitants :

- Actions dépendantes des programmes d'investissement des collectivités et des aides/subventions disponibles.

Pour le reste du secteur éducation (2 à 3 % de consommation estimée sur 600 sites), son caractère diffus implique qu'il restera traité par la filière et les offres dites « standards » notamment sur le bâti, les brasseurs d'air, l'éclairage et la climatisation.

### **d) Gisements secteur Santé sur 2019/2028**

Remarque : Les économies générées dans ce secteur sur la période de cette PPE risquent d'être modestes. En effet, un nombre important d'établissements est en cours de construction et sera nécessaire afin de pouvoir héberger les personnes en situation de handicap ou les personnes âgées. Sa consommation pourrait même augmenter (2 %/an) .

Hôpitaux – Cliniques	Taux de pénétration de la technologie en 2023	% d'économie sur usage en 2023	Gisement MDE : GWh/an économisé cumulé sur le parc	
			En 2023	En 2028
Climatisation	5 %	15 %		Tendance
ECS	5 %	20 %		
Éclairage/ LED	30 %	30 %		
Gestion des utilités et des consignes (Régulation/pilotage des installations)	20 %	5 %		
Suivi du patrimoine	80 %	1 %		
<b>Total</b>			<b>2</b>	<b>3</b>

Tableau 18: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de la santé – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.

Facteurs limitants :

- Actions dépendantes des programmes d'investissement des clients.

### **e) Gisements secteur Hôtellerie/restauration sur 2019/2028**

Remarque : Ce secteur est très consommateur d'énergie et les pratiques en termes d'efficacité énergétique sont assez faibles.

60 % du parc possède des toitures non isolées et peu de protection solaire de baies. Les établissements sont équipés de climatiseurs individuels dans 75 % des cas, avec un taux de surface climatisé de 85 %. (Cf. Bilan en Annexe n°1).

Compte tenu de l'état énergétique de son parc, l'hôtellerie/restauration est le secteur où des marges de manœuvres conséquentes peuvent être envisagées (climatisation, eau chaude, gestion énergétique).

Hôtels – Restaurants	Taux de pénétration de la technologie en 2023	% d'économie sur usage en 2023	Gisement MDE : GWh/an économisé cumulé sur le parc	
			En 2023	En 2028
Climatisation	30 %	20 %		Tendance
Éclairage	50 %	20 %		
Utilités/process tourisme (balnéo/piscine/pompes)	10 %	50 %		
Gestion des utilités	10 %	5 %		
ECS	20 %	50 %		
Cuisson	80 %	2 %		
Froid alimentaire	20 %	10 %		
<b>Total</b>				

Tableau 19: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de l'hôtellerie-restauration – Source : des données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité des pénétrations des solutions efficaces pressenties.

Facteurs limitants :

- Mieux identifier les ratios énergétiques caractéristiques du secteur ;
- Étude à affiner pour bien valider les technologies et les potentialités d'économie dans le secteur.

## **f) Gisements Éclairage public 2019/2028**

Le potentiel d'économies d'énergie en matière d'éclairage public est basé sur les hypothèses suivantes :

- 80 000 points lumineux composent le parc public d'éclairage ;
- 100 % du parc est à rénover (hors réseaux d'alimentation et mâts) ;
- Les coûts de rénovation, toutes dépenses confondues, sont estimés à 600 €/point lumineux,
- Diminution de la consommation électrique du parc de 50 % (a minima) ;

La mise en œuvre du plan pluriannuel d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage public permettrait d'économiser :

- 16 GWh / an ;
- jusqu'à 15 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an ;
- au moins 30 % de la facture d'électricité des communes.

Cela, pour un montant d'aides évalué à 48 M€ (Cf. annexe n°1).

### **B.2.4.2 – Secteur industrie**

Les actions de MDE réalisées sur du gain système, variateur électronique de vitesse, récupération de chaleur, Haute Pression flottante<sup>3</sup> sont les plus importantes et représentent une moyenne de 9 GWh évités par an.

Il est à noter que, sur 2016 et 2017, des actions MDE ont été réalisées chez 56 % des plus gros consommateurs industriels (> 2 GWh de consommation annuelle). Sur les années à venir, les actions de MDE seront davantage orientées vers des clients à plus faible consommation, ce qui représente un nombre d'opérations plus important mais à plus faible potentiel unitaire d'économie d'énergie (Cf. Annexe n°2 sur les actions du cadre de compensation CSPE).

### **Grands projets SWAC**

Tous les acteurs du territoire attachent une importance particulière au développement de projets d'infrastructure d'envergure et innovants sur l'île pour encourager les ruptures qui permettront d'atteindre les ambitions de la PPE.

Le SWAC – Sea Water Air Conditioning – est un concept innovant de climatisation à base d'eau de mer permettant de substituer une grande partie de l'énergie électrique nécessaire à la climatisation par l'énergie thermique des mers, soit une source froide renouvelable. L'intérêt d'un tel concept est évident à la Réunion où la climatisation du tertiaire représente une part significative de la consommation électrique de l'île (plus de 15 %).

Lorsqu'il faut 1 000 kW électriques pour climatiser un espace par un groupe froid classique, il en faut moins de 100 kW par le principe du SWAC.

À ce jour, il existe 2 projets de SWAC - le « SWAC Sud » et celui dans le nord de l'île.

- **Pour le SWAC Sud** (CHU de Saint-Pierre) EDF et l'Ademe ont cofinancé la réalisation de toutes les études techniques et aidé à la recherche de la maîtrise d'œuvre la plus compétente pour faire aboutir le projet qui prévoit :
  - pompage de l'eau fraîche à 1 000 m de profondeur et circulation dans des échangeurs thermiques en surface, puis rejet à 50 m de profondeur ;
  - 6,6 MW froid en substitution de consommations électriques associées à la climatisation de l'hôpital de Saint-Pierre (28 GWh f/an), représentant **un gain net pour le système électrique réunionnais d'environ 9 GWh électriques /an.**
- **Un autre projet de SWAC est à l'étude.** Suite à l'abandon du projet de 40 MWf du « SWAC Nord », la réflexion se porte désormais sur un nouveau projet, de taille plus petite (5 – 7 MWf), pour alimenter les besoins de l'aéroport Roland Garros.

---

3. La régulation par *HP flottante* permet de faire des économies de consommation électrique en réduisant l'intensité absorbée par les ventilateurs

L'estimation des besoins qui a fait l'objet d'une étude de préféabilité indique un volume de froid compris entre 10 et 15 GWh/an, pouvant donc conduire à un gain de **5 GWh électriques /an**. Des études de consolidation sont nécessaires.

Il est à rappeler que ces projets innovants sont complexes à réaliser avec des incertitudes sur la capacité des porteurs de projets à les finaliser.

## **B.2.5 – Volumes du cadre de compensation et grands projets**

### **B.2.5.1 – POUR 2023**

La somme des actions listées dans les parties ci-dessus correspondant aux actions prévues dans le cadre de compensation CSPE validé en janvier 2019 (d'une durée de 5 ans) à laquelle s'ajoutent les gains des grands projets d'infrastructure tels que les SWAC permettent d'estimer les volumes de MDE suivants année par année jusqu'en 2023.

En GWhé	2019*	2020	2021	2022	2023
Cadre de compensation validé par la CRE en janvier 2019	52	57	62	69	77
SWAC (SUD)	-	-	-	-	9
Total annuel	52	57	62	69	86
Total cumulé depuis 2019	52	109	171	241	327

Tableau 20: Volumes d'économies d'électricité annuels et cumulés en GWh évités liés aux actions de MDE mises en œuvre chaque année jusqu'en 2023

\* il a été réalisé en 2019 35 GWh évités de nouvelles actions (résidentiel : 12 GWh, tertiaire – industrie : 23 GWh évités) via le cadre de compensation.

### **B.2.5.2 – POUR 2028**

Les efforts de MDE sont poursuivis à un rythme comparable à la période 2019-2023.

L'atteinte des volumes définis ci-dessus comportent une forte incertitude liée notamment :

- au rythme de déploiement des actions considérées ;
- à la mobilisation des acteurs concernés ;
- à la capacité de proposer des offres économiques compétitives ;
- à la mise en œuvre de projets fortement contraints dans le cadre des offres non-standards (investissements importants, autorisations administratives, développement technologique...) ;
- à l'adoption d'un nouveau cadre de compensation après 2024.

## **B.3 – Conclusion : des objectifs ambitieux de MDE**

L'objectif fixé par la PPE est l'atteinte de 80 % des volumes d'économie d'énergie présentés dans le cadre de compensation validé en janvier 2019.

En GWhé	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total annuel	42	46	50	55	71	35	35	35	35	35
Total cumulé depuis 2019	42	87	137	193	263	298	333	368	403	438

Tableau 21: Objectifs d'économie d'électricité annuels et cumulés en GWh évités liés aux actions de MDE mises en œuvre chaque année jusqu'en 2023

Pour la période 2024 – 2028, les efforts de MDE sont poursuivis à un rythme comparable. Le volume de MDE réalisé en 2019 étant de 35 GWh, on se fixe un objectif de MDE de 35 GWh/an supplémentaire à partir de 2024 jusqu'en 2028.

Les travaux de ces dernières années sur la MDE à La Réunion ont montré la nécessité de disposer d'un outil de suivi des objectifs et effets de la MDE.



## **C – LES OBJECTIFS DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT**

## **C.1 – Sécurité d’approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles**

Ce volet a pour objet de décrire les enjeux et les dispositifs relatifs à la sécurité d’approvisionnement énergétique. Il définit les critères de sûreté du système énergétique, notamment le critère de défaillance pour l’électricité mentionné à l’article L. 141-7.

La sécurité d’approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché.

Du fait de l’évolution des usages et des modes de vie, les Français (par conséquent à la Réunion aussi) se montrent de plus en plus sensibles à la sécurité d’alimentation et à la qualité de fourniture en énergie.

Dans le contexte de la transition énergétique, et encore plus dans les ZNI, cela se traduit par les orientations suivantes, pour les infrastructures énergétiques :

- les infrastructures doivent garder un haut niveau de fiabilité, ce qui nécessite de moderniser les plus anciennes sans que soit perdue de vue la baisse de la consommation des énergies fossiles,
- elles doivent être adaptées aux évolutions du système énergétique et s’articuler avec le développement du stockage de l’électricité ; ce, dans une perspective de diversification du mix électrique et d’interactions croissantes entre vecteurs énergétiques.

Assurer la sécurité d’approvisionnement passe notamment par la maîtrise de la demande d’énergie (MDE), dont l’accélération et le renforcement sont programmés (Cf. Chapitre B supra), par la production d’énergies décarbonées dont les énergies renouvelables, et par la diversification autant que possible des approvisionnements.

### **C.1.1 – Identification des importations énergétiques**

#### **Produits pétroliers**

La Réunion importe, par voie maritime, la totalité des carburants pétroliers qu’elle consomme, ce qui représente 538 000 m<sup>3</sup> de carburants routier (gazole et essence), 237 000 m<sup>3</sup> de carburant aérien (carburacteur ou jet) et 15 000 m<sup>3</sup> de carburants maritimes en 2017.

Quatre opérateurs pétroliers desservent la Réunion et se coordonnent au sein du groupement des importateurs pétroliers pour le transport des produits pétroliers importés depuis l’Asie (Singapour, Malaisie). En effet, les raffineries de Singapour sont les plus proches de la Réunion pouvant produire des carburants à très faible teneur en soufre, répondant aux normes européennes et françaises. À l’avenir, il semble possible qu’avec les évolutions positives de qualité des produits pétroliers produits dans la zone (Inde, Australie, Afrique du Sud), les sources d’approvisionnement de la Réunion se diversifient, mais il n’y a pas de visibilité sur ces évolutions à court terme.

L’approvisionnement en fioul lourd, pour la centrale électrique EDF PEI du Port Est, se fait principalement depuis les Émirats Arabes Unis, avec un navire principal, le Silver Amanda, qui peut être secondé par d’autres navires si nécessaire.

Pour leur approvisionnement en carburant, les navires basés à la Réunion (notamment les navires de pêches, de la Marine et de petite plaisance) peuvent s’approvisionner en gazole marine notamment au Poste 1 du port. Les grands navires de commerce desservant Le Port ne peuvent pas s’avitailer en fioul lourd à la Réunion. Ces navires bénéficient d’ailleurs d’une autonomie suffisante pour ne pas avoir besoin d’un tel service.

#### **Charbon**

Concernant le charbon, la consommation à pleine charge des unités du Gol et de Bois-Rouge sont, respectivement, de 1 200 et 1 100 tonnes par jour. Ce charbon est importé d’Afrique du Sud, auprès de quatre fournisseurs différents et par bateaux de 40 000 à 50 000 tonnes environ.

Les centrales sont constituées de 3 groupes de production chacune, qui ne fonctionnent pas de manière strictement similaire et nécessitent des types de charbon différents, avec une logistique ad-hoc.

Des stocks sont constitués sur une emprise foncière « bord à quais » au Port Est, de 100 000 tonnes environ (soit l'équivalent de 40 jours de production à pleine charge). L'arrivée des navires est programmée pour alimenter ce stock dès lors qu'il descend à la moitié de sa capacité.

Des stocks de sécurité sont également constitués sur le site des centrales. Ils ne sont utilisés qu'en dernier recours.

Ce fonctionnement permet un approvisionnement sécurisé des centrales thermiques, outils nécessaires à la sécurité électrique sur l'île.

## **Gaz**

Les sources d'approvisionnement sont très variées, pour le gaz butane (Émirats Arabes Unis, Australie, Nigeria, Arabie Saoudite et Argentine, en 2013), les opérateurs se fournissant sur le marché spot.

## **Biocombustible en substitution du fioul lourd**

Dans le cadre de la conversion de la centrale EDF PEI du fioul lourd à la biomasse liquide, EDF PEI s'engage à utiliser des produits répondant aux critères de la directive européenne RED II sur la durabilité de la biomasse et à exclure le recours à l'huile de palme.

EDF PEI envisage, en cas de rupture de la chaîne d'approvisionnement du biocombustible, de pouvoir utiliser temporairement en substitution du gazole non routier fourni par la SRPP. En effet les deux combustibles sont parfaitement miscibles et peuvent être remplacés l'un par l'autre sans problème technique.

## **Bioéthanol pour alimenter la turbine à combustion de St Pierre**

Albioma utilise actuellement du bioéthanol produit localement à partir de la distillation de la mélasse de la distillerie Rivière du Mât en 2019 pour 39 % de la production électrique et 61 % de GNR. Il est envisagé d'augmenter la part du bioéthanol à hauteur de 80 % en fonction des disponibilités locales et d'importation.

## **C.1.2 – Définition des enjeux et des contraintes pour les carburants**

La sécurité énergétique consiste à garantir un approvisionnement en produits pétroliers, à un prix compétitif. Cette notion renvoie à une variété de problématiques qui se situent à des échelles de temps très différentes :

- à long terme, l'épuisement des ressources en énergies fossiles et le besoin de lutter contre le changement climatique nécessite de diversifier le mix énergétique et de réduire la consommation énergétique et la dépendance aux produits pétroliers ;
- à moyen terme, une réalisation en temps utile des investissements est nécessaire pour permettre de satisfaire la demande en produits pétroliers ;
- à court terme, la sécurité d'approvisionnement correspond à la capacité à faire face à une interruption temporaire de l'approvisionnement en produits pétroliers, dont la cause peut être technique ou politique.

## **Les enjeux à La Réunion**

Hormis pour la centrale EDF PEI, qui dispose d'un terminal dédié à Port Est pour le fioul lourd, les autres produits importés sont transportés depuis le terminal portuaire par pipeline jusqu'au dépôt de la SRPP (Société Réunionnaise des Produits Pétroliers).

Les carburateurs sont ensuite transportés par camion jusqu'au dépôt de l'aéroport Roland Garros et les carburants routiers transportés par camion jusqu'aux stations service. À l'heure actuelle, l'aéroport ne dispose que de 36 h de stock environ pour l'avitaillement des avions.

Du fait du passage obligé des poids-lourds par la route du Littoral pour desservir la ville de Saint-Denis, l'aéroport et le Nord-Est de la Réunion, l'approvisionnement est sensible aux aléas que connaît cet axe (éboulis assez réguliers). La Nouvelle Route du Littoral (NRL) en cours de construction offrira des conditions plus sécurisées à l'horizon 2023.

Des réflexions concernant un nouveau dépôt à l'Est de l'île se poursuivent dans le cadre de l'étude stratégique d'aménagement du GIP Bois-Rouge (PPIEBR).

Il existe une obligation de stocks stratégiques pour chaque opérateur pétrolier d'outre-mer fixé par l'arrêté du 25 mars 2016 relatif aux règles de sécurité d'approvisionnement dans les DOM

### **Les capacités de stockage de carburant**

La capacité de stockage à la Réunion est d'environ 295 000 m<sup>3</sup>, dont 10 % sur les centrales électriques et 1 % sur l'aéroport Roland Garros (5 000 m<sup>3</sup>). Le dépôt principal est celui de la SRPP (Société Réunionnaise de Produits Pétroliers), au Port Ouest, d'une capacité équivalente à 118 jours de consommation.

Un projet de développement du stockage de carburéacteur est prévu à l'horizon 2025 à l'Est de l'aéroport Roland Garros, pour trois fois 3 000 m<sup>3</sup>, pour un montant estimatif de 20 M€, en remplacement de l'installation existante.

En cas d'événement majeur bloquant l'approvisionnement de carburéacteur de l'aéroport, l'avitaillement des avions desservant la Réunion pourraient se faire à Maurice, comme cela a été le cas pendant les travaux de réfection de la piste longue aéroportuaire dans la première décennie des années 2000.

### **C.1.3 – Conclusions**

Tant pour le charbon, le gaz que pour les produits pétroliers, l'approvisionnement de l'île est bien assuré.

La distribution de carburants est davantage critique avec la présence d'un seul dépôt. La desserte de l'Est et du Nord de l'Île l'est encore plus avec les aléas de la route du Littoral.

## **C.2 – Sécurité d'approvisionnement en électricité**

En matière de sécurité d'approvisionnement en électricité, le document de référence est constitué par le Bilan prévisionnel (BP) de l'équilibre offre-demande d'électricité, établi par le gestionnaire du réseau.

Garantir la sécurité du système électrique vise à éviter les risques de coupure de courant localisée ou de black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers qu'il convient de bien distinguer :

- L'adéquation des capacités de production électriques pour couvrir à tout moment la demande d'électricité, toutes deux étant soumises à des aléas,
- La sûreté de fonctionnement du système électrique, qui désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs d'électricité aux consommateurs. Ce deuxième pilier relève du gestionnaire du réseau public d'électricité mais aussi d'autres opérateurs : producteurs d'électricité, opérateurs de télécommunication, etc.

L'équilibre offre-demande du système électrique est soumis à différents risques :

- D'une part, des pointes de consommation, qui peuvent être liées à la météo... ;
- D'autre part, des fluctuations à l'échelle horaire, journalière ou hebdomadaire, aussi bien du côté de l'offre (particulièrement l'intermittence de la production renouvelable fonction des conditions climatiques...) que du côté de la demande.

La couverture de ces risques nécessite:

- De disposer de suffisamment de capacités électriques disponibles et pilotables, qu'il s'agisse de production ou d'effacement ;

- De disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique de manière à compenser ces fluctuations, grâce au pilotage de la production, de la demande, au stockage, etc.

Il est également nécessaire de prendre en compte les caractéristiques insulaires du réseau électrique.

La taille unitaire des groupes de production à La Réunion est élevée par rapport à la taille du système électrique et l'inertie du système électrique est faible. Dans un système électrique, l'inertie est apportée par les machines synchrones directement couplées au réseau. Elle dépend de la masse tournante de chacune des machines synchrones couplées. Elle permet de limiter la vitesse de variation de la fréquence. La nature des moyens de production dans les ZNI les conduit à disposer d'une inertie assez faible compte-tenu du poids de chaque moyen de production.

Les aléas qui affectent l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (perte d'un groupe de production ou d'un poste source, fluctuation de consommation et de production...) vont donc conduire à des dynamiques de variation de fréquence très rapides. L'inertie disponible est de plus amenée à diminuer avec l'augmentation des parts de production d'origine photovoltaïque ou éolienne qui n'apportent pas d'inertie au système électrique.

Par ailleurs, la taille des réseaux est limitée. Les événements qui affectent le réseau HTB à 63 kV se répercutent sur l'ensemble du système électrique. Les conséquences d'un événement qui resteraient locales en métropole, tel qu'un court-circuit HTB éliminé par les protections de réseau, peuvent donc devenir globales sur un « petit système électrique ».

Enfin, le photovoltaïque et l'éolien ont comme caractéristique commune d'être interfacés au réseau via une électronique de puissance et par conséquent de ne pas apporter d'inertie au système (même si un système de stockage y est adjoint) et ils ne peuvent donc pas contribuer à sa stabilité en cas d'aléas affectant l'équilibre entre l'offre et la demande. Un système de stockage pourrait contribuer à l'équilibre offre demande mais pas apporter d'inertie au système. Il est plus pertinent économiquement de prévoir du stockage centralisé qu'adjoint aux centrales de production.

Ces différentes caractéristiques appellent des adaptations du système électrique pour préserver la sûreté de fonctionnement.

Ces adaptations vont porter sur :

- Une meilleure tenue aux creux de tension et de fréquence de ces nouvelles installations de production pour que leur comportement soit conforme à leur part croissante dans la production d'électricité ;
- Les modes de pilotage du système pour tenir compte des nouvelles dynamiques des phénomènes ;
- Le maintien d'une inertie minimale dans le système pour conserver des dynamiques de variation acceptables, via une adaptation du programme d'appel (respect d'une contrainte en inertie) voire l'installation de matériels spécifiques apportant de l'inertie au système comme des compensateurs synchrones ;
- L'augmentation des flexibilités de production et de consommation adaptées aux variabilités de la production.

## **C.2.1 – Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement électrique à La Réunion**

Principales orientations

- Maîtriser la consommation électrique et la pointe de demande
- Disposer des capacités de production d’électricité nécessaire
- Évaluer les besoins de flexibilité du système électrique aux horizons 2023 et 2028 et développer le niveau de flexibilité adéquat pour assurer la sécurité d’approvisionnement.

### **La problématique de la pointe de consommation**

Le dimensionnement du parc de production doit permettre d’alimenter les clients à tout moment, notamment lors des pics de consommation ou d’aléas sur le système.

Les actions de maîtrise de la demande d’électricité de la PPE visent à permettre une réduction de la consommation et notamment de la pointe.

De ce point de vue, le pilotage de la charge des véhicules électriques est un enjeu essentiel (cf. paragraphe ci-dessous).

L’évolution des tarifs réglementés de vente (déploiement en cours du Tarif Transition Énergétique depuis 2018), avec une tarification plus élevée en période de pointe, devrait favoriser des reports de consommation sur des heures creuses.

Le déploiement des compteurs numériques constitue également un levier de mise en œuvre de ces enjeux.

### **Anticiper les besoins futurs de flexibilité**

Le système électrique, grâce au parc de production hydraulique et aux turbines à combustion, offre aujourd’hui la flexibilité nécessaire pour répondre aux fluctuations de court terme de l’offre et de la demande.

Cependant, la transition énergétique et tout spécialement le développement des énergies renouvelables intermittentes s’accompagnent d’un besoin croissant de flexibilité des moyens de production mais aussi de la demande à l’horizon de la PPE.

### **Les nouveaux usages de l’électricité**

Le développement de la mobilité électrique constitue à la fois un risque et une opportunité pour le système électrique, selon les modalités adoptées pour la gestion de leur charge. Il convient de souligner d’emblée que la fourniture d’énergie électrique nécessaire à la recharge d’un parc, même conséquent, de véhicules électriques ne devrait pas poser de problème à brève, moyenne ou longue échéance avec les moyens de production actuels et prévus dans la PPE. C’est par contre la fourniture de puissance qui pourrait constituer un facteur limitant. Ainsi, des augmentations brutales de la puissance appelée risquent d’apparaître si plusieurs milliers ou dizaines de milliers de véhicules électriques se rechargent de manière simultanée en fin de journée, conduisant à un renforcement de la pointe journalière.

À l’inverse, si les conditions sont remplies pour permettre aux utilisateurs de véhicules de se recharger durant d’autres périodes ou d’adapter la puissance de leur recharge selon le niveau de contrainte du réseau électrique, l’impact sur la pointe journalière sera moins marqué, au bénéfice de la collectivité et d’une intégration des énergies renouvelables facilitée.

Cela peut être rendu possible en profitant de la flexibilité naturelle, à l’échelle de la semaine, de la mobilité électrique via

- des incitations notamment tarifaires,
- la mise à disposition de bornes pilotables accessibles sur l’espace public ou les parkings des entreprises,

- le pilotage de la puissance de recharge à partir d'un signal disponible représentatif des contraintes du réseau électrique et un pilotage type Heures Pleines / Heures Creuses au domicile des Réunionnais.

Il est donc essentiel de créer les conditions d'un développement harmonieux de la recharge des véhicules électriques pour éviter les surinvestissements en moyens de production ou de stockage potentiellement onéreux.

## **C.2.2 – Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en produits énergétiques pour la production électrique**

Des mesures doivent être mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement des centrales de production électriques, ce qui est le cas à la Réunion (diversification des approvisionnements, politiques d'économie d'énergie et large effort de développement des énergies renouvelables...) ainsi que la constitution de stocks stratégiques – instrument essentiel de sécurité en cas de crise (Cf. supra).

### **Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement des centrales charbon/ biomasse**

L'enjeu principal pour l'approvisionnement des centrales thermiques Albioma du Gol et de Bois-Rouge réside dans le projet de conversion du charbon à la biomasse.

Priorité à l'utilisation de la biomasse locale :

Le schéma régional biomasse de la Réunion, annexé au présent rapport en tant que plan de développement biomasse de la PPE (au titre de l'article L. 141-5 du code de l'énergie) identifie les ressources de biomasses locales utilisables en valorisation énergétiques, en respectant la hiérarchie des usages : hors conflits d'usage et après déduction des usages alimentaires, matériaux et amendements des sols.

Les centrales thermiques utiliseront autant que possible et en priorité les ressources locales disponibles, qui restent assez limitées ainsi que le SRB l'établit, en l'état de l'organisation actuelle du secteur agricole.

L'importation du complément de biomasse nécessaire devra répondre aux exigences suivantes :

- disponibilité de la ressource à long terme
- logistique et stockage de la biomasse
- garanties de durabilité

### **Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en fioul lourd**

La seule centrale électrique fonctionnant au fioul lourd est la centrale EDF PEI. La conversion au GNL de cette centrale a été envisagée dans le cadre de la révision de la PPE et une étude de pré-faisabilité technique et d'opportunité économique d'importation de GNL à la Réunion, a été portée par le GIP Bois-Rouge (PPIEBR). Cette conversion est complexe, en raison des difficultés d'amortissement d'un tel investissement dans une autre source d'énergie fossile et dans un contexte d'appel accru aux énergies renouvelables. Il est également à noter que dans le cadre d'une étude en vue de la conversion de l'ensemble de ses moyens de production dans les DROM, le producteur EDF PEI a réalisé en Guadeloupe des essais de bioliquide pour la conversion de son parc. .

Au vu des évolutions importantes du parc de production électrique et d'un développement des énergies renouvelables ambitieux prévu par la PPE (cf. partie E), le recours à la centrale EDF PEI ira en décroissant mais sa puissance garantie restera importante pour le système électrique afin de et pour garantir l'équilibre offre-demande et de permettre l'insertion des énergies renouvelables intermittentes (PV, éolien).

La sécurité d'approvisionnement en fioul lourd est traitée au paragraphe C.1.1 supra.

### **Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en bioéthanol**

La TAC Sud, située à Saint-Pierre et exploitée par Albioma, peut fonctionner avec jusqu'à 80 % de bioéthanol (sur la base d'un fonctionnement de 800 heures /an à équivalent pleine puissance). Cette centrale utilise la totalité du bioéthanol produit et disponible sur l'île. Pour atteindre les 80 %

de bioéthanol il est nécessaire d'importer le complément et pour cela mettre en place le cadre financier correspondant.

### **C.2.3 – Le critère de défaillance électrique**

À la Réunion, la faible taille du système électrique conjuguée à la non-interconnexion des réseaux induit une plus grande fragilité que celle des grands réseaux interconnectés et nécessite une approche spécifique.

Le seuil de défaillance retenu dans les bilans prévisionnels établis par le gestionnaire du système électrique consiste en une durée moyenne de défaillance annuelle pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. C'est une notion de sécurité sur le long terme.

En application de l'article L.141-5 du Code de l'énergie, la PPE définit ce critère de défaillance électrique. Pour la Réunion, ce critère est fixé à trois heures.

Les bilans prévisionnels pluriannuels sont donc établis avec pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins et l'électricité disponible pour les satisfaire et, notamment, les besoins en puissance permettant de maintenir en dessous du seuil défini, le risque de défaillance lié à une rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Il convient donc de programmer les actions nécessaires (actions de la maîtrise d'énergie, renforcement des flexibilités, développement de production...), tout en évitant de se placer en surcapacité de production, qui induit une désoptimisation des investissements.

### **C.2.4 – Les prévisions d'EDF SEI sur l'équilibre offre – demande**

Le Bilan Prévisionnel ne fait pas apparaître de besoins à court terme (à l'horizon 2023). Pour autant, une vigilance particulière devra être portée à la conversion du charbon à la biomasse des centrales d'Albioma qui nécessitera une succession d'arrêts longs de plusieurs mois chacun entre 2021 et 2023. Les périodes et modalités de ces arrêts seront à analyser finement et à optimiser, en lien avec le producteur afin qu'elles ne génèrent pas un niveau de risque trop important pour l'équilibre offre-demande de l'île.

À l'horizon 2028, le système électrique réunionnais aura besoin de puissance pilotable complémentaire ainsi que de flexibilité. La mise en service de l'Unité de Valorisation Energétique ILEVA de 16,7 MW, la conversion du charbon à la biomasse assortie de la prolongation des centrales de Bois Rouge et du Gol, la conversion du fioul à la biomasse liquide, le développement des énergies renouvelables prévues (notamment éolien et photovoltaïque) et l'augmentation de la sollicitation des moyens existants permettent d'accompagner la croissance de la consommation du scénario AZUR (scénario du bilan prévisionnel d'EDF et scénario retenu pour la PPE) et d'obtenir une production d'énergie électrique quasiment totalement renouvelable.

L'évolution de la sécurité d'alimentation du système électrique dépend de nombreux paramètres :

- Evolution des capacités de stockage chimique (énergie stockée limitée)
- Développement de production variable à pas horaire ou journalier (photovoltaïque ou éolien)
- Caractéristique du système électrique réunionnais

L'évaluation de ce critère nécessite des études réalisées par le gestionnaire du système électrique. Pour autant, développer le stockage adossé aux centrales de production variable ne correspond que rarement à un optimum technico-économique global et conduit à renchérir ces moyens de production.

## C.2.5 – Impacts sur la sécurité d’approvisionnement d’un retard de mise en œuvre

Un retard dans la réalisation des objectifs du cadre de compensation territorial de MDE pourrait nécessiter de ré-évaluer les besoins d’investissement. Le suivi régulier de la réussite des actions de MDE prévues par le cadre de compensation et l’adaptation des actions pour assurer la réussite des enjeux de maîtrise de la demande d’électricité permettront d’identifier suffisamment tôt les impacts sur l’équilibre prévisionnel entre l’offre et la demande.

## C.3 – Qualité de fourniture de l’électricité

La qualité de fourniture est un élément essentiel sur l’île. Elle se traduit au quotidien par le « bon niveau de fonctionnement du réseau » et la bonne alimentation électrique des clients.

Afin de diminuer le temps de coupure moyen par an et par client, les équipes d’EDF mettent tout en œuvre pour renforcer les opérations de maintenance préventives et intervenir dans des délais de plus en plus courts lors de défauts sur le réseau électrique : pour cela en particulier, un programme d’automatisation du réseau est mis en place, permettant de localiser plus rapidement les incidents et de réalimenter plus de clients par des postes télécommandés.

Cela est mesuré via un indicateur : le temps de coupure moyen en minutes ramené à un client lié aux incidents sur le réseau électrique, hors événements exceptionnels (Critère B) :

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TOTAL (en minute)	138	133	115	103	164	135

Tableau 22: Critère B – Source : EDF

A noter que l’année 2018 est une année qui a été marquée par

- une saison orageuse sans précédent
- une saison cyclonique intense (Ava, Berguitta, Dumazilé, Eliakim, Fakir) mais avec peu d’événements classés comme exceptionnels.



## **D – LES INFRASTRUCTURES ET LA FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE**

Cette quatrième partie couvre les enjeux et les dispositions relatifs au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies ainsi que du pilotage de la demande d'énergie notamment dans la perspective des besoins croissants de flexibilité du système énergétique.

Elle traite successivement du système électrique, des réseaux de froid, et des interactions et transferts entre énergies.

|

## **D.1 – Le système électrique de la Réunion**

### **D.1.1 – Les sources de flexibilité du système électrique**

Assurer la sûreté du système électrique nécessite de disposer d'une flexibilité suffisante pour faire face aux variations de court terme de l'offre et de la demande.

Un diagnostic des besoins de flexibilité induits par l'accroissement de la variabilité de l'offre et de la demande à court terme, conséquence de l'arrivée des énergies renouvelables et du développement de nouveaux usages de l'électricité, a été présenté supra (Partie C.2.4 notamment).

Il importe de s'assurer que les infrastructures énergétiques, dont les durées de vie sont généralement longues par rapport aux évolutions du système électrique, soient capables de contribuer aux besoins croissants de flexibilité aux horizons 2023 et 2028.

Pour équilibrer en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire et gérer l'intermittence, le système électrique dispose de quatre leviers complémentaires :

- **Le pilotage de la demande électrique** via des incitations tarifaires (Heures Pleines / Heures Creuses, Tarifs Régulés Transition Energétique) : permet de déplacer les périodes de forte consommation vers les périodes de forte production renouvelable. Les effacements peuvent également rendre des services au système électrique en proposant des réductions rapides de la consommation.
- **Le stockage**, qui peut être alternativement une source de production et de consommation, est potentiellement capable de faire face aux enjeux liés à la gestion de l'intermittence. Le stockage permet « d'aplanir » les pointes de production renouvelable et de « transférer » l'énergie vers les pointes de consommation : à ce titre, il contribue aussi bien à la gestion des périodes de surplus de production renouvelable qu'à l'intermittence des productions renouvelables. Le stockage, peut également participer à certains services systèmes (fourniture de réserves par exemple).
- **Le réseau électrique** (transport, distribution et interconnexions) permet évidemment de raccorder les centres de consommation aux sites de production, notamment renouvelables. Mais surtout, le réseau électrique permet d'agréger géographiquement la production renouvelable et de bénéficier ainsi des effets de foisonnement de leur production, ce qui facilite la gestion de l'intermittence. L'intégration du mix électrique envisagé dans la PPE sera facilitée via cette mutualisation des moyens, assurée par les réseaux de transport et de distribution d'électricité.
- **Les unités de production** programmables et flexibles participent aux mécanismes de réserve et sont capables de faire varier rapidement leur niveau de production à la hausse comme à la baisse pour s'ajuster à la consommation résiduelle et participent aux mécanismes de réserve. En outre lors des pics de production renouvelable, les groupes pilotables devront minimiser leur production au profit des énergies fatales .

### **D.1.2 – Le pilotage de la demande électrique**

Le pilotage de la demande électrique consiste à influencer sur la demande et non sur la production.

La demande électrique peut d'abord être influée de façon régulière par des incitations tarifaires (Heures Pleines / Heures Creuses, Tarifs Régulés Transition Energétique). Peuvent notamment être cités les asservissements des chauffe-eau électriques aux heures creuses qui réduisent la consommation électrique durant les heures pleines. Ce type d'incitation change durablement la forme des courbes de consommation électrique, mais ne permet pas d'influer en temps réel sur la charge.

Le pilotage de la charge électrique en temps réel devient un enjeu de plus en plus important avec le développement des nouveaux moyens de productions décentralisés pas ou peu pilotables. Le gestionnaire du système électrique travaille donc à consolider et développer ses capacités de pilotage de la demande.

Le premier levier de pilotage de la demande électrique est l'effacement de consommation (le client arrête de soutirer sur le réseau électrique). EDF gère et développe un portefeuille d'effacement d'environ 15 MW actuellement. Il s'est donné comme ambition de porter ce portefeuille à 25 MW d'effacement en 2021 dont 9 MW télépilotables (avec un préavis court de 20 minutes) . Sont visés prioritairement des gros consommateurs : les supermarchés, les bâtiments tertiaires (santé, université...), les entreprises, les aéroports...

Un second levier sera permis par les fonctionnalités des compteurs numériques pour les particuliers et d'éventuelles démarches impliquant les citoyens.

D'autres opportunités seront également instruites : pilotage de la recharge des véhicules électriques (cf. paragraphe dédié supra), pilotage de certains usages industriels, délestage fréquence métrique de consommations non prioritaires en cas d'incident, etc.

