

**SCHEMA REGIONAL DE RACCORDEMENT  
AU RESEAU DES ENERGIES  
RENOUVELABLES DE LA GUADELOUPE**

DECEMBRE 2020



INTRODUCTION .....	3
RESUME .....	6
PARTIE 1 : OBJECTIFS DE LA PPE DE LA GUADELOUPE .....	8
PARTIE 2 : DESCRIPTION DU SYSTEME ELECTRIQUE DE LA GUADELOUPE.....	11
PARTIE 3 : METHODE DE REALISATION DU SCHEMA.....	14
PARTIE 4 : SCHEMA PROPOSE.....	17
ANNEXES.....	22
1. Etat des lieux initial .....	23
1.1 Etat initial des ouvrages du réseau 63kV de la Guadeloupe pris en compte .....	23
1.2 Etat initial des ouvrages du Réseau Public de Distribution (RPD) .....	24
1.3 Etat initial des installations de production EnR < 36 kVA (au 12/10/2018) .....	25
1.4 File d'attente des installations de productions EnR > 36 kVA (au 12/10/2018) .....	26
1.5 Etat des installations de production non EnR raccordées au réseau .....	27
1.6 Capacité d'accueil des postes.....	28
1.7 Carte des travaux prévus au S3RENr .....	31
2. Divers.....	32
2.1 Réunions organisées pour l'élaboration du S3RENr.....	32
2.2 Documents de référence.....	32
2.3 Glossaire .....	34

# INTRODUCTION

## EDF à La Guadeloupe

EDF, par sa direction des Systèmes Electriques Insulaires, assure le service public de l'électricité en produisant (partiellement), achetant (acheteur unique), transportant et distribuant l'électricité vers l'ensemble des clients dans les Zones Non Interconnectées (ZNI) comme les DOM et la Corse. EDF SEI Archipel Guadeloupe joue le rôle de Gestionnaire de Système Electrique et Gestionnaire de Réseau.

## SRCAE et S3RENR

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », a institué deux types de schémas afin d'organiser le développement des énergies renouvelables :

- les **schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie** (ci-après « SRCAE ») définissent les ambitions des régions en matière de développement des énergies renouvelables. Ils fixent pour chaque région administrative les objectifs quantitatifs et qualitatifs de développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020. Ces grandes ambitions sont arrêtées par le préfet de la région après l'approbation du conseil régional.

- Les **schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables** (ci-après « S3RENR ») planifient l'évolution du réseau électrique nécessaire à la réalisation des ambitions régionales.

En tenant compte des orientations du SRCAE, les S3RENR déterminent les conditions de développement et de renforcement des réseaux électriques pour accueillir de façon coordonnée les nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable. Les S3RENR comportent essentiellement :

- o les travaux de développement ou d'aménagement à réaliser pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables en distinguant les créations de nouveaux ouvrages et les renforcements d'ouvrages;
- o la capacité d'accueil globale du S3RENR, ainsi que les capacités réservées par poste;
- o le coût prévisionnel des ouvrages à créer et à renforcer;
- o le calendrier prévisionnel des études à réaliser et des procédures à suivre pour la réalisation des travaux.

## Les enjeux du S3RENR

Le S3RENR garantit une capacité réservée pour les installations<sup>1</sup> de production supérieures à 100 kVA pour une durée de 10 ans sur les postes électriques proches des gisements identifiés, dès lors que le réseau le permet. Dans certaines zones, la capacité est immédiatement disponible sur le réseau, et dans d'autres, il est nécessaire d'effectuer des renforcements du réseau ou des créations de nouveaux ouvrages.

---

<sup>1</sup> Les raccordements d'installations dont les conditions sont fixées dans le cadre d'un appel d'offres en application de l'article L 311-10 du Code de l'Energie ne s'inscrivent pas dans le S3RENR.

Les coûts associés au renforcement des ouvrages sont à la charge des gestionnaires de réseau tandis que les coûts liés à la création d'ouvrages sont mutualisés entre les producteurs qui demandent un raccordement au réseau pour une installation EnR au moyen d'une quote-part.

# RESUME

## La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de la Guadeloupe

Le Journal Officiel du 21 avril 2017 a publié le décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (ci-après « PPE ») de La Guadeloupe. Ce texte établit les priorités d'actions pour toutes les énergies du point de vue de la maîtrise de la demande, de la diversification des sources d'énergie, de la sécurité d'approvisionnement, du développement du stockage de l'énergie et des réseaux.