### D.1.3 – Les réseaux électriques

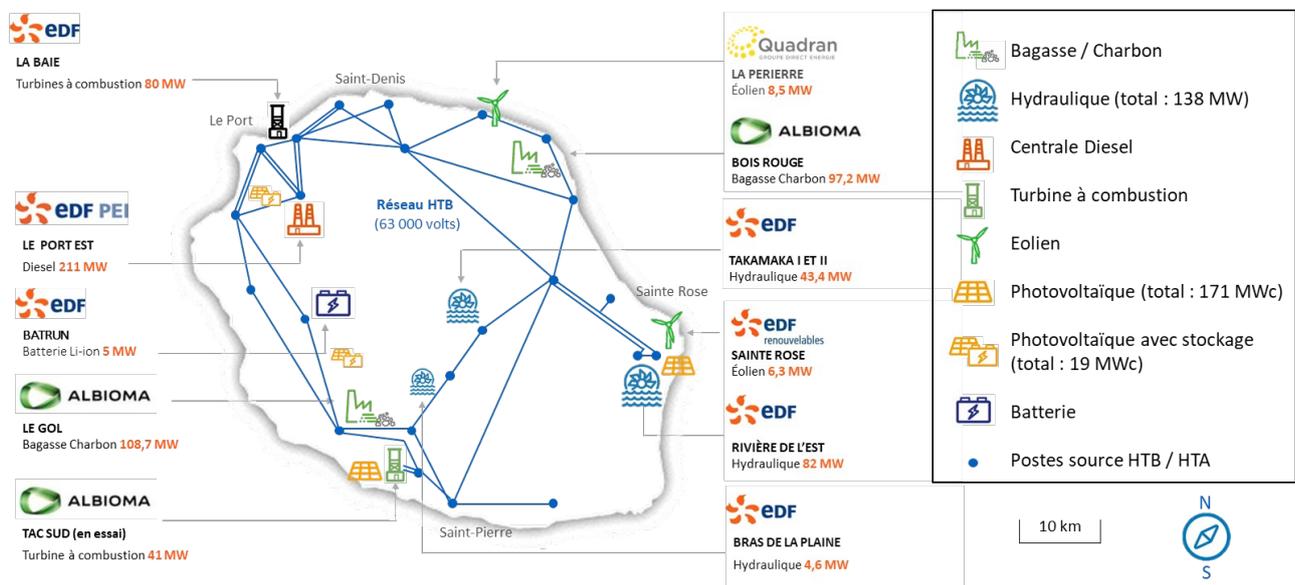


Illustration 18: Schéma du système électrique réunionnais au 31/12/2018 (Seules les installations de plus de 4 MW sont représentées, hormis pour la filière photovoltaïque – Source EDF

En cumulé, les réseaux électriques (HTB 63 000 Volt, Moyenne Tension 15 000 Volt et Basse Tension) représentent environ 10 000 km.

Pour le gestionnaire du réseau électrique, un des enjeux consiste à préparer le réseau électrique aux évolutions futures (augmentation de la consommation, raccordement des producteurs, renouvellement des équipements, évolution du Système Electrique...).

À ce titre, des mises en service récentes ont été opérées :

- Mise en service en juillet 2016, LÉO, la Liaison Électrique de l'Ouest, permet de sécuriser durablement l'alimentation de l'Ouest et du Sud de l'île. Ces ouvrages HTB permettent de transiter 4 fois plus d'énergie que la liaison précédente qui était le siège de contraintes régulières de transit pour alimenter le Sud de l'île.
- En décembre 2016, la restructuration du réseau Nord de l'île a permis de renforcer et de sécuriser l'alimentation de Saint-Denis et de garantir l'équilibre des transits entre l'Ouest et le Nord.

## **Travaux HTB (63 000 V)**

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte engage une transformation du mix électrique par un développement accru des énergies renouvelables. Cette transition entraîne une modification significative des flux d'électricité sur le réseau électrique qui nécessite le renforcement de la capacité du réseau afin de parer l'apparition de goulots d'étranglements (appelés congestions) et garantir la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble du territoire. En mutualisant les aléas de production et de consommation, les réseaux électriques permettent de mieux intégrer les énergies renouvelables et créent de la valeur pour tous les utilisateurs du système électrique.

À La Réunion, la croissance de la consommation et le développement de nouveaux moyens de production impliquent le développement et le renforcement des réseaux électriques. L'arrivée massive d'ENR réparties sur le réseau moyenne tension nécessitera des adaptations du réseau électrique. Ces adaptations sont envisagées dans le schéma de raccordement au réseau des ENR (S2RENR Cf. infra D.1.8) pour le réseau de transport électrique et les postes source.

Globalement, les délais de réalisation des lignes 63 kV sont plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment en raison de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés. **Il convient donc d'inclure la question du renforcement du réseau 63 kV dès le début des réflexions sur les projets de production.**

Plus de détails sont fournis au paragraphe D.2. ci-dessous spécifique au développement du réseau.

D'autres adaptations sont nécessaires pour garantir dans la durée la sûreté de fonctionnement du système électrique avec l'évolution du mix de production : adaptation des systèmes de sécurité du réseau pour éliminer des courts-circuits inertie etc (cf. paragraphe C.2).

## **D.1.4 – Le stockage d'électricité – définition des moyens de stockage nécessaires**

### **État des lieux**

De nombreuses technologies de stockage d'électricité existent :

- mécaniques (STEP (cf. partie c), volants d'inertie) ;
- thermiques (stockage de froid ou de chaleur) ;
- chimiques (batteries, stockage d'hydrogène).

Le stockage peut être centralisé ou décentralisé, c'est-à-dire pilotable ou non par le gestionnaire du réseau électrique. Enfin, le stockage peut être stationnaire (raccordé à un point fixe du réseau) ou mobile (par exemple : batteries de véhicules électriques).

Enjeux des différents types de stockage :

- le stockage individuel permet d'optimiser le profil de consommation et de se prémunir de coupures réseau. Il peut également accompagner le développement de l'autoconsommation ;
- le stockage décentralisé (adossé à une centrale de production) permet à une centrale de production de respecter ses prévisions d'injection dans le réseau ;
- les enjeux sur le stockage centralisé sont développés dans la partie b (fonction de réserve et permet l'équilibrage de fréquence et le report de charge).

### **a. Les capacités de stockages installées à la Réunion**

Stockage centralisé :

Actuellement, le système électrique est doté d'une batterie sodium-soufre (NaS) de 1 MW (7 MWh) mise en service fin 2009 située à Bras-de-Chevrettes (Saint-André) et d'une batterie lithium – ion de 5 MW (2,5 MWh) mise en service fin 2018 à Saint-Leu. La technologie Li-ION est aujourd'hui

mature. Il faudra porter une attention particulière au traitement des déchets générés en cours et en fin de vie.

La batterie NAS effectue en moyenne un cycle de charge-décharge par jour, avec un rendement légèrement inférieur à 70 %.

Stockage décentralisé, sur des centrales de productions photovoltaïques de moyenne et forte puissance :

- 2 centrales dans la tranche 100-1000 kVA, pour 1,9 MW installé ;
- 2 centrales > 1000 kVA, pour une puissance installée de 18 MW.

Stockage individuel :

Une partie des installations photovoltaïques individuelles est équipée de stockage. À titre d'illustration, en 2018, 68 % des installations financées par le dispositif « Chèque Photovoltaïque » par la Région destinée aux particuliers et agriculteurs étaient équipées de stockage. Ces chiffres varient beaucoup d'une année sur l'autre en raison notamment d'effets de marché. Le parc total de stockage individuel, avec ou sans stockage sans production photovoltaïque, n'est pas connu.

### **b. Les évolutions à venir sur le stockage centralisé : contexte technique et réglementaire**

Le stockage s'inscrit dans le cadre plus général du développement des flexibilités, avec l'ajustement de la production (centrales dispatchables), le pilotage de la consommation (effacement, offres tarifaires à différenciation temporelle, etc.), ou encore le développement du réseau (notamment, pour le réseau électrique continental, les interconnexions).

Le développement des technologies et des capacités de stockage de l'électricité représente ainsi un enjeu important pour les années à venir dans une perspective de diversification du mix électrique, avec notamment l'augmentation de la part des énergies renouvelables non synchrones (solaire, éolien) dans la production d'énergie électrique, mais aussi de développement des bâtiments à énergie positive.

Le stockage dit « centralisé », c'est-à-dire connecté au réseau électrique haute tension et piloté par le gestionnaire du système électrique, peut aujourd'hui remplir deux types de fonction :

- réserve de puissance : le principe est que l'unité de stockage (nota : ce sont majoritairement des batteries qui remplissent cette fonction à date) soit en permanence à pleine charge. En cas d'aléa sur le système électrique (chute de fréquence), le stockage va libérer très rapidement (quelques centaines de millisecondes) de la puissance pendant un temps donné (typiquement 15 minutes ou 30 minutes) pour sécuriser l'ensemble du système électrique ; cela le temps que d'autres moyens de production pilotables soient démarrés pour compenser l'aléa. Asservie en permanence à la fréquence, la batterie délivre donc en quelques centaines de millisecondes de la puissance lorsque la fréquence est inférieure à une valeur seuil paramétrable. Grâce à cette dynamique de réponse, la batterie fournit une réserve primaire plus rapidement que celle des groupes de production « standard ». Cette vitesse de libération est particulièrement adaptée aux chutes de fréquence brutales liées à la faible inertie des systèmes électriques insulaires. Cette réserve réalisée par le stockage permet de réduire la réserve primaire réalisée par les autres groupes de production, qui peuvent donc produire à des niveaux plus proches de leur valeur de fonctionnement nominal, ce qui conduit à réduire le coût du mix électrique.
- report de charge : le principe est que l'unité de stockage se charge à certaines périodes de la journée (quand le moyen de production marginal est à coût économique faible ou peu carboné) pour se décharger à d'autres périodes (quand le moyen de production marginal est à coût plus élevé ou plus carboné). Ce stockage peut notamment être réalisé par des batteries électrochimiques ou du stockage hydraulique. L'équilibre économique de ce type

de stockage est fonction de l'écart de coût de l'électricité aux différents moments de la journée, du rendement (charge / décharge) du stockage, de la durée de vie de l'installation et de son coût. Les batteries et les stations de transfert d'énergie par pompage-turbinage d'eau (STEP) peuvent rendre ce service.

La réglementation en vigueur permet la mise en place de telles installations de stockage dans un cadre défini par la CRE. La CRE a ainsi organisé un guichet concurrentiel en 2017 dans l'objectif de sélectionner les projets les plus efficaces d'un point de vue technico-économique et du réseau électrique. Les lauréats ont été désignés en octobre 2018 : 10 MW pour La Réunion, dont 5 MW pour le service de réserve de puissance mis en service en décembre 2018 et 5 MW pour le service de report de charge avec une mise en service prévue fin 2020.

La CRE pourrait encore organiser à l'avenir, en fonction de l'évolution du système électrique, des appels à projets pour le développement du stockage centralisé, afin d'optimiser le coût du mix électrique. La détermination des objectifs de développement du stockage centralisé est une compétence de la CRE.

### ***c. Zoom sur les STEP***

Une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) est un type particulier de centrale hydro-électriques, fonctionnant en circuit fermé : composée de deux bassins situés à des altitudes différentes, elle permet de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. Elle injecte de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur.

La puissance de la centrale dépend de la hauteur de la chute d'eau entre les deux bassins et de son débit ; la capacité de stockage d'énergie dépend de la taille des réservoirs.

Les possibilités d'implantation d'une STEP à La Réunion ont déjà été analysées à plusieurs reprises. En particulier, une étude mandatée par la Région Réunion a été réalisée par la SPL Horizon Réunion en 2018-2019 et 5 zones propices à la mise en place d'une STEP ont été identifiées au regard du cadre réglementaire et des prescriptions techniques (pente, longueur, distance au réseau électrique, etc.). Ces 5 sites mériteraient la réalisation d'une étude de faisabilité plus poussée.

Toutes les études menées à la Réunion ont identifié la nécessité d'adapter aux STEP les critères d'évaluation de la rentabilité économique des moyens de stockage.

### ***d. Zoom sur l'hydrogène***

En juin 2018 un Plan Hydrogène a été lancé par le Gouvernement, l'hydrogène étant considéré comme un des piliers de la transition énergétique. En effet, l'hydrogène est le combustible propre par excellence<sup>4</sup> : sa combustion ne produit que de l'eau et de l'énergie. Il peut produire de l'électricité via une pile à combustible ou servir de carburant. Il peut être stocké selon différentes options.

Le plan hydrogène se décline en trois axes :

- Production d'hydrogène par électrolyse pour l'industrie, principal consommateur d'hydrogène en France (raffinage du pétrole, fabrication d'ammoniac, etc.). En effet, la production d'hydrogène, essentiellement réalisée à partir du gaz naturel, est largement émettrice de CO<sub>2</sub> (10 tonnes de CO<sub>2</sub> pour 1 t d'hydrogène produite) ;
- Valorisation par des usages de la mobilité lourde et flottes captives longue distance ;
- Hydrogène comme élément de stabilisation des réseaux énergétiques à moyen terme.

---

<sup>4</sup> La production de l'hydrogène est moins propre que sa combustion : surtout par vaporéformage du méthane fossile (95 % de la production d'hydrogène), procédé largement émetteur de CO<sub>2</sub> (10 tonnes de CO<sub>2</sub> pour 1 t d'hydrogène produite). La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau souffre d'un rendement énergétique très faible aujourd'hui.

Les deux premiers axes ne concernent pas des usages de l'hydrogène pour La Réunion : la pertinence de l'hydrogène à la Réunion s'en trouve repoussée.

Sur le troisième axe, notons que l'hydrogène est éligible au guichet stockage ZNI de la CRE. Bien que les batteries Li-Ion constituent aujourd'hui un optimum technique et économique pour cet usage dans les ZNI, l'hydrogène pourrait trouver sa place en tant que vecteur de flexibilité du système électrique, ce qui permettrait la réalisation de pilotes.

L'hydrogène est plus particulièrement pertinent sur un segment très spécifique : le stockage stationnaire de l'électricité en site isolé. Ainsi, il y a lieu de souligner qu'une expérimentation en site isolé a été mise en service en 2017 à la Réunion. Un micro-grid hydrogène été installé à La Nouvelle, dans le cirque de Mafate, qui n'est pas raccordé au réseau. Après trois ans de fonctionnement, il s'avère que la technologie doit encore faire ses preuves en termes de fiabilité sur des durées compatibles avec une exploitation industrielle. Malgré des niveaux d'investissement encore conséquents, les coûts ont tendance à converger avec les technologies Li-Ion sur les durées d'autonomie considérées (~ 5 jours) dans le cas de l'électrification de Mafate.

Ainsi, sur les 5 micro-réseaux restants à développer pour l'électrification des îlets de Mafate, des solutions de stockage hybrides de stockage Li-Ion – hydrogène sont envisagées et étudiées. Ces solutions permettraient de diviser par 5 les volumes de stockage Li-Ion installés et de réduire les impacts du projet sur l'environnement, avec peu voire aucun surcoût par rapport à une solution de stockage tout-Li-Ion.

## **Objectifs**

– La détermination des objectifs de développement du stockage centralisé est une compétence de la CRE. La CRE peut encore organiser à l'avenir, en fonction de l'évolution du système électrique, des appels à projets pour le développement du stockage centralisé, afin d'optimiser le coût du mix électrique réunionnais.

– Pour le développement des STEP terrestres et marines :

- 4 projets sont identifiés localement :
  - 3 projets dans le Nord : 1-3 MW (La Perrière Sainte-Suzanne), 5-10 MW (Sainte-Marie) et 50 MW (Saint-Denis)
  - 1 projet dans l'Ouest : entre 9-12 MW (La Saline / Saint-Paul).
- Le développement d'une capacité de stockage de 18 MW à l'horizon 2023 et 74 MW à l'horizon 2028 pourrait être atteint, en fonction des besoins qui seront identifiés par la CRE.

– Pour l'hydrogène : étudier des solutions de stockage hybride Li-Ion – hydrogène pour les micro-réseaux en site isolé à Mafate.

## **Mesures d'accompagnement, dont les actions à mener**

Sur les STEP :

- Animer la filière et communiquer les données non confidentielles nécessaires et les résultats de l'étude à l'ensemble des acteurs susceptibles de porter un projet de STEP.
- Assister à l'identification et au développement de projets STEP :
  - Identifier les sites de projets ou les porteurs de projets avec un potentiel réel ;
  - Identifier les besoins pour le développement des projets ;
  - Aide au développement de projets STEP.
- Continuer à favoriser des projets de R&D (Recherche-Développement) amont, au travers notamment des programmes de recherches de l'Université de la Réunion.

## **D.1.5 – L’autoconsommation / autoproduction et la production locale d’énergie**

L’autoconsommation prendra un rôle croissant dans le système électrique. Cette question est traitée dans la partie infra E.1.1.5 « Électricité d’origine solaire ».

## **D.1.6 – Le taux de déconnexion**

Comme détaillé supra (cf C2 sécurité d’approvisionnement), les productions ENR non synchrones (typiquement PV et éolien) ont des caractéristiques différentes de celles des moyens conventionnels (interfaçage par électronique de puissance, donc pas d’inertie et moins d’apport de courant de court-circuit, dépendance à une ressource primaire non stockable et donc puissance de production moins pilotable et variabilité de la production plus importante, taille plus petite et donc présence diffuse sur le territoire, moindre tenue aujourd’hui aux perturbations du réseau, en fréquence et tension), qui nécessitent des adaptations du système pour pouvoir être intégrées harmonieusement sans dégrader la sûreté du système et donc la qualité de fourniture.

Les ambitions de la PPE nécessitent de bien analyser la stabilité et l’exploitation futures des systèmes électriques insulaires. Elles nécessitent l’activation simultanée de plusieurs leviers dont les responsabilités sont partagées entre les pouvoirs publics, le gestionnaire du système électrique, les opérateurs de Télécom et les producteurs. Ainsi, pour insérer au mieux ces énergies sur le réseau, des études et travaux sont à mener sur les axes suivants :

- Détermination et adaptation des limitations à mettre en œuvre pour assurer la sûreté du système électrique, en fonction de l’évolution des différents paramètres dont ceux indiqués ci-dessous ;
- Meilleure tenue des productions interfacées par électronique de puissance aux creux de tension et aux écarts de fréquence ;
- Développement des smart-grids : par exemple, optimisation des plans de délestage, intégration des contraintes dynamique en inertie dans les outils de placement de production, mise en œuvre d’une activation automatique de la réserve secondaire pour compenser la variabilité des productions intermittentes etc ;
- Possibilité renforcée et sécurisée de piloter ces moyens de production répartis ainsi qu’une amélioration des prévisions de production ;
- Pilotage à commande centralisée de batteries ou de capacités d’inertie ou de réserves (centralisées ou diffuses) ;
- Établissement des règles de limitation des ENR non synchrones.

Le gestionnaire de réseau étudie à des évolutions pour augmenter l’insertion des ENR non synchrones : il pourrait mettre en œuvre les évolutions du réseau et de sa conduite lui permettant d’accepter 95 % de l’énergie produite par les installations de production ENR interfacées par électronique de puissance, en accord avec les évolutions de la réglementation. Cela nécessiterait cependant des transformations : réglementation concernant la tenue des ENR non synchrones en cas de creux de tension ou chute de fréquence, mise en œuvre de programmes de stockages centralisés, fiabilisation des moyens de communication, modification législative (L141-9 du code de l’énergie), etc.

Pour améliorer la maîtrise de la sûreté du système, le gestionnaire de réseau doit imposer dans certaines situations des limitations aux producteurs d'énergie dite non synchrone. Ces limitations ne devront pas impacter fortement les producteurs. Il convient donc de poursuivre les dispositifs d'indemnisation du producteur en cas de limitation tels que prévus dans les contrats récents. En effet, il peut être plus économique à l'échelle globale du système et de la collectivité d'accepter d'effacer de la production que de développer les moyens nécessaires pour éviter ces effacements, et ce d'autant plus que les autres sources de production utilisées seront également renouvelables.

## **D.1.7 – Vers des réseaux dits « intelligents » et le déploiement du compteur numérique**

### **Les réseaux intelligents**

Les réseaux électriques intelligents regroupent un ensemble de fonctionnalités permettant de répondre à différents défis de la transition énergétique. Ils visent notamment à optimiser les investissements dans les réseaux et à permettre l'insertion massive des productions intermittentes et des véhicules électriques, via l'utilisation de fonctions avancées de gestion, d'observabilité et de conduite des réseaux offrant plus de flexibilité, ainsi que le pilotage de la demande.

L'évolution vers plus d'intelligence des réseaux devrait combiner le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication, compteurs numériques...), la numérisation des équipements existants et le développement de logiciels et systèmes informatique capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux.

Les différents projets réunionnais concernent :

#### **Les smart cities :**

Plusieurs projets d'aménagement sur le territoire de La Réunion ont affiché leur volonté de s'inscrire dans une démarche de « smart cities » avec des interactions fortes entre les usagers et les équipements. On peut notamment citer :

- la ZAC Cœur de Ville à La Possession
- le projet Prunel à Saint-Denis
- l'Écoquartier (PIA) Ravine Blanche à Saint-Pierre

Ces démarches, qui sont à l'origine issues d'initiatives locales, justifient une réflexion à l'échelle de l'île. Ainsi l'AGORAH s'est vue confier une mission dont l'objectif est de définir un projet de territoire partagé pour la déclinaison du concept de smart city sur le territoire réunionnais. L'énergie fait partie des thématiques sur lesquelles s'appuiera l'expertise proposée.

#### **La recherche universitaire :**

- Le laboratoire PIMENT de l'Université de La Réunion a mené de 2017 à 2020 le programme PEPS Réunion (Production Électrique Photovoltaïque et Stockage à la Réunion). Ce travail réalisé en collaboration avec d'autres organismes de recherches internationaux a permis de donner des indications sur les conditions dans lesquelles des systèmes photovoltaïques et de stockage peuvent contribuer à une production d'énergie garantie en s'appuyant sur des prévisions météorologiques. Le programme propose notamment des règles d'optimisation

économiques pour le dimensionnement des centrales de production et pour les systèmes de stockage.

Il en ressort notamment qu'un stockage centralisé à la main du gestionnaire de réseau est préférable à des unités décentralisées et que de manière paradoxale, il pourrait être plus économique à long terme, compte tenu des coûts respectifs des systèmes de stockage et des unités de production photovoltaïques, et dans une hypothèse de développement massif du photovoltaïque dans le mix électrique, de "surdimensionner" les systèmes photovoltaïques afin de réduire les capacités de stockage, et les importants coûts associés, nécessaires pour palier aux effets saisonniers et aux successions de journées faiblement ensoleillées. Une telle stratégie nécessiterait néanmoins des investissements initiaux très élevés.

- Le laboratoire LE2P-Energy Lab porte le projet GYSOMATE (Gestion dYnamique Supervision et Optimisation de Micro-réseaux urbains pour l'Autonomie du Territoire en énergie Électrique). D'une durée de 3 ans (2017-2020) et financé par le FEDER, il est mené en partenariat avec le LIM (Université de la Réunion) et le FEMTO ST (UMR de l'Université de Franche-Comté). Ce projet vise le développement d'un environnement de tests de stratégies intelligentes de gestion de l'énergie tenant compte de la prévision de variables clés (ensoleillement, profils de consommation...) pour le pilotage de systèmes distribués de production et de stockage d'énergie. Une plateforme de simulation temps réel a ainsi été développée afin d'évaluer la pertinence d'un point de vue technico-économique des modèles de gestion de l'énergie électrique dans le contexte d'un fort taux de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes. Outre la simulation de stratégies pour la gestion de charges tels que les chauffe-eau électriques ou les climatiseurs, des tests de pilotages d'équipements distants réels peuvent être effectués avec différents protocoles de communication.

Dans un contexte marqué par la diversification du mix électrique et un fort taux de pénétration d'énergies renouvelables non synchrones, l'objectif est de piloter les charges et les systèmes de stockage d'énergie, pour contribuer à la stabilité du système électrique, avec un coût d'opération optimal.

### **Les compteurs numériques**

La modernisation des compteurs électriques a été impulsée dans un cadre réglementaire européen en faveur de la transition énergétique, pour un réseau public plus performant et de meilleurs services aux particuliers, aux professionnels et aux collectivités. Cette mesure est un levier essentiel notamment pour amplifier la maîtrise de l'énergie dans tous les foyers, faciliter le développement des énergies renouvelables et accompagner l'essor du véhicule électrique sur le territoire.

Les hypothèses retenues par la CRE dans sa délibération du 22 mars 2018 sont les suivantes :

	Cible du taux de déploiement des compteurs numériques
31 décembre 2020	23,4 %
31 décembre 2022	56,5 %
31 décembre 2024	83,2 %

Tableau 23: Cible du taux de déploiement des compteurs numériques – Source : EDF

L'installation du compteur numérique constitue une protection supplémentaire en cas de surtension sur le réseau pour les appareils électriques des Réunionnais. Le compteur numérique apporte

également plus de services et de confort : dépannage plus rapide en cas d'incident, modifications contractuelles assurées à distance sans dérangement pour le client.

Le nouveau compteur numérique donnera la possibilité de suivre ses consommations électriques au jour le jour via « e.quilibre », un site Internet sécurisé et grâce à l'application pour smartphone « EDF DOM et Corse ». Il permet également d'être facturé sur la base des consommations réelles d'électricité et aide ainsi les ménages à maîtriser leurs consommations d'énergie. En comprenant ce qu'il consomme grâce aux données fournies par le compteur et grâce aux nouveaux services qui seront développés autour de ce compteur, chaque ménage pourra être mieux informé et agir sur ses consommations d'électricité. En ce sens, le déploiement du compteur numérique sera essentiel pour les actions de MDE.

À la Réunion, le déploiement du compteur numérique a commencé fin 2017 et sera finalisé en 2024 avec plus de 440 000 compteurs posés (remplacements et nouveaux branchements) et 4 500 concentrateurs.

Fin 2019, on observe les résultats suivants :

Pose compteurs numériques (réalisé)	2017	2018	2019
Réunion	319	41 534	68 453

Tableau 24: Réalisé par année pour la pose de compteurs numériques – Source : EDF île de la Réunion

La pose des concentrateurs dans les postes de distribution permettent aux données de consommation de transiter par courant porteur en ligne (CPL) entre le client et le gestionnaire du réseau. Cette pose s'effectue au même rythme que celui de la pose massive de compteurs.

Pose concentrateurs (réalisé)	2017	2018	2019
Réunion	13	426	962

Tableau 25: Réalisé par année pour la pose des concentrateurs – Source : EDF île de la Réunion

Fin 2019, la première cible en terme de taux de déploiement de compteurs communicants est atteinte et dépassée.

### **D.1.8 – Le Schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables – S2RENR**

Les schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2RENR) jouent un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables. Élaborés par le gestionnaire du réseau en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par le SRCAE et aujourd'hui par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), ils définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer, comprenant les postes de transport, les postes-source et les liaisons entre les postes.

Le projet de Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S2RENR) de la Réunion planifie l'évolution du réseau électrique nécessaire à la réalisation des ambitions de développement des énergies renouvelables inscrites dans la PPE. Ce schéma garantit une capacité réservée pour les installations de production à partir d'énergie renouvelable.

Dans certaines zones, la capacité est immédiatement disponible, dans d'autres il est nécessaire d'effectuer des renforcements du réseau ou des créations de nouveaux ouvrages.

Le S2REN en vigueur a été approuvé par le préfet le 20 mars 2019. La quote-part s'établit à 20,9k€/MW. Le S2REN sera actualisé s'il ne s'avère pas compatible avec les objectifs de la PPE 2019-2028.

## **D.2 – Développement du réseau : particularités de la Réunion**

### **D.2.1 – Spatialisation des centrales photovoltaïques**

Le Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables identifie les zones du réseau les plus contraintes. Le développement des centrales électriques devrait idéalement se faire en dehors de ces zones afin de diminuer les coûts de renforcement du réseau. Il serait envisageable que le prochain S2REN identifie des zones plus ou moins favorables à l'implantation des ENR en fonction des contraintes du réseau.

Un autre intérêt de la spatialisation pour la gestion de l'équilibre offre/demande serait de prioriser l'implantation des centrales de production et notamment des centrales PV raccordés en HTA sur les lignes moyennes tensions les moins délestées en tenant compte de leur échelon de délestage. Ce point pourrait être intégré dans les Plans Climat Air Énergie Territoriaux (PCAET) par les EPCI.

Par ailleurs, la Région Réunion a lancé une consultation pour la création d'un cadastre solaire afin de faire un état des lieux des surfaces disponibles pour la valorisation photovoltaïque et des potentiels énergétiques de ces surfaces.

Cet outil présentera à la fois le potentiel mobilisable pour la production d'électricité et la production d'eau chaude sanitaire. La mise en ligne avec accès au public est prévue pour 2021. Les collectivités bénéficieront d'un accès spécifique contenant plus d'informations afin de pouvoir déterminer une stratégie de déploiement sur leur territoire.

### **D.2.2 – Impacts sur le réseau 63 kV, en fonction des zones de développement du photovoltaïque, d'une variation rapide de la production**

Le gestionnaire de réseau mènera une étude pour déterminer l'impact sur le réseau 63 kV de fortes variations de la production photovoltaïque inter-zones. Cela, afin de quantifier le niveau de risques et si nécessaire de mettre en œuvre les parades adéquates.

### **D.2.3 – Alimentation du Sud de l'île**

Ainsi qu'indiqué supra, l'alimentation du Sud de l'île a été sécurisée par la construction de la ligne 63 kV LÉO mise en service 2016.

La Turbine à Combustion (TAC) de Saint-Pierre fonctionnant au bio-éthanol mise en service en février 2020 contribue également à sécuriser l'alimentation du Sud.

Cependant, en fonction de la disponibilité des moyens de production dans le Sud (usine du Gol), des contraintes de transit peuvent apparaître sur la ligne 63 kV reliant Takamaka à Tampon. Le gestionnaire de réseau étudiera les possibilités d'optimisation de cet ouvrage situé en zone environnementale sensible (Parc National).

Par ailleurs, le réseau électrique alimentant les communes de Saint-Pierre, Petite Île, Saint-Joseph et Saint-Philippe est arrivé à saturation. Le renforcement est nécessaire. Pour cela, la construction d'un nouveau poste source 63 kV / 15 kV à Mont-Vert est programmée et sa mise en service prévue en 2020.

## **D.2.4 – Impact en termes de raccordement au réseau électrique**

Les différents projets listés dans la PPE (ENR, bornes de recharge pour les véhicules électriques) nécessitent de la part du gestionnaire de réseau, la réalisation d'études et de très nombreux dossiers de raccordement.

## **D.3 – Le développement des réseaux de froid**

Le développement des projets de SWAC de l'aéroport Roland Garros et du CHU Sud est traité dans la partie MDE B.2.4 « Grands projets d'infrastructures » supra.

Il faut toutefois ici mentionner l'étude lancée en 2018 par le GIP Bois Rouge (GIP PPIEBR) pour évaluer le potentiel de valorisation de l'eau de mer profonde sur la zone de Bois-Rouge à Saint-André. Le projet combine l'énergie thermique des mers à d'autres sources (chaleur fatale industrielle). Est envisagée la création d'un réseau de froid industriel et tertiaire alimentant les industries existantes (centrale thermique charbon/bagasse, distillerie), ainsi qu'une future zone d'activités industrielles, économique et scientifique. Les nouvelles activités desservies incluent notamment une plateforme logistique, un datacenter, une usine agro-alimentaire et des bassins d'aquaculture.



## **E – ENJEUX ET OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE**

**La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit des objectifs pour la transformation de notre système énergétique, qui constituent une déclinaison des engagements internationaux et européens de la France et fixent des cibles précises à l'horizon 2030 et 2050 :**

- Réduire de 40 % les émissions totales de GES en 2030 par rapport à 1990, avec en 2050 l'objectif de réduire de 75 % ces émissions par rapport à 1990 (objectif « Facteur 4 »)
- Parvenir à l'autonomie énergétique à l'horizon 2030, avec comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à horizon 2020 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012.

Le présent volet précise les orientations et actions de la programmation pluriannuelle de l'énergie relatives à l'offre d'énergie, au travers des différents vecteurs énergétiques : l'électricité, les produits pétroliers, la chaleur et le gaz.

Les estimations quantitatives des émissions de CO<sub>2</sub> dans le domaine de la production d'énergie sont présentées dans l'évaluation environnementale stratégique. Elles démontrent l'incidence positive de la PPE.

|

## **E.1 – Électricité**

La nécessité d'éviter toute rupture d'approvisionnement tout en garantissant un coût maîtrisé pour la collectivité, tant économique qu'environnemental, et le respect des objectifs de la loi, en particulier en matière de développement des énergies renouvelables, conduisent à fixer les priorités d'action générales suivantes :

- **Massifier le développement des ENR les plus matures :**
  - convertir les centrales charbon à la biomasse ;
  - convertir les centrales fioul au biocarburant ;
  - accroître le rythme de développement du PV au regard des prix de production très compétitifs constatés aux derniers appels d'offres.
- **Soutenir les ENR d'avenir** (énergies marines, éolien off-shore, géothermie, gazéification, méthanisation, etc.) par le biais d'appels à manifestation d'intérêt, de programmes de recherche de développement, etc.
- **Limiter le recours au parc thermique fossile en fonction du réel besoin de flexibilité**, dans des conditions environnementales et économiques satisfaisantes et privilégier les solutions d'effacement pour piloter l'équilibre offre-demande.

### **E.1.1 – Énergies renouvelables électriques**

L'objectif fixé par la loi est très ambitieux, puisqu'il demande d'aller vers l'autonomie énergétique en 2030. Les objectifs développés dans cette partie visent à atteindre 99 % d'ENR dans le mix électrique d'ici 2028, en cherchant à rester réaliste et en précisant les études à engager pour aller encore plus avant.

#### **E.1.1.1 – Orientations transversales**

Accélérer le développement des projets d'énergies renouvelables tout en prenant en compte de façon renforcée les enjeux environnementaux, de faisabilité locale, de conflits d'usages.

Développer l'expertise économique locale d'analyse de projets de production d'énergie en intégrant les externalités économiques.

Veiller à la régularité de lancement d'appels d'offres de développement des énergies renouvelables.

Développer et adapter les actions de formation requises par le développement des énergies renouvelables et la transition énergétique dans le cadre du contrat de plan régional du développement des formations et de l'orientation professionnelle (CPRDFOP).

#### **E.1.1.2 – Biomasse pour la production d'électricité**

##### **a) État des lieux**

En 2018, la filière biomasse a contribué au mix électrique à hauteur de :

- 196,3 GWh à partir de la bagasse dans les centrales thermiques bagasse/charbon du Gol et de Bois – Rouge (Équivalent puissance installée de 37 MW) soit, 6,6 % du mix électrique ;
- 12,7 GWh à partir du biogaz dans les installations de méthanisation de la STEU du Grand Prado (Sainte-Marie) et de valorisation du biogaz dans les ISDND (Installation de stockage de déchets non dangereux) de Saint-Pierre et Sainte – Suzanne (puissance installée cumulée de 4,4 MW).

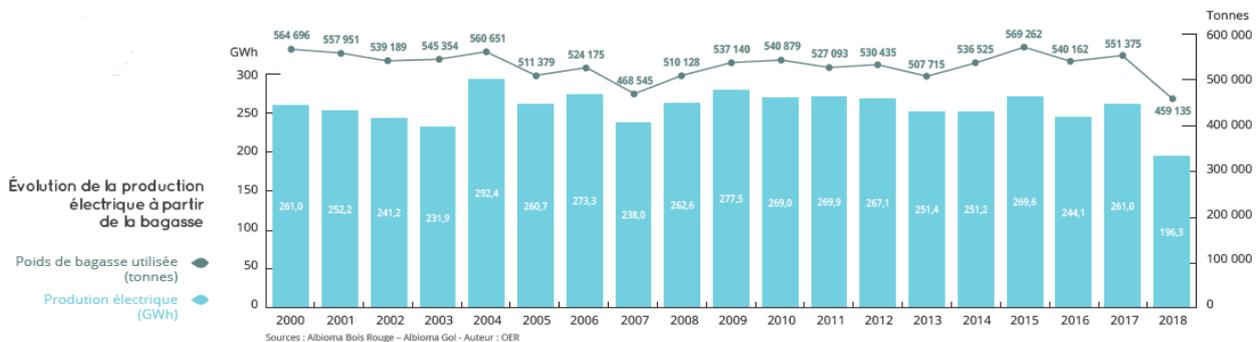


Illustration 19: Evolution de la production électrique à partir de la bagasse – Source : BER 2018 éd. 2019

La fluctuation d’une année à une autre de la part de la bagasse dans la production électrique dépend essentiellement de la qualité de la campagne sucrière. La quantité de canne à sucre de la campagne de 2018 a été bien inférieure à celle de 2017 (-23,9 % de canne en 2018 par rapport à 2017).

**Le Schéma Régional Biomasse (SRB) définit des objectifs de mobilisation de la biomasse locale pour la production d’énergie.** En ce sens, le Schéma Régional Biomasse de la Réunion constitue le plan de développement de la biomasse de la PPE Réunion au titre de l’article L. 141-5 du Code de l’énergie. Copiloté par L’État et la Région Réunion, le SRB qui a été arrêté en mars 2019 par la Région Réunion, est élaboré en cohérence avec la révision de la PPE.

Il s’articule localement avec les programmes et plans suivants :

- Le Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets (PRPGD) dont le projet devrait être approuvé en 2021 ;
- Le Programme Régional Forêt Bois (PRFB) dont l’arrêt devra se faire en 2020.

Le programme régional de la forêt et du bois (PRFB) est la déclinaison locale d’un document national, le PNFB, qui établit les orientations de la politique forestière et du développement de la filière bois. Il est élaboré par la Commission Régionale de la Forêt et du Bois (CRFB). Le CRFB a été créée par arrêté préfectoral n°1586 du 24 août 2018. Elle a été officiellement installée le 10 décembre 2018. Elle est présidée conjointement par le Préfet et le président du Conseil Régional (décret 2016-1885 du 26 décembre 2016) et co-pilotée également par le Département de La Réunion (art.6 du règlement intérieur). Le bois-énergie est identifié parmi les sources d’énergie valorisable sur le territoire, avec une priorité sur la mobilisation des ressources locales en biomasse qui contribuent aux besoins d’Albioma en approvisionnement extérieur pour la reconversion de ses centrales bagasse/charbon en bagasse/biomasse. La demande accrue en bois-énergie liée aux orientations du plan climat national, et ainsi aux objectifs de la PPE susceptible de stimuler les sylvicultures réunionnaises. Le PRFB identifie des principes d’attention, des objectifs ciblés et des domaines d’attention. Ainsi le bois-énergie fait l’objet de l’objectif 3.3.2 du PRFB « construction d’une filière bois énergie s’appuyant notamment sur les espèces exotiques envahissantes (tel que l’Acacia Mearnsii). Parmi les dix actions identifiées dans le PRFB, les actions suivantes concernent l’objectif ciblé du bois-énergie :

- action 1 – Inventorier et décrire les étendues arborées privées,
- action 2 – préparer un contrat de filière sur les bases d’un modèle rénové à partir d’une étude macro-économique,
- action 3 – soutenir les investissements pour la mobilisation du bois,
- action 5 – renouveler la forêt de production,
- action 6 – construire les itinéraires techniques de mobilisation du bois-énergie,
- action 8 – accompagner les propriétaires forestiers privés,
- action 10 – Déployer un plan stratégique de formation.

Le SRB de la Réunion identifie un potentiel énergétique global de 1 765 GWh PCI (Potentiel Calorique inférieur) par an à partir des ressources biomasses locales. Actuellement 71 % de ce poten-

tiel est déjà valorisé par la mobilisation de la bagasse pour la production de chaleur et d'électricité (1 254 GWh d'énergie primaire – calculé à partir des tonnes de matière brute de bagasse et du PCI).

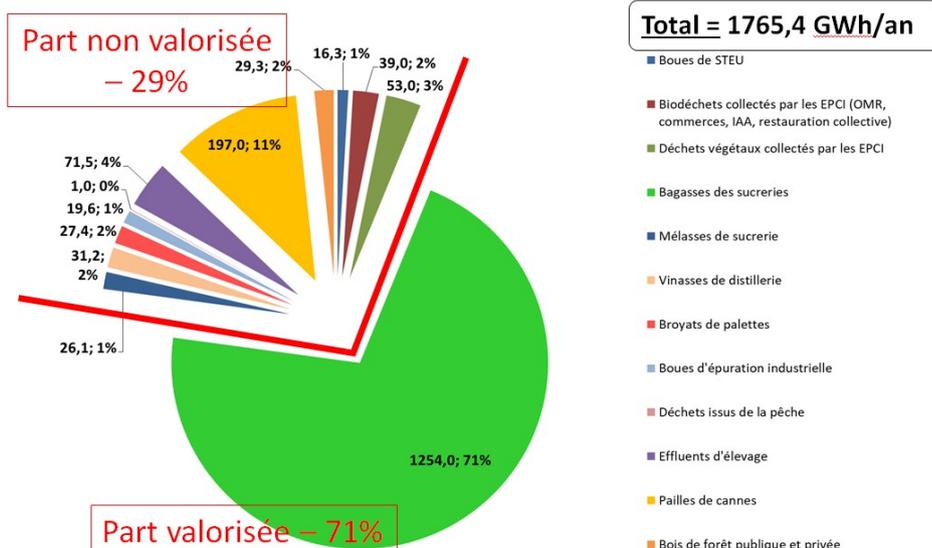


Illustration 20: Potentiel énergétique (en GWh/an) des ressources biomasse mobilisables pour valorisation énergétique – Source : SRB

À noter que les projets de production d'électricité à partir de la biomasse ne bénéficient pas d'arrêté tarifaire, ce qui handicape le développement de cette filière pour les installations de petite puissance.

### **b.1) Objectifs révisés : conversion des centrales thermiques<sup>5</sup>**

À horizon 2023, les trois centrales thermiques utiliseront 100 % de biomasse pour la production d'électricité, soit Bois Rouge, Le Gol et EDF PEI au Port.

Pour la conversion des centrales Albioma, du « charbon » à la biomasse, ces deux centrales thermiques valoriseront en priorité la ressource locale. En complément, autant que nécessaire, il est envisagé d'importer des granulés de bois ou plaquettes de bois. La puissance disponible sera de 190 MWe en saison sucrière et de 200 MWe hors saison sucrière.

S'agissant des importations nécessaires pour la conversion des centrales thermiques charbon à 100 % biomasse, il s'agira de veiller à la qualité environnementale et sanitaire de la biomasse importée ainsi que son impact carbone.

Pour la conversion de la centrale EDF PEI du fioul lourd à la biomasse liquide, le combustible utilisé répondra aux critères de la directive européenne RED 2 qui exige la durabilité de la ressource. La puissance disponible restera de 211 MW.

Les objectifs révisés de la conversion des centrales

- Objectif biomasse solide 2023 : 200 MW (190 MW pendant la campagne sucrière)
- Objectif biomasse liquide 2023 : 211 MW

### **b.2) Objectifs révisés : développement des autres projets biomasse solide**

<sup>5</sup>La production électrique à partir de méthanisation est traitée en partie E.2.3

De plus, les petits projets sont identifiés en combustion de biomasse pour la production électrique :

- 2023 :
  - 1 projet combustion de déchets verts et de bois de palettes de 1 MWe (RUN BIO ENERGIES au Port)
  - 2 projets de gazéification à Petite France et Trois Bassins pour une puissance totale de 200 kWe
- 2028 :
  - +0 à 0,4 MWe (projet de combustion de boues de STEP à Saint-Pierre de 400 kWe, susceptible de revalorisation en méthanisation)
  - +0 à 0,4 MWe gazéification de la biomasse
  - +0 à 4MWe à partir de canne énergie

**Pour la canne fibre, dans l'attente des résultats de l'étude macro-économique, cofinancée par la Région Réunion et le Département, il est convenu de porter un objectif de valorisation énergétique à hauteur de 4 MWe à l'horizon 2028. Pour cette valorisation énergétique, plusieurs formes sont envisagées : combustion pour la production électrique, méthanisation et production de bioéthanol pour le transport ou la production électrique de pointe.**

### **c) Perspectives et mesures d'accompagnement**

- Schéma régional biomasse

Le SRB identifie les perspectives et les mesures d'accompagnement du développement de la filière (Cf. le document ci-joint et annexé). Ses grandes orientations sont les suivantes :

- Orientation 1 : Conforter les filières existantes
  - Action 1.1 : Protéger les surfaces agricoles (en majorité cannières) de l'urbanisation afin de favoriser la filière canne-sucre-bagasse
  - Action 1.2 : Réfléchir à une optimisation des rendements agricoles pour la filière canne-sucre-bagasse : coupe « péi », procédé de combustion, recherche et actions de développement visant à augmenter les rendements par hectare (variétés...)
- Orientation 2 : Soutenir le développement des filières de combustion de la biomasse
  - Action 2.1 : Développer et structurer la filière bois-énergie dans l'objectif de substituer la biomasse importée par de la biomasse locale
  - Action 2.2 : Structurer une filière de valorisation des déchets verts et broyats de palettes en respect de la hiérarchie des usages
  - Action 2.3 : Assurer la mise en concurrence entre les opérateurs de valorisation des déchets en respect de la hiérarchie des usages
  - Action 2.4 : Rappeler un cadre partagé pour l'importation de biomasse à vocation énergétique
  - Action 2.5 : Développer et optimiser une filière de valorisation thermochimique des boues de STEU en respect de la hiérarchie des usages
  - Action 2.6 : Développer des solutions décentralisées de combustion avec mise en place de cogénération pour certains procédés industriels
  - Action 2.7 : Trouver des solutions innovantes pour la gestion des cendres
- Orientation 3 : Soutenir et intensifier le développement de la méthanisation
  - Action 3.1 : Réaliser un projet démonstratif de méthanisation
  - Action 3.2 : Étudier la faisabilité, l'intérêt et la plus-value des projets de méthanisation agricole pour le territoire réunionnais en insistant sur la faisabilité économique et l'intérêt agronomique de manière à approfondir le schéma directeur biomasse méthanisation

- Action 3.3 : Soutenir le développement des projets de méthanisation des biodéchets auprès des industries agro-alimentaires et des EPCI en réfléchissant à une mutualisation des filières
- Action 3.4 : Soutenir le développement des projets de méthanisation agricole
- Action 3.5 : Soutenir le développement de la méthanisation des vinasses non encore valorisées
- Action 3.6 : Préciser le gisement et les opportunités de valorisation des boues de STEU industrielles
- Action 3.7 : Évaluer le potentiel économique de méthanisation des boues de STEU à la Réunion en y incluant la gestion du digestat
- Orientation 4 : Poursuivre les démarches en faveur des filières innovantes
- Action 4.1 : Soutenir la filière gazéification sur le territoire
- Action 4.2 : Soutenir la recherche et les études sur les cultures énergétiques (canne fibre...) en respect de la hiérarchie des usages sans pour autant s'interdire des expérimentations
- Action 4.3 : Évaluer la faisabilité technico-économique de la mobilisation et de l'exploitation de la paille de canne (impact sur l'agriculture, le transport)
- Action 4.4 : Étudier le potentiel de développement d'une filière énergétique à partir d'algues
- Orientation 5 : Mesure de soutien et actions publiques transverses en faveur de la valorisation énergétique de la biomasse
- Action 5.1 : Œuvrer auprès du Ministère de l'Énergie pour la mise en œuvre dans les ZNI d'un cadre économique incitatif (tarif d'achat, appels d'offre...) pour la valorisation énergétique (électricité et chaleur) à partir de biomasse
- Action 5.2 : Intégrer des actions de formation sur les filières visées
- Action 5.3 : Établir des actions d'animation et d'accompagnement des filières et des projets
- Action 5.4 : Mettre en œuvre la Convention Cadre Région – Albioma
- Comité de transformation agricole :

Dans le cadre du comité de transformation agricole installé par le préfet sur demande du Président de la République, un des axes de travail identifié est la canne énergie. La Région Réunion et le Conseil Départemental ont lancé en 2020 une étude macro-économique sur une filière de valorisation de la canne fibre à La Réunion... Une seconde phase de recherche et développement devra approfondir les résultats de l'étude macro-économique et apporter des réponses aux questions en suspens :

- Expérimentation de culture
- Préparation du combustible
- Processus industriels
- Analyses socio-territoriales

- Conversion des centrales charbon Albioma :

Les deux centrales thermiques utiliseront en priorité la ressource locale disponible, en tenant compte de la hiérarchie des usages de la biomasse (alimentaire → amendement des sols → matériaux → énergie). En plus de la bagasse, les centrales auront la capacité de valoriser 100 000 tonnes par an de biomasse locale (hors origine agricole).

Sur la base du schéma régional biomasse et des études complémentaires réalisées par l'ONF, ce volume de biomasse locale pourrait être approvisionné de la manière suivante :

- 45 000 tonnes de broyats de déchets verts
- 10 000 tonnes issues d'emballages
- 25 000 tonnes issues de bois d'élagage
- 10 000 tonnes issues d'espèces exotiques envahissantes
- 10 000 tonnes issues de bois forestier

Pour ce faire, Albioma, avec l'ONF, a réalisé des essais de combustion de cryptoméria en 2019.

Pour 2020, des essais sont en cours sur le broyat de bois d'emballage et palettes, et en fin d'année il est prévu d'effectuer des essais de combustion de l'acacia.

- Conversion de la centrale PEI

EDF PEI a prévu d'alimenter la centrale par un combustible répondant aux critères de la directive européenne énergies renouvelables II (RED II). Cette conversion permettra de réduire de manière drastique, les émissions de poussière et d'oxydes de soufre, comme le montre le tableau ci-dessous :

Émissions	Fioul Lourd	Biomasse liquide
Émissions directe de CO <sub>2</sub> (g/kWh)	644	0
SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup> ,@1 %5 % O <sub>2</sub> , gaz sec	563	< 1
Poussières mg/Nm <sup>3</sup> ,@1 %5 % O <sub>2</sub> , gaz sec	40	<10

Tableau 26: Tableau des émissions par gaz – Source : EDF PEI

Le biocombustible envisagé est un EMAG (Esther Méthylique d'Acides Gras) issu de transestérification d'huiles végétales, à partir de colza, soja, jatropha, tournesol, d'orge (en excluant les huiles de palme) et d'huiles organiques provenant d'huiles de cuisson usagées ou de graisses animales.

### **E.1.1.3 – Électricité d'origine solaire : Photovoltaïque**

#### **a) État des lieux : actuelle PPE**

2018 : +53,5 MW/2015 soit 240 MW installés

2023 : + 121,5 MW/2015 soit 308 MW installés

#### **b) Objectifs révisés**

2023 : +150 MW par rapport à fin 2018 soit 340 MW installés fin 2023

2028 : de +250 à +310 MW par rapport à fin 2018 soit un objectif de 440 à 500 MW installés fin 2028

Cela correspond à :

- pour 2023 : + 30 MW / an
- pour 2028 : + 20 à 30 MW/an

Les appels d'offre CRE se feront désormais sans stockage.

Outre les appels d'offre CRE, les dispositifs locaux financés par La Région Réunion, l'ADEME et le financement européen (chèque photovoltaïque et appel à projets Autoconsommation tertiaire – industriel) contribueront à atteindre ces objectifs.

#### **c) Perspectives et mesures d'accompagnement**

Le tissu économique local assure être en mesure de répondre à ces objectifs.

Les filières photovoltaïques sont des filières matures qui sont d'ores et déjà en mesure de se développer et de répondre à un déploiement massif. Cependant, des évolutions technologiques (PV concentrés, autoconsommation collective) sont encore susceptibles de faire évoluer non seulement les usages mais aussi les coûts des installations.

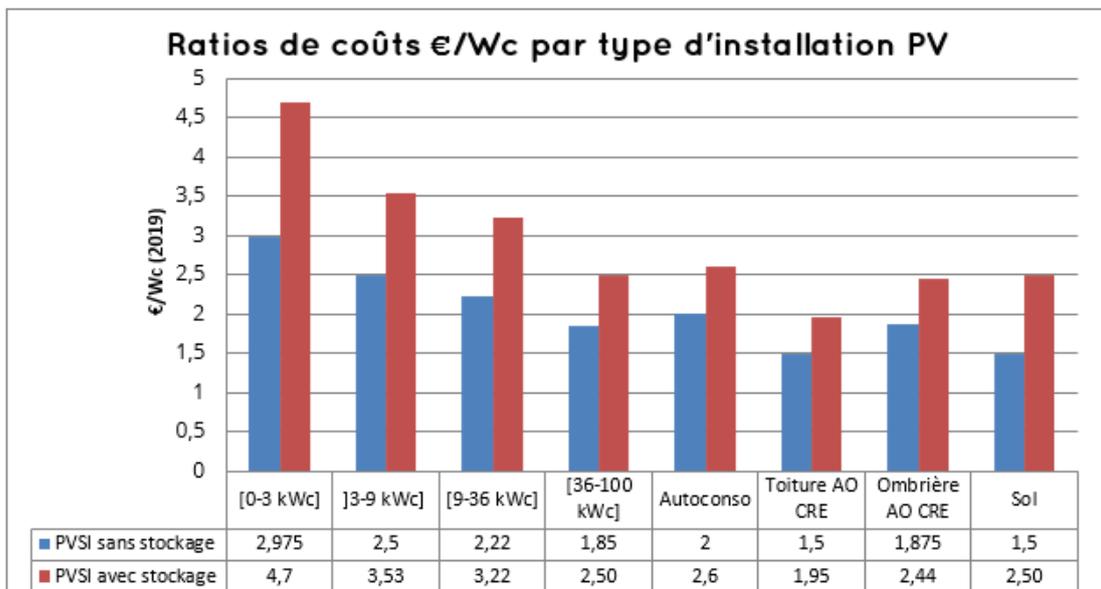


Illustration 21: Ratio €/Wc par type d'installation PV – Source Région Réunion

#### En vue d'une injection 100 % réseau

Les appels d'offres territoriaux pluriannuels sont cruciaux pour l'atteinte de ces objectifs.

Le nouveau tarif d'achat pour les centrales de puissance inférieures à 100 kW (dit S17) évolue à la baisse en fonction du volume installé sur l'ensemble du territoire français. Cela semble susceptible de freiner le développement des projets réunionnais. La question d'indexer la baisse de tarif plutôt à des critères liés au rythme de développement photovoltaïque à la Réunion se pose.

De plus, il est proposé que le gestionnaire de réseau définisse de nouveaux paramètres à appliquer aux onduleurs, pour mieux adapter la production photovoltaïque aux contraintes du système électrique réunionnais.

Chez les particuliers installant des centrales PV de faibles puissances, l'installation des compteurs communicants est souhaitée, car elle réduit le coût de raccordement.

#### Pour l'autoconsommation partielle ou totale

Un dispositif d'aide pour les particuliers s'équipant de centrale en autoconsommation est mis en place par la Région Réunion (Chèque Photovoltaïque). Il a vocation à être poursuivi en intégrant des critères visant à imposer des actions de maîtrise de l'énergie. Les installations avec stockage bénéficient d'une subvention supplémentaire.

En parallèle, un dispositif soutenu par le POE FEDER 2014 – 2020 vise à développer l'autoconsommation vertueuse dans les bâtiments tertiaires et industriels, avec ou sans stockage. Il conviendrait de renouveler une telle mesure dans le PO suivant.

La question du développement massif de l'autoconsommation collective est à considérer pour la période 2024 – 2028. La CRE souhaiterait qu'EDF SEI puisse préciser les impacts et les gisements de l'autoconsommation dans les ZNI, pour fin 2018.

#### Répartition territoriale

Il est prévu l'élaboration d'un cadastre solaire visant à améliorer la connaissance du productible sur les surfaces (toitures, parking, etc.) non visées par des problématiques d'utilisation des sols.

Par ailleurs l'ADEME lancera fin 2020 une étude nationale « Friche », visant à identifier 10 à 20 sites en friche par département en vue de développement du photovoltaïque au sol.

Sur la base de la répartition du S2REN (2017), dont on retient la répartition des installations PV par poste source, (5 % dans le Nord, 24 % dans l'Est, 54 % dans le Sud et 17 % dans l'Ouest) la répartition suivante est proposée à l'horizon 2023 :

Unité : MW	Nord	Est	Sud	Ouest	Total
2023	17	82	184	57	340
2028	Répartition à déterminer en fonction du cadastre solaire à réaliser				440 à 500

Tableau 27: Répartition territoriale des installations PV

Cette proposition peut-être entendue par les collectivités locales comme étant un objectif à remplir en termes d'identification des espaces adéquats pour un tel développement (sur toitures, parkings, friches, etc.), dans le cadre de l'élaboration des documents de planification et du PCAET.

#### **E.1.1.4 – Hydroélectricité**

##### **a) État des lieux**

La PPE 2016 – 2023 affiche un objectif de développement de l'hydroélectricité, en puissance installée supplémentaire par rapport à fin 2015, de 0,5 MW en 2018 et 39,5 MW en 2023, soit des augmentations respectives de 0,4 % et de 30 % en puissance installée. Ces volumes correspondent à :

- 0,5 MW de petite hydroélectricité en 2018 et 1,5 MW en 2023 (par rapport à fin 2015) ;
- la mise en service du projet Takamaka 3.

Le décret approuvant la PPE 2016 – 2023 prévoit également la possibilité de financer les études d'optimisation de la chaîne hydroélectrique de Takamaka.

Depuis l'élaboration de la PPE 2016 – 2023, le projet Takamaka 3 a été abandonné par le maître d'ouvrage EDF en raison de multiples contraintes : techniques, économiques, environnementales et sociétales. Il fait consensus que cet ouvrage aurait constitué le dernier grand projet hydroélectrique de l'île.

Le développement de l'hydroélectricité passera donc désormais par l'optimisation des centrales existantes, la petite et la micro-hydroélectricité, y compris sur les réseaux d'irrigation, voire d'adduction d'eau potable, d'assainissement et de rejets d'eaux usées traitées, à étudier notamment dans le cadre de contrat de gré à gré.

En 2019, la SPL Horizon Réunion a réalisé pour le compte de la Région Réunion une étude de potentiel hydroélectrique sur les réseaux d'adduction d'eau pour lesquels il existe un potentiel énergétique non négligeable du fait de leur fort dénivelé. En effet, le flux d'eau dans une canalisation peut être valorisé d'un point de vue énergétique par l'intermédiaire d'une turbine et d'un alternateur.

Cette étude a démontré que la mise en place d'une petite centrale hydraulique sur un réseau d'eau n'entraînerait ni de modification notable sur les équipements existants, ni d'investissement supplémentaire en ce qui concerne l'infrastructure hydraulique. La production d'énergie pourrait ainsi être considérée comme secondaire ou comme « produit accessoire » au fait de transporter de l'eau. De plus, la petite hydroélectricité n'engendrait pas d'autres impacts négatifs sur l'environnement.

Cette filière est cependant caractérisée par les éléments suivants :

- Les points de valorisation du potentiel sont très diffus : plusieurs milliers de km de réseaux ;
- Les caractéristiques déterminantes (pression et débit) sont très rarement connues ;
- L'immense majorité des réseaux dispose d'un potentiel faible, inférieur à 10 kW.
- Seules les eaux captées gravitairement sont éligibles, ce qui exclut les projets situés en aval de stations d'épuration.

Sur le plan technico-économique, l'étude a permis de constater que la micro-hydroélectricité présente des atouts réels, à la fois pour le porteur de projet (temps de retour régulièrement inférieur à 10 ans) et pour le réseau électrique (moyen de production décentralisé, prévisible et renouvelable). Il est donc pertinent de concevoir une stratégie régionale qui permettrait de déployer des projets de micro-hydroélectricité sur le territoire réunionnais.

Néanmoins, le développement cette filière fait face plusieurs freins :

- Le tarif d'achat réglementé cadre les projets éligibles :
  - La puissance est limitée à 500 kW ;
- Les gestionnaires de réseaux ne disposent pas des compétences ni du temps nécessaire pour investir pour ce sujet.
- Le potentiel est souvent bridé par la conception même des infrastructures et leur gestion ;
- Une grande partie des sites et des réseaux n'est pas équipée de capteurs permettant une remontée d'information (débit et pression).

Le projet d'aménagement de l'antenne 4 du projet ILO (irrigation du littoral Ouest) a été mis en service en 2013 par Alterelec, dans le cadre d'une autorisation d'occupation temporaire (AOT) du conseil départemental, pour une puissance raccordée de 120 kW.

### **b) Objectifs révisés**

2023 : + 6,6 MW par rapport à 2018

2028 : + 1 MW par rapport à 2023

### **c) Perspectives**

Les projets suivants sont identifiés :

- Matarum, projet de petite hydroélectricité sur le réseau d'adduction d'eau potable à Cilaos, de 112 kWe. Une étude de pré-faisabilité a été réalisée en 2007.
- Optimisation de la chaîne hydroélectrique de Takamaka : dans le cadre de la maintenance des équipements techniques de l'usine de Takamaka 1, les deux groupes de production existants pourraient être optimisés pour une puissance supplémentaire de 2,2MW (+5, %2 %) pour un gain annuel estimé à 6,0 GWh.
- Optimisation de l'usine de Rivière de l'Est dans le cadre de la maintenance des groupes de production (changement de trois turbines) : 6,2 GWh/an supplémentaires à horizon 2023.
- Le développement de la production hydroélectrique sur le réseau d'irrigation du littoral ouest, dans le cadre d'un appel à projet du conseil départemental est prévu, comme suit :
  - Opérations de turbinage (envisagées aujourd'hui par le Plan Départemental de l'Eau et des Aménagements Hydrauliques (PDEAH), dont les 5 premières sont programmées pour une mise en service en 2020

La Saphir, exploitant du réseau d'irrigation pour le compte du conseil départemental, mène des réflexions pour équiper d'autres sites ayant un potentiel hydroélectrique intéressant. En effet, une turbine de 160 kW a d'ores et déjà été mise en place en amont d'une chambre située sur la Ligne Paradis, à Saint-Pierre.

- Projets à l'étude à la mi 2020 :

Communes	Sites	Puissance kW	Productible GWh/an
Saint-Paul	Restitution Rivière des Galets	500	2,8
Saint-Paul	ILO – RT3	40	0,0726
Saint-Leu	ILO – RT6	40	0,0583
Saint-Leu	ILO – RT8	100	0,351
Saint-Louis	Bras Cilaos (BC) - Bellevue	242	0,588
Saint-Louis	Bras Cilaos – Maniron	393	1,2
Saint-Louis	Bras Cilaos – Larrey	150	0,83
Les Avirons	PT13000 Interconnexion ILO – BC	68	0,32
Saint-Pierre	Ligne Paradis	419	1,21

Saint-Pierre	Riviere St Étienne	795	2,9
Saint-Pierre - A501C02	Capteur de pression - A501C02	74	0,265
Petite – Ile	Réservoir communal « ville 2 »	59	0,4
	<b>Total court terme (2023)</b>	<b>2 880</b>	<b>11</b>

Tableau 28: Opérations de turbinage envisagées – Source : conseil départemental

- Sites identifiés pour lequel le potentiel reste à confirmer :

<b>Communes</b>	Sites	Puissance kW	Productible GWh/an
Sainte Marie	Puits de chute Rivière des pluies	200	1,75
Salazie	Puits de chute de la Rivière Fleurs jaunes	200	0,9
La Possession	Puits de chute Bras Sainte-Suzanne	800	3,1
	<b>Total moyen terme (2028)</b>	<b>1 100</b>	<b>4,4</b>
Plaine-des – Palmistes	Projet MEREN – Plaine des Palmistes (prévu en 2030)		15

Tableau 29: Opérations de turbinage avec un potentiel à consolider – Source : conseil départemental

- Opérations envisageables de réducteurs de pression (non programmées aujourd’hui par le Département)

Sites		Puissance kW	Productible GWh/an
Littoral ouest	3 chambres du périmètre irrigué Ouest (Irrigation du Littoral Ouest ILO)	230	0,7
Littoral sud	7 chambres du périmètre irrigué Sud (Bras de La Plaine et Bras de Cilaos)	1000	2,2
	<b>Total court terme (2023)</b>	<b>1230</b>	<b>2,9</b>

Tableau 30: Opérations envisageables de réducteurs de pression – Source : conseil départemental

Par ailleurs, une étude menée par le SIDELEC en 2015 identifiait les gisements suivants par EPCI :

<b>CINOR :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sur réseau d’eau potable : 139 kW</li> <li>• sur réseau d’irrigation : 800 kW</li> <li>• sur réseau d’assainissement : 92 kW</li> </ul>	<b>CIREST :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sur réseau d’eau potable : 506 kW</li> <li>• sur réseau d’irrigation : 1 MW</li> </ul>
<b>CIVIS :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sur réseau d’eau potable : 161 kW</li> <li>• sur réseau d’irrigation : 1,867 MW</li> </ul>	<b>CASUD :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sur réseau d’eau potable : 174 kW</li> <li>• sur réseau d’irrigation : 711 kW</li> </ul>
<b>TCO :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sur réseau d’eau potable : 221 kW</li> <li>• sur réseau d’irrigation : 1,85 MW</li> </ul>	

Tableau 31: Gisement sur les réseaux d’eau potable et d’irrigation par EPCI – Source : SIDELEC

Sur la base de ces gisements, les EPCI pourront, dans le cadre de la mise en œuvre de leur PCAET (Plan Climat-Air-Énergie Territorial), vérifier ces potentiels et identifier les projets les plus à même de réunir les conditions technico-économiques permettant leur développement.

#### **d) Mesures d'accompagnement, dont des actions à mener**

De manière générale, l'objectif de développement de cette filière est de faire en sorte que l'exploitant du réseau d'eau ne se contente pas que de fournir de l'eau de qualité. Il devra aussi être capable de faire évoluer son réseau de manière à limiter les coûts énergétiques liés au pompage et au traitement, et à exploiter les potentiels de production d'électricité par turbinage. Pour ce faire, une liste intégrant des mesures pour développer la filière a été identifiée :

- Pour permettre un positionnement des développeurs sur des projets de petite hydroélectricité sur des réseaux publics, il est nécessaire d'identifier au préalable le potentiel au travers des éléments suivants : débits, taille des canalisations, hauteurs de chute.
- Préconisations techniques et stratégiques issues de l'étude de la SPL Horizon Réunion :
  - o sensibiliser les maîtres d'ouvrage et exploitants aux intérêts et enjeux d'une valorisation énergétique du potentiel hydroélectrique de leur réseau afin que cette dimension soit prise compte à la conception ou lors de la réalisation de travaux (de renouvellement ou de renforcement) sur les réseaux
  - o accompagner techniquement et économiquement les porteurs de projets
  - o cibler des cas types de projets reproductibles (par exemple remplacement des réducteurs de pression par picoturbine)
  - o faciliter les négociations en gré à gré pour obtenir un tarif d'achat pour les projets non gravitaires qui présentent un intérêt dans le contexte local
- Les EPCI pourront préciser, dans le cadre de leur PCAET, leurs objectifs de développement des projets de petite hydroélectricité qui pourront être mis en œuvre sur leur territoire.

### **E.1.1.5 – Éolien terrestre**

#### **a) État des lieux**

Deux parcs éoliens sont en service et connectés au réseau sur l'île. Ils disposent tous deux de la technologie Vergnet GEV, éolienne rabattable (en cas de cyclone) d'une puissance unitaire de 275 kW.

Site	Exploitant	Puissance installée (MW)	Nombre d'éoliennes	Production en 2016 (GWh)	Nb heures de production annuelle	Date de mise service	Date de fin du contrat d'achat
Sainte-Rose	EDF EN	6,3	23	18,5	Entre 900 et 1 200 h équivalent pleine puissance	2004	2019
La Perrière Sainte-Suzanne	QUADRAN	10,2	37			2006	2021
Total		16,5		18,5			

Tableau 32: Parcs éoliens à la Réunion – Source : Les exploitants

Un projet de **Schéma Régional Éolien (SRE)** a été réalisé en 2015 par la **SPL Horizon Réunion, financé par la Région Réunion et l'Ademe**. Les volets technique (gisement de vent), réglementaire (exclusion des zones contraignantes pour le développement de l'éolien) et paysager y ont été abordés, afin d'aboutir à une estimation du potentiel de développement de la filière éolienne sur le territoire.

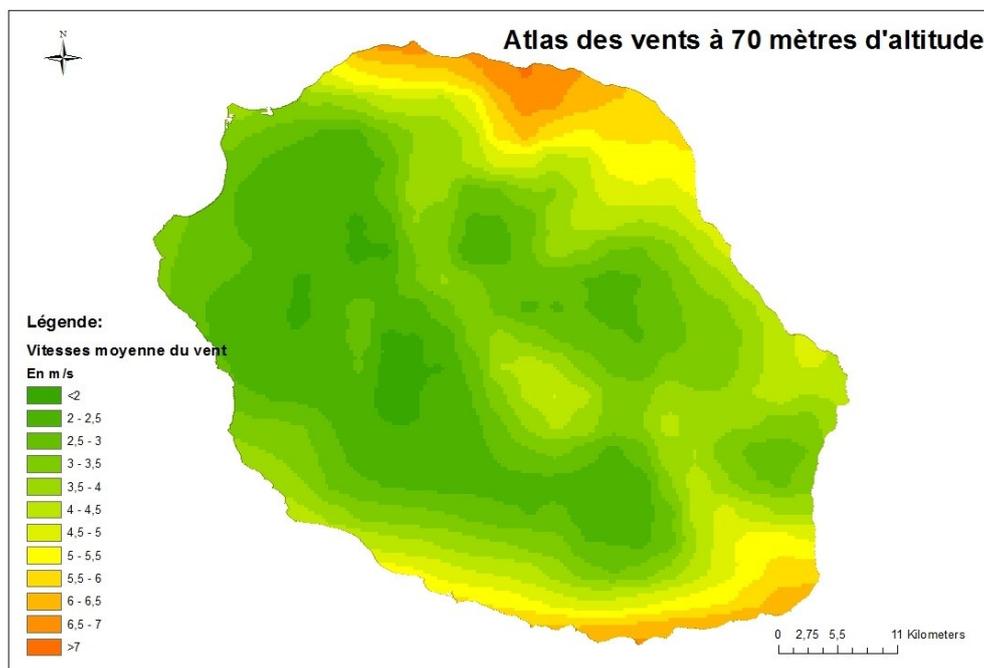


Illustration 22: Volet technique du SRE : Vitesse moyenne du vent à 70 m d'altitude – Données Météo France/modèle AROME extrapolée par une loi logarithmique

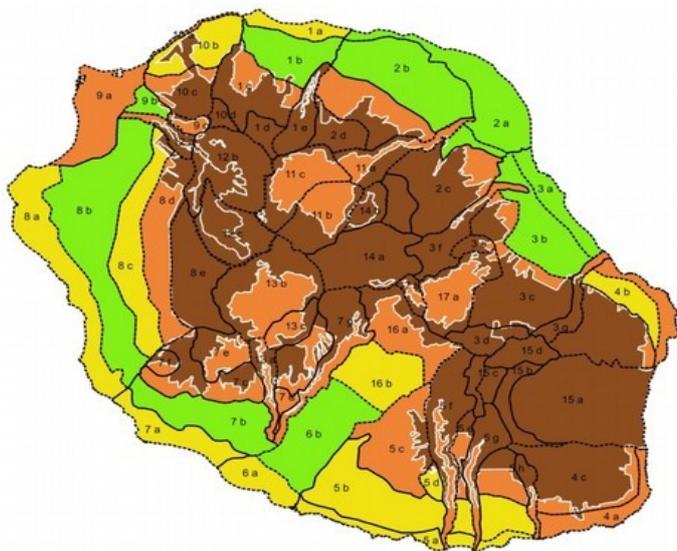


Illustration 23: Volet paysager du SRE : Cartographie des sensibilités paysagères relatives au développement de l'éolien à l'intérieur des sous-unités paysagères

Le potentiel éolien sur l'île est estimé à 78 MW. Cependant, ces estimations n'intègrent pas les évolutions technologiques récentes, notamment la disponibilité sur le marché de machines de puissance unitaire de 1,5 à 2 MW adaptées aux conditions cycloniques, voire jusqu'à 4 MW selon certains développeurs.

### **b) Objectifs révisés**

Les objectifs de développement de l'éolien pour les échéances 2023 et 2028 intègrent à la fois :

- — La fin de contrat d'obligation d'achat pour les parcs existants, prévue entre 2019 et 2021, et les opérations de repowering de ces parcs ;
- — Le développement de nouveaux parcs éoliens sur le territoire.
- **Objectif 2023 : + 25 MW** par rapport à 2016, soit une puissance totale de 41,5MW
  - Repowering des sites existants : +13,5 MW
    - À l'horizon 2023, les exploitants des sites existants auront normalement réalisé leur opération de repowering par des machines de puissance supérieure, soit probablement 29 MW installés.
    - En valeur relative, cela fera une puissance installée supplémentaire par rapport à 2016 de +13 MW. La production électrique des premiers projets, pourra être lissée et garantie par du stockage.
  -
- **Objectifs 2028 : + 50 MW** supplémentaires par rapport à 2023, soit une puissance totale installée de 91,5 MW.

### **c) Perspectives**

- Technologies d'éolien sur-toilé adaptables en zone cyclonique
- Identification de moyens, de structures
- Des acteurs majeurs de l'éolien sont présents localement, 40 MW de projet seraient actuellement en développement
- Les derniers travaux de la CRE et d'EDF montrent que comme pour le photovoltaïque, le stockage centralisé est plus intéressant économiquement et techniquement que le stockage lié aux centrales électriques utilisant les énergies intermittentes. L'arrêté tarifaire en cours de révision pour les ZNI ne prévoit plus le stockage sur les centrales éoliennes.

### **d) Mesures d'accompagnement dont des actions à mener**

- Le projet de SRE réalisé en 2015 est en cours de mise à jour.
- Plusieurs projets éoliens sont dans le périmètre des espaces proches du rivage, zone sur laquelle l'implantation d'éoliennes ne peut être autorisée depuis la loi Brottes. Lors de la révision du SAR, il conviendra de s'assurer de la faisabilité de ces projets dans le cadre de la révision du SMVM (schéma de mise en valeur de la mer).
- S'assurer de la pérennité du tarif d'obligation d'achat existant pour les ZNI afin de donner une visibilité à moyen/long terme aux acteurs au regard des délais et des coûts de développement des projets éoliens.
- Le développement de nouveaux parcs éoliens doit s'apprécier à l'aune du respect de la valeur universelle exceptionnelle (VUE) du bien Unesco.

### **E.1.1.6 – Déchets**

Dans le cadre de sa compétence en matière de planification des déchets (loi NOTRe de 2015), la Région Réunion élabore le projet de Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets (PRPGD) qui a pour objet de coordonner à l'échelle du territoire l'action de l'ensemble des parties prenantes sur la gestion des déchets.

En cohérence avec les directives européennes et la feuille de route du gouvernement sur l'économie circulaire (FREC, 2018), la Région affiche sa volonté de **tendre vers un objectif** de « zéro déchet » à l'horizon 2030 en affichant, dans le cadre de l'élaboration du projet de PRPGD, des objectifs très ambitieux en matière de réduction/prévention et de valorisation des déchets (réemploi, recyclage et valorisation matière) en favorisant le développement et la structuration des filières liées à l'économie circulaire créatrices d'emplois locaux.

Dans l'attente de la mise en place de l'ambition partagée de tendre vers le « zéro déchet », la valorisation énergétique des refus de tri sous forme de Combustibles Solides de Récupération (CSR) représente une solution de transition temporaire au tout enfouissement. Les installations nécessaires à ce type de valorisation énergétique des déchets sont ainsi prévues, assorties des conditions suivantes :

- -les installations doivent s'inscrire dans une perspective de substitution à terme des CSR par un combustible renouvelable, de type biomasse en privilégiant les filières locales d'approvisionnement qui doivent se structurer ;
- la priorité doit être accordée à l'adaptation de chaudières charbon existantes afin de privilégier les objectifs de transition écologique et d'autonomie énergétique. Il serait possible d'installer des chaudières dédiées pour les CSR sans augmentation des capacités de production ;
- néanmoins, une installation nouvelle pourrait être autorisée, à condition que le porteur de projet produise une étude technico-économique démontrant qu'il n'existe pas d'alternative dans un délai compatible avec les enjeux du territoire, en particulier de mise à niveau d'installation existante présentant un meilleur bilan environnemental et financier.

En conséquence, il est inscrit une puissance de 16,7 MW électrique de revalorisation énergétique des CSR, pour une production électrique de 220 GWh/an, dont 70 à 80 GWh/an en substitution de la biomasse importée, assortie des conditions suivantes :

- l'adaptabilité des installations à la substitution par un combustible renouvelable de type biomasse à mesure que le flux de déchets s'amenuise pour être compatible avec l'objectif « zéro déchet »,
- la justification technico-économique, financière et environnementale, de la compatibilité du projet à la politique de « zéro déchet » et de la transition énergétique ;
- le respect de la hiérarchie des modes de traitement et de valorisation des déchets en privilégiant les objectifs de réduction et les filières d'économie circulaire.