En application de l'article L. 141-5 du code de l'énergie, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (ci-après « PPE ») constitue le volet énergie du SRCAE à la Guadeloupe.

### Le S3RENr proposé

Le schéma proposé répond à un objectif fixé par la PPE de développement de **261 MW** de puissance installée de production d'énergie renouvelable supplémentaire par rapport à 2015 **d'ici 2023**. En tenant compte des projets mis en service depuis 2015, de ceux actuellement présents en file d'attente ainsi que des projets de reconversion de sites (pour lesquels seule la puissance supplémentaire est prise en compte), le total s'élevant à 191 MW, ce schéma prévoit la réservation de **70 MW** de capacité pour les EnR (le détail est expliqué pages 8 et 9). Il propose pour cela des investissements sur le réseau à hauteur de **4 M€** correspondant à l'ajout d'un transformateur HTB/HTA ainsi qu'à la modification de la structure du poste concerné. La quote-part résultante s'établit à **54 k€/MW** en tenant compte des prévisions de capacités nécessaires pour les installations de puissance inférieures à 100 kVA évaluées à **4 MW**.

**Il convient de noter que ces résultats sont liés à des hypothèses de spatialisation des projets décrites en début de Partie 3 (en date de fin avril 2018, c'est-à-dire des premières simulations ayant conduit au présent document), et que toute modification de localisation, puissance ou nature des futurs projets par rapport à ces hypothèses pourrait rendre les conclusions du présent schéma caduques.**

# **PARTIE 1 : OBJECTIFS DE LA PPE DE LA GUADELOUPE**



La Programmation Pluriannuelle de l'Energie définit à l'horizon **2023** des objectifs de puissance installée supplémentaire par rapport à **fin 2015**.

Puissance installée à fin 2015

Filière	2015
PV < 100 kWc	19 MW
PV > 100 kWc	46 MW
Eolien sans stockage	25 MW
Géothermie	14,5 MW
Biomasse	0,6 MW
Biogaz et déchets	0,2 MW
Hydraulique	8,1 MW

Filière	Puissance installée par rapport à 2015	
	2018	2023
PV avec stockage	+ 25 MW	+ 52 MW
PV sans stockage	+ 10 MW	+ 15 MW
Eolien avec stockage	+ 58 MW	+ 82 MW
Géothermie	0 MW	+ 30 MW
Biomasse	<i>Jusqu'à</i> + 12 MW	+ 66 MW
Biogaz et déchets	+ 2 MW	+ 16 MW

Les installations mises en service ou en file d'attente entre fin 2015 et la date d'entrée en vigueur du S3RENr ne sont pas à considérer dans le S3RENr. A la date du 27 avril 2018, elles correspondent à un volume de **122 MW**.

Les installations à venir d'ici 2023, dont la puissance est inférieure à 100 kVA ou bien en autoconsommation totale ne sont pas concernées par le S3RENr. Elles sont estimées à **4 MW**.

Par ailleurs, 14 MW de sites éoliens en service seront remplacés par des projets d'éolien + stockage actuellement en file d'attente.