### **E.1.1.7 – Éolien off-shore**

#### **a) État des lieux**

##### *Gisement éolien offshore*

L'intérêt du vent en mer est qu'il offre des vitesses plus élevées qu'à terre, car l'absence de relief et la faible rugosité de la surface de la mer le freinent moins. On a ainsi à La Réunion, en moyenne annuelle, une vitesse médiane 3 fois plus élevée en mer qu'à terre (modèle AROME Météo-France). De surcroît, à La Réunion, un phénomène vient accélérer encore le vent au large : à l'approche de l'île, le relief imposant brise l'écoulement uniforme du vent, qui s'accélère en passant de part et d'autre de l'île. On trouve ainsi 2 zones au Nord et au Sud de l'île, d'environ 1700 km<sup>2</sup> chacune, dans lesquelles les vitesses moyennes annuelles sont comprises entre 6 et 7,5 m/s à 100 m de haut.

Le vent en mer est également plus constant et plus prévisible car moins soumis aux effets climatiques locaux provoqués par les masses terrestres, comme la brise de terre ou de mer. En effet, par leur volume énorme, les océans sont moins soumis aux variations de température que les terres émergées.

### Éolien en mer posé

L'éolien en mer posé sur les fonds marins est limité à des profondeurs d'environ 50 m, mais il faut noter que les parcs éoliens en mer actuels ne dépassent pas les 30 m de fond.

Ce seuil de 50 m est davantage économique que technique, puisque dans le domaine pétrolier, les plateformes offshore fixes posées au fond sont utilisées jusqu'à des profondeurs de 300 m. Bien que la profondeur d'implantation des parcs éoliens en mer n'ait cessé d'augmenter avec les années, il est peu probable que l'éolien en mer posé se développe au-delà des profondeurs de 40 ~ 50 m, car l'industrie se concentre désormais sur l'éolien flottant pour s'affranchir des contraintes de bathymétrie.

À la Réunion, les zones potentielles pour de l'éolien en mer posé (< 50 m de fonds) sont très proches des côtes (250 m à 2 km) et les surfaces disponibles sont trop petites. Seul l'éolien flottant est donc à envisager.

### Éolien en mer flottant

Avec des éoliennes de puissances unitaires de 5 à 10 MW, même des « petits » parcs d'une dizaine d'unités présentent des puissances significatives par rapport aux besoins de l'île. En mer, le gisement en vent se situe au Nord et au Sud de la Réunion. En fonction d'hypothèses de faisabilité technico-économique liées à la taille du parc, à la profondeur d'eau, à la nature des fonds et à l'accessibilité, la superficie des zones exploitables est variable.

En considérant les zones de vent de vitesse moyenne annuelle minimale de 6,5 m/s, une profondeur d'eau de 1000 m maximum, les servitudes aéroportuaires et une distance à un port de 40 km maximum pour la maintenance, on obtient une zone de 50 km<sup>2</sup> au Nord et une zone de 20 km<sup>2</sup> au Sud. En considérant une densité de puissance du parc de 5 MW/km<sup>2</sup>, cela représente une puissance totale de l'ordre de 350 MW.

#### **b) Objectifs révisés**

Pour 2023 : 0 MW

Pour 2028 : 0 à 40 MW

Si un projet se développe, il est difficile d'envisager un parc d'éolien off-shore de faible puissance au regard des coûts de raccordement.

#### **c) Identification de moyens, de structures**

Moyens maritimes et portuaires à identifier / à prévoir / à renforcer.

#### **d) Mesures d'accompagnement, dont des actions à mener**

- Identifier des développeurs de projets
- Envisager la négociation d'un contrat de gré-à-gré si un projet se développait à brève échéance
- Lancer des Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI)
- Lancer des appels d'offres
- Réaliser des études spécifiques pour évaluer la faisabilité technico-économique
- Apporter une visibilité à la filière éolien en mer sur les conditions de son développement à la Réunion
- Renforcer l'acquisition de données océanographiques et les actions de caractérisation du milieu marin
- Participer aux appels à projets européens sur les EMR – veille sur les outils de financement européens.

### **E.1.1.8 – Énergies marines renouvelables**

En 2009, la Région Réunion s'est dotée d'un schéma régional d'exploitation des énergies marines (SREMER). Ce document a été mis à jour en 2018 pour prendre en compte l'évolution des technologies. Il identifie le potentiel des énergies marines pour la Réunion et propose une stratégie de valorisation.

#### **a) État des lieux**

##### *Énergie de la houle*

L'exploitation de l'énergie de la houle consiste à capter les variations du niveau de la surface ou les courants sous-marins provoqués par le passage de la houle. Les systèmes houlomoteurs captent l'énergie mécanique de ces mouvements de l'eau et la transforment en énergie électrique. Cette forme d'énergie marine est celle qui regroupe le plus grand nombre de systèmes différents. La hauteur de houle requise dépend du système houlomoteur, c'est davantage la fréquence et la régularité qui importent. Plusieurs types d'implantation sont possibles selon le système : en mer, au large ou près des côtes, ou à terre sur le littoral.

À la Réunion le potentiel est suffisant pour permettre son exploitation. Il est globalement compris entre 5 et 30 kW/ml suivant la localisation et la profondeur du site. Il est plus élevé au Sud Sud-Ouest de l'île, où on rencontre les houles australes les plus fortes.

La filière n'est pas mature, mais se développe rapidement. Actuellement, les technologies ont atteint le stade de centrales de démonstration, voire de parcs pilotes, avec des capacités nominales totales de 500 kW à 1 MW maximum, et d'au plus 300 kW par unité.

La faiblesse de cette filière est sa difficulté à pérenniser dans le temps les technologies développées et le savoir-faire acquis par les acteurs.

##### *Énergie de la marée*

L'énergie marémotrice peut se présenter sous forme d'énergie potentielle (différence de niveau d'eau provoquée par la marée) ou d'énergie cinétique (courants de marée). Le terme marémoteur se réfère usuellement à l'exploitation de l'énergie potentielle de la marée, tandis que l'exploitation des courants de marée relève, dans le langage courant, de l'énergie hydrolienne.

Une usine marémotrice fonctionne sur le même principe qu'un barrage hydraulique, le bassin se remplissant grâce à la marée montante. C'est une filière mature technologiquement, bien qu'elle soit peu répandue du fait du petit nombre de sites propices existant dans le monde.

À la Réunion, le gisement est insuffisant : l'amplitude de la marée ne dépasse pas 90 cm.

##### *Énergie des courants marins*

L'hydrolien est la filière qui exploite les courants marins sous la surface de la mer. Les machines ciblent en majorité des courants de forte vitesse ; elles sont adaptées à des contextes géographiques et hydrodynamiques différents de La Réunion : chenaux, baies, détroits, et souvent, zones à forts marnages.

À La Réunion, les courants sont de trop faible vitesse pour envisager ce type de valorisation, sauf cas particuliers éventuels encore à découvrir.

##### *Énergie thermique des mers*

Il s'agit de pomper de l'eau froide en profondeur et de l'eau chaude en surface, utilisées comme source froide et source chaude dans un cycle thermodynamique pour faire tourner une turbine et produire de l'électricité. Un différentiel de température d'au moins 20 °C entre les deux sources est requis. D'autres applications ou coproduits sont possibles : froid, eau douce, eau minérale, agriculture, cosmétiques, recherche... Ces applications secondaires sont cruciales pour rentabiliser le coût de la conduite d'eau profonde.

À La Réunion, des profondeurs importantes sont proches du rivage, ce qui rend la ressource en eau froide profonde relativement accessible.

- Pour la production électrique, la filière est peu mature. Il n'existe que deux centrales pilotes connectées au réseau, dédiées à la recherche, sur des sites associant centres de recherche et pépinières d'entreprises liées à la mer : à Hawaï (100 kW – 2015) et au Japon à Okinawa (50 kW – 2013).
- Pour la production de froid, la filière est plus mature. Une dizaine d'installations commerciales existent depuis 30 ans dans différents pays et différents climats, majoritairement tempérés ou nordiques. Les deux seuls systèmes implantés en milieu tropical sont situés en Polynésie française et appartiennent au même groupe hôtelier.

Le GIP Bois Rouge (PPIEBR) porte un projet de valorisation de l'eau de mer à la fois avec l'énergie thermique des mers et en tant que matière première pour des coproduits en agro-alimentaire et cosmétique. Depuis 2018, une centrale électrique en bord de mer à l'énergie thermique des mers d'environ 350 kW net associée à une production de froid de l'ordre de 4 MWf est étudiée.

### Énergie osmotique

L'exploitation de l'énergie osmotique utilise la différence de salinité entre l'eau douce et l'eau salée au niveau des embouchures des fleuves et des rivières, voire dans les salines. On récupère l'énergie produite par le passage de l'eau douce vers l'eau de mer à travers une membrane semi-perméable.

Deux techniques existent, l'électrodialyse inverse, qui génère un courant ionique, et l'osmose à pression retardée, qui génère une pression hydraulique dite pression osmotique. Les technologies sont toujours au stade de la recherche et développement. Le ratio coût/efficacité surfacique des membranes est actuellement le facteur limitant.

Un gisement existe à la Réunion (Port de Sainte-Rose...), néanmoins la filière n'est pas assez mature pour espérer l'exploitation de cette énergie d'ici 2028.

### **b) Objectifs révisés des énergies marines renouvelables**

	2023	2028
ETM	2 MW	+ 0 à 3 MW soit un parc 2 à 5 MW
Énergie de la houle	0 MW	0 à 5 MW
Total (MW par rapport à 2018)	2 MW	2 à 10 MW

Tableau 33: Objectifs EMR 2023 – 2028

### **c) Perspectives**

- ETM : projets en cours à soutenir, déterminant pour le décollage de la technologie. Aspect stratégique en matière de savoir-faire si les organismes de recherche réunionnais arrivent à déposer et à valoriser des brevets.
- Houlomoteur : la résistance aux houles australes et cycloniques est un point dur de développement de ces projets. Le gisement existe à la Réunion, mais son exploitation nécessite d'être en synergie avec la construction des ouvrages de protection maritime.

### **d) Identification de moyens, de structures**

- Moyens maritimes et portuaires à renforcer / à identifier / à prévoir.
- Penser dès le début à intégrer les EMR, notamment houlomoteur ou SWAC, aux projets structurants d'aménagement littoral (NEO, Écocité, ports, etc.).

### **e) Mesures d'accompagnement, dont des actions à mener**

- Créer des partenariats avec les universités, industriels et collectivités étrangères à l'origine des centrales pilotes existantes.
- Envisager d'inscrire le projet de centrale ETM porté par le GIP Bois Rouge (GIP PPIEBR) afin qu'il puisse bénéficier de la procédure « coûts échoués ».

- Renforcer l'acquisition de données océanographiques et les actions de caractérisation du milieu marin.
- Lancer des AMI pour les filières ETM et houlomoteur.
- Suite à la révision du Schéma Régional Énergies Mer, la Région Réunion choisit un prestataire pour définir une stratégie en vue de la réalisation d'une plate-forme d'expérimentation d'énergies marines. Cette plate-forme permettrait de définir un projet stratégique pour la création d'activités de Recherche Développement Innovation (RDI) dans le domaine des énergies marines renouvelables et de ses « co-produits » à La Réunion et dans le bassin maritime de l'Océan Indien.
- Une seconde consultation sera lancée par la Région Réunion pour l'accompagner dans ses réflexions sur l'hydromaréthermie.

### **E.1.1.9 – Géothermie**

#### **a) État des lieux**

Plusieurs études de potentiels ont été réalisées par le BRGM. Celle menée en 2014 a permis d'établir une carte des potentiels et des contraintes.

Les zones à potentiel élevé sont :

- Piton des Neiges : cirques de Salazie et de Cilaos ;
- Piton de la Fournaise.

Il est à souligner que, si la charte du Parc National de la Réunion n'exclut pas la géothermie sur l'aire d'adhésion, il fait consensus de ne rechercher le développement qu'en dehors du cœur de Parc et de la zone classée au Patrimoine mondial de l'Unesco. Ainsi, fin 2016 un permis exclusif de recherche géothermique sur les cirques de Cilaos et Salazie, hors cœur de parc, a été accordé pour une durée de 5 ans.

Des études sont en cours afin de caractériser le gisement, d'évaluer les besoins fonciers et les contraintes environnementales pour l'implantation d'une centrale géothermique. Pour augmenter le rendement du projet, l'identification des besoins de chaleur à proximité de la ressource est également en cours. Les différentes demandes administratives sont prévues pour les forages exploratoires.

#### **b) Objectif révisé et perspectives**

2023 : pas d'objectif

2028 : de 0 à 5 MW

#### **c) Mesures d'accompagnement, dont des actions à mener**

- Soutien aux études (phase études pour les forages et la valorisation de la chaleur)
  - Suite à l'étude EGHÉRI menée par le BRGM en 2014, des études préalables sur d'autres sites pourront être réalisées pour vérifier le potentiel et la faisabilité :
    - Plaine des Cafres, Rivière Langevin et Rivière des Remparts, la zone de rift sud-est du Piton de la Fournaise, Plaine des Palmistes, rift de l'Etang Salé et rift nord-est du Piton de la Fournaise
    - Ce programme d'étude viserait à améliorer la connaissance sur la circulation des fluides profonds, sur ces sites présentant des indices d'activité géothermique.

### E.1.1.10 – Énergies de récupération : ORC en sortie de centrale

#### **a) État des lieux**

Plusieurs des scénarios de l'étude du GIP Bois Rouge (PPIEBR) s'attachent à examiner une valorisation de l'eau froide par un ORC mis en place en sortie de la centrale d'Albioma Bois-Rouge.

Cette étude a permis de préciser le potentiel de valorisation de la chaleur de récupération par un ORC : cette puissance (autour de 100 kWe) est bien plus faible qu'envisagée dans la précédente PPE (1,5 MWe).

Notons que les projets de production d'électricité à partir de l'ORC ne bénéficient pas d'arrêté tarifaire, ce qui potentiellement handicape le développement de cette filière.

#### **b) Objectifs révisés et perspectives**

2023 : 0 MW

2028 : 0 à 0,3 MW

### **E.1.2 – Le parc thermique à combustible fossile**

Orientations

- Convertir l'ensemble des groupes des deux centrales thermiques charbon-bagasse à la biomasse.
- Soutenir les projets permettant d'augmenter les rendements des centrales thermiques.
- Convertir la centrale fioul lourd EDF PEI de la ville du Port à la biomasse liquide.
- Limiter le développement de capacités de production thermique fossile de pointe aux cas de risque pesant sur la couverture des pointes de consommation, en privilégiant d'autres solutions pour piloter l'équilibre offre-demande.

#### **E.1.2.1 – Enjeux associés au parc thermique rôle dans le mix électrique et enjeux environnementaux**

Dans le mix électrique réunionnais, les centrales thermiques ont pour rôle principal d'assurer la sécurité d'approvisionnement en ajustant la production à la demande, par un fonctionnement en base, en semi-base ou en pointe.

Selon les perspectives de développement des énergies renouvelables et de consommation électrique de la présente PPE, les simulations faites par EDF font apparaître une évolution de l'utilisation des centrales thermiques, toujours nécessaires, mais avec des variations des taux d'appel bien plus importantes (flexibilité accrue de fonctionnement).

#### **E.1.2.2 – Centrales à charbon**

##### **Centrales charbon/bagasse (Albioma) (Moyens thermiques de base)**

Fin 2018, deux centrales charbon-bagasse sont en production pour une puissance totale installée de 210 MW.

- La **centrale charbon/bagasse de Bois-Rouge**, exploitée par la société Albioma, comporte trois tranches pour une puissance totale de 99,5 MW. Les deux premières tranches, mises en service en 1992, fonctionnent à la bagasse pendant la période sucrière de juillet à décembre et au charbon le reste de l'année.

La puissance électrique délivrée par ces tranches diminue en période sucrière, une partie de la vapeur produite étant consommée par les sucreries. La Réunion a été pionnière dans le domaine, puisque la centrale de Bois Rouge permet une valorisation de la bagasse depuis le début des années 90.

La troisième tranche de cette centrale, d'une puissance de 44,5 MW, a été mise en service en 2004 et fonctionne normalement au charbon toute l'année.

- Sur le même schéma de fonctionnement que la centrale de Bois-Rouge, la **centrale Albioma du Gol** comporte deux tranches charbon/bagasse (en service depuis 1996) et une tranche de 51,8 MW mise en service en 2005 fonctionnant au charbon. La puissance totale délivrée hors période sucrière atteint 110,8 MW.

L'objectif de la PPE 2016-2023 visait la diminution de la part de charbon dans la production totale des centrales charbon/bagasse.

Les travaux sont en cours sur toutes les tranches pour le programme de mise à niveau de la directive IED1 sur les rejets. Les puissances maximales disponibles (PMD) des tranches seront revues à la baisse.

Les travaux sont terminés sur la tranche 3 de la centrale du Gol, la PMD est passée de 52,5 MW à 51,8 MW depuis le retour en exploitation fin 2016.

Ces deux centrales ont produit 196 GWh à partir de bagasse en 2018, constituant ainsi la troisième source d'électricité renouvelable de l'île, après l'hydraulique et le photovoltaïque. Notons que la bagasse permet également la production de chaleur valorisée dans les usines sucrières. Ainsi, la bagasse constitue la première source d'énergie renouvelable valorisée à la Réunion.

### **Objectifs à 2023 et 2028**

- amélioration du rendement de refroidissement des centrales en utilisant de l'eau de mer
- production d'électricité avec un ORC en sortie de centrale
- 2023 : conversion à la biomasse. Cette conversion couplée à la mise aux normes IED fera passer la puissance des centrales thermiques à 190 MWe en saison sucrière et à 200 MWe hors saison sucrière.

La conversion au 100 % biomasse de toutes les tranches des installations des centrales Albioma répond au besoin de maintenir les moyens de base existants tel qu'identifié dans le BP 2019 d'EDF SEI. La non conversion à la biomasse d'une tranche et/ou son arrêt engendre nécessairement un investissement complémentaire pour l'équilibre du système électrique.

Le maintien de toutes les tranches des usines Albioma en fonctionnement apparaît d'autant plus nécessaire dans la présente PPE que des incertitudes demeurent, tant sur le rythme de développement des ENR que sur l'évolution de la courbe de consommation : un report de la décision sur la conversion d'une tranche d'Albioma n'est possible qu'en maintenant durablement le fonctionnement au charbon.

La dernière tranche de l'usine du Gol (dite ALGB) mise en service en 2006 est la plus grosse unité de l'île avec 51,8 MW net réseau soit 25 % du productible d'Albioma. Cette installation de 2005 ne fonctionne qu'au charbon pour une durée contractuelle de 25 ans jusqu'en 2030.

Le projet de conversion à 100% à la biomasse d'ALGB en 2023 permet de prolonger son contrat jusqu'en 2044 avec les avantages pour le territoire suivants :

- performance énergétique : sa chaudière à 110bars contre 80bars pour les autres unités lui confère une performance énergétique supérieure (consommation de combustible plus faible).
- sécurisation du fonctionnement de la sucrerie du Gol (Sucrière de La Réunion) : la conversion de cette unité pourra valoriser une partie de la bagasse en secours des installations d'ALGA et sera en capacité de fournir 50% de la vapeur nécessaire au fonctionnement de la sucrerie.
- souplesse de fonctionnement, meilleur flexibilité : cette unité a une capacité de variation de puissance élevée, avec un gradient de MW/mn le plus élevé des centrales thermiques à flamme de l'île. Son temps de démarrage est inférieur aux autres unités. Elle peut donc accepter un fonctionnement en semi-base.
- coût de prolongation et pérennisation plus faible : le coût de la prolongation de 15 années est plus faible que pour les autres unités ALGA et ABR1 car elle n'a que 15 ans d'existence à ce jour. Une partie de ses équipements n'auront pas à être renouvelés d'ici 2044.

- coût de la conversion relativement marginal pour la partie stockage biomasse : les postes de déchargement de biomasse, manutention entre quais et stockage au Port auront déjà été financés par les conversions d'ABR et ALGA. La conversion à la biomasse d'ALGB n'entraînerait que la construction du 4<sup>ème</sup> dôme, la manutention et le génie civil associés.

A contrario, il convient de préciser les contraintes et surcoûts en cas de non conversion à la biomasse d'ALGB et son maintien dans le fonctionnement actuel jusqu'en 2030 :

- une flexibilité non acquise : cela revient à maintenir 7 % de production à base de charbon si l'on maintient ALGB dans le merit order actuel et nettement moins si ALGB n'intervient qu'à la pointe, sans garantie toutefois que la manœuvrabilité actuelle le permette ;
- impact écologique majoré et acceptabilité sociale difficile pour justifier de l'utilisation du charbon au-delà de 2024 alors que la fin du charbon est annoncée en France métropolitaine au 1<sup>er</sup> janvier 2022 (cf. art 12 de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019) ;
- besoin de conserver un espace de stockage de charbon sur le Port et la logistique associée : mobilisation de foncier, autorisation ICPE, coûts fixes quel que soit le niveau d'appel. A souligner qu'il est déjà difficile de trouver une solution de stockage provisoire pour le charbon au Port le temps des travaux de conversion ;
- nécessité de conserver les installations charbon sur le site du Gol : contrainte foncière pour intégrer les installations biomasse lié à la conversion d'ALGA ;
- impact sur le coût de conversion d'ALGA relatif à la sécurisation des manutentions de combustibles sur le site du Gol : pas de système mutualisé pour les manutentions de biomasse entre les tranches ALGA et ALGB ;
- impact social fort à considérer sur l'emploi si ALGB devait s'arrêter en 2030 : une étude récente du cabinet Utopies précise que pour chaque emploi direct sur Albioma Le Gol, 8,7 emplois supplémentaires sont soutenus sur l'île de La Réunion.

### **E.1.2.3 – Moteurs diesel**

#### **Ressources et installations actuelles – contexte**

- La Centrale diesel de Port Est (EDF-PEI)

Cette centrale comprend douze groupes de 17,6 MW chacun (soit un total de 211 MW). Elle est exploitée par EDF-PEI (EDF Production Électrique Insulaire, filiale d'EDF à 100 %).

Ce moyen de production est utilisé en semi-base en complément de la production des centrales de base et de la production renouvelable.

#### **Évolutions aux horizons 2023 et 2028**

Les moteurs de Port Est ont été mis en service au cours de l'année 2013 et sont donc destinés à compléter la production locale pour au moins 15 à 20 ans.

Il est prévu la conversion de la centrale en 2023 du fioul lourd à la biomasse liquide .

### **E.1.2.4 – Moyens de production à la pointe**

Les moyens de pointe ont pour rôle de fournir de l'électricité pendant les pics de demande, ils sont essentiels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en particulier lors des pointes de consommation. Enfin, ils sont également utilisés en secours d'autres moyens de production.

#### **La TAC de la Baie (EDF)**

Le parc compte deux turbines à combustion (TAC) de 40 MW chacune, exploitées par EDF sur le site de la Baie au Port. Ces turbines sont utilisées pour la gestion de la pointe journalière de consommation et comme moyen de secours en cas de défaillance d'un autre moyen de production, soit un total de 80 MW ayant produit 11 GWh au cours de 2016 et l'équivalent de 137,5 h de fonctionnement à puissance nominale installée.

## **Évolutions aux horizons 2023 et 2028**

En raison du déclassement des trois anciennes turbines à combustion (TAC) du Port Ouest, d'une puissance installée cumulée de 60 MW, un moyen de pointe de 41 MWe dans le sud de l'île est mis en service depuis août 2018.

Cette TAC peut utiliser comme combustible principal du bioéthanol, en fonction de la disponibilité de la ressource. Elle fonctionne avec jusqu'à 80 % d'énergie renouvelable (sur la base de 800 heures par an équivalent pleine puissance). Lors de certaines phases de fonctionnement, seul du gazole non routier peut être utilisé.

En 2019, la TAC Sud n'a pu fonctionner qu'avec environ 40 % d'ENR, par manque de disponibilité de bioéthanol

Une étude menée en 2020 sur la filière canne fibre dans le cadre du comité de transformation agricole analyse un scénario visant à produire davantage de bioéthanol.

## **Objectifs quantitatifs à 2023 et 2028**

L'objectif est d'éviter l'installation de nouvelles turbines à combustion, notamment par un développement soutenu et ambitieux d'actions de MDE et des ENR, associé à d'autres moyens de flexibilité (stockage centralisé et effacement de consommation). Ceci n'est envisageable que sous ces conditions cumulatives.

### **E.1.3 – Conclusions sur l'offre d'électricité**

L'atteinte de ces objectifs très ambitieux nécessiteront une action forte et coordonnée de l'ensemble des acteurs afin de favoriser l'implantation locale des projets. Les pouvoirs publics, les industriels et l'ensemble des parties prenantes devront se mobiliser pour assurer un rythme de développement soutenu des énergies renouvelables électriques.

Ainsi, l'évolution de la consommation suppose une rupture significative dans les comportements tant des particuliers que dans le tertiaire. Les actions complémentaires de MDE définies dans le cadre de compensation CSPE doivent à ce titre être menées totalement à bien.

Il convient de prévoir :

- l'augmentation du taux d'intégration des ENR intermittentes sur le réseau ;
- l'installation de moyens de stockage ;
- le développement de l'effacement de consommation et plus globalement du pilotage de la consommation.

### E.1.3.1 – Récapitulatif des objectifs ENR pour l'électricité

Filières – ressources	Centrale / technologie	PPE 2023 révisée en MW	Énergie PPE 2023 révisée en GWh	PPE 2028 en MW	Énergie PPE 2028 BAS en GWh	Énergie PPE 2028 HAUT CORRIGÉ en GWh
Biomasse Liquide	Albioma TAC St Pierre part bioéthanol	41	9,6	41	8,32	2,56
Biomasse / bagasse	Bois Rouge 1 Albioma	200 MW hors campagne 190 MW pendant la campagne	986,3	200 MW hors campagne 190 MW pendant la campagne	1220	1066
Biomasse	Bois Rouge 2 Albioma					
Biomasse / bagasse	Le Gol A – Albioma					
Biomasse	Le Gol B – Albioma					
Biomasse liquide	EDF PEI – Port Est	211	779	211	569	418
Biomasse canne fibre	(en base)	0	0	0 - 4	0	14
Biogaz méthanisation	petits projets biomasse	6,5	23,2	7 - 7,5	23,9	25
Valorisation des CSR	Nord et Sud	16,7	220	16,7	220	219
Géothermie		0	0	0 - 5	0	36,6
Éolien	terrestre	41,5	55,6	91,5	124	123
Éolien	offshore flottant	0	0	0 – 40	0	120
PV	avec et sans stockage	340	475	440 – 500	615	698
Hydraulique	Classique (hors STEP)	145	523	146	522	520
Énergies marines	ETM	2	16	2 - 5	15	37
Énergies marines	houlomoteur	0	0	0 - 5	0	37
Biomasse	petits projets biomasse combustion	1	7,6	1 - 1,4	8	10
Biomasse	petits projets biomasse gazéification	0,2	0,7	0,2 - 0,6	1	2
Énergies marines	ORC	0	0	0 - 0,3	0	2
	<b>total</b>	<b>997,9</b>	<b>3096</b>	<b>1149,4 - 1268,0</b>	<b>3326,2</b>	<b>3330,2</b>

La méthanisation pour la production d'électricité est traitée en partie E.2.3 infra

Tableau 34: Récapitulatif des objectifs ENR à 2023 et 2028

Les déchets issus du Nord et de l'Est de l'île sont susceptibles d'être orientés vers la combustion sous forme de CSR à Bois-Rouge.

### E.1.3.2 – Les mix électriques à 2023 et 2028

Sur la base de ces objectifs de puissances installées<sup>6</sup> les travaux de modélisation du gestionnaire de réseau donnent des parts d'ENR dans le mix électrique de 99,7% en 2023 et 99,8 % en 2028 fourchette basse et 99,9 % en 2028 fourchette haute:

6. A quelques ajustements près, de l'ordre de quelques MW, en raison de l'évolution des hypothèses de développement au cours des travaux d'élaboration de la PPE

En 2023 : Mix électrique (99,7 % en ENR)

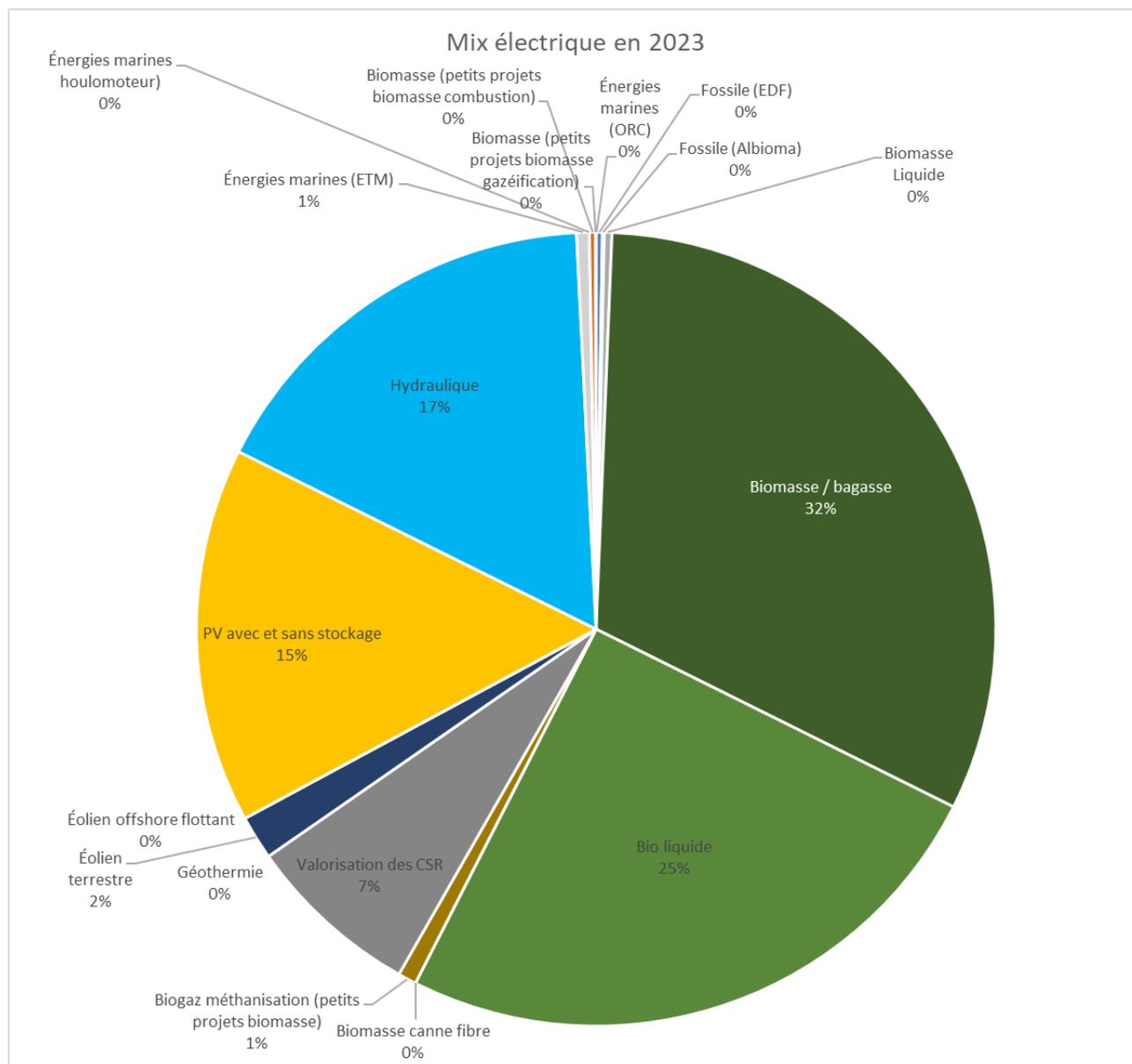


Illustration 24: Mix électrique en 2023

En 2028 : Mix électrique fourchette basse (99,8 % en ENR)

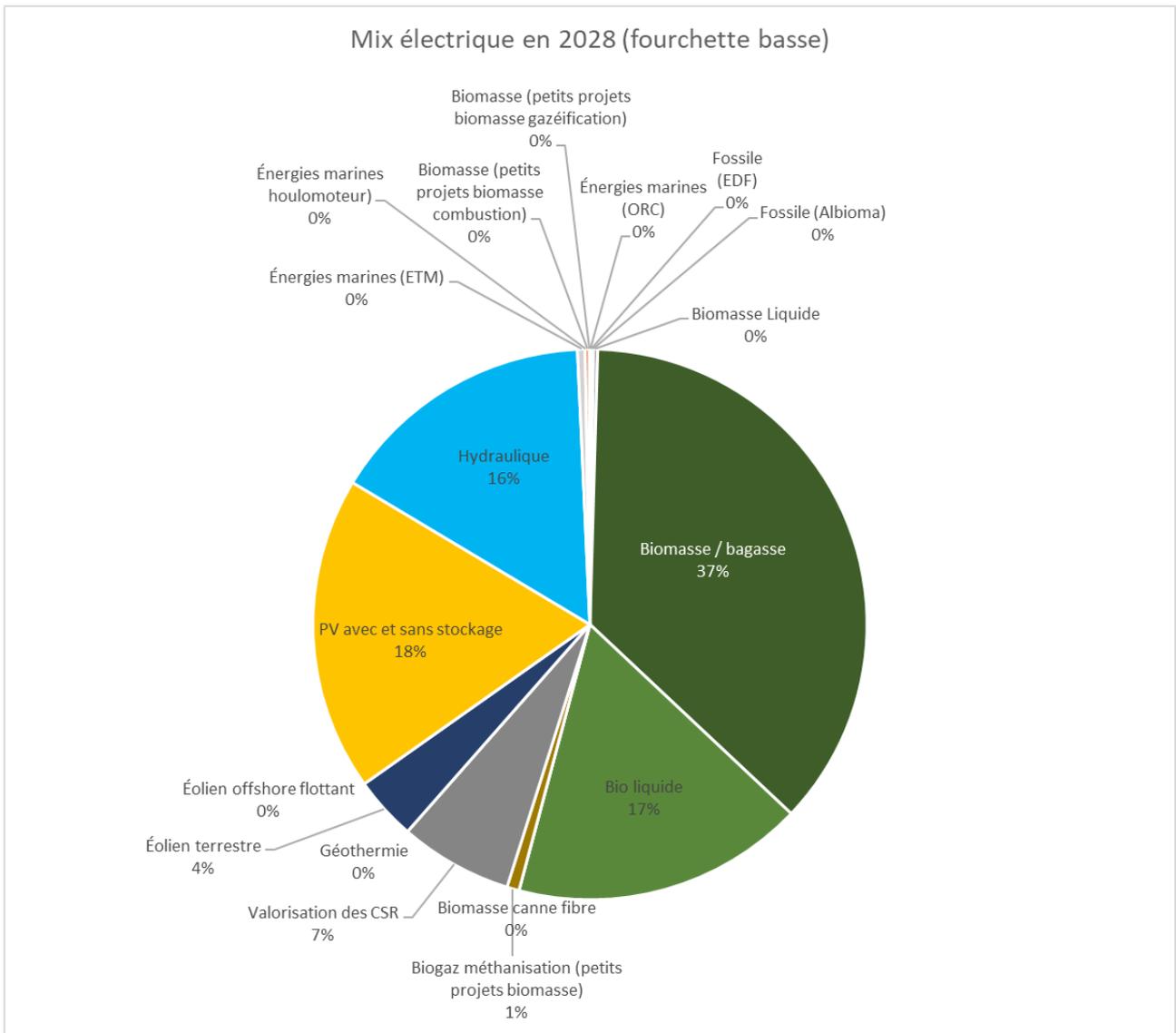


Illustration 25: Mix électrique en 2028 (fourchette basse)

En 2028 : Mix électrique fourchette haute (99,9 % en ENR)

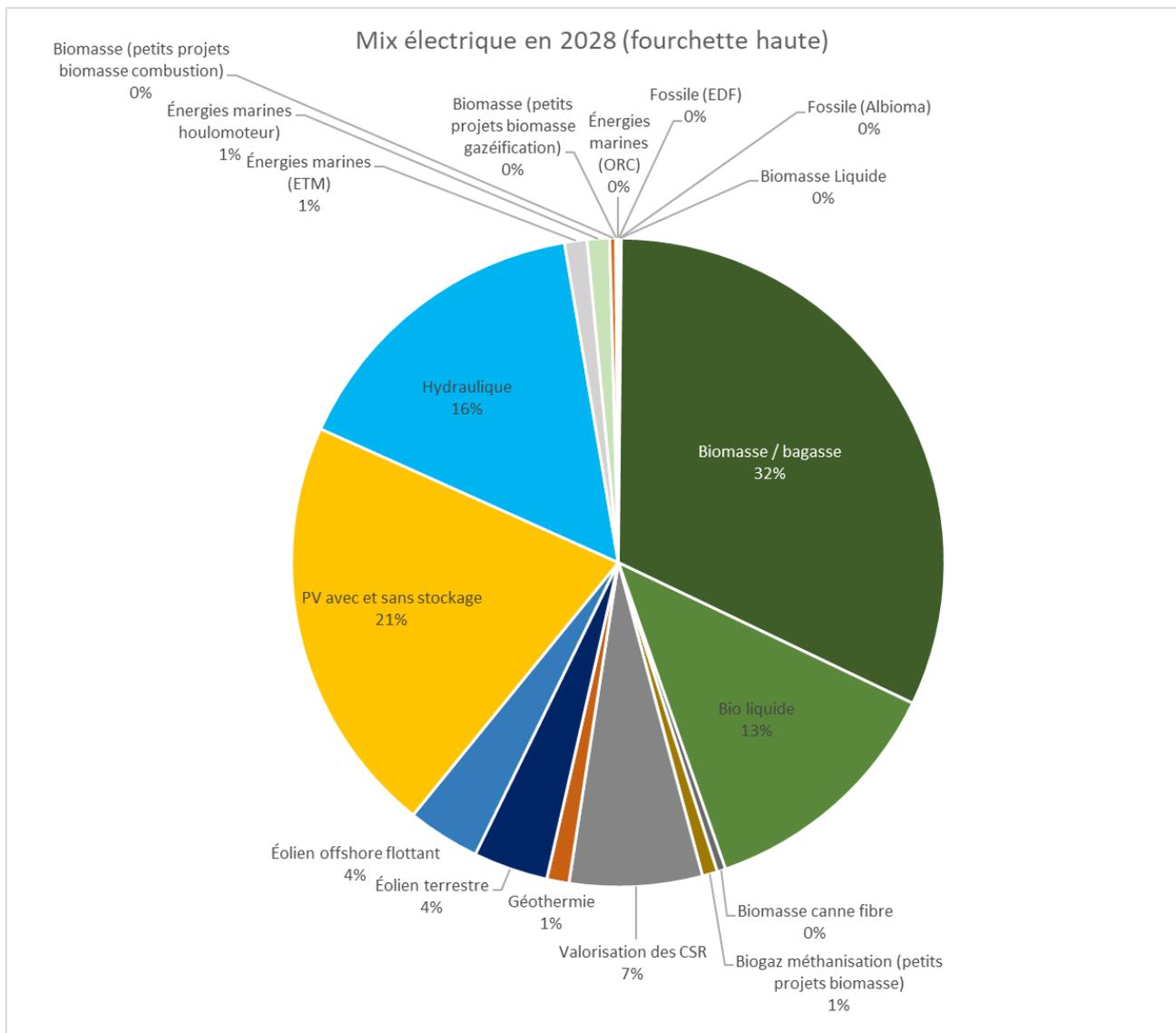


Illustration 26: Mix électrique en 2028 (fourchette haute)

La PPE se fixe comme orientation de panacher les sources de production<sup>7</sup> en les complétant d'un parc de production flexible ainsi que de stockage centralisé

Pour approfondir :

Dans le système actuel, la demande est relativement stable et la consommation d'un jour a le même profil que celle du même jour de la semaine précédente. Le fort développement des énergies non synchrones, essentiellement composées de photovoltaïque, structurera différemment la demande résiduelle en 2028, avec des variations beaucoup plus amples entre les journées, ce qui est de nature à solliciter de façon croissante les flexibilités, notamment celle du parc de production pilotable.

Dans le système actuel pour autant le BP ne montre pas de surcapacité. Le système ayant besoin de puissance pilotable.

Le Bilan Prévisionnel 2019-2020 ne fait pas apparaître de besoins à court terme (à l'horizon 2023).

<sup>7</sup>Par exemple groupes pilotables de 20 MW pouvant être appelés à Pmax tout au long de l'année sauf 10 % du temps

A l'horizon 2028, le système électrique aura besoin de puissance pilotable complémentaire ainsi que flexibilité. La mise en service de l'Unité de Valorisation Énergétique ILEVA de 16,7 MW, la conversion du charbon à la biomasse assortie de la prolongation des centrales de Bois Rouge et du Gol, la conversion du fioul à la biomasse liquide, le développement des énergies renouvelables prévues (notamment éolien et photovoltaïque) et l'augmentation de la sollicitation des moyens existants permettent d'accompagner la croissance de la consommation du scénario AZUR (scénario du bilan prévisionnel d'EDF et scénario retenu pour la PPE) et d'obtenir une production d'énergie électrique quasiment totalement renouvelable.

## **E.2 – Gaz**

### **E.2.1 – Évolution de la demande en gaz butane**

Le gaz butane importé à la Réunion provient principalement du continent asiatique.

En 2016, l'importation est de 21 834 tonnes soit 24 ktep. Elle correspond à 3,4 % de l'importation totale.

De 2000 à 2011, une diminution de la consommation est observée, stabilisée depuis. La répartition des usages du gaz étant méconnue (résidentiel-tertiaire, agriculture, industrie), ces évolutions ne peuvent être expliquées.

### **E.2.2 – L'offre en gaz renouvelables : biogaz**

Le Schéma Régional Biomasse (SRB), en annexe, développe la valorisation de la biomasse pour les usages énergétiques, dont la méthanisation<sup>8</sup> :

#### **a) Objectifs révisés**

- Objectifs 2023 : +2,1 MWe par rapport à 2018 avec les projets suivants identifiés :
  - Méthanisation agricole : METEOR 0,28 MWe
  - Méthanisation agricole et territoriale : COOMETH à Petite-Île : 0,16 MWe
  - Méthanisation industrielle : 2<sup>de</sup> tranche DRM à Saint-Benoît : 1,7 MWe
- Objectifs 2028 : + 0,5 à 1 MWe par rapport à 2023 avec les projets suivants identifiés :
  - Méthanisation agricole SICALAIT à la Plaine des Cafres : 0,1 à 0,23 MWe
  - Méthanisation agricole et territoriale : COOMETH phase 2 à Petite-Île : 0,42 MWe
  - Méthanisation des boues de STEP à Saint-Pierre : 0,2 MWe, susceptible d'une valorisation en combustion des boues de STEP

#### **b) Perspectives et mesures d'accompagnement**

Le SRB, dans son document d'orientation, identifie des mesures d'accompagnement prioritaires suivantes :

- Orientation 3 : Soutenir et intensifier le développement de la méthanisation ;
- Orientation 5 : Mesure de soutien et actions publiques transverses en faveur de la valorisation énergétique de la biomasse.
  - Commentaire : biométhanisation domestique

Les conditions climatiques de La Réunion permettraient le développement de système type biométhanisation domestique. Ces systèmes permettraient à l'échelle individuelle de pro-

---

8. La gazéification et la combustion de biomasse sont traitées en E.1.1.2

duire du gaz de cuisson et de réduire les déchets. Cependant ce type d'installation est soumis actuellement au régime de la déclaration ICPE, il conviendrait de lever tous les risques pour les usagers dans le respect de la réglementation.

### **E.2.3 – Technologies innovantes**

Des petites installations de stockage à hydrogène sont utilisées sur les sites isolés comme Mafate. Par ailleurs, le SIDELEC étudie également des solutions de stockage mixte Li-Ion sur les 5 micro-réseaux restant à développer en site isolé à Mafate.

## **E.3 – Carburants pétroliers et biocarburants**

### **E.3.1 – La demande en produits pétroliers**

Cette partie est traitée en partie A. supra.

### **E.3.2 – Les importations : description de l'approvisionnement réunionnais**

Cette partie est traitée en partie C. Sécurité d'approvisionnement.

### **E.3.3 – Les biocarburants**

- Objectifs 2023 : +41 MW par rapport à 2016

La mise en service de la TAC fonctionnant partiellement jusqu'à 80 % au bioéthanol carburant sur Saint-Pierre en 2018, renforcera de 41 MW la puissance installée pour l'électricité de pointe par rapport à 2016.

- Objectifs 2028 : +41 MW par rapport à 2016

Comme indiqué au E.1.2.4, il s'agit d'éviter toute nouvelle Turbine à Combustion notamment par un développement soutenu et ambitieux de MDE associé à d'autres moyens de flexibilité (stockage centralisé et effacement de consommation). Si une telle TAC devait être installée, le recours au biocarburant devrait être privilégié.

L'expérimentation de l'usage de bioGNV pour alimenter des flottes captives de transport de voyageurs et de marchandises est traitée en F.2.3.

## **E.4 – Chaleur**

### **E.4.1 – Biomasse solide pour la production de chaleur**

#### **a) État des lieux**

En 2018, la filière biomasse a contribué à la production de chaleur dans l'industrie et dans le résidentiel - tertiaire.

En ce qui concerne l'industrie en 2018 :

- L'industrie sucrière a bénéficié de vapeur produite par les centrales thermiques du Gol et de Bois-Rouge lors de la combustion de bagasse à hauteur de 40,1 ktep,
- L'unité de méthanisation de la Distillerie Rivière-du-Mât à Saint-Benoît, d'une puissance thermique installée de 2,7 MW, a permis d'éviter la consommation de 1081 m<sup>3</sup> de fioul domestique,

- Les unités de méthanisation valorisant le biogaz en cogénération (Cf. Partie E-1 Électricité supra) produisent de la chaleur qui est valorisée dans le process : séchage des boues d'épuration, traitement des lixiviats (récupération pour éviter la pollution des sols et concentration par évaporation) :
- Station d'épuration du Grand Prado : 0,4 MWe et 0,51 MWth
- ISDND Pierrefonds : 1,4 MWe et 1,8 MWth
- ISDND Sainte-Suzanne : 1,9 MWe et 2,44 MWth

En ce qui concerne le résidentiel-tertiaire en 2016 :

- La chaudière bois du complexe aquatique Aquanor à Saint-Denis, d'une puissance thermique installée de 400 kWth, produit 1 256 MWth
- Il existe une filière de valorisation du bois pour le chauffage des logements pour lequel le volume traité est mal connu.
- En 2018, la filière biomasse a permis de produire 41,4 ktep de chaleur renouvelable.

### **b) Objectifs révisés**

Le SRB ne prévoit pas d'objectif chaleur, mais il évoque tout de même l'importance de tels projets.

- Objectifs 2023 : +1 MWth par rapport à 2018,

Un projet est identifié : Royal Bourbon Industrie à Bras Panon en combustion ou gazéification de broyat de palettes (1300 t/an)

- Objectifs 2028 : pas de projet identifié

Sur du plus long terme, des projets de mise en commun des besoins chaleur sur site industriel (Le Port et Saint-Louis) sont envisagés, mais ils restent à l'état d'épure pour le moment.

## **E.4.2 – Solaire thermique (individuel/collectif/tertiaire/industrie)**

### **a) État des lieux**

En 2018, on considère que la chaleur fournie par le solaire thermique est de 27,6 ktep ce qui correspond à près de 708 000 m<sup>2</sup>.

Sur la cible tertiaire-industrie, en 2017, l'Ademe a lancé un appel à projet qui a permis de soutenir 4 projets. Cet appel à projet a été renouvelé en 2018. Ces actions ont montré le potentiel de développement de l'eau chaude solaire sur ce secteur.

### **b) Objectifs révisés**

**2023 :+ 40 000 chauffe-eau solaires** par rapport à 2018 soit, 195 800 logements équipés (individuels et collectifs)

**2028 :+80 000 chauffe-eau solaires** par rapport à 2018 soit, 235 800 logements équipés (individuels et collectifs) environ 70 % du parc estimé.

Les principes retenus pour ces propositions reposent sur :

Pour 2023 : 8 000/ an

Pour 2028 : 8 000/an

Suite aux appels à projets déjà lancés, il est proposé d'amplifier les actions pour développer le solaire thermique sur la cible tertiaire-industrie.

### **c) Perspectives**

Les objectifs visés s'appuient sur la mise en place du cadre de compensation de la CSPE qui propose de participer au financement des Chauffe-eau solaires en tenant compte notamment des capacités financières des bénéficiaires (Précarité énergétique). Ce cadre de compensation prévoit aussi d'intervenir dans le neuf alors que la RTAADOM impose la mise en place des chauffe-eau solaires s'ils sont en mesure de couvrir 50 % des besoins. Cette aide ne pourra donc pas perdurer

sur la cible des logements neufs et il conviendra de mettre en place les moyens d'accompagnement et de contrôle pour s'assurer de l'application de cette réglementation.

Le crédit d'impôt Transition énergétique et son évolution Ma Prime Rénove doivent permettre également de financer ces investissements ; l'actuel POE FEDER peut aussi contribuer au financement de l'installation de chauffe-eau solaires chez les particuliers en situation de précarité. Ce dispositif cofinancé par la Région Réunion (Écosolidaire) devrait perdurer sur le prochain POE FEDER.

Le constat de l'impossibilité de mise en place de chauffe-eau solaires sur certains logements nécessite d'offrir une alternative énergétiquement efficace. Ainsi, il est proposé de faciliter la mise en place de chauffe-eau thermodynamiques dans ces cas particuliers avec un objectif de placement de 5 800 Chauffe-eau thermodynamiques en 2023.

La filière chauffe-eau solaire est bien développée à la Réunion. Elle intègre tout le process de la construction à la pose et une certification RGE (Reconnu Garant de l'Environnement) adaptée aux conditions locales.

La filière peut absorber les objectifs de la PPE, mais doit développer encore ses capacités à réaliser des installations en milieu occupé.

### E.4.3 – SWAC

Cette partie est traitée supra : Cf. B-2.3 volet MDE.

## E.5 – Synthèse sur le développement de la production d'énergie

### E.5.1 – Tableau récapitulatif par type d'énergie aux horizons 2023-2028

hors transport aérien et maritime , inclus pertes réseau électrique				
	2016	2018	2023	2028
<b>Consommation finale en ktep</b>				
<b>Transport routier</b> (hors véhicules électriques)*	441,6	<b>442,7</b>	<b>397,4</b>	<b>344,4</b>
<b>Électricité</b> (inclus pertes réseau et inclus véhicules électriques)	232,9(sans pert)	<b>254,5</b>	<b>267,1</b>	<b>286,6</b>
<i>dont part origine ENR</i>	34%	37%	99,7%	99,8%
<i>dont part origine fossile</i>	66%	64%	0,3%	0,2%
<b>Chaleur et autres</b> (combustibles détaxés pour l'agriculture et l'industrie, ga)	141,5	<b>136,0</b>	<b>149,2</b>	<b>153,6</b>
<i>dont part origine ENR</i>	48%	48%	51%	52%
<i>dont part origine fossile**</i>	52%	52%	49%	48%
<b>Total**</b> (hors transport aérien et maritime)	816,0	<b>833,2</b>	<b>813,7</b>	<b>784,6</b>
<i>dont part origine ENR ***</i>	18%	19%	42%	47%
<i>dont part origine fossile</i>	82%	81%	58%	53%

Tableau 35: Tableau récapitulatif par type d'énergie aux horizons 2023 – 2028

(\*) la consommation des véhicules électriques est estimée à 0,1 ktep en 2017 pour environ 500 véhicules, ce qui représenterait environ 4 ktep en 2028. Elle est comptée dans la partie « électricité »

(\*\*) en considérant, faute de données suffisantes, que tout le GNR est utilisé en chaleur, ce qui est inexact (engins BTP et agricoles)

(\*\*\*) hors transport maritime et aérien pour lesquels la PPE ne fixe aucun objectif, la PPE n'ayant pas de levier d'action sur ces consommations de carburants liées aux flux de voyageurs et de marchandises entrant et sortant de ce territoire ultrapériphérique.

## E.5.2 – Récapitulatif des études générales pré-identifiées

- Stockage et intégration des ENR : études pour préciser les implications pour le réseau de l'intégration des ENR / études pour évaluer la capacité de stockage nécessaire pour assurer l'équilibre et la sécurité du système électrique
- Seuil de déconnexion :
  - diverses études à mener dont smart-grids
  - études EDF SEI à mener pour l'évolution du seuil de déconnexion
- Centrales charbon : étude d'optimisation du rendement de la centrale thermique de Bois-Rouge en utilisant ORC et/ou eau de mer
- Géothermie : étude pour caractériser le gisement
- Étude pour la mise en place d'une réglementation thermique dans le secteur tertiaire
- Étude sur la faisabilité technico-économique de l'éolien offshore
- Réalisation d'un cadastre solaire
- Smart-grids

## E.5.3 – Liste des projets à l'étude

- SWAC Sud, Nord, Est et Ouest (Écocité)
- Projet de stockage de carburéacteur à l'est de Roland Garros
- Conversion charbon à la biomasse et aux CSR – Albioma
- Conversion biomasse liquide de EDF PEI
- STEP :
  - 3 projets dans le Nord (Sainte-Suzanne, Saint-Denis et Sainte-Marie)
  - 1 dans l'Ouest : La Saline (Saint-Paul) Smart-grids :
- ZAC Cœur de Ville – La Possession / Prunel – Ville de Saint-Denis
- 
- 1 projet de combustion de boues de STEP de 400kWe (susceptible de revalorisation en méthanisation 200 kWe)
- projet combustion de déchets verts + palettes de 1 MWe
  - Gazéification : 2 projets de gazéification de biomasse à Petite France et Trois Bassins
  - Valorisation de la canne fibre : projet expérimental de valorisation de la canne fibre : +4 MW par rapport à 2016
  - Hydroélectricité
    - Matarum, projet de petite hydroélectricité sur le réseau d'adduction d'eau potable à Cilaos, de 112 kWe
    - Optimisation de Takamaka 1 et Rivière de l'Est
    - PDEAH : 5 projets Ouest (à court terme)
  - Éolien : 40 MW de projet seraient actuellement en développement
  - ETM Bois-Rouge
  - Géothermie : permis exclusif de recherche à Salazie et Cilaos
  - Valorisation de l'eau froide par un ORC en sortie de centrale de Bois-Rouge
  - Méthanisation / Méthanation
  - Chaudières biomasse pour les besoins en chaleur

|

## **F – TRANSPORT : STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT D'UNE MOBILITÉ DURABLE**



## **Introduction**

### **Principaux éléments du cadre de l'action publique et articulation des politiques**

#### **Les enjeux de la mobilité durable :**

- Développer une offre de transports alternative à la voiture individuelle ;
- Concentrer les politiques publiques de transports sur les courtes distances afin d'œuvrer pour l'utilisation par les usagers des modes actifs (vélo ou marche) et les transports en commun ;
- Réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et la production de GES dont le transport routier est fortement générateur ;
- Décongestionner les agglomérations et faciliter la circulation des TC.

la LOM vise la décarbonation du secteur des transports terrestres en 2050 par un renouvellement progressif de l'intégralité du parc français de véhicules et viser la fin de vente des véhicules neufs légers utilisant des énergies fossiles en 2040

La collectivité régionale est instituée « chef de file » de l'intermodalité avec la loi NOTRe. Elle exerce cette compétence au travers de l'élaboration et de la mise en œuvre du Schéma d'Aménagement Régional (SAR), du Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT) et de la Planification Régionale de l'Intermodalité (PRI) ainsi qu'au moyen de sa politique fiscale.

#### **Le SAR (Schéma d'Aménagement Régional)**

Le SAR, adopté en novembre 2011 et modifié en 2020, en matière de transport, a pour objectif de favoriser les transports collectifs et les interconnexions avec les modes doux pour une meilleure mobilité :

- Organiser le rééquilibrage modal en faveur des transports en commun et des modes doux, en cohérence avec le développement urbain,
- Confirmer la mise en œuvre du réseau régional de transport guidé et l'articuler à des réseaux locaux plus efficaces, notamment urbains,
- Renforcer le maillage routier reliant certains pôles et quartiers.

Le Schéma d'Aménagement Régional entend inscrire la mise en œuvre d'un réseau régional de transport guidé (RRTG) articulé à des réseaux locaux de transports collectifs plus efficaces. Des modes actifs viendront compléter cette offre de transport inscrite dans les objectifs de développement durable, conduisant ainsi à réduire l'impact énergétique et environnemental. Ainsi, dans ses prescriptions, le Schéma d'Aménagement Régional indique un fuseau dans lequel s'inscrit le tracé de principe du réseau régional de transport guidé en mode transport en commun en site propre en première phase, puis en mode ferré par la suite. Il inscrit également le principe de transport de passagers par câble à St Denis. Il prescrit également que les collectivités doivent, dans leurs documents d'urbanisme :

- réserver les emplacements nécessaires à la réalisation de pôles multimodaux et de parcs de stationnements destinés aux usagers des transports collectifs ;
- encourager l'usage des modes actifs, en particulier en centre-ville.

#### **Le SRIT (Schéma Régional des Infrastructures et des Transports)**

Le SRIT, validé en 2014, établit à l'horizon 2020-2030 les grandes orientations du territoire en termes d'infrastructures et de transports, afin de répondre à des objectifs de mobilité durable. La

trajectoire de mobilité durable proposée dans cette PPE s'appuie sur ce schéma et sera développée ci-dessous.

Le SRIT s'accompagne d'une batterie d'indicateurs de suivi, regroupés par thématiques telles que : transports en commun, éco-mobilités, infrastructures, modes doux...

Afin de s'assurer de l'atteinte des objectifs fixés par ce document, la Région Réunion a missionné l'Agorah, Agence d'Urbanisme à la Réunion, pour suivre l'avancement de la mise en œuvre des actions sur le territoire, évaluer le coût et l'efficacité des actions au regard des objectifs fixés, identifier les dysfonctionnements et proposer les mesures correctives si nécessaires.

Ainsi, la Région Réunion dispose régulièrement des grandes tendances du secteur.

### **La PRI (Planification Régionale de l'Intermodalité)**

Depuis 2016, le document de planification régionale de l'intermodalité (ex. Schéma Régional de l'Intermodalité – SRI) est venu compléter le volet infrastructures du SRIT.

Elle doit, par le biais de cette planification, relever les défis actuels que sont : le changement climatique, la contribution à la maîtrise et à la réduction des gaz à effet de serre, la congestion urbaine...

Cette planification joue par conséquent un rôle majeur dans la politique de déplacements à l'échelle territoriale qui vise une meilleure articulation entre la recherche stratégique de bénéfices pour le territoire (vitalité économique, cohésion sociale, qualité du cadre de vie et qualité environnementale, etc.) avec un plus grand pragmatisme des moyens. Dans cette approche, le traitement de l'intermodalité apparaît central.

La PRI coordonne à l'échelle régionale les politiques de mobilité par les collectivités en ce qui concerne l'offre de services, l'information des usagers, la tarification et la billetterie. Ce schéma assure la cohérence des services de transport public et de mobilité offerts aux usagers sur le territoire régional dans l'objectif d'une complémentarité des services et des réseaux. Il définit les principes guidant l'articulation entre les différents modes de déplacement, notamment en ce qui concerne la mise en place de pôles d'échange. Il prévoit les mesures de nature à assurer une information des usagers sur l'ensemble de l'offre de transports, à permettre la mise en place de tarifs donnant accès à plusieurs modes de transport et la distribution des billets correspondants.

A La Réunion, la PRI a été approuvée par le Préfet le 15 janvier 2020. Elle a vocation à être intégrée au Schéma d'Aménagement Régional (SAR) ce qui la rendra prescriptive et opposable aux PDU.

## **Politique fiscale régionale**

En matière de politique fiscale, la Région Réunion a mis en place les dispositifs suivants :

### **Taux d'octroi de mer**

Par délibération du 16 janvier 2009 reconduite par celle du 30 juin 2015, l'Assemblée Plénière de la Région a modifié les taux d'octroi mer en faveur du développement durable. La révision de ces taux a concerné les voitures de tourisme :

Caractéristiques	Voitures de tourisme : taux d'octroi de mer (OM)
Code douanier SH4	8 703
<b>Moteurs thermiques</b>	
< ou = 1 000 cm <sup>3</sup> , y compris les quads	OM = 13 %
>1000 et < ou = 1500 cm <sup>3</sup>	OM = 18 %
>1500 et < ou = 2000 cm <sup>3</sup>	OM = 23 %
> 2000 et < et = 2500 cm <sup>3</sup>	OM = 28 %
> 2500 cm <sup>3</sup>	OM = 36,5 %

Moteurs hybrides	
< 2 500 cm <sup>3</sup>	OM = 6,5 %
> ou = 2 500 cm <sup>3</sup>	OM = 36,5 %
Moteurs électriques	
	OM = 0 %

Tableau 36: Taux d'octroi de mer – Source : Région Réunion – Assemblée du 30 juin 2015

Ce dispositif incite à l'acquisition de véhicules moins émetteurs de GES à moteur électrique, hybride ou de faible cylindrée. Il constitue un levier de la transition énergétique.

Des évolutions de taux pourraient intervenir en vue de soutenir également l'achat d'autres véhicules électriques, notamment les vélos à assistance électrique (V.A.E) et autres cycles assimilés, à un taux préférentiel voire nul, éventuellement dès fin 2020. Autre perspective envisagée qui s'inscrit dans la planification régionale de l'intermodalité : la diminution de l'octroi de mer des véhicules de transport de voyageurs.

## **F.1 – Orientations de développement de la mobilité durable et pistes d'actions**

Les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

La PPE 2016-2023 a fixé des objectifs ambitieux pour l'évolution des modes de déplacement. Ces derniers ont été définis en cohérence avec ceux du Schéma Régional des Infrastructures et des Transports (SRIT.) de la Réunion :

- augmentation significative de la part modale des transports en commun, de 7 % en 2014 à 8 % en 2018 et 11 % en 2023 ;
- baisse de la consommation des énergies fossiles du secteur des transports routiers par rapport à 2014, de 4 % en 2018 et 10 % en 2023.

La PPE 2019-2028 prolonge cette ambition et prévoit :

- une amélioration significative de l'offre de transports en commun ;
- le développement des modes de transports actifs et collaboratifs ;
- le développement des véhicules à faibles émissions et des infrastructures de recharges associées ;
- l'expérimentation de carburants alternatifs .

Plus généralement, l'objectif est de tendre vers une meilleure maîtrise de la demande en mobilité des Réunionnais et une augmentation des parts modales des TC et des modes alternatifs à la voiture individuelle. Ce qui permettra de diminuer les consommations d'énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre associées. Sur certains territoires les plus denses, la part modale des TC est plus élevée.

Les objectifs de la **PPE 2019-2028** pour le transport sont donc les suivants :

<b>Objectif 1</b> : Augmentation significative de la part modale de transports en commun (7 % en 2016)	<b>Objectif 2</b> : Baisse de la consommation des énergies fossiles du transport routier
• 11 % en 2023	• 10 % en 2023 (en partant de 2018)
• 14 % en 2028*	• 22 % en 2028 <sup>9</sup> (à partir de 2018)

\* en cohérence avec l'objectif du SRIT, de 15 % en 2030

Tableau 37: Objectifs du secteur transport pour 2019-2023 et 2024-2028

## F.2.1 – Augmentation de la part modale des TC

En vue de réaliser l'objectif 1, la politique régionale se décline à travers un vaste programme d'actions en faveur de l'efficacité des transports en commun et de l'intermodalité. La stratégie régionale s'articule autour des principaux axes suivants :

- Le développement des infrastructures de transports en commun suivant de nouveaux modes tels que le rail ;
- L'amélioration des conditions de circulation des transports en commun ;
- La mise en place d'infrastructures et de conditions favorisant l'intermodalité (création de pôle d'échanges multimodaux et parking-relais) ;
- Repenser le stationnement en centre-ville en favorisant les modes doux (création d'abris vélo sécurisé), permettant de faire baisser les émissions de CO2 et de particules fines
- Mise en place d'outils favorisant l'information voyageur et l'interopérabilité entre les différents systèmes de billettique.

Toutes ces mesures ont pour but d'atteindre une augmentation de 7 % par an du nombre de voyageurs soit 2 940 000 voyageurs supplémentaires par an par rapport au chiffre de 2018 pour l'ensemble des réseaux.

Année	Nombre de voyageurs
2018	42 Millions*
Prévisions	
2023	56 Millions
2028	71 Millions

Tableau 38: Prévisionnel du nombre de voyageurs en 2023 et 2028

\* suite à la mobilisation des Gilets Jaunes, les réseaux TC ont été interrompus plus d'un mois.

## F.2.2 – La réappropriation d'une partie de l'espace public au travers de la diminution du nombre de véhicules en circulation et en stationnement

L'animation locale et la cohésion sociale sont fortement impactées par l'importance des déplacements de proximité réalisés en voiture. La voiture, qu'elle circule ou qu'elle stationne sur l'espace public, va constituer une double contrainte sur l'ambiance urbaine. En stationnant, la voiture

9. L'objectif de réduction de 22 % des consommations des énergies fossiles du transport routier en 2028 par rapport à 2018 est basé sur les objectifs et hypothèses suivants :

- augmentation de la part modale des transports en commun selon l'objectif 1
- 50 % des nouveaux usagers des transports en commun en provenance des voitures particulières
- amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules thermiques (Étude de l'Ademe : « Vision prospective 2030-2050 », 2013)
- déploiement du parc de véhicules électriques (20 000 véhicules en 2028)
- taux de remplissage moyen de 1,1 personne/véhicule

consomme de l'espace, et souvent de façon prioritaire sur les piétons et cyclistes dont les espaces de circulation sont souvent considérés de façon plus ajustable que ceux des voitures. Cette consommation d'espace au profit de la voiture peut restreindre, et parfois de manière forte, le confort du piéton et du cycliste. Or, une personne qui circule à vélo et à plus forte raison à pied participe à l'animation urbaine d'un territoire de vie, c'est même précisément à travers ces déplacements que se construit la ville comme lieu de vie et de rencontre. La circulation des voitures en milieu urbain peut constituer une coupure plus ou moins marquée compte tenu des volumes et/ ou de la vitesse de circulation. Cette dimension s'ajoute dans la politique de transition énergétique afin limiter les émissions fossiles en ville et à conforter la part modale de la marche à pied (25 %). Une politique de stationnement réfléchie et maîtrisée, participe à la réduction de la congestion du centre-ville et favorise le report modal vers les TC et les modes actifs.

## [Le développement des infrastructures de transports en commun](#)

### **Le RRTG (Réseau Régional de Transport Guidé) : future colonne vertébrale des transports en commun, utilisant le rail**

Conformément au SAR, un Réseau Régional de Transport Guidé (RRTG) sera réalisé afin de connecter les principaux pôles urbains. La première tranche est prévue d'être mise en service en 2024/25.

Cette infrastructure de transports en commun assurant une desserte régionale complémentaire aux réseaux urbains locaux est conçue comme la colonne vertébrale des transports en commun sur l'île et accompagne la mise en place du maillage du territoire et la structuration du tissu urbain de la Réunion.

Il s'agit de 150 kilomètres allant de Saint-Benoît (Est de l'île) à Saint-Joseph (Sud) en passant par Saint-Denis (Nord) et le littoral Ouest dont l'armature globale est la suivante (tracé de référence concerté validé au second semestre 2016) :

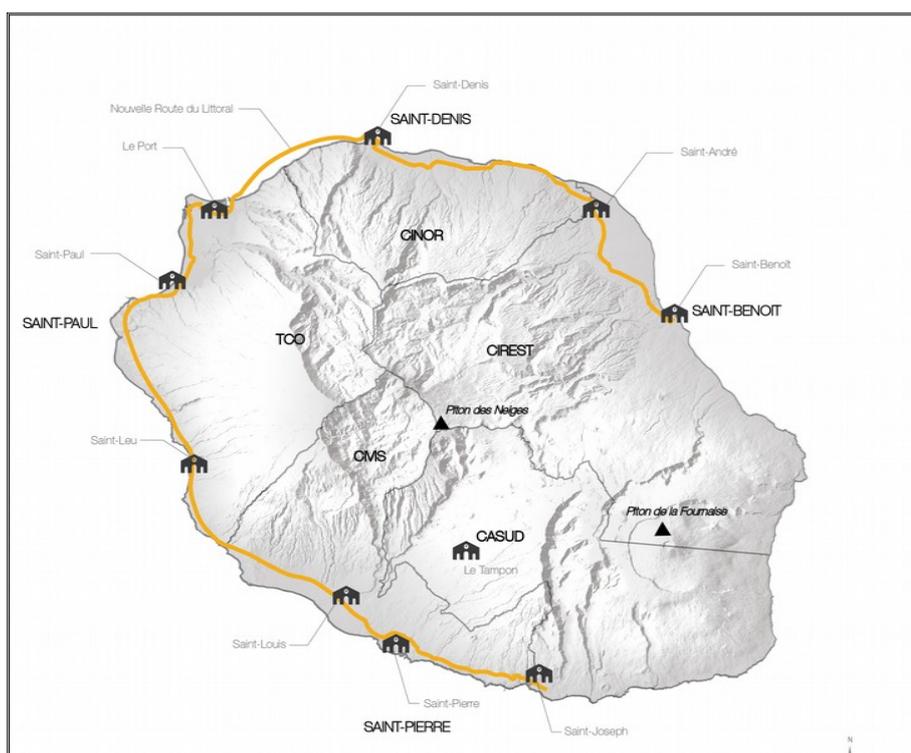


Illustration 27: Cartographie du projet de RRTG – Source : Région Réunion

## PROJET RUNRAIL

### ZOOM sur le 1<sup>er</sup> tronçon du RÉSEAU RÉGIONAL DE TRANSPORT GUIDE – RRTG

- 10 stations sur 10 km, pour une vitesse commerciale accrue de 25km/h
- Insertion au sol
- Desserte de pôles d'intérêts régionaux (CHU, CGSS, Université, Technor, Aéroport...)
- Fréquence sur la base d'une ligne urbaine (7,5 min max en heure de pointe)
- 30 000 voyageurs/jour
- Prolongeable vers l'Est et l'Ouest (sur NRL)



Illustration 28: Projet RUN RAIL – Premier tronçon – Source : Région Réunion

- Amplitude horaire : de 5 h à minuit
- Consommation énergétique : ~5GWh/an
- Travaux : 2022/2024 – Mise en service 2025

L'investissement nécessaire s'élève à 300 M€ et le coût annuel de son exploitation à environ 8 M€.

D'autre part, les études relatives au Réseau Régional de Transport Guidé (RRTG) montrent que la première tranche du projet traversant d'est en ouest Saint-Denis (de Duparc à Bertin), ferait augmenter la part modale des transports en commun de 5 % à Saint-Denis (hypothèses de report : 60 % en provenance des véhicules particuliers et 40 % de la marche), ce qui permettrait d'augmenter la part modale des TC de 1 % à l'échelle de l'île (avec potentiellement une amélioration dans l'ouest et l'est en rabattement sur le nord).

### **La déclinaison du RRTG en mode routier**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et en application de la loi NOTRe du 7 août 2015 et son corollaire lié au transfert de la compétence transport du Département à la Région Réunion est devenue l'Autorité Organisatrice des Transports non urbains et gestionnaire de la DSP Car Jaune.

Ce réseau se décline ainsi :

- 16 lignes
- 97 véhicules exploités sur les lignes
- 5,2 millions de voyages en 2018
- 7,1 millions de kilomètres en 2018
- 6,1 millions de recettes commerciales
- 249 emplois générés par l'activité Car Jaune

Ainsi la Région veut faire du réseau Car Jaune, un réseau structurant qui se sera la déclinaison du RRTG en mode routier.

La Région mise principalement, en ce qui concerne l'efficacité des TC, sur la mise en œuvre du RRTG, avec la définition de sections prioritaires à réaliser dans chacune des micro-régions de L'Île qui constitueront à terme ce réseau armature.

Ce faisant, sa planification en matière de transport et déplacements trouve une parfaite cohérence avec les grands projets d'aménagement de l'île que la Région a entrepris ou soutient : Nouvelle

Route du Littoral, Écocité de Cambaie (Ouest), Pôle de Bois Rouge (Est), Aéroport de Pierrefonds (Sud), Extension de l'Aéroport Roland Garros à Sainte-Marie, le nouveau pont de la rivière Saint-Denis (NPRSD)...

Des études sont en cours pour définir les horizons auxquels le mode routier de préfiguration devra évoluer vers un mode ferré.

Ci-après la carte illustrant les projets de déclinaison du RRTG de la Réunion.



Illustration 29: Les projets de déclinaison du RRTG – Source : Région Réunion

- La programmation s'établit comme suit.

RRTG micro – région est :

- réalisation des études de maîtrise d'œuvre de l'élargissement de la BAU de la RN2 à Sainte-Marie, depuis la Ravine des Chèvres jusqu'à Duparc, afin d'améliorer les temps de parcours des transports en commun dans ces zones fortement congestionnées (6 km). Les travaux sont prévus pour 2021.
- mise en service de la BAU pour les TC de Sainte-Suzanne : (2 km) en 2019.
- poursuite des études relatives au réaménagement de la RN2 en traversée de la ville de Saint-Benoît, entre l'échangeur du Bourbier et le giratoire des Plaines, dans l'objectif de mettre en place une infrastructure multimodale, comprenant des voies réservées aux transports en commun et aux modes doux, afin d'améliorer le trafic dans ce secteur (4 km). Les travaux sont prévus en 2023.

RRTG micro-région nord :

- La traversée de la ville de Saint-Denis constituera le premier des tronçons du RRTG. réalisé en mode guidé entre le pôle d'échange de Bertin à Saint-Denis et celui de Duparc à Sainte-Marie. Les études de faisabilité étant terminées, 2018 sera consacrée au lancement des phases d'études techniques et réglementaires du projet (Longueur : 10 km).
- Nouvelle entrée Ouest de Saint-Denis en liaison avec la NRL.

RRTG micro-région ouest :

- Suite à l'étude de faisabilité de la section ouest du RRTG entre Saint-Paul centre et Bertin Saint-Denis (25 km). La Région conduira les études de maîtrise d'œuvre en étroite collaboration avec le TCO et en cohérence avec son projet d'Écocité, des différents corridors de TSCP sur ce secteur dont le prolongement de l'axe mixte et des infrastructures connexes (2 km).
- Grâce à l'aboutissement de l'expérimentation de l'affectation de la voie lente du Bernica (Route des Tamarins) aux TC, celle-ci est assignée de façon permanente aux TC.

RRTG micro-région sud :

En liaison avec les projets de T.C.S.P. menés sur le territoire de la CIVIS., la Région poursuivra les études pour la réalisation d'une voie bus sur la bretelle de sortie de la RN3 vers le giratoire de la Balance à Saint-Pierre, et l'entrée Sud de la ville via le boulevard Banks (2 km) ; ce, après avoir entrepris les travaux de l'entrée Nord de Saint-Pierre – Balance pour 1 km.

### **Articulation avec le transport par câble urbain**

À ce projet régional en cours s'ajoute notamment celui porté par l'intercommunalité Nord qui a opté pour la mise en place d'une 1ère ligne de téléphérique urbain, tenant compte du projet régional de RRTG et du réseau intégré de transport moderne (RITMO) de la ville de Saint-Denis.

1) 1ère ligne Chaudron-Moufia-Bois de Nèfles (Est de Saint-Denis – du littoral vers les hauts)  
Les travaux de réalisation de ce premier téléphérique de la Réunion ont débuté début janvier 2020 avec une mise en service fin 2021.