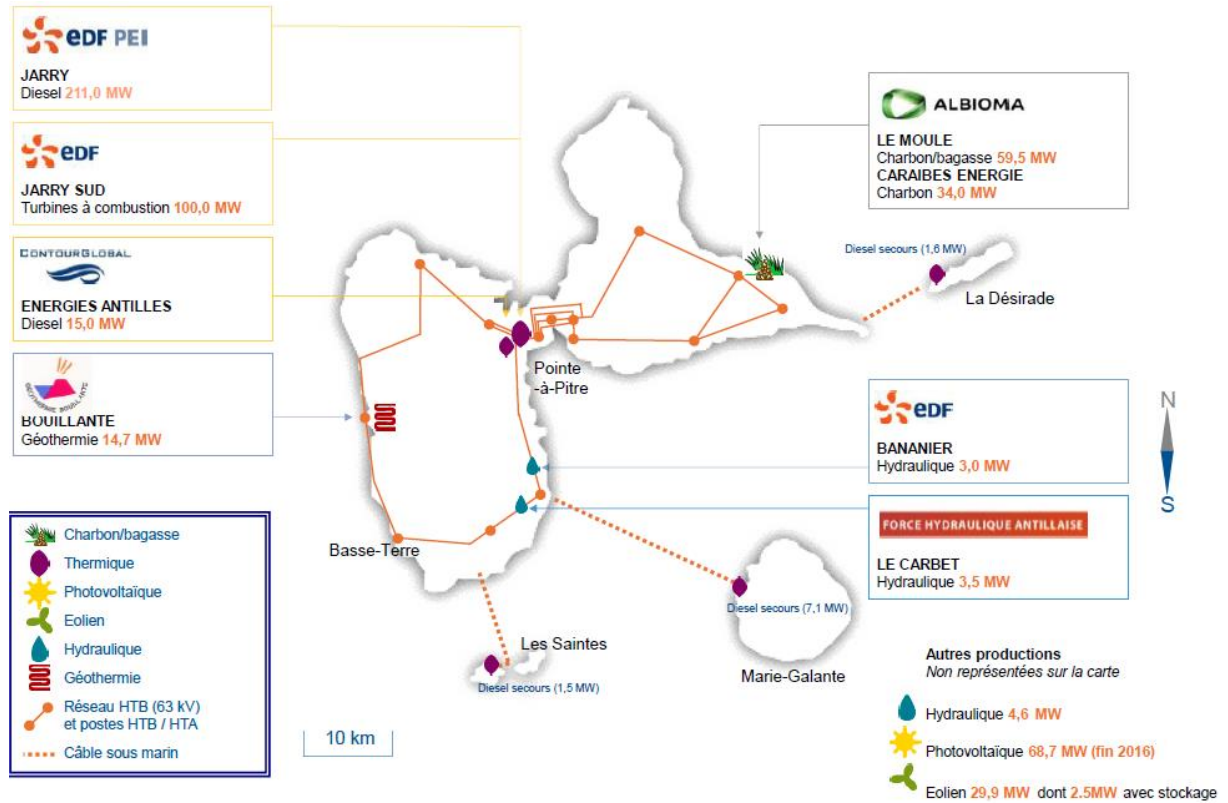
(MW)	Objectifs PPE 2023	Mise en service entre le 01/01/2015 et 27/04/2018	En file d'attente au 27/04/2018	estimation PV < 100 kVA	Renouv. site existant	Capacité réservée au S3REnR	Prod.sup plémentaire prévue d'ici 2023
PV avec stockage	<b>+52</b>	0	23,1	-		<b>28,9</b>	52
PV sans stockage yc autoconsommation	<b>+15</b>	0,2	1,2	4		<b>9,6</b>	15
Eolien	-	-	-	-	14 (arrêt sites existants)	<b>0</b>	0
Eolien avec stockage	<b>+82</b>	2,5	79,8	-	-	<b>0</b>	82,3
Géothermie	<b>+30</b>	0,0	12,0	-		<b>18,0</b>	30
Biomasse	<b>+66</b>	0,0	6,0	-	57	<b>3,0</b>	66
Biogaz Déchets	<b>+16</b>	5,4	0,0	-		<b>10,6</b>	16
<b>TOTAL</b>	<b>+261</b>	<b>8,1</b>	<b>122,1</b>	<b>4</b>	<b>57</b>	<b>70,1</b>	261,3

Ainsi, la capacité devant être réservée dans le cadre du S3RENr pour atteindre les objectifs de la PPE s'établit à **70 MW**. L'objectif de 57 MW de biomasse à 2023 n'est pas comptabilisé dans les réservations de capacités puisqu'ils concernent la reconversion de deux unités du site Albioma existant de Gardel. En effet, ce volume se substitue à la production existante. En d'autres termes, il n'est pas nécessaire de réserver de la capacité au titre du S3REnR pour cette production qui n'entrera pas dans le calcul de la quote-part et ne la paiera pas. Bien que la PPE mentionne la conversion de deux unités uniquement d'ici 2023, il est prévu de convertir les trois tranches d'ici 2023, soit un total de 93 MW. Cette conversion au-delà des objectifs de la PPE n'aura pas d'impact sur le présent schéma puisqu'elle se fait en lieu et place de l'existant.