Sur le plan environnemental, les infrastructures nécessaires au transport par câble limitent les impacts au sol, préservent les espaces disponibles et se révèlent peu énergivores et peu coûteux.



Illustration 30: Chiffres clés du projet de transport de ligne Chaudron – Moufia – Bois de Nèfles – Source : CINOR

2) Un second projet vise à relier les quartiers de Bellepierre et de La Montagne (Ouest de Saint-Denis à proximité de l'hôpital vers les hauts très urbanisés de Saint-Denis).

Sa mise en service est prévue fin 2022. Cette seconde ligne porte sur 1,3 km et sera reliée par deux stations, qui seront connectées au réseau de transport public Citalis et au futur réseau régional de transport guidé (RRTG).

La CINOR, AOM du territoire Nord, souhaite réaliser un tramway (TAO) entre Duparc et le Bara-chois avec un tracé de 13,2 km. Ce tramway à vocation urbaine, répond à la problématique de congestion routière du chef-lieu et à la saturation de ligne de bus, arrivé avec 42 000 passagers par jour. Le budget global du « TAO » est estimé à 395 M€ au titre de l'investissement auquel sera associé des frais d'exploitation. La livraison du « TAO » est envisagée pour 2023.

La CINOR dans la révision de son PDU propose également la création de nombreuses lignes de Transport en Commun en Site Propre (TCSP) vers l'Est et de lignes de TCSP maritimes (« bateau-bus ») et les embarcadère/débarcadères associés.

La Commission nationale du débat public saisie a recommandé une bonne coordination de l'ensemble des deux projets.

### **L'amélioration des conditions de circulation des transports en commun**

L'objectif d'augmenter la part des transports en commun dans le mode de déplacement des Réunionnais passe non seulement par une offre de transport efficace, moderne et confortable mais également par tout un environnement favorisant et encourageant l'utilisation de ceux-ci.

La Région a donc prévu dans ce cadre un programme d'actions qu'elle poursuivra sur la durée de cette PPE.

Il s'agit principalement de :

- réalisation de **voies réservées à la circulation des transports en commun** sur les routes nationales par la Région Réunion et soutien financier aux projets de TCSP (Transport en commun en Site Propre) portés par les EPCI ;
- mise en place d'un parc de bus et cars moins polluants ;

- réalisation de pôles d'échanges multimodaux (PEM) et parking-relais ;
- réalisation d'aires de covoiturage et la promotion des outils de suivi type plate-forme de mise en relation, de campagne de communication locale ;
- mise en place de forfait de mobilités durables.

\* L'aménagement de voies réservées à la circulation des transports en commun – Les TCSP

Le programme de réalisation de voies réservées à la circulation des transports en commun (TCSP) se décline à travers 72 projets cartographiés ci-dessous, représentant 110 km d'infrastructures et un coût de 250 M€.

Il a pour but à l'échelle urbaine d'améliorer la vitesse des transports en commun notamment en entrée d'agglomérations et sur les axes les plus fréquentés.

Grâce à ces aménagements les bus et les cars gagnent en performance et en régularité ce qui leur permet d'être de réelles alternatives à la voiture individuelle.

Le calendrier de réalisation prévu pour ce programme est :

- À 2020, les opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage des EPCI ou de la Région sont les suivantes, pour un total de 15,42 km :

	TCSP	km
CINOR	Travaux TCSP Zac Beauséjour	2,300
RÉGION	Voie Bus sur la RN1a (entre rue Guldive et le giratoire Sabian) – Saint-Paul	0,800
RÉGION	Voie Bus sur la RN4 au Port	0,500
CIVIS	TCSP ZAC PA – Tranche 2	1,160
CIVIS	TCSP Entrée Ouest de Saint-Pierre – Sections 4 – 5	4,095
TCO	TCSP sur l'Avenue de la Palestine à La Possession	0,224
RÉGION	TCSP RN2- Sainte-Suzanne	2,000
CIVIS	TCSP - Traversée de Saint-Louis	3,825 (en cours)
CIREST	TCSP – Rue du Lycée	0,520
Total		15,424

Tableau 39: Kilomètre de TCSP à 2020 – Source : Région Réunion

- Pour 2023, il est prévu d'aménager 14,4 km de TCSP.

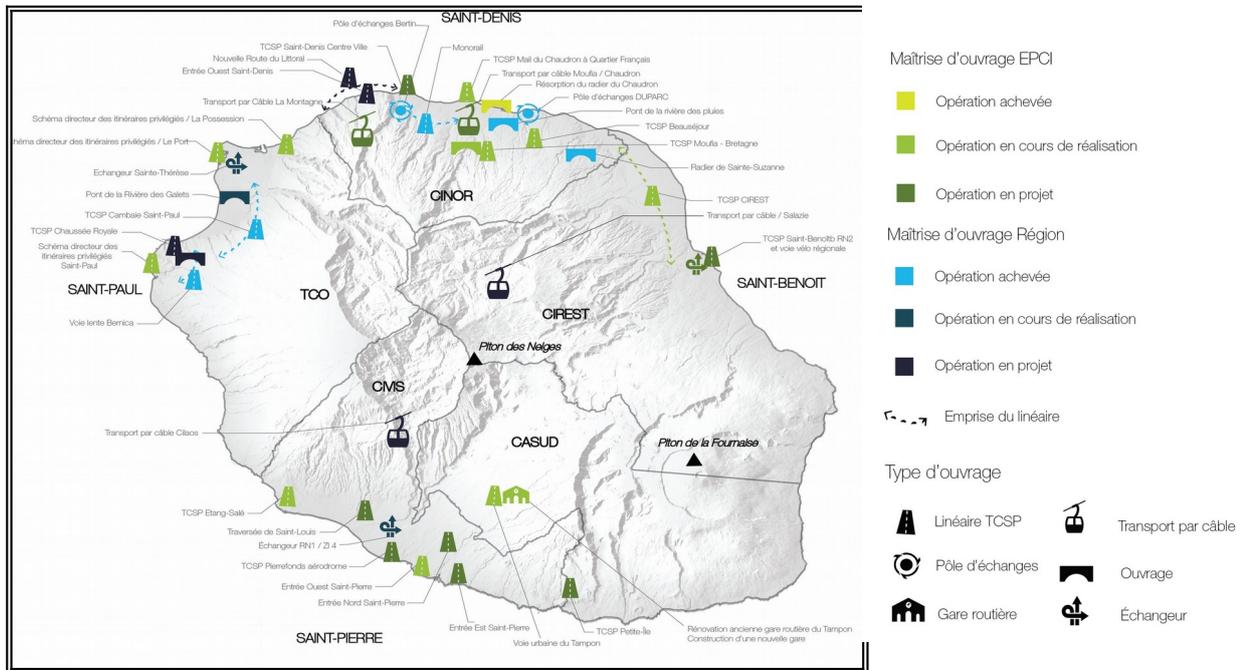


Illustration 31: Les infrastructures de TCSP et leur articulation avec les autres projets transport – Source : Agorah -2016

### Déploiement de l'intermodalité :

Les entreprises de 50 salariés doivent désormais élaborer un plan de mobilité.

### Schéma de développement des aires de covoiturage (obligation)

Les objectifs de subventionnement du covoiturage par les AOM

- Renforcer l'offre de transport public en complétant notamment une ligne régulière,
- Offrir un moyen de transport pour les salariés en horaires contraints ou décalés,
- Offrir un moyen de transport là où il y a peu ou pas de transport en commun,
- Répondre aux besoins de personnes sans solution de mobilité pour accéder à un travail,
- Rendre attractif pour les conducteurs le covoiturage et les courts-trajets,
- Inciter les conducteurs à déposer des offres de covoiturage,
- Désengorger les réseaux routiers, en particulier en heures de pointe,
- Lutter contre l'autosolisme.

## **F.2.2 – Développement des modes alternatifs à la voiture particulière**

### Le développement des modes actifs

La démarche en faveur du développement du vélo comme mode de transport alternatif à la voiture individuelle s'est traduite en 2014 par la validation d'un **Plan Régional Vélo (PRV)** articulé autour des orientations stratégiques visant à :

- coordonner les actions vélo à l'échelle de l'île ;
- créer des aménagements sécurisés, continus et lisibles ;
- déployer une offre de services coordonnée ;
- promouvoir le vélo.

Sa mise en œuvre se concrétise par le Schéma Directeur des Itinéraires Cyclables (SDRIC.). Dans ce cadre, des études de faisabilité des boucles d'itinéraires cyclables sont réalisées et financées par la Région ainsi que l'aménagement d'un réseau cyclable performant sur les routes nationales – la **Voie Vélo Régionale (VVR)**- permettant de parcourir le tour de l'île.

Par ailleurs, la Région réfléchit à la définition du modèle économique d'un système de **vélos libre-service** adapté au contexte local. En effet, ces systèmes qui connaissent un succès dans les centres urbains pourraient constituer une solution pertinente sur notre territoire. À travers cette étude, elle disposera d'un outil permettant d'orienter les collectivités dans leurs démarches de déploiement de ce type de services.

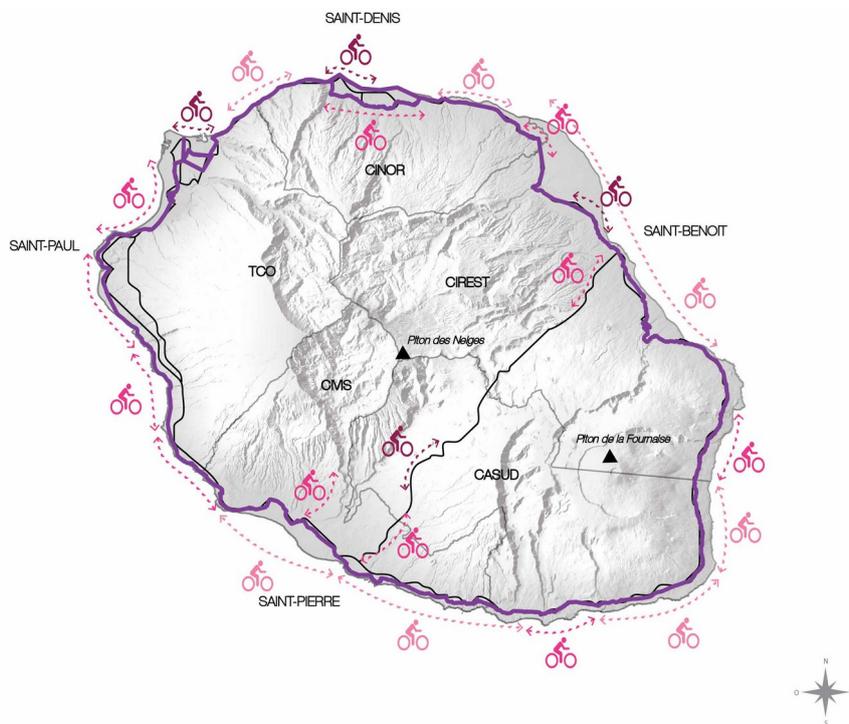


Illustration 32: Linéaire de la Voie Vélo Régionale et boucles prévus au Plan Régional Vélo – Source : Région Réunion

Les objectifs sont les suivants :

Priorité 1	Priorité 2
100 km	45 km

Tableau 40: Objectifs de Voie Vélo Régionale – Source : Région Réunion

À fin 2017, 113 km de voies ont été réalisées.

En 2018, 4 km de plus sont concernés avec :

- la poursuite des études de maîtrise d'œuvre sur St-Pierre, Saint-Paul et Étang-Salé.
- l'engagement des études de faisabilité sur 3 sections supplémentaires de Sainte-Anne au Tremblet.
- la Livraison de 3 sections : – Saint-Philippe Phase 2, section Le Port/La Possession, Sainte-Suzanne (de Bel Air à Ravine des Chèvres).

L'État a créé un « Fonds des Mobilités Actives » inscrit au budget de l'Agence de Financement des Infrastructures de Transport de France (AFITF) pour aider les collectivités locales à développer les aménagements cyclables. Un budget de 350M€ est étalé sur 7 ans.

Dans le cadre de l'appel à projets FMA 2019, six projets réunionnais ont été retenus :

Le porteur de projet	La ville	Nom du projet
Le Port	Le Port	« Sécurisation Collège Titan »

Le Port	Le Port	« Sécurisation Collège Albius »
CIVIS	Saint-Pierre »	« Passerelle ZAC Hoarau »
Le Conseil Régional	Sainte-Marie	« VVR »
La CINOR	Sainte-Marie	« Sécurisation Rue Double Dix »
Le Conseil Départemental	Saint-André	« Aménagement RD47 Colosse »

Tableau 41: Lauréats à l'appel à projet Fonds des Mobilités Actives – Source : Région Réunion

L'État a relancé un nouvel appel à projet au titre de l'année 2020.

Outre ce fonds des mobilités, la suppression du stationnement automobile en amont des passages piétons peut se faire à peu de frais par du marquage au sol. C'est également une opportunité pour développer des stationnements vélos de type arceaux (environ 200 €/arceau).

De plus, le programme « ALVEOLE » cofinance l'acquisition d'abris vélo sécurisé ainsi que les formations « écomobilité » <https://www.fub.fr/alveole>

L'ADEME a lancé en 2019, un appel à projet « Vélo et territoires » pour lequel la CASUD a été retenue.

## Le développement des modes collaboratifs

### **Les actions menées en faveur du covoiturage (autres que les aires de stationnement)**

Le covoiturage s'avère une solution pertinente afin d'optimiser l'utilisation des véhicules particuliers. La réalisation de parking-relais ou d'aires de covoiturage permet d'encourager cette pratique et de participer au transfert modal lorsque ceux-ci sont accompagnés de stations de bus.

Au-delà de la réalisation de parkings relais ou de covoiturage (Cf.supra : intermodalité), la Région a lancé en 2016, en partenariat avec l'Ademe, un appel à projet afin de soutenir des projets aussi bien portés par les acteurs publics que privés qui s'engageraient dans le déploiement :

- d'aménagements en faveur du covoiturage (projets neufs ou réaffectation de places existantes pour le covoiturage) ;
- de systèmes de mise en relation de covoitureurs potentiels ;
- d'actions de communication en faveur du développement de la pratique du covoiturage.

Les lauréats de cet appel à projets ont été désignés en 2017.

Dans ce cadre,

- La stratégie de communication est en cours d'élaboration.
- Une étude sur l'auto-partage basée sur des enquêtes d'usagers démarrée en 2018, a été terminée en 2019.
- Une plate-forme régionale de covoiturage.

L'investissement nécessaire à ces actions s'est élevé à 200 M€.

Les intercommunalités et la Région Réunion cherchent à ce que les systèmes puissent être compatibles entre eux dans le cadre des SAEIV et de la billetterie interopérable.

## F.2.3 – Baisse de consommation des énergies fossiles et réduction des gaz à effet de serre du secteur transport

### Le développement du véhicule électrique (VE)

Contexte et études relatives au déploiement des véhicules électriques

En mai 2019, on dénombre 123 prises de recharge publiques pour véhicules électriques en fonctionnement sur l'île, soit 20 points supplémentaires par rapport à 2018.

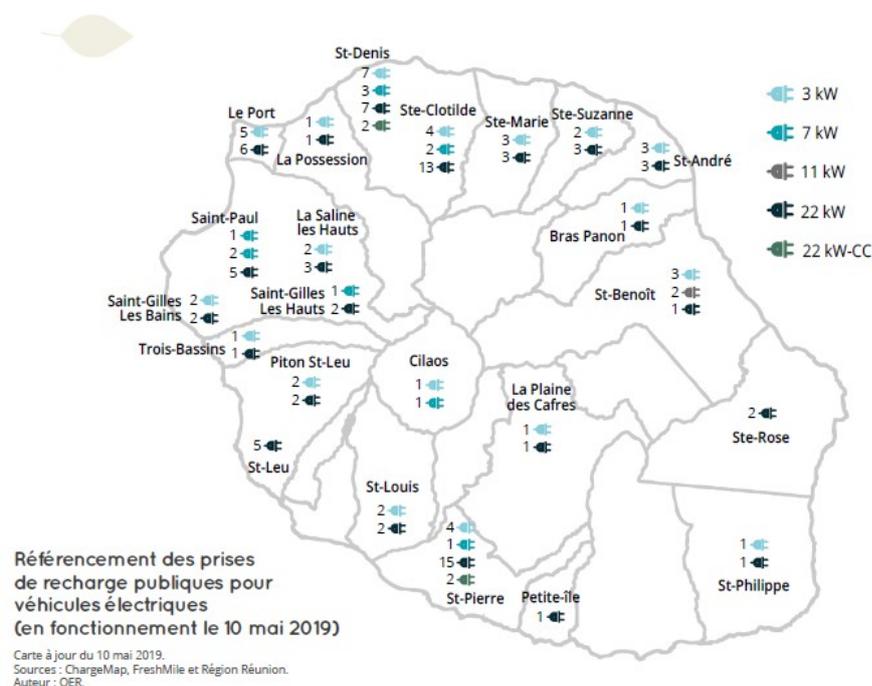


Illustration 33: Référencement des prises de recharge publiques pour VE – Auteur : OER

Environ 34% des prises de recharge publiques disponibles sont d'une puissance de 3 kW (recharge standard) et 54% des prises sont d'une puissance nominale de 22 kW (recharge accélérée, engendrant plus de contraintes sur le réseau à cause d'un appel de puissance plus important). Les prises de 7 kW et 11 kW sont plus rares et il n'existe que 4 prises en courant continu (50 kW) à La Réunion en mai 2019.

Les 123 prises de recharge sont réparties sur 49 sites, en majorité les stations-services (39%), les grandes surfaces commerciales (29%), les concessionnaires (16%) et les ERP (16%).

En 2016, la Région Réunion, l'Ademe et l'Agence française de développement (AFD) ont réalisé une étude économique et stratégique du développement de la mobilité électrique à la Réunion. Le modèle développé dans le cadre de cette étude a permis de montrer que pour atteindre une baisse de 15 % de consommation d'énergie primaire dans les transports (par rapport à 2014), l'incorporation de VE dans le parc de véhicules particuliers doit être couplée à une politique volontariste de baisse de la dynamique du parc de véhicules particuliers (ou des déplacements cumulés de ces véhicules).

réduire de 15 % la consommation d'énergie primaire par rapport à 2014

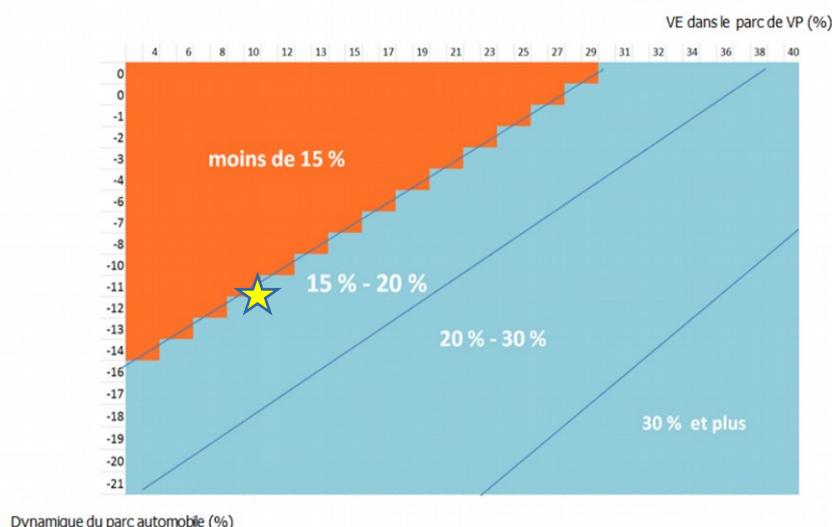


Illustration 34: Réduction des consommations d'énergie primaire en fonction du nombre de VE dans le parc et de la dynamique du parc – Source : Étude 2016 Région-Ademe-AFD

Le scénario retenu dans le cadre de cette étude (étoile ci-dessus) pour atteindre les objectifs de baisse d'énergie primaire dans les transports correspond à un objectif de 10 % de VE dans le parc et une dynamique du parc automobile de -12 %.

Les principaux indicateurs de ce scénario sont les suivants :

- Suppression de 40 000 véhicules net, soit 190 000 véhicules particuliers, ou faire baisser la distance totale parcourue de 12 % ;
- Environ 30 000 VE dans le parc VP ;
- 16 % de réduction de la consommation d'énergie primaire ;
- 12 % de pollution en moins (particules fines, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO), et des émissions plus localisées.

Faisant suite à cette première étude, la Région Réunion, l'AFD, l'Ademe, EDF et le SIDELEC ont confié en 2017 à la SPL Horizon Réunion une étude relative à l'implantation d'un réseau de bornes de recharge alimentées par des énergies renouvelables pour le développement des véhicules électriques.

Cette étude propose en première phase une analyse technique et économique du réseau de bornes de recharge à développer pour répondre aux besoins de déplacements et aux objectifs de la PPE 2016-2023 (150 bornes de recharge à l'horizon 2018 et 225 en 2023).

Le plan de déploiement de bornes de recharge accessibles au public doit viser à mettre à disposition de l'utilisateur un réseau de bornes vertueuses lui permettant de se recharger en dehors de chez lui, à d'autres moments que la pointe du soir.

La carte ci-dessous présente la spatialisation idéale des 150 bornes de recharge nécessaires en 2018.

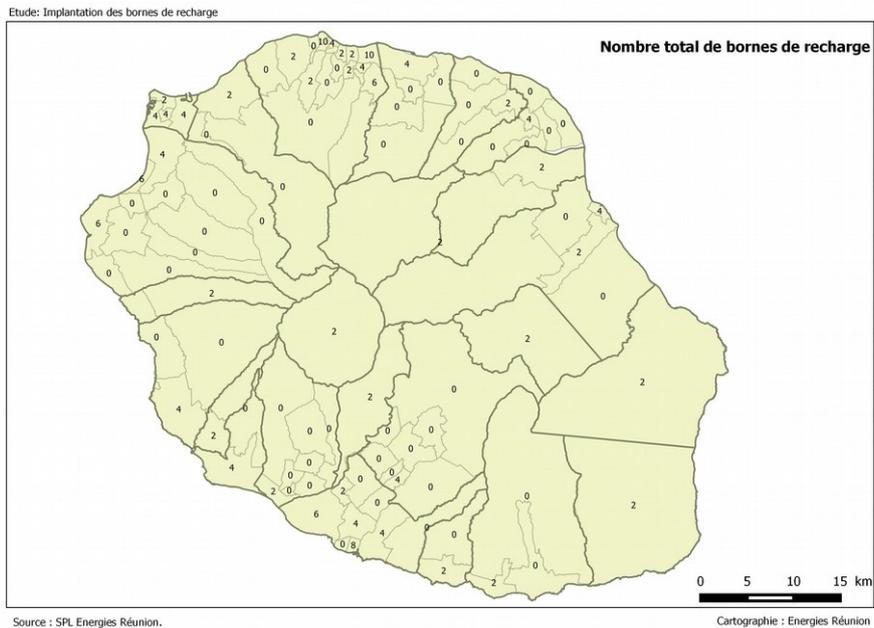


Illustration 35: Spatialisation des bornes de recharge – Source : SPL Horizon Réunion

La seconde phase de l'étude rendue en octobre 2018 a permis de :

- Localiser les emplacements prévisionnels pouvant accueillir des infrastructures de recharge solaires pour véhicules électriques (IRSVE) ; 191 points de recharge ont pu être localisés, et 66 fiches de sites rassemblant les principaux éléments dimensionnant ont été réalisées.
- Dimensionner la puissance photovoltaïque nécessaire à compenser la consommation énergétique des points de recharge : au total on arrive à une puissance de 0,595 MWc
- Chiffrer l'investissement nécessaire pour la mise en place d'un tel réseau : 3,9 millions d'€
- D'établir un guide à destination des collectivités pour permettre de lancer les consultations nécessaires pour la réalisation de ces infrastructures. Concernant le volet relatif aux points de recharge alimentant les véhicules captifs des collectivités, 17 communes ont choisi de déléguer la compétence au SIDELEC.

#### Localisation des sites de charge

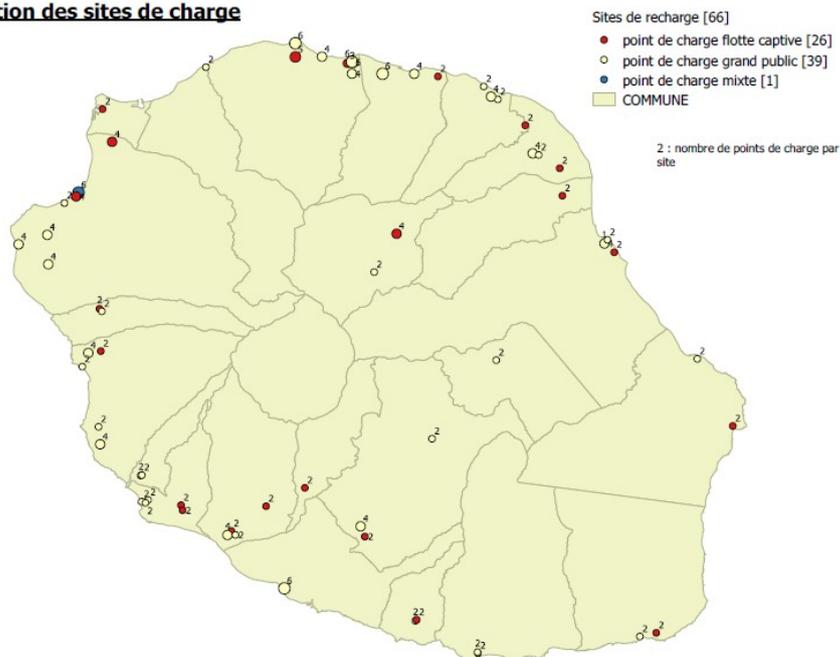


Illustration 36: Localisation des points de recharge – Source : SPL Horizon Réunion

La vigilance au regard du réseau électrique est cependant de mise dans ce cadre, en raison notamment du contexte spécifique de l'île.

Le système électrique réunionnais est caractérisé par :

- une taille limitée et pas d'interconnexion à un grand réseau continental, ce qui engendre une fragilité structurelle ;
- un important développement des énergies renouvelables intermittentes (photovoltaïque et éolien) ;
- des événements climatiques sévères assez fréquents ;
- une pointe de consommation du soir très marquée.

Il en résulte un équilibre demande/production fragile et un risque de coupure du réseau plus important.

Le véhicule électrique constitue un nouvel usage de l'électricité qui a naturellement tendance à accentuer les pointes de consommation (et surtout la pointe du soir), déjà assez marquées à la Réunion. Par ailleurs, c'est aussi un usage qui met en jeu des niveaux de puissance importants. Le risque, en ne maîtrisant pas les modalités de recharge des véhicules électriques, serait de devoir développer des moyens de production de pointe thermiques pour répondre à ces appels de puissance supplémentaires importants.

En parallèle, la production d'électricité au sein du territoire est encore très fortement dépendante (à hauteur de 68 % en 2017) des énergies fossiles (diesel et charbon). De ce fait, malgré leur image « verte », les véhicules électriques peuvent être à l'origine d'un bilan environnemental discutable, voire négatif par rapport aux véhicules thermiques.

Ces caractéristiques incitent à prendre des précautions spécifiques au regard de la recharge des VE. Aussi, il est préconisé que les infrastructures de recharge (IRVE) respectent les critères suivants :

- Alimentation par le réseau électrique mais en modulant la puissance selon le mix énergétique global (en utilisant un programme de type ADVENIR<sup>10</sup> et le signal Open Data temps réel mis en ligne par le gestionnaire de réseau<sup>11</sup>), cela permet une recharge vertueuse.
- Ces bornes peuvent être éventuellement couplées à la production d'énergies renouvelables .

S'agissant des puissances des bornes :

- Des bornes à destination principale de flottes captives (lieux de travail), limitées à 7,4 kW et 3,7 kW en période défavorable ;
- Des bornes accessibles au public (commerces, voirie, parkings municipaux), limitées à 22 kW et 11 kW en période défavorable ;
- La charge très rapide (> 22 kW), qui est peu utile à la Réunion étant données les distances à parcourir et les autonomies actuelles des véhicules, est à proscrire dans le cadre du déploiement des bornes bénéficiant d'aides publiques.

Le déploiement de ces bornes de recharge doit également intégrer, d'un point de vue plus local, la capacité de raccordement sur le réseau électrique existant ; l'anticipation de la détermination des zones d'implantation et la bonne information du gestionnaire de réseau sont nécessaires.

Le schéma directeur de déploiement d'IRVE introduit par la loi LOM est à ce titre, un outil à considérer.

La création d'une association régionale pour le développement de la mobilité électrique permettrait l'instruction partagée (élus, concessionnaires, clients, énergéticiens) de ces sujets.

10. Le programme ADVENIR permet l'attribution d'incitations commerciales via les certificats d'économie d'énergie (CEE). Depuis fin janvier 2018, le cahier des charges spécifique « Zone Non Interconnectée » se trouve en ligne sur le site ADVENIR.

11. EDF SEI propose un signal de recharge des véhicules électriques dont les deux objectifs sont les suivants :

- Éviter les périodes de contraintes sur le réseau, et notamment la pointe de consommation du soir ;
- Diminuer l'impact CO<sub>2</sub> en favorisant la recharge pendant les heures où le mix électrique est moins carboné (heures solaires principalement).

## **Les objectifs de déploiement des VE et des bornes de recharge**

En 2019, on dénombre :

- 193 points de recharge,
- 2 072 véhicules électriques et hybrides rechargeables,
- 191 prises de charge dont 131 fonctionnelles
- 81 points de recharge fonctionnels

Le nombre de borne n'est pas connu.

La loi d'Orientation des Mobilités du 24 décembre 2019 prévoit la réalisation d'un schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables définissant les priorités de l'action des autorités locales afin de parvenir à une offre de recharge suffisante pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.

Les objectifs de déploiement des dispositifs de charge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables sont précisés dans le tableau ci-dessous en fonction du nombre de véhicules électriques prévisionnels aux échéances de la PPE :

	2023	2028
Nombre de véhicules électriques (parc)	10 600	33 700
Nombre de points de recharge *(cumul)	1 100	3 400
Objectif de déploiement de borne	550	1 700

\* On considère 2 points de charge par borne.

Tableau 42: Objectifs de déploiement des bornes de recharge publiques

Ces objectifs de déploiement sont estimés sur la base d'une prise de charge pour 10 véhicules électriques, en considérant que chaque borne alimente 2 points de charge. Ce ratio (nb de point de charge par véhicule) est deux fois plus faible qu'en métropole pour tenir compte des distances moyennes parcourues plus faibles à La Réunion.

Le SIDELEC a mené en 2018 une étude sur les flottes captives des collectivités et plus particulièrement des 24 communes de l'île.

Dans le scénario médian, il en ressort un besoin prévisionnel de renouvellement en véhicules propres de :

- 315 VE pour les 24 communes
- minimum 476 VE extrapolé à toutes les collectivités locales

Le nombre de bornes de recharge pour VE est quant à lui estimé à :

- 79 bornes doubles ou 158 bornes simples pour les 24 communes
- minimum 119 bornes doubles ou 239 bornes simples extrapolé à toutes les collectivités locales

## **Le développement du bioGNV (biométhane carburant)**

En 2016, la Région Réunion a réalisé une étude sur le développement du bioéthanol et du bioGNV comme carburants alternatifs dans les transports en commun.

S'agissant du bioéthanol, le gisement mobilisable localement (20 000 tonnes) sera dédié en totalité à l'alimentation future de la turbine à combustion du Sud de l'île. Sans remise en cause du système de production de bioéthanol (filière canne à sucre), l'étude a conclu à la non-faisabilité du développement du bioéthanol carburant dans l'île.

Le bioGNV, en revanche, pourrait être un vecteur intéressant pour les transports en commun ou les flottes de collecte des déchets au vu de la maturité actuelle de la technologie. Celle-ci est déjà très mature, et le marché français compte plus de 2 500 bus et autocars roulant au bioGNV et 5 constructeurs proposent des véhicules sur le marché européen. Une expérimentation pourra être menée pour comparer la faisabilité technico-économique d'une valorisation du biogaz en cogénération ou en carburant.

- **Objectif 2023** : un projet expérimental de production de bioGNV par méthanisation pour les flottes captives de transport (voyageurs, déchets, etc.)
- **Objectif 2028** : à définir selon les résultats de l'expérimentation

#### CONCLUSION : Récapitulatif des actions transport et leurs impacts énergétiques

Thème	Filière	Détail	2019-2023		2024-2028		2019-2028	
			Nombre d'opérations	Gains en GWh/an	Nombre d'opérations	Gains en GWh/an	Nombre d'opérations	Gains en GWh/an
Transport	MDE	Diminution consommation et modes alternatifs à la voiture individuelle	22 opérations (P+R, PRV)	-6 GWh	15 opérations (P+R, PRV)	- 4,2 GWh	37 opérations	- 10,2 GWh
	Infra-structures	Bornes de recharges publiques pour véhicules électriques	100	ND	3 450	ND	3 550	ND
	MDE	RRTG*	4	- 10 GWh	4	+5 GWh	8	- 5 GWh

\*Estimations issues du modèle développé par la Région Réunion

Tableau 43: Récapitulatif des actions transport et leurs impacts énergétiques

Les bornes de recharge publiques comprennent des bornes autonomes (alimentées en ENR) et des bornes connectées au réseau (asservies ou non par un signal EDF).

Pour calculer les gains liés au développement des P+R, les hypothèses considérées sont les suivantes :

- Distance moyenne parcourue par les utilisateurs des P+R : 55 km/jour, correspondant environ à une consommation de 3L de carburant / jour, soit 30 kWh/jour (hypothèse : 100 % gazole)
- 220 jours d'utilisation
- 42 places en moyenne dans les P+R
- Les P+R sont pleins tous les jours d'utilisation

Le GNV dans le transport de marchandises :

La CCI de l'île de La Réunion a souhaité engager une réflexion autour de l'évolution des transports routiers de marchandises. En 2019, elle a présenté une étude de faisabilité et d'opportunité d'une

mise en expérimentation du transport GNV à La Réunion. L'étude a eu pour objectifs de faire connaître le GNV aux acteurs pour la co-construction d'une feuille de route et des leviers d'actions qui permettraient d'expérimenter l'usage du GNV à La Réunion. Elle a apporté une expertise sur :

- l'offre de véhicules GNV disponibles,
- les technologies de stations GNV,
- les possibilités de disposer de gaz naturel sur l'île de La Réunion et leurs impacts technico-économiques
- la possibilité d'organiser une phase d'expérimentation en définissant les conditions de réussite.

La technologie BioGaz est maîtrisée en France et en Europe. Les conclusions de l'étude relèvent que le déploiement de cette technologie sur le territoire est techniquement possible sur la base de stations de biométhanisation, avec le soutien des acteurs publics en appliquant localement les avantages existants au niveau national (dispositif de sur-amortissement et soutien au développement des stations de biogaz).

Une 1ère expérimentation est en cours par la Région en partenariat avec la CINOR sur la station du Grand Prado pour le transport de voyageur.



## **G – RÉCAPITULATIF DES OBJECTIFS DE LA PPE**



En conclusion, 3 piliers fondent cette PPE pour 2019-2028 :

- une rupture dans la consommation avec des actions très volontaristes et ambitieuses de MDE permettant des économies substantielles d'électricité grâce à une programmation de MDE complémentaire et renforcée,
- la préparation d'une rupture dans le développement des ENR visant 99 % d'ENR dès 2023 dans le mix électrique, avec les nécessaires moyens associés
- une stratégie affirmée pour des transports durables misant sur une rupture de comportement en faveur du report sur l'intermodalité à 2030

En conséquence, la synthèse des objectifs se récapitule comme suit :

## **G.1 – En matière de MDE**

Objectif :

- En 2023 : Atteinte de 80 % des volumes d'économie d'énergie présentés dans le cadre de compensation

- En 2028 : Poursuivre à un rythme comparable à la période de 2019 – 2023

En GWhé	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total annuel	42	46	50	55	71	35	35	35	35	35
Total cumulé depuis 2019	42	87	137	193	263	298	333	368	403	438

Tableau 44: Objectifs de la MDE en cumulé depuis 2019

## **G.2 – En matière de transports**

<b>Objectif 1</b> : Augmentation significative de la part modale de transports en commun (7 % en 2016)	<b>Objectif 2</b> : Baisse de la consommation des énergies fossiles du transport routier
• 11 % en 2023	• 10 % en 2023 (à partir de 2018)
• 14 % en 2028*	• 22 % en 2028 (à partir de 2018)

\* en cohérence avec l'objectif du SRIT de 15 % en 2030

Tableau 45: Objectifs du secteur du transport routier

### **Véhicules électriques**

	2023	2028
Nombre de véhicules électriques (parc)	10 600	33 700
Nombre de points de recharge *(cumul)	1 100	3 400
Objectif de déploiement de borne	550	1 700

Tableau 46: Objectifs du secteur transport pour 2019-2023 et 2024-2028

\* On considère deux prises par points de recharge.

### G.3 – En matière d'énergies renouvelables

Filières – ressources	Centrale / technologie	PPE 2023 révisée en MW	Énergie PPE 2023 révisée en GWh	PPE 2028 en MW	Énergie PPE 2028 BAS en GWh	Énergie PPE 2028 HAUT CORRIGÉ en GWh
Biomasse Liquide	Albioma TAC St Pierre part bioéthanol	41	9,6	41	8,32	2,56
Biomasse / bagasse	Bois Rouge 1 Albioma	200 MW hors campagne	986,3	200 MW hors campagne	1220	1066
Biomasse	Bois Rouge 2 Albioma					
Biomasse / bagasse	Le Gol A – Albioma					
Biomasse	Le Gol B – Albioma	190 MW pendant la campagne		190 MW pendant la campagne		
Biomasse liquide	EDF PEI – Port Est	211	779	211	569	418
Biomasse canne fibre	(en base)	0	0	0 - 4	0	14
Biogaz méthanisation	petits projets biomasse	6,5	23,2	7 - 7,5	23,9	25
Valorisation des CSR	Nord et Sud	16,7	220	16,7	220	219
Géothermie		0	0	0 - 5	0	36,6
Éolien	terrestre	41,5	55,6	91,5	124	123
Éolien	offshore flottant	0	0	0 – 40	0	120
PV	avec et sans stockage	340	475	440 – 500	615	698
Hydraulique	Classique (hors STEP)	145	523	146	522	520
Énergies marines	ETM	2	16	2 - 5	15	37
Énergies marines	houlomoteur	0	0	0 - 5	0	37
Biomasse	petits projets biomasse combustion	1	7,6	1 - 1,4	8	10
Biomasse	petits projets biomasse gazéification	0,2	0,7	0,2 - 0,6	1	2
Énergies marines	ORC	0	0	0 - 0,3	0	2
	<b>total</b>	<b>997,9</b>	<b>3096</b>	<b>1149,4 - 1268,0</b>	<b>3326,2</b>	<b>3330,2</b>

Tableau 47: Récapitulatif des objectifs ENR pour l'électricité à 2023 et 2028 – Les déchets issus du Nord et de l'Est de l'île sont susceptibles d'être orientés vers la combustion sous forme de CSR à Bois-Rouge

hors transport aérien et maritime , inclus pertes réseau électrique				
Consommation finale en ktep	2016	2018	2023	2028
<b>Transport routier</b> (hors véhicules électriques)*	441,6	<b>442,7</b>	<b>397,4</b>	<b>344,4</b>
<b>Électricité</b> (inclus pertes réseau et inclus véhicules électriques)	232,9(sans pert	<b>254,5</b>	<b>267,1</b>	<b>286,6</b>
<i>dont part origine ENR</i>	34%	37%	99,7%	99,8%
<i>dont part origine fossile</i>	66%	64%	0,3%	0,2%
<b>Chaleur et autres</b> (combustibles détaxés pour l'agriculture et l'industrie, ga	141,5	<b>136,0</b>	<b>149,2</b>	<b>153,6</b>
<i>dont part origine ENR</i>	48%	48%	51%	52%
<i>dont part origine fossile**</i>	52%	52%	49%	48%
<b>Total**</b> (hors transport aérien et maritime)	816,0	<b>833,2</b>	<b>813,7</b>	<b>784,6</b>
<i>dont part origine ENR ***</i>	18%	19%	42%	47%
<i>dont part origine fossile</i>	82%	81%	58%	53%

Tableau 48: Tableau récapitulatif par type d'énergie aux horizons 2023 – 2028

(\*) la consommation des véhicules électriques est estimée à 0,1 ktep en 2017 pour environ 500 véhicules, ce qui représenterait environ 4 ktep en 2028. Elle est comptée dans la partie « électricité »

(\*\*) en considérant, faute de données suffisantes, que tout le GNR est utilisé en chaleur, ce qui est inexact (engins BTP et agricoles)

(\*\*\*) hors transport maritime et aérien pour lesquels la PPE ne fixe aucun objectif, la PPE n'ayant pas de levier d'action sur ces consommations de carburants liées aux flux de voyageurs et de marchandises entrant et sortant de ce territoire ultrapériphérique

## GLOSSAIRE

<b>ADEME</b>	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
<b>ADIR</b>	Association pour le Développement industriel de La Réunion
<b>AFD</b>	Agence Française de Développement
<b>AO</b>	Appel d'Offres
<b>AOM</b>	Autorité Organisatrice de la Mobilité
<b>AOT</b>	Autorisation d'Occupation Temporaire
<b>BP</b>	Bilan Prévisionnel
<b>CASUD</b>	Communauté d'Agglomération du Sud
<b>CEE</b>	Certificat d'Économie d'Énergie
<b>CES</b>	Chauffe -Eau Solaire
<b>CGEDD</b>	Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable
<b>CHU</b>	Centre Hospitalier Universitaire
<b>CINOR</b>	Communauté Intercommunale du Nord
<b>CIRBAT</b>	Le Centre d'Innovation et de Recherche du Bâti Tropical animé par la Chambre de Métiers et de l'Artisanat de la Réunion
<b>CIVIS</b>	Communauté Intercommunale des Villes Solidaires
<b>CMA</b>	Chambre des Métiers et de l'Artisanat
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>CRE</b>	Comité de Régulation de l'Énergie
<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Énergie
<b>CSPE</b>	Charge de Service Public Énergie
<b>DEEE</b>	Déchets d'Équipements Électriques et Électroniques
<b>ECOSOLIDAIRE</b>	Dispositif régional d'aides pour les chauffe-eau solaires
<b>EDF</b>	Électricité De France
<b>EDGT</b>	Enquête Déplacement Grand Territoire
<b>EER</b>	Coefficient d'Efficacité Énergétique
<b>EIE</b>	Espaces Info Énergie
<b>EPCI</b>	Établissement Public de Coopération Intercommunale
<b>ETM</b>	Énergie Thermique des Mers
<b>FEDER</b>	Fonds Européen de Développement
<b>GES</b>	Gaz à Effet de Serre
<b>GIP</b>	Groupement d'Interet Public
<b>GIP PPIEBR</b>	GIP Pôle Portuaire Industriel et Énergétique de Bois-Rouge
<b>GMS</b>	Grande et Moyenne Surface
<b>GNV</b>	Gaz Naturel pour Véhicule
<b>GWh</b>	Giga Watt Heure
<b>GWP</b>	Global Warming Potential
<b>IRVE</b>	Infrastructure de Recharge pour Véhicule Electrique
<b>ISDND</b>	Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux

<b>KTEP</b>	Kilo Tonne Équivalent Pétrole
<b>KWH ou kWh</b>	Kilo Watt Heure
<b>lixiviats</b>	Désignent les eaux qui ont percolé à travers les déchets stockés en décharge en se chargeant bactériologiquement et chimiquement.
<b>MDE</b>	Maîtrise de l'Énergie
<b>MW</b>	Méga Watt
<b>OER</b>	Observatoire Énergie Réunion
<b>ORC</b>	Cycle de Ranking
<b>PCAET</b>	Plan Climat Air Énergie Territorial
<b>PCI</b>	Pouvoir Calorifique Inférieur
<b>PDEAH</b>	Plan Départemental de l'Eau et des Aménagements Hydrauliques (PDEAH),
<b>PIB</b>	Produit Intérieur Brut
<b>POE</b>	Programme Opérationnel Européen
<b>PPE</b>	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
<b>PPI</b>	Programme Pluriannuel d'Investissement
<b>PRAXIBAT</b>	Dispositif Ademe de formation par la pratique relative à l'efficacité énergétique du Bâtiment
<b>PREBAT</b>	Programme de recherche sur l'Énergie dans le Bâtiment
<b>PRPGDND</b>	Plan régional de Prévention et de Gestion des Déchets Non Dangereux
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>REPOWERING</b>	Technique consistant à remplacer une installation pour augmenter son rendement
<b>RGE</b>	Reconnu Garant de l'Environnement
<b>RRTG</b>	Réseau Régional de Transport Guidé
<b>RTAADOM</b>	Règlement Thermique Acoustique et Aération dans les DOM
<b>SEGA</b>	Approche structurée du management de l'énergie dans le secteur des moyennes et grandes surfaces
<b>SIDELEC</b>	Syndicat Intercommunal D'Électricité de La Réunion
<b>SLIME</b>	Schéma Local d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie
<b>SPL ER</b>	Société Publique Locale Énergies Réunion
<b>SRB</b>	Schéma Régional Biomasse
<b>SRCAE</b>	Schéma Régional Climat Air Énergie
<b>SRE</b>	Schéma Régional Éolien
<b>SREMER</b>	Schéma Régional D'Exploitation des Énergies Marines
<b>SRPP</b>	Société Réunionnaise de Produits Pétroliers
<b>STEP</b>	Station de Transfert d'Énergie par Pompes
<b>SWAC</b>	Sea Water Air Conditioning
<b>TAC</b>	Turbine à Combustion
<b>TCO</b>	Territoire de la Côte Ouest (EPCI)
<b>TCSP</b>	Transport en Commun en Site Propre
<b>TURPE</b>	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
<b>UTCF</b>	Uti Utilisation de la Terre, son Changement et la Forêt
<b>VE</b>	Véhicule Électrique
<b>VHU</b>	Véhicules Hors d'Usage
<b>ZNI</b>	Zone Non Interconnectée

# TABLE DES MATIÈRES

## Table des matières

A.1 – Système énergétique de la Réunion.....	13
La consommation d'énergie primaire.....	14
La consommation d'énergie finale.....	15
Le parc de production électrique et la production électrique.....	15
Evolution passée de la demande en énergie.....	18
Démographie.....	18
Croissance économique.....	18
Evolution des importations de carburants.....	19
A.1.1 – Le secteur du transport.....	20
Consommation des carburants.....	20
Contexte du système de transport de La Réunion.....	21
Trafic routier.....	22
Organisation du transport public.....	22
Mode de déplacement et part modale.....	23
Évolution de la demande de transport :.....	24
Transport routier de marchandises.....	26
A.1.2 – Électricité.....	27
A.1.3 – Chaleur.....	27
A.2 – Inventaire des émissions de gaz à effet de serre du système énergétique.....	28
A.3 – Cadre législatif et réglementaire de la Réunion.....	28
A.3.1 – Dispositions spécifiques aux ZNI en matière d'énergie.....	28
A.3.2 – Compétence énergie, habilitation énergie.....	29
A.3.3 – Articulation avec les documents existants.....	29
A.4 – Coûts de référence des énergies de l'île.....	32
A.4.1 – Coûts de production de l'électricité à la Réunion.....	32
A.4.2 – Coûts d'approvisionnement en énergies fossiles à la Réunion.....	33
B.1 – Évolution de la demande en électricité.....	37
B.1.1 – Hypothèses considérées pour le scénario AZUR du BP 2019 – 2020 EDF.....	37
B.1.2 – Hypothèses d'évolution de production injectée.....	37
B.2 – Actions supplémentaires de maîtrise de la demande d'électricité.....	38
B.2.1 – Gisements de MDE dans le secteur résidentiel collectif et individuel et petits professionnels (tarif bleu) portant sur les usages énergétiques et les comportements.....	39
B.2.2 – Le compteur numérique, levier d'amplification de la MDE.....	40
B.2.3 – Les actions de sobriété énergétique.....	40
Le service local d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME).....	40
Watty à l'école.....	41
Energ'île.....	41
B.2.4 – Gisements de MDE dans le secteur tertiaire et industrie.....	42
B.2.4.1 – Secteur tertiaire.....	42
B.2.4.2 – Secteur industrie.....	46
Grands projets SWAC.....	46

B.2.5 – Volumes du cadre de compensation et grands projets.....	47
B.2.5.1 – POUR 2023.....	47
B.2.5.2 – POUR 2028.....	47
B.3 – Conclusion : des objectifs ambitieux de MDE.....	47
L’objectif fixé par la PPE est l’atteinte de 80 % des volumes d’économie d’énergie présentés dans le cadre de compensation validé en janvier 2019.....	47
Pour la période 2024 – 2028, les efforts de MDE sont poursuivis à un rythme comparable. Le volume de MDE réalisé en 2019 étant de 35 GWh, on se fixe un objectif de MDE de 35 GWh/an supplémentaire à partir de 2024 jusqu’en 2028.....	48
C.1 – Sécurité d’approvisionnement en carburant et autres énergies fossiles.....	51
C.1.1 – Identification des importations énergétiques.....	51
Produits pétroliers.....	51
Charbon.....	51
Gaz.....	52
Biocombustible en substitution du fioul lourd.....	52
Bioéthanol pour alimenter la turbine à combustion de St Pierre.....	52
C.1.2 – Définition des enjeux et des contraintes pour les carburants.....	52
Les enjeux à La Réunion .....	52
C.1.3 – Conclusions.....	53
C.2 – Sécurité d’approvisionnement en électricité.....	53
C.2.1 – Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement électrique à La Réunion.....	55
La problématique de la pointe de consommation.....	55
Anticiper les besoins futurs de flexibilité.....	55
Les nouveaux usages de l’électricité.....	55
C.2.2 – Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement en produits énergétiques pour la production électrique.....	56
Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement des centrales charbon/ biomasse.....	56
Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement en fioul lourd.....	56
Les enjeux de la sécurité d’approvisionnement en bioéthanol.....	56
C.2.3 – Le critère de défaillance électrique.....	57
C.2.4 – Les prévisions d’EDF SEI sur l’équilibre offre – demande.....	57
C.2.5 – Impacts sur la sécurité d’approvisionnement d’un retard de mise en œuvre.....	58
C.3 – Qualité de fourniture de l’électricité.....	58
D.1 – Le système électrique de la Réunion.....	62
D.1.1 – Les sources de flexibilité du système électrique.....	62
D.1.2 – Le pilotage de la demande électrique.....	62
D.1.3 – Les réseaux électriques.....	63
D.1.4 – Le stockage d’électricité – définition des moyens de stockage nécessaires.....	64
État des lieux.....	64
Objectifs.....	67
Mesures d’accompagnement, dont les actions à mener.....	67
D.1.5 – L’autoconsommation / autoproduction et la production locale d’énergie.....	68
D.1.6 – Le taux de déconnexion.....	68
D.1.7 – Vers des réseaux dits « intelligents » et le déploiement du compteur numérique... ..	69
Les réseaux intelligents.....	69
Les compteurs numériques.....	70
D.1.8 – Le Schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables – S2REN.....	71
D.2 – Développement du réseau : particularités de la Réunion.....	72
D.2.1 – Spatialisation des centrales photovoltaïques.....	72

D.2.2 – Impacts sur le réseau 63 kV, en fonction des zones de développement du photovoltaïque, d’une variation rapide de la production.....	72
D.2.3 – Alimentation du Sud de l’île.....	72
D.2.4 – Impact en termes de raccordement au réseau électrique.....	73
D.3 – Le développement des réseaux de froid.....	73
E.1 – Électricité.....	77
E.1.1 – Énergies renouvelables électriques.....	77
E.1.1.1 – Orientations transversales.....	77
E.1.1.2 – Biomasse pour la production d’électricité.....	77
EDF PEI a prévu d’alimenter la centrale par un combustible répondant aux critères de la directive européenne énergies renouvelables II (RED II). Cette conversion permettra de réduire de manière drastique, les émissions de poussière et d’oxydes de soufre, comme le montre le tableau ci-dessous :.....	82
Le biocombustible envisagé est un EMAG (Esther Méthylique d’Acides Gras) issu de transestérification d’huiles végétales, à partir de colza, soja, jatropha, tournesol, d’orge (en excluant les huiles de palme) et d’huiles organiques provenant d’huiles de cuisson usagées ou de graisses animales.....	82
E.1.1.3 – Électricité d’origine solaire : Photovoltaïque.....	82
E.1.1.4 – Hydroélectricité.....	84
E.1.1.5 – Éolien terrestre.....	87
E.1.1.6 – Déchets.....	89
E.1.1.7 – Éolien off-shore.....	90
E.1.1.8 – Énergies marines renouvelables.....	92
E.1.1.9 – Géothermie.....	94
E.1.1.10 – Énergies de récupération : ORC en sortie de centrale.....	95
E.1.2 – Le parc thermique à combustible fossile.....	95
E.1.2.1 – Enjeux associés au parc thermique rôle dans le mix électrique et enjeux environnementaux.....	95
E.1.2.2 – Centrales à charbon.....	95
E.1.2.3 – Moteurs diesel.....	97
E.1.2.4 – Moyens de production à la pointe.....	97
E.1.3 – Conclusions sur l’offre d’électricité.....	98
E.1.3.1 – Récapitulatif des objectifs ENR pour l’électricité.....	99
E.1.3.2 – Les mix électriques à 2023 et 2028.....	99
E.2 – Gaz.....	103
E.2.1 – Évolution de la demande en gaz butane.....	103
E.2.2 – L’offre en gaz renouvelables : biogaz.....	103
E.2.3 – Technologies innovantes.....	104
E.3 – Carburants pétroliers et biocarburants.....	104
E.3.1 – La demande en produits pétroliers.....	104
E.3.2 – Les importations : description de l’approvisionnement réunionnais.....	104
E.3.3 – Les biocarburants.....	104
E.4 – Chaleur.....	104
E.4.1 – Biomasse solide pour la production de chaleur.....	104
E.4.2 – Solaire thermique (individuel/collectif/tertiaire/industrie).....	105
E.4.3 – SWAC.....	106
E.5 – Synthèse sur le développement de la production d’énergie.....	106
E.5.1 – Tableau récapitulatif par type d’énergie aux horizons 2023-2028.....	106
E.5.2 – Récapitulatif des études générales pré-identifiées.....	107
E.5.3 – Liste des projets à l’étude.....	107

Introduction.....	111
Principaux éléments du cadre de l'action publique et articulation des politiques.....	111
Politique fiscale régionale.....	112
Taux d'octroi de mer.....	112
F.1 – Orientations de développement de la mobilité durable et pistes d'actions.....	113
F.2.1 – Augmentation de la part modale des TC.....	114
F.2.2 – La réappropriation d'une partie de l'espace public au travers de la diminution du nombre de véhicules en circulation et en stationnement.....	114
Le développement des infrastructures de transports en commun.....	115
L'amélioration des conditions de circulation des transports en commun.....	118
Déploiement de l'intermodalité :.....	120
Schéma de développement des aires de covoiturage (obligation).....	120
F.2.2 – Développement des modes alternatifs à la voiture particulière.....	120
Le développement des modes actifs.....	120
L'État a créé un « Fonds des Mobilités Actives » inscrit au budget de l'Agence de Financement des Infrastructures de Transport de France (AFITF) pour aider les collectivités locales à développer les aménagements cyclables. Un budget de 350M€ est étalé sur 7 ans. ....	122
Dans le cadre de l'appel à projets FMA 2019, six projets réunionnais ont été retenus :.	122
L'État a relancé un nouvel appel à projet au titre de l'année 2020.....	122
Outre ce fonds des mobilités, la suppression du stationnement automobile en amont des passages piétons peut se faire à peu de frais par du marquage au sol. C'est également une opportunité pour développer des stationnements vélos de type arceaux (environ 200 €/arceau).....	122
De plus, le programme « ALVEOLE » cofinance l'acquisition d'abris vélo sécurisé ainsi que les formations « écomobilité » <a href="https://www.fub.fr/alveole">https://www.fub.fr/alveole</a> .....	122
L'ADEME a lancé en 2019, un appel à projet « Vélo et territoires » pour lequel la CASUD a été retenue.....	122
Le développement des modes collaboratifs.....	122
F.2.3 – Baisse de consommation des énergies fossiles et réduction des gaz à effet de serre du secteur transport.....	123
Le développement du véhicule électrique (VE).....	123
Les objectifs de déploiement des VE et des bornes de recharge.....	127
Le développement du bioGNV (biométhane carburant).....	127
G.1 – En matière de MDE.....	133
G.2 – En matière de transports.....	133
G.3 – En matière d'énergies renouvelables.....	134
Annexe 1 : Bilan de la PPE 2016 – 2018.....	147
1- Bilan du développement des énergies renouvelables et en matière d'électricité.....	147
2- Bilan des actions de la maîtrise de l'énergie (MDE).....	147
2.1- Bilan quantitatif.....	147
2.2- Bilan qualitatif.....	148
Industrie.....	148
Résidentiel/Particuliers.....	148
Tertiaire.....	149
Annexe 2- Cadre territorial de compensation des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité à La Réunion adopté par délibération de la CRE n° 2019-006 du 17 janvier 2019.....	159
Annexe 3 – Hypothèses du Bilan Prévisionnel d'EDF 2019-2020 – Scénario AZUR.....	161

Annexe 4 – L'évolution des coûts du MWh photovoltaïque ces dernières années à La Réunion .....	162
Annexe 5 – Synthèse des études et projets en cours de la petite hydraulique.....	163

# INDEX DES FIGURES ET DES TABLEAUX

## Index des figures

Illustration 1: Schéma énergétique de La Réunion 2018 - Source : BER 2018 éd. 2019.....	13
Illustration 2: Consommation d'énergie primaire 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	14
Illustration 3: La consommation d'énergie finale 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	15
Illustration 4: Schéma du système électrique. Source : BER 2018 éd. 2019.....	15
Illustration 5: Evolution du parc en service de production électrique de 2000 à 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	16
Illustration 6: Mix électrique et parc en service en 2018 – Source : OER.....	17
Illustration 7: Evolution des énergies primaires dans le mix énergétique – Source : oer.....	18
Illustration 8: Evolution des importations de carburants – Source : oer.....	19
Illustration 9: Evolution de la consommation du secteur transport – Source : BER 2018 éd. 2019.....	20
Illustration 10: Evolution de la consommation de gazole et de sans-plomb – Source : BER 2018 éd. 2019.....	20
Illustration 11: Bilan du trafic routier en 2018 – Source : CRGT, Préfecture.....	22
Illustration 12: Répartition de l'organisation du transport public – Source : Région Réunion.....	23
Illustration 13: Evolution du trafic à horizon 2025 (projections)- Source : Région Réunion.....	25
Illustration 14: Profils de production constatés – Source : EDF.....	27
Illustration 15: Émissions de CO <sub>2</sub> issues de la combustion de produits énergétiques – Source : BER 2018 éd. 2019.....	28
Illustration 16: Schéma d'articulation des différents documents existants .....	31
Illustration 17: Objectifs de production injectée de la PPE 2016-2023, valeur constatée en 2018 et hypothèses du scénario AZUR.....	38
Illustration 18: Schéma du système électrique réunionnais au 31/12/2018 (Seules les installations de plus de 4 MW sont représentées, hormis pour la filière photovoltaïque – Source EDF.....	63
Illustration 19: Evolution de la production électrique à partir de la bagasse – Source : BER 2018 éd. 2019.....	78
Illustration 20: Potentiel énergétique (en GWh/an) des ressources biomasse mobilisables pour valorisation énergétique – Source : SRB.....	79
Illustration 21: Ratio €/Wc par type d'installation PV – Source Région Réunion.....	83
Illustration 22: Volet technique du SRE : Vitesse moyenne du vent à 70 m d'altitude – Données Météo France/modèle AROME extrapolée par une loi logarithmique.....	88
Illustration 23: Volet paysager du SRE : Cartographie des sensibilités paysagères relatives au développement de l'éolien à l'intérieur des sous-unités paysagères.....	88
Illustration 24: Mix électrique en 2023.....	100
Illustration 25: Mix électrique en 2028 (fourchette basse).....	101
Illustration 26: Mix électrique en 2028 (fourchette haute).....	102
Illustration 27: Cartographie du projet de RRTG – Source : Région Réunion.....	115
Illustration 28: Projet RUN RAIL – Premier tronçon – Source : Région Réunion.....	116
Illustration 29: Les projets de déclinaison du RRTG – Source : Région Réunion.....	117
Illustration 30: Chiffres clés du projet de transport de ligne Chaudron – Moufia – Bois de Nèfles – Source : CINOR.....	118
Illustration 31: Les infrastructures de TCSP et leur l'articulation avec les autres projets transport – Source : Agorah -2016.....	120
Illustration 32: Linéaire de la Voie Vélo Régionale et boucles prévus au Plan Régional Vélo – Source : Région Réunion.....	121
Illustration 33: Référencement des prises de recharge publiques pour VE – Auteur : OER.....	123
Illustration 34: Réduction des consommations d'énergie primaire en fonction du nombre de VE dans le parc et de la dynamique du parc – Source : Étude 2016 Région-Ademe-AFD.....	124

Illustration 35: Spatialisation des bornes de recharge – Source : SPL Horizon Réunion.....	125
Illustration 36: Localisation des points de recharge – Source : SPL Horizon Réunion.....	125

## Index des tableaux

Tableau 1: Réunions thématiques avec les partenaires du territoire.....	8
Tableau 2: Ressources renouvelables valorisées en 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	14
Tableau 3: Parc de production électricité en 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	16
Tableau 4: Taux de dépendance énergétique – Source : BER 2018 éd. 2019.....	19
Tableau 5: Evolution du parc de véhicules hybrides et électriques – Source : BER 2018 éd.2019..	21
Tableau 6: Répartition des parts modales – Source : EDGT 2016.....	24
Tableau 7: Part des TC dont les transports scolaires par EPCI – Source : EDGT 2016.....	24
Tableau 8: Projections de demande de transports – Source : simulation modèle multimodal de la Région Réunion.....	25
Tableau 9: Evolution de la consommation électrique entre 2005 et 2018 – Source : BER 2018 éd. 2019.....	27
Tableau 10: Coûts de production de l'électricité 2018 – Source : CRE, CC'18.....	32
Tableau 11: Coût des importations d'énergies fossiles de 2008 à 2018 – les données en italique sont des estimations sur la base du TER 2014 – Sources : INSEE, douanes et Bilans Énergétiques de la Réunion, Observatoire Énergie Réunion.....	33
Tableau 12: Projection véhicules électriques – Source : EDF – BP 2019-2020.....	37
Tableau 13: Hypothèses d'évolution de production injectée et puissance de pointe moyenne injectée – Source : EDF – BP 2019-2020 – Scénario AZUR.....	37
Tableau 14: Répartition des consommations électriques pour le secteur tertiaire – Source : IPSOS 2011.....	42
Tableau 15: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur du commerce alimentaire – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par eux sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces pressenties.....	43
Tableau 16: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur bureaux – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.....	44
Tableau 17: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de l'enseignement – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.....	44
Tableau 18: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de la santé – Source : données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité et des pénétrations des solutions efficaces ressenties.....	45
Tableau 19: Développement des solutions techniques et gains envisagés dans le secteur de l'hôtellerie-restauration – Source : des données bâties à dire d'experts, au vu des dynamiques perçues par les experts sur ce domaine d'activité des pénétrations des solutions efficaces pressenties..	45
Tableau 20: Volumes d'économies d'électricité annuels et cumulés en GWh évités liés aux actions de MDE mises en œuvre chaque année jusqu'en 2023.....	47
Tableau 21: Objectifs d'économie d'électricité annuels et cumulés en GWh évités liés aux actions de MDE mises en œuvre chaque année jusqu'en 2023.....	48
Tableau 22: Critère B – Source : EDF.....	58
Tableau 23: Cible du taux de déploiement des compteurs numériques – Source : EDF.....	70
Tableau 24: Réalisé par année pour la pose de compteurs numériques – Source : EDF île de la Réunion.....	71
Tableau 25: Réalisé par année pour la pose des concentrateurs – Source : EDF île de la Réunion	71
Tableau 26: Tableau des émissions par gaz – Source : EDF PEI.....	82
Tableau 27: Répartition territoriale des installations PV.....	84
Tableau 28: Opérations de turbinage envisagées – Source : conseil départemental.....	86

Tableau 29: Opérations de turbinage avec un potentiel à consolider – Source : conseil départemental.....	86
Tableau 30: Opérations envisageables de réducteurs de pression – Source : conseil départemental .....	86
Tableau 31: Gisement sur les réseaux d'eau potable et d'irrigation par EPCI – Source : SIDELEC.....	86
Tableau 32: Parcs éoliens à la Réunion – Source : Les exploitants.....	87
Tableau 33: Objectifs EMR 2023 – 2028.....	93
Tableau 34: Récapitulatif des objectifs ENR à 2023 et 2028.....	99
Tableau 35: Tableau récapitulatif par type d'énergie aux horizons 2023 – 2028.....	106
Tableau 36: Taux d'octroi de mer – Source : Région Réunion – Assemblée du 30 juin 2015.....	113
Tableau 37: Objectifs du secteur transport pour 2019-2023 et 2024-2028.....	114
Tableau 38: Prévisionnel du nombre de voyageurs en 2023 et 2028.....	114
Tableau 39: Kilomètre de TCSP à 2020 – Source : Région Réunion.....	119
Tableau 40: Objectifs de Voie Vélo Régionale – Source : Région Réunion.....	121
Tableau 41: Lauréats à l'appel à projet Fonds des Mobilités Actives – Source : Région Réunion..	122
Tableau 42: Objectifs de déploiement des bornes de recharge publiques.....	127
Tableau 43: Récapitulatif des actions transport et leurs impacts énergétiques.....	128
Tableau 44: Objectifs de la MDE en cumulé depuis 2019.....	133
Tableau 45: Objectifs du secteur du transport routier.....	133
Tableau 46: Objectifs du secteur transport pour 2019-2023 et 2024-2028.....	133
Tableau 47: Récapitulatif des objectifs ENR pour l'électricité à 2023 et 2028 –.....	134
Tableau 48: Tableau récapitulatif par type d'énergie aux horizons 2023 – 2028.....	135

## **ANNEXES**

## **Annexe 1 : Bilan de la PPE 2016 – 2018**

### **1- Bilan du développement des énergies renouvelables et en matière d'électricité**

La mise en œuvre de la PPE sur 2016 – 2017 a été marquée par les avancées suivantes :

- Concernant le photovoltaïque : les résultats de l'appel d'offres de la CRE en août 2017 sont, pour la Réunion :
  - Pour les installations photovoltaïques équipées de dispositifs de stockage (batteries) : une vingtaine de projets lauréats pour une puissance de 22 MWc environ ;
  - Pour les installations en autoconsommation : 13 projets lauréats, pour 4,5 MWc
- EDF a présenté des études préalables pour l'optimisation des centrales hydroélectriques de Takamaka ;
- S'agissant de la Biomasse : l'État et le Conseil régional ont lancé l'élaboration d'un schéma régional biomasse qui précise les objectifs et les modalités de mobilisation de la biomasse pour l'énergie.

Ce projet de schéma sera arrêté mi 2018. Le SRB tiendra lieu de plan de mobilisation de la biomasse, annexé à la PPE 2019 – 2028 ;

- Un appel d'offres de la CRE est en cours pour du stockage centralisé sur le réseau électrique haute tension, afin d'augmenter l'insertion des énergies renouvelables intermittentes ;
- En matière de sécurité d'approvisionnement dans l'Ouest et le Sud de l'Île : le chantier de turbine à combustion fonctionnant au bioéthanol, a bien avancé. Sa mise en service est prévue mi 2018.

### **2- Bilan des actions de la maîtrise de l'énergie (MDE)**

#### **2.1- Bilan quantitatif**

Bien qu'il soit difficile de chiffrer l'énergie qui n'a pas été dépensée, deux approches sont proposées ci-après.

Comparaison de l'évolution des consommations avec les prévisions

Le calcul de la consommation globale en électricité de l'île comparé au scénario affiché dans la PPE 2016/2023 permet une évaluation des objectifs fixés pour cette première période de la PPE.

La PPE proposait pour 2016/2018 :

Année	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation électrique (prév.)	2597	2657	2716	2773	2830

Les consommations d'électricité sur 2016/2018 se sont élevées à :

Année	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation électrique	2597	2657	2708		

L'évolution s'avère conforme aux ambitions de la PPE sur cette première période. A 2017, le cumul des effets des actions de MDE menées sur le territoire dans le résidentiel et le tertiaire – industrie équivaut à plus de 40 GWh évités.

## 2.2- Bilan qualitatif

Les actions menées en matière d'efficacité énergétique ont globalement porté sur les axes suivants :

- dans l'industrie : management de l'énergie, optimisation de process, etc.
- dans le tertiaire : bâtiment performant, grande distribution, isolation...
- dans le résidentiel et chez les particuliers y compris sur la cible des foyers les plus démunis : SLIME, éclairage, isolation, protection solaire...

### Industrie

Dans l'industrie, des actions ont été menées pour encourager la mise en place d'un management de l'énergie dans les entreprises et les accompagner vers la norme ISO 50 001, dans le cadre du programme (ASSURE) animé par l'Adir. Ce programme est toujours en cours.

### Résidentiel/Particuliers

Dans le résidentiel collectif ou individuel, durant les 10 dernières années, la Région Réunion, l'Ademe et EDF ont œuvré pour la MDE auprès de la population réunionnaise en proposant des aides financières pour les travaux d'économies d'énergie en réhabilitation de l'habitat, notamment les travaux touchant à l'eau chaude solaire, l'isolation solaire, la protection solaire, l'éclairage performant (externe et interne) des logements.

La professionnalisation des acteurs qui vendent et/ou posent des matériels relatifs à l'efficacité énergétique et ce, notamment à travers la mise en place de la RGE sur le territoire, a permis de massifier les actions de MDE sur ce secteur.

Des Espaces Info Énergie (EIE) ont été mis en place pour apporter un conseil aux particuliers qui le souhaitent dans leur acte de construire, de rénovation ou plus simplement pour des choix de matériels (électroménager, climatisation...).

Les premières plateformes de rénovation énergétique (3 plates-formes) sont en cours de mise en place avec des EPCI et les communes.

Le programme SLIME qui vise à conseiller et équiper en matériels performants des familles en situation de précarité énergétique s'est développé à la Réunion et a permis de sensibiliser aux économies d'énergie 9 000 foyers en quelques années.

Avec ses offres AGIR + EDF a permis la diffusion de LED, l'isolation des toitures et la mise en place de protection solaires chez les particuliers. La campagne massive sur les ampoules LED de 2016 à 2017 a permis d'en distribuer 400 000 unités.

D'autres acteurs ont également largement participé à la diffusion en masse de LED à la Réunion.

## Tertiaire

Ce secteur est composé de 5 grandes branches d'activités :

- Le commerce qui comprend 2 grandes catégories : l'alimentaire et le non – alimentaire,
- Les bureaux,
- L'enseignement,
- L'hôtellerie /restauration,
- La santé.

Dans le secteur de la grande distribution, le projet SEGA a permis de mobiliser 18 établissements sur la gestion optimisée de leur consommation énergétique et l'amélioration de leurs équipements. Les outils Batipei et Opticlim qui permettent d'évaluer la performance énergétique des bâtiments et d'optimiser le dimensionnement de la climatisation quand on y a recours ont fait l'objet de formation pour en favoriser l'usage par les maîtres d'œuvre et les maîtres d'ouvrages.

Dans les bâtiments neufs tertiaires, la mise en œuvre du programme PREBAT Réunion a permis de retenir une vingtaine de projets, dont 11 sont suivis et réalisés et 4 sont en cours de finalisation.

L'accompagnement apporté par l'Ademe aux porteurs de projets, a permis que 11 d'entre eux aient été lauréats des appels à projets nationaux sur les bâtiments performants, les outils de calcul et de modélisation en lien avec le bioclimatique ou la climatisation performante.

Les entreprises tertiaires ont pu être accompagnées par EDF pour le remplacement de matériels existants ou le primo – équipement avec des climatisations performantes et l'isolation des bâtiments.

Une plate-forme de formation – Praxibat – à la rénovation a été mise en place pour permettre de développer des programmes de formation adaptées aux spécificités locales de la rénovation thermique des bâtiments (CMA/CIRBAT).

### Zoom sur le secteur commerce alimentaire

Le froid commercial représente un enjeu extrêmement important. Il est utilisé par les hyper et supermarchés soit, 70 bâtiments. Il s'agit ici du froid process (et non de la climatisation) qui constitue en moyenne, plus de 50 % des consommations énergétiques.

Des campagnes d'audits énergétiques instrumentés entre 2008/2013 ont réussi à fédérer la plupart des enseignes (Leclerc, Carrefour, Casino...) et ont permis de mesurer la performance énergétique de leur parc.

Afin d'améliorer et consolider les ratios relevés, une action collective spécifique au secteur de la GMS (Grandes et Moyennes Surfaces) a été soutenue par l'Ademe : le projet SEGA (signature énergétique pour une gestion automatisée). Ce programme vise à proposer à des acteurs un suivi de leur performance énergétique basée sur 6 indicateurs principaux (global, température, climatisation, éclairage, froid, autres). Il permet de connaître et de suivre l'évolution de la consommation énergétique des bâtiments tout en étant adapté à leur usage (ex : suivi de la consommation du mètre linéaire de froid). Ce programme innovant était assuré via une plateforme web et permettait de programmer des événements indiquant des dérives ou des actions correctives à mettre en œuvre sur les différentes utilités.

Lors de son lancement en 2013, firent partie du programme, 23 sites de la grande distribution appartenant à 4 enseignes : Leclerc (17), Carrefour (3), Casino (1) et Leader Price (2).

Il a permis de constater qu'un site non optimisé est souvent caractérisé par :

- Une faible qualité du bâti...(isolation de toiture insuffisante) ;
- Une production froide dissociée pour le positif et le négatif à fluide à fort pouvoir de réchauffement global (type R404) ;
- Des meubles frigorifiques ouverts ;
- Un éclairage au mieux en fluo de type T 12 ou T8 ;
- Une gestion de l'ensemble des utilités quasi-inexistante ou inopérante (absence de pilotage des points de consignes et de contrôle – commande effectif).

Une opération pilote a été initiée sur un grand hyper marché (Le Portail/Saint-Leu) afin de calibrer les solutions techniques disponibles, et les gains envisageables dans le contexte climatique réunionnais. Le plan d'actions dans ce cadre a porté sur :

- Un bâti performant (isolation de la toiture et des murs) ;

- Une centrale froid en cascade R134/CO<sub>2</sub> assurant le positif et le négatif, apportant une amélioration de l'efficacité frigorifique ;
- La fermeture des meubles positifs et négatifs ;
- De l'éclairage T5 en base avec de l'éclairage d'accentuation sur certaines zones à forte contraintes commerciales ;
- La gestion maître du site avec la gestion efficace des périodes d'inoccupation et la gestion climatique du froid (BP flottante, et HP flottante en hiver austral), de la climatisation et de l'éclairage.

Cette opération composée d'un bouquet de technologies disponibles sans véritable effort d'innovation a permis d'atteindre un ratio de 650 kWh/an/m<sup>2</sup> de surface de vente, contre plus 1 100 kWh/an/m<sup>2</sup>Sv.

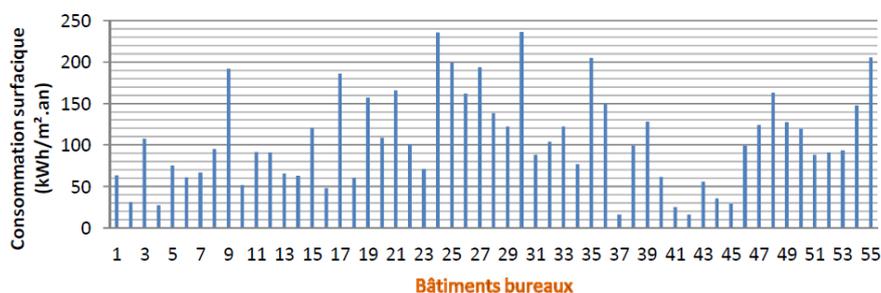
Ainsi, vue l'intensité énergétique des bâtiments du secteur commerce alimentaire (parc moyen situé entre 900 à 1 200 kWh/an/m<sup>2</sup>, les potentiels d'économies de cette cible sont conséquents et atteignables.

Il est à noter que des marges d'amélioration existent notamment sur l'éclairage, car depuis 1 an la diffusion de LED dans le secteur a débuté mais aussi par une optimisation de la climatisation et de sa gestion

#### - Zoom sur le secteur des bureaux

Le secteur des bureaux est le secteur plus consommateur du secteur tertiaire (près de 11 % des consommations électriques de l'Île). Le patrimoine est plus diversifié, mais également plus resserré en consommation moyenne surfacique.

Plus de 4400 sites sont couverts, et le spectre des consommations s'étalent de 60 à 200 kWh/an/m<sup>2</sup> et ce, quelle que soit la surface utile. La compilation des diagnostics suivis par l'Ademe au cours des 3 dernières années permet de constater la diversité du ratio énergétique ainsi que le figure le tableau ci-dessous.



Nombre d'études pris en compte : 55

Conso. surfacique min : 16 kWh/m<sup>2</sup>.an

Conso. surfacique max : 237 kWh/m<sup>2</sup>.an

Moyenne : 112 kWh/m<sup>2</sup>.an

Ecart type moyen: 49.7 kWh/m<sup>2</sup>.an = 42 % de la moyenne

Quel que soit le mode d'occupation ou le type d'activités, les proportions de consommations varient beaucoup.

La climatisation peut varier de l'ordre de 15 à 70 %.

L'éclairage occupe une part assez constante, de 15 à 20 %.

Une grande proportion du « divers » n'est souvent pas assez traitée.

À la Réunion, c'est bien l'usage à savoir : le nombre d'heures d'occupation, le niveau d'équipements qui va principalement dimensionner le niveau de consommation énergétique, avant le poids du climat (cas de la métropole).

Aussi, la stratégie adoptée pour mener des actions a été de distinguer et de s'adapter à 3 catégories de sites. Ont été mis en œuvre :

- Un dispositif adapté au secteur diffus (petit tertiaire),
- Un dispositif d'audits énergétiques instrumentés pour les grands bâtiments existants et la mise en place d'actions non standards (1 000 à 1 200 sites estimés) (Grand tertiaire existant),
- Un accompagnement sur des programmes pilotes en neuf et non standards (opérations neuves) pour éviter les consommations de demain et assurer une visibilité forte et stimulante pour l'ensemble des acteurs de la construction.

#### Petit tertiaire

80 % du patrimoine bureaux (soit 3 000 sites environ) a une surface inférieure à 800 m<sup>2</sup>. Ce secteur est traité par les opérations standards sur l'éclairage, les brasseurs d'air, la climatisation, et les actions sur le bâti (protection solaire du toit, des murs et des baies...)

Sur ce segment, les bâtiments sont climatisés par des systèmes individuels de type splits systèmes. La consommation annuelle de ces sites oscille entre 50 000 et 100 000 kWh/an, ce qui rend complexe à la fois, la mise en œuvre d'audits instrumentés sur le plan technique et financier et l'accompagnement en bilatéral.

#### Grand tertiaire existant climatisé et patrimoine

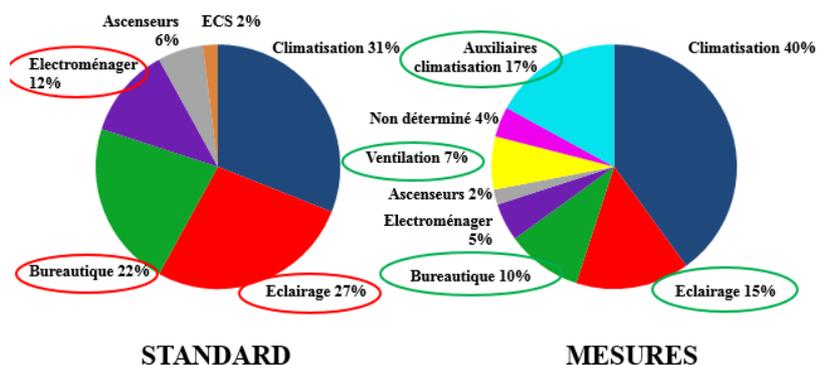
Dans le grand tertiaire dit « non standard », l'outil utilisé est le cahier des charges de l'Ademe adapté au contexte tropical et à la signature énergétique des bâtiments.

Cette instrumentation permet notamment d'identifier précisément des pistes d'amélioration dans l'usage (régulation) par des mesures de sobriété énergétique qui représentent un potentiel d'économies important ce, pour des coûts de mise en œuvre modérés.

Les constats :- sur tous les sites, 50 % de l'énergie est consommée en inoccupation,

- le gisement d'économies réalisables est très important,
- il conviendrait d'imposer cette démarche qualitative à l'ensemble des audits énergétiques afin d'éviter des dérives et des propositions d'actions inadaptées.

Ci-dessous, les 2 résultats obtenus sur le même site, entre un audit instrumenté et l'estimation faite par un bureau d'études réputé. Ce dernier aiguillait les enjeux sur la rénovation du bâti (très lourde et très coûteuse), sur l'éclairage et la bureautique alors que l'audit instrumenté mettait en avant la régulation et prioritairement la gestion des équipements de génie climatique (ventilation incluse).



Malgré ces constats très positifs, les actions sont complexes à piloter et à mettre en œuvre pour les maîtres d'ouvrage. A titre d'exemple, sur deux sites pilotes accompagnés par l'Ademe depuis 2 ans, il aura fallu une année pour faire accepter l'arrêt d'une pompe de distribution par le maître d'ouvrage et l'opérateur de climatisation. Il semble nécessaire de réfléchir à une filière adaptée à cette problématique et proposer des climaticiens, des auditeurs des paramètres de génie climatique.

Les mesures entreprises sur 4 des 5 bâtiments suivis ont permis des économies de 25 % à 40 % avec un temps de retour inférieur à 5 ans. Elles ont concerné, dans l'ordre :

- L'arrêt des auxiliaires de climatisation en inoccupation (en hiver et en été, le soir et les week-ends)
- La gestion par variation des débits de distribution,
- La gestion des centrales de ventilation,
- L'éclairage (remplacement et gradation).

Les actions à prioriser sur le bâti sont l'isolation de toiture, mais surtout la protection solaire des baies.

La protection solaire des murs est beaucoup plus difficile à financer et ne présente pas des gains substantiels, notamment dans le cas de parois de couleur claire (soit 70 % du parc moyen).

L'instrumentation a un coût certain (20 000 €/site environ) mais elle apparaît nécessaire compte tenu de la difficulté à cerner les enjeux énergétiques et à définir un programme d'actions efficient et adapté aux problématiques.

Les marges d'erreurs sont trop importantes lors des diagnostics effectués uniquement sur des relevés ou sur des campagnes courtes (une semaine). Ces diagnostics conduisent à des estimations inexploitable pour les décideurs et peuvent fausser de façon évidente les enjeux énergétiques du territoire.

Les résultats obtenus sur le secteur tertiaire au cours des 5 dernières années imposent, avant tout, de travailler de façon fine sur une gestion plus efficiente des installations de climatisation que ce soit en termes de durée d'usage ou en termes de réglages. Cela nécessitera un travail de fond avec les installateurs et les maîtres d'ouvrages qui méconnaissent les potentiels d'amélioration pourtant très élevés de ces réglages.

#### Opérations neuves et bâtiments pilotes (2010-2016) :

En 2009, un programme démonstrateur PREBAT a été mis en œuvre visant à réaliser et tester des bâtiments sans climatisation ou avec un niveau de consommation maîtrisée. Il s'inscrivait dans une démarche environnementale globale intégrant la gestion des déchets, la santé et le choix des matériaux (vu notamment sous l'angle du bilan carbone) mais priorisait clairement la consommation énergétique. De façon synthétique, deux cibles étaient fixées :

- soit une consommation finale inférieure à 60 kWh/an/m<sup>2</sup> pour un bâtiment climatisé 4 mois,
- soit une consommation finale inférieure à 40 kWh/an/m<sup>2</sup> pour un bâtiment non climatisé.

Ces ratios s'appliquaient à tous les usages de l'énergie du bâtiment et pour un bâtiment occupé a minima 2 100 heures. N'étaient pas comptées les zones avec du process (laboratoires, activité de serveurs...) et les zones dites sans enjeux (garage, hangar...).

Ce programme a concerné près de 24 projets, dont 11 sont réalisés et suivis : 4 sont en cours de finalisation, 2 en phase de lancement. 3 d'entre eux démarrent les études en 2018, et 4 non pas été retenus. 80 % des projets s'inscrivent ainsi dans cette démarche.

La moyenne obtenue sur la dizaine de bâtiments suivis est de l'ordre de 40 kWh/an /m<sup>2</sup>, soit un facteur 3 en dessous du parc moyen réunionnais et le programme a contribué à économiser 1,5 GWh/an. Il a nécessité un financement public de 1,3 M€. A noter que le projet du Pôle sanitaire de l'ouest n'entre pas dans ce bilan, ses résultats étant présentés dans le secteur santé.

Les objectifs du programme ont été atteints et se sont maintenus dans le temps. Un des bâtiments livré en 2010 devait garantir 60 kWh/an/m<sup>2</sup>. Objet d'un contrôle externe en 2016, 6 ans plus tard, sa consommation annuelle est de 62 kWh/an/m<sup>2</sup>. De même pour le bâtiment Darwin, dont les consommations ont été réduites et sont passées à 50 kWh/an/m<sup>2</sup>, soit 15 % de baisse depuis sa livraison en 2013 dans le cadre d'un programme pilote accompagné par EDF et la société RSW.

Dans le neuf, l'absence de réglementation est un frein. Le succès du programme de bâtiments démonstrateurs notamment constitue un levier pour mieux concevoir les bâtiments eux-mêmes et

éviter un fonctionnement de la climatisation toute l'année, ce qui est un gisement d'économies rentables et efficaces.

Au-delà des résultats, le programme PREBAT a permis de promouvoir une conception climatique des bâtiments dans un secteur où le tout climatisé (à 100 % du temps) demeure la doctrine. Il permet à des concepteurs et à des maîtres d'ouvrages de tester des opérations innovantes avec des architectures adaptées à nos climats devant répondre à des objectifs énergétiques contraignants.

Cependant, l'incitation économique (surtout à l'exploitation) demeure trop faible et devrait être valorisée en vue d'une généralisation (économie réelle de 5 euros/m<sup>2</sup>/an facturé alors qu'elle est de 10 euros/m<sup>2</sup>/an en prenant en compte la réalité des coûts marginaux).

Les processus de suivi sur notre territoire sont des leviers réels permettant d'améliorer l'utilisation du bâtiment, de comprendre des dérives non imaginées au départ (exemple : problème de dysfonctionnement de ballon électrique d'appoint sur l'installation d'eau chaude solaire du site d'hébergement de l'IRSAM qui consommait 60 % du bâtiment ; grâce à ce processus d'accompagnement il a été résolu depuis).

En métropole, la mise en œuvre de solutions techniques bâties (continuité de l'isolation, traitement des ponts thermiques, bon traitement de l'étanchéité) forme des axes d'amélioration premiers d'un bâtiment basse consommation. Ce n'est pas le cas sur l'Île où la totalité des usages énergétiques sont électriques et le caractère diffus des bâtiments impose une métrologie juste et longue (1 à 2 ans) afin d'engager le futur propriétaire sur le chemin de la performance. Aussi cela nécessite une expertise souvent externe. Lesdits experts qui ont été souvent des bureaux d'études – concepteurs trouvent ce processus très positif. Ils apprennent de leurs erreurs et progressent à la différence d'une mission d'audit réalisée par un certificateur peu impliqué dans les processus de conception des installations.

#### Zoom sur le secteur enseignement éducation

Le parc de ce secteur présente des enjeux énergétiques assez modérés. On estime à environ 50 % la surface du parc climatisé avec un usage essentiellement concentré en été. Toutefois, le temps d'activité de ce secteur reste modéré (établissements fermés vers 15 h/16 h, vacances scolaires en été austral) et permet de maîtriser l'amplitude de l'usage de la climatisation et son développement. La consommation du parc enseignement oscille entre 20 et 60 kWh/an /m<sup>2</sup>. La technique de climatisation la plus répandue consiste en des climatiseurs individuels (60 % du parc). S'agissant de l'éclairage, la technologie majoritaire est le tube fluorescent de type T8.

Ce parc se caractérise par le bon niveau de connaissances de ses propriétaires qui sont les collectivités locales et leur nombre limité. Le patrimoine du Conseil Départemental (collèges seuls) présente une consommation estimée de 12 GWh/an répartis sur 77 collèges. L'Université quant à elle, consomme 8 GWh/an et dispose d'un suivi énergétique de qualité. Pour ce qui concerne le Conseil Régional, son patrimoine des lycées affiche une consommation énergétique de 15,7 GWh/an répartis sur 44 sites (données 2016).

Ces 3 acteurs (Université, Conseil Général, et Conseil Régional) couvrent 50 % des enjeux du secteur où la problématique est clairement d'éviter un développement de la climatisation malgré les plaintes accrues des utilisateurs des bâtiments.

Ainsi un ambitieux programme de rénovation thermique a été lancé par la Région qui prévoit des actions sur le bâti : protection solaire du toit, protection des murs et des baies, mise en place de brasseurs d'air, mais aussi le remplacement de l'éclairage et la gestion électrique des équipements souvent sources de consommations parasites en inoccupation. Le Conseil Départemental également a défini un programme de rénovation lancé sur 3 de ces établissements et devant permettre de fixer des objectifs ambitieux de rénovation. L'Université de la Réunion a débuté une réflexion sur la gestion performante de ses équipements qu'il y aura lieu de concrétiser et d'accompagner.

Pour ce qui concerne le reste du secteur éducation (2 à 3 % de consommation estimée sur 600 sites), le caractère diffus du parc et la difficulté à budgétiser des investissements par leurs propriétaires, obligent à traiter ce segment par les offres dites standards notamment sur le bâti, les brasseurs d'air, l'éclairage, voire la climatisation.

## Zoom sur le secteur santé

La branche santé présente une grande similitude avec la morphologie globale du secteur tertiaire. Ainsi, 50 bâtiments consomment deux fois plus que 2 500 autres sites. Quelques sites sont donc très consommateurs avec une proportion forte de l'usage climatisation. Peu d'audits de qualité ont malheureusement pu être réalisés, faute de demande et d'intérêt des acteurs. Une opération a cependant démontré un potentiel d'économies d'énergie de 40 % à travers des interventions sur l'eau chaude et la climatisation sur les sites de ce secteur.

Deux grandes catégories de sites se distinguent :

- Les groupes hospitaliers avoisinant 20 GWh/an par unité de consommation et les cliniques situées entre 2 à 5 GWh/an par site (ne comportant pas de salles blanches),
- Les cabinets et laboratoires.

La première catégorie représente les 2/3 des consommations du secteur avec 50 sites. Les grandes zones de process qui caractérisent cette catégorie de site sont des facteurs limitants pour le concept de « maîtrise de l'énergie ». La MDE y reste à ce jour peu étendue. Autre handicap de ce secteur : le caractère sensible et la technicité des métiers qui y sont exercés.

La climatisation qui concerne 90 % de la surface des bâtiments est de type classique.

Sur les gros centres, se trouvent des groupes avec des condensations à eau, ce qui permet d'avoir des rendements assez bons au vu du climat chaud (coefficient d'efficacité frigorifique EER de 3,2 mesuré sur l'installation du bâtiment central de Saint-Pierre) alors que plusieurs bâtiments à plus faibles besoins présentent un rendement de 2 à 2,5 du fait de condensation à air. De même, 70 % des installations de génie climatique ne bénéficient pas de système de gestion et sont peu suivis.

S'agissant de l'eau chaude, le développement du solaire thermique demeure faible hormis sur le site du CHU sud.

Les sites sont dotés d'un grand nombre d'équipements électriques et les contraintes liées à la légionellose (maintien de température et chocs thermiques) atténuent les économies envisageables. Pour l'éclairage, la technologie majoritairement présente est le T8 avec un taux de pénétration de 80 %. Aussi, la démocratisation de la LED devrait apporter des gains substantiels dans le futur.

Un programme pilote a été décidé pour le futur hôpital de l'ouest (livrable en septembre 2018). Il prévoit :

- Une conception bioclimatique permettant de limiter l'utilisation de la climatisation à 6 mois et assurant entre 40 % et 50 % d'économie de climatisation selon les zones des bâtiments.
- Une installation de génie climatique performante couplant une pompe à chaleur permettant le sous-refroidissement de la climatisation, le chauffage de l'eau chaude et la déshumidification des batteries des centrales de traitement d'air soit un gain estimé de 20 %.

Ce projet devrait permettre d'économiser près de 1,5 GWh/an soit, 35 % d'économies par rapport à un projet standard.

Le reste du secteur santé (4 % de consommation estimée sur 2 500 sites) est traité par la filière et les offres dites standards, notamment pour la climatisation et l'éclairage, compte tenu de son caractère diffus et de sa difficulté à mobiliser les occupants non propriétaires.

Au bilan, le secteur de la santé reste mal connu en termes d'utilisation. Il convient de mieux comparer les technologies utilisées et surtout son mode de fonctionnement (gestion de l'inoccupation, point de consigne, régulation...). Le suivi de l'opération pilote innovant en termes de conception et de solutions techniques (pompe à chaleur couplée sur la climatisation et l'ECS) devra être assuré pour permettre son déploiement dans le futur.

## Zoom sur le secteur hôtellerie / restauration

Le secteur hôtellerie/restauration, très consommateur d'énergie, constitue un enjeu très important. En hôtellerie seule, les intensités énergétiques sont très fortes et varient de 200 kWh/an/m<sup>2</sup> à

400 kWh/an/m<sup>2</sup>. En restauration, la consommation se situe environ à 500 kWh/an/m<sup>2</sup> et se distingue par de fortes pointes.

L'Ademe a évalué 14 sites (3 à 4 étoiles) dont la consommation moyenne annuelle se situait entre 300 MWh/an et 1,5 MWh/an mais, il s'avère peu évident de définir un indicateur de performance énergétique.

La variabilité des usages (présence d'une piscine ou d'une restauration) rend difficile la comparaison et l'analyse des données. Le ratio du label européen présentant les kWh/nuitée n'est pas très pertinent non plus pour la Réunion où beaucoup d'hôtels ont un fonctionnement hybride (restauration, salles de séminaire,..) et non seulement hôtelier, ce qui génère d'importantes fluctuations énergétiques. Certains sites ont un seuil bas mais conservent des intensités surfaciques très élevées.

Seul le caractère peu vertueux du secteur peut être affirmé : au-delà de 200 kWh/m<sup>2</sup>/ an, les sites sont trop consommateurs, quel que soit leur niveau de prestations et d'équipements.

### Indicateurs énergétiques dans le secteur hotellerie/restauration

Les pratiques en termes d'efficacité énergétique demeurent peu importantes. Ainsi, 60 % du parc possède des toitures non isolées et peu de protection solaire des baies. Les établissements sont équipés de climatiseurs individuels dans 75 % des cas avec un taux de surface climatisée de 85 %! Seuls 25 % des sites auraient recours à l'eau chaude solaire et utiliseraient encore majoritairement l'électricité en cuisine. Enfin, 100 % du parc éclairage et climatisation est piloté manuellement et ne dispose d'aucun système de gestion énergétique.

L'état « énergétique » du parc offre donc un potentiel de marges de manœuvres conséquent. Pour exemple, la rénovation de climatisation et sa gestion sur un des sites a permis de faire diminuer la consommation annuelle de 14 % soit une baisse de près de 40 % de l'usage climatisation sans que le confort en soit détérioré. De même, 30 % des usages, en moyenne, sont en dehors de la cible traditionnelle des utilités constatées : cuisine, climatisation, éclairage et eau chaude. Ce potentiel mérite d'être mieux évalué et piloté.

Compte tenu de ces constats, il apparaît nécessaire de travailler à la définition d'un indicateur énergie pertinent du secteur. Pour cela, une connaissance plus fine, par sous utilité, doit être acquise (une connaissance des usages à la chambre, dissociation des surfaces restauration/séminaire...). **Cette action pourrait être adossée à une démarche de labellisation (type écolabel) qui se déploierait localement**

### 3. Bilan des ENR

Filière	Puissance installée (MW)		
	Bilan à fin 2017	Objectifs PPE1 2018	Objectifs PPE1 2023
PV avec stockage	19	47,5	77,5
PV sans stockage	168,9	193,6	231,6
Méthanisation	4,4	6,9	10,4
Gazéification		1	4

ORC		5	9,7
Énergies marines		0	5
Géothermie		0	5
Hydraulique	138,6	134,1	173,1
Éolien	16,5	24,5	41,5
Déchets		0	16
total	347,4	412,6	573,8

## Zoom sur l'éclairage public

Source : SPL Horizon Réunion 2016

\*pour 21 communes



**État des lieux :** Avec une consommation annuelle de l'ordre de 32 GWh, l'éclairage public des 24 communes de la Réunion représente à lui seul près de 2 % de la consommation totale d'électricité de la Réunion soit le double de la Métropole. Le parc est estimé à environ 80 000 points lumineux, 9 MW de puissance installée pour 100 tonnes de CO<sub>2</sub> émis par nuit.

Ainsi, la maîtrise de l'énergie au niveau de ce poste est importante. Elle répond à des enjeux économiques mais aussi sociaux et environnementaux. À l'échelle des collectivités locales, l'éclairage public représente entre 20 et 60 % de la facture annuelle d'électricité. Ces consommations représentent en effet un gisement important d'économies d'énergies et constituent pour les acteurs de l'énergie une priorité en matière de maîtrise de la demande en énergie.

L'étude commandée par le SIDELEC en 2016, dresse un état des lieux assez complet du secteur de l'éclairage public et des équipements présents sur les voiries communales. Ci-dessus quelques chiffres clés.

### Étude de cadrage et vétusté

Plus d'une commune sur 2 a réalisé un diagnostic technique durant les 10 dernières années. Cependant, la majorité d'entre elles a une vision erronée quant à l'état de vétusté de ses équipements. Cela s'explique notamment par les rapports d'entretien fournis par les entreprises n'intégrant pas systématiquement toutes les investigations nécessaires à la caractérisation du patrimoine.

Par manque de moyens financiers les Plans pluriannuels d'investissement (PPI) sont peu ou pas mis en œuvre.

### Les technologies d'éclairage

D'un point de vue énergétique, les équipements en jeu, notamment les sources lumineuses et les équipements électriques auxiliaires sont plutôt standard.

En effet, 70 % des voiries sont éclairées par une source d'efficacité lumineuse inférieure à 80 lm/W notamment les lampes de type sodium haute pression (SHP) ou des lampes à vapeur de mercure telles que les ballons fluo.

Sur l'ensemble des territoires communaux, les sources lumineuses à LED sont peu présentes. En règle générale, le déploiement de la technologie ne dépasse pas le stage du test ponctuel sur tout ou partie de voirie.

Il a été identifié plus de 15 % des points lumineux comme étant des lampes à vapeur de mercure. Au regard de la directive européenne 2005/32, l'État français devra supprimer ce type de technologie du marché, suivant le planning de mise en œuvre ci-dessous.

Type/Année	2012	2015	2017
Lampe à vapeur de mercure (M BF, HWL, HLP, HQL, HSB)		Interdiction	
Lampes à vapeur de sodium rétrofit (SHP, SOX, SHX, SON, SLP, SDW)		Interdiction	
Lampes à vapeur de sodium verre mat (SHP, SOX, SHX, SON, SLP, SDW)	Interdiction des lampes de moins de 80lm/W		
Lampes à vapeur de sodium verre clair (SHP, SOX, SHX, SON, SLP, SDW)	Interdiction des lampes de moins de 90lm/W		
Lampes aux halogénures métalliques, verre mat (HID, IN, ION, HPI, CDN, HQI, HCI, HSI, MS, NP)	Interdiction des lampes de moins de 70lm/W	Interdiction des lampes de moins de 75lm/W	
Lampes aux halogénures métallique verre clair (HID, IN, ION, CDN, HQI)	Interdiction des lampes de moins de 75lm/W	Interdiction des lampes de moins de 80lm/W	
Ballasts	Interdiction des rendements < 70%	Interdiction des rendements < 85%	
Luminaire	Les nouvelles lampes doivent être compatibles avec les ballasts prescrits à partir de 2017		

#### Équipements auxiliaires

Très peu de communes ont fait le choix du ballast électronique. Ainsi, plus de 90 % des candélabres sont équipés de ballast ferromagnétique.

#### Pilotage et commande du parc

Le pilotage du parc est réalisé à travers 3 grandes familles :

- les horloges (astronomiques/classiques) ;
- les cellules photo électriques ;
- les GTC.

Des gisements d'économies d'énergie existent à ce niveau. En effet, seulement près d'1/3 du parc est piloté par des horloges astronomiques.

Il est à noter que le pilotage type « Pulsadis » est encore présent sur la partie Nord-Est de l'île, les collectivités voulant de plus en plus se défaire de ce type de commande.

La durée moyenne d'éclairage journalière est d'environ 11 heures contre 9 heures en Métropole.

Du fait de la crainte d'observer une augmentation des actes de vandalisme, Les coupures de nuit (partielle sur le territoire) et l'abaissement du flux lumineux sont très peu utilisées.

La diminution des consommations électriques pourra se faire grâce à la maîtrise du temps de fonctionnement de l'éclairage.

Cependant, l'évolution des modes de vies pourrait limiter cela, notamment en raison de la nécessité de favoriser davantage la vie nocturne, sur certaines communes.

#### Projets en cours

Commune de la Plaine des Palmistes : rénovation de 655 points lumineux avec mobilisation des aides du FEDER, EDF et Ademe ;

Diagnostic des équipements des 13 communes ayant transféré leur TCCFE (taxe communale sur la consommation finale d'électricité). Ce projet concerne 17 225 points lumineux soit, plus de 20 % du parc.

#### Plan d'actions

Il est proposé de mettre en place un plan d'actions concret qui réponde aux enjeux évoqués s'articulant autour de 3 axes :

1- Lancer un plan régional d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage public avec principalement :

- Un diagnostic des installations d'éclairage public des 24 communes intégrant la qualité photométrique,
- Des mesures pérennes d'aides aux communes permettant :
  - Le remplacement des 15 000 luminaires Ballon Fluo « BF » (dont la fabrication est interdite depuis avril 2015) par des lampes moins énergivores et plus respectueuses de l'environnement. Pour exemple, une lampe de 100 W sodium haute pression « SHP » éclaire 2 fois mieux qu'une lampe BF de 125 W,
  - De diviser par 2 la consommation de leurs parcs d'éclairage public
  - La mise en sécurité électrique des installations (armoires, réseaux et candélabres),
  - Le « relanternage » avec changement de lampe pour lutter contre les pollutions lumineuses et une meilleure efficacité photométrique des lanternes,
  - De l'efficacité lumineuse des sources en remplaçant les ballasts ferromagnétiques par des ballasts électroniques > jusqu'à 10 % d'économie par lampe et allongement de leur durée de vie,
  - De généraliser l'utilisation d'horloge astronomique et/ou capteurs crépusculaire et la variation du flux lumineux à l'armoire ou au point lumineux.
- 2- Évaluer la performance dans le temps et maintenir les équipements, dans le cadre :
  - D'une mutualisation des investissements, des moyens et de la gestion des installations d'éclairage public permettant des économies d'échelle et une maintenance préventive efficace.
  - De la mise en place d'une cartographie et SIG précis des réseaux et équipements d'éclairage public, qui serait alors un outil précieux à destination des communes dans la gestion de leurs installations et des réponses aux DT DICT,
  - De la réalisation des tableaux de bord énergie (TBE) pour le suivi de l'impact des actions sur les consommations électriques ;
- 3- Communiquer et éduquer pour faciliter le déploiement des actions techniques grâce à :
  - L'élaboration et la promotion de guides techniques à l'attention des acteurs techniques (guide : « Éclairons juste la Réunion », des brochures à l'attention des administrés,
  - La formalisation de retours d'expériences profitables aux acteurs sur les technologies existantes, les marchés, les modes de gestion...
  - La mise en place de moments d'échanges techniques à l'attention des collectivités, syndicats, entreprises privées, acteurs publics...
  - La réalisation de sessions d'information à l'attention des élus et du grand public sur les problématiques et les enjeux environnementaux liés à l'éclairage public

Les hypothèses ci-dessous permettent d'établir un potentiel d'économies d'énergie ainsi qu'un plan pluriannuel d'investissement pour l'axe 1 de ce plan, soit :

- 80 0000 points lumineux ;
- 100 % du parc à rénover (hors réseaux d'alimentation et mâts) ;
- Coûts de rénovation de 600 €/point lumineux, toutes dépenses confondues ;
- Diminution de la consommation électrique du parc de 50 % (à minima) ;

Le tableau ci-dessous présente les prévisions de réduction des consommations électriques par action :

Axe	Intitulé	Détails	Gisement (kWh/an)		
1	plan régional d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage public (100% du parc concerné)	relanternage	# Remplacement des 15 000 luminaires Ballon Fluo « BF » # Mise en sécurité électrique des installations (armoires, réseaux et candélabres), # "Relanternage" avec changement de lampes pour lutter contre les pollutions lumineuses et une meilleure efficacité photométrique des lanternes, # Remplacement des ballasts ferromagnétiques par des ballasts électroniques	35%	11 461 203,60
		abaissement	# utilisation de la variation du flux lumineux à l'armoire ou au point lumineux	10%	3 274 629,60
		horloge	# utilisation d'horloge astronomique et/ou capteurs crépusculaire	5%	1 637 314,80
16 373 148,00					

En prenant en compte les hypothèses ci-dessus, le plan pluriannuel d'aides estimé à 48 M€ permettrait d'économiser : jusqu'à 15 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an 16 GWh / an, et au moins 30 % de la facture d'électricité des communes.

## **Annexe 2- Cadre territorial de compensation des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité à La Réunion adopté par délibération de la CRE n° 2019-006 du 17 janvier 2019**

### ACCOMPAGNEMENT COMMUNICATION DU CADRE DE COMPENSATION

La production d'électricité sur l'île dépend encore majoritairement des énergies fossiles. Les actions de maîtrise de l'énergie sont donc un moyen de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Le meilleur KWh est celui que l'on ne consomme pas car on n'a pas à le produire !

La MDE est à ce titre l'un des piliers de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) afin d'accélérer les ambitions d'autonomie énergétique du territoire à l'horizon 2030.

En janvier 2019, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a publié un arrêté, fruit d'un travail de 2 ans avec les acteurs locaux. Ce projet s'appelle le « Cadre Territorial de Compensation » (CTC) et son objectif est de renforcer le déploiement de la Maîtrise de l'Energie sur les territoires insulaires. Un programme d'actions détaillé a été décrit, et un budget significatif a été alloué pour la période 2019-2023. L'enjeu est de diminuer les consommations d'électricité, les émissions de CO<sub>2</sub> et surtout de donner au territoire les moyens d'atteindre les objectifs ambitieux de ce cadre de compensation.

La CRE a missionné le Comité MDE pour élaborer le cadre territorial de compensation de La Réunion. Ce Comité MDE regroupe la DEAL, L'ADEME, La Région Réunion et EDF. L'atteinte des objectifs fixés au cadre de compensation nécessite un accompagnement important et cohérent sur le territoire. Ceci passe notamment, au-delà des aides financières par :

- Une sensibilisation de tout public aux éco gestes et à l'importance de la MDE sur notre territoire insulaire,
- Une communication facilitant le parcours de la population pour accéder aux aides financières publiques liées aux travaux de MDE, au titre des charges de Service Public.

A cette fin, le Comité MDE a transmis à la CRE en avril 2019, un plan de communication, d'accompagnement et de sensibilisation à la MDE pour les années 2020 et 2021. Ce plan constitue un programme stratégique à l'échelle du territoire. Il détaille l'ensemble des actions envisagées, les acteurs sollicités, le budget prévisionnel et son financement.

Ce plan stratégique de communication et d'accompagnement comprend un volet « communication institutionnelle », lequel, à la demande de la CRE, devra être piloté et financé par l'ensemble des membres du Comité MDE de La Réunion.

C'est dans ce contexte que les acteurs de la Gouvernance de l'énergie inscrivent leurs actions, dans un esprit de service public moderne, autour d'une promesse centrale : « **ensemble relevons le défi de la maîtrise de l'énergie** » !

Le plan de communication du Cadre de Compensation de la Réunion est centré autour de trois actions principales :

1. Une campagne institutionnelle « générique » : les éléments structurants qui caractérisent cette campagne sont : l'engagement citoyen, la modernisation de l'image de la MDE et la contribution à une action d'intérêt général utile à La Réunion. La campagne « chapeau » sera cosignée par l'ensemble des partenaires du Comité MDE. Les livrables envisagés pour cette campagne de communication :

- 1 spot TV diffusable sur le Web et/ou au cinéma
- 1 ou 2 visuels print pour des insertions presse et une déclinaison pour les réseaux sociaux
- 1 spot radio

2. Un site Internet dédié : le site Internet des Espaces Infos Energie sera actualisé pour devenir la plateforme numérique de ressources pédagogiques et d'informations de la Réunion. Films pédagogiques, actualités, data, cette plateforme valorisera les enjeux liés à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, les acteurs du territoire, le réseau des professionnels partenaires et l'ensemble des dispositifs d'aide pour chaque typologie de clients. Afin d'harmoniser les contenus et s'assurer de l'exhaustivité des offres MDE des Partenaires, un travail de refonte et de mise à jour du site sera engagé en 2020.

3. Un community manager : il sera chargé de faire vivre des contenus digitaux permettant d'assurer la promotion des solutions MDE liées au cadre de compensation sur les réseaux sociaux (Twitter, Facebook, LinkedIn...) et assurera le lien avec le site Internet des EIE.

La mise en œuvre du plan de communication du Cadre de Compensation sera suivie par le Comité MDE. Un bilan sera présenté chaque année pour mesurer l'impact de cette campagne et l'adéquation avec les objectifs MDE du Cadre de Compensation et ceux de la PPE.

## Annexe 3 – Hypothèses du Bilan Prévisionnel d'EDF 2019-2020 – Scénario AZUR

**Croissance démographique** (issue du scénario haut de l'INSEE publié en 2017 qui se base sur les dernières données de recensement)

Population en milliers d'habitants	2018	2023	2028
Scénario AZUR	862	889	916

### **Croissance économique**

PIB (M€)	2018	2023	2028
Scénario AZUR	17 974	19 270	20 613

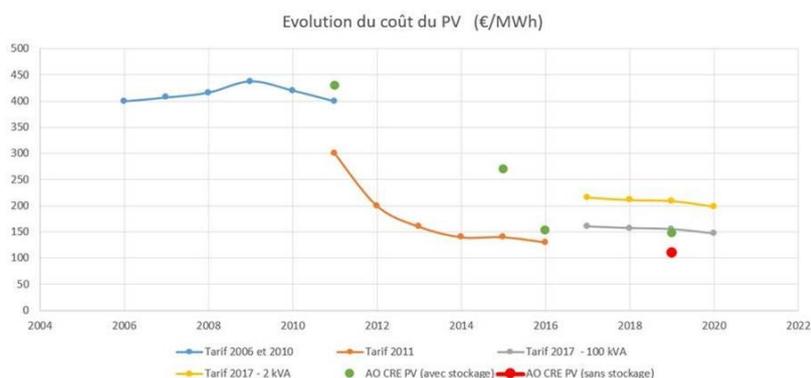
Taux d'équipement pour la climatisation (qui inclut l'effet de l'isolation) et l'eau chaude sanitaire

		2023	2028
Climatisation	Taux d'équipement*	36 %	43 %
	Consommations / logement équipé (MWh)	0,64	0,54
Eau chaude sanitaire	Taux d'équipement	98 %	99 %
	Part de marché solaire – Logements existants	68 %	73 %
	Part de marché solaire – Logements neufs	90 %	95 %
	Part de marché chauffe-eau thermodynamiques	4 %	7 %

\* Cette hypothèse du scénario AZUR du BP d'EDF sera à confirmer au regard de la réalisation des objectifs de rénovation thermique du bâti (logements).

## Annexe 4 – L'évolution des coûts du MWh photovoltaïque ces dernières années à La Réunion

Le graphique ci-dessous trace de manière schématique l'évolution des coûts du MWh photovoltaïque ces dernières années à La Réunion.



Cela montre qu'un coût complet du photovoltaïque de 100 € / MWh est atteignable à relativement court terme, sous réserve de dimensionnement conséquent des centrales (plusieurs MW) et d'éviter l'adossement PV + stockage qui n'est pas optimal (points verts).

A partir de cette hypothèse de coût complet du photovoltaïque, une analyse simplifiée a été menée avec les hypothèses suivantes :

- Consommation 2028 scénario AZUR du Bilan Prévisionnel
- Puissance PV installée = 450 ou 540 MW
- Différents taux d'intégration d'EnR Non Synchrones
- PEI converti au biocombustible
- Coût des arrêts / démarrages des groupes de la centrale PEI non pris en compte (ce qui maximise la rentabilité du photovoltaïque)

Ainsi il est en déduit que le développement du PV aux conditions économiques indiquées plus haut, à hauteur de 450 MW ou de 540 MW, permet d'économiser des coûts de CSPE, et cela en tenant compte de l'énergie limitée pour respecter les critères sûreté du système électrique. Il peut donc être décidé d'afficher une fourchette de développement de 450 à 540 MW pour la période 2023 – 2028, fourchette qui sera à affiner ultérieurement selon l'évolution des différentes hypothèses (coûts des filières, confirmation des conversions, taux d'intégration des EnR non synchrones etc).

## **Annexe 5 – Synthèse des études et projets en cours de la petite hydraulique**