# **PARTIE 2 : DESCRIPTION DU SYSTEME ELECTRIQUE DE LA GUADELOUPE**

## La production électrique

Le système électrique de la Guadeloupe se compose de capacités de production réparties de la manière suivante :

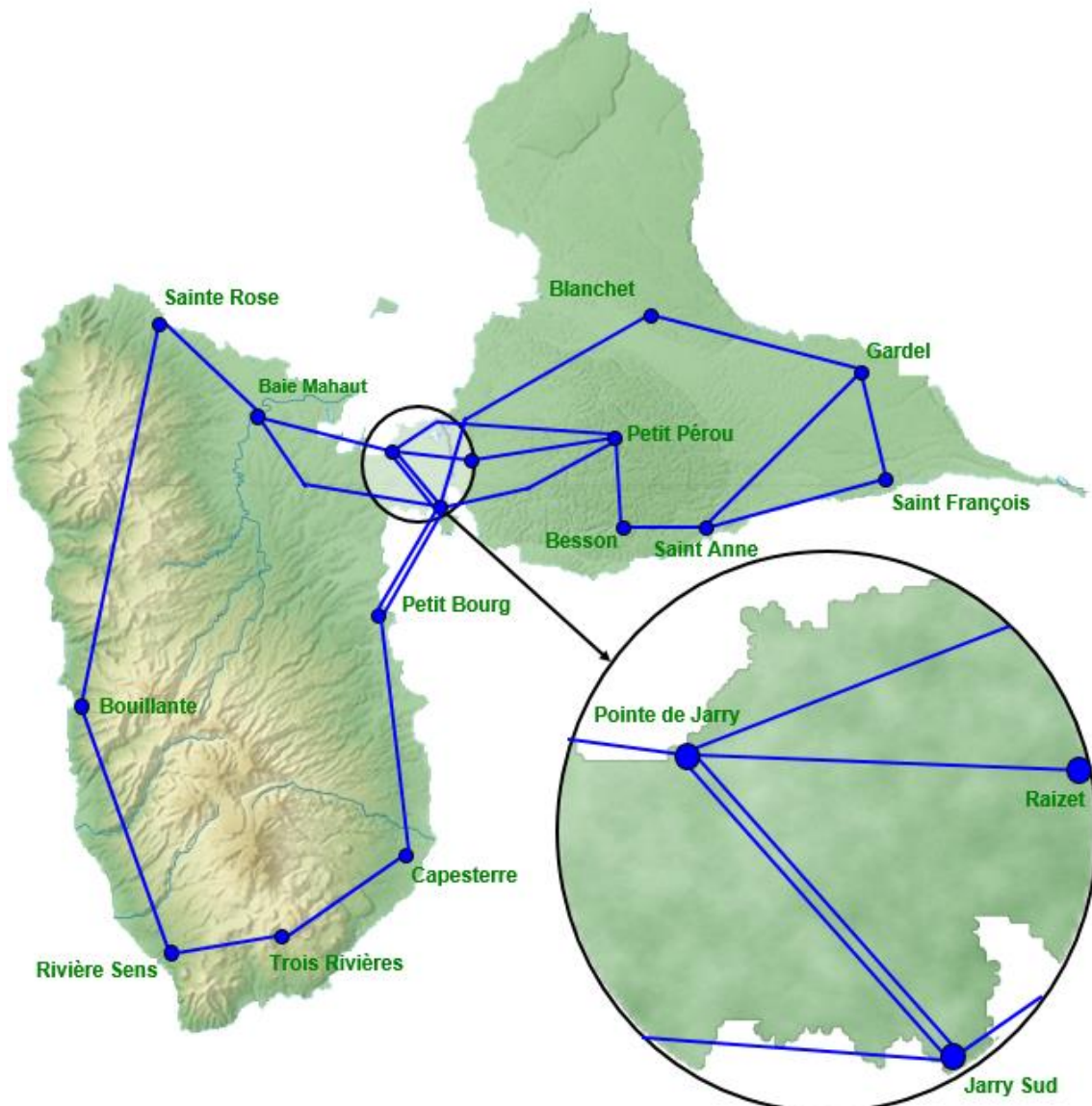


## Le réseau de transport d'électricité

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

- 243 km de ligne à 63 000 volts dont 16 km de liaison souterraine
- 11 postes de transformation 63 kV/15 kV, 1 poste de production uniquement et 3 postes mixtes.

Outre les ouvrages existants à ce jour, l'étude du S3RENR prend également en compte la construction en cours du poste de Petit-Bourg et de la liaison souterraine Jarry-Petit Bourg ainsi que le renforcement des liaisons Blanchet-Jarry et Besson-Sainte Anne prévus d'être achevés en 2020, permettant un passage de l'IMAP de 680 A à 800 A.



# **PARTIE 3 : METHODE DE REALISATION DU SCHEMA**

## Méthodologie

Les objectifs de développement des différentes filières n'étant localisés par zone ni dans le SRCAE ni dans la PPE, une spatialisation de ces objectifs sur le territoire est nécessaire pour réaliser les études de réseau électrique.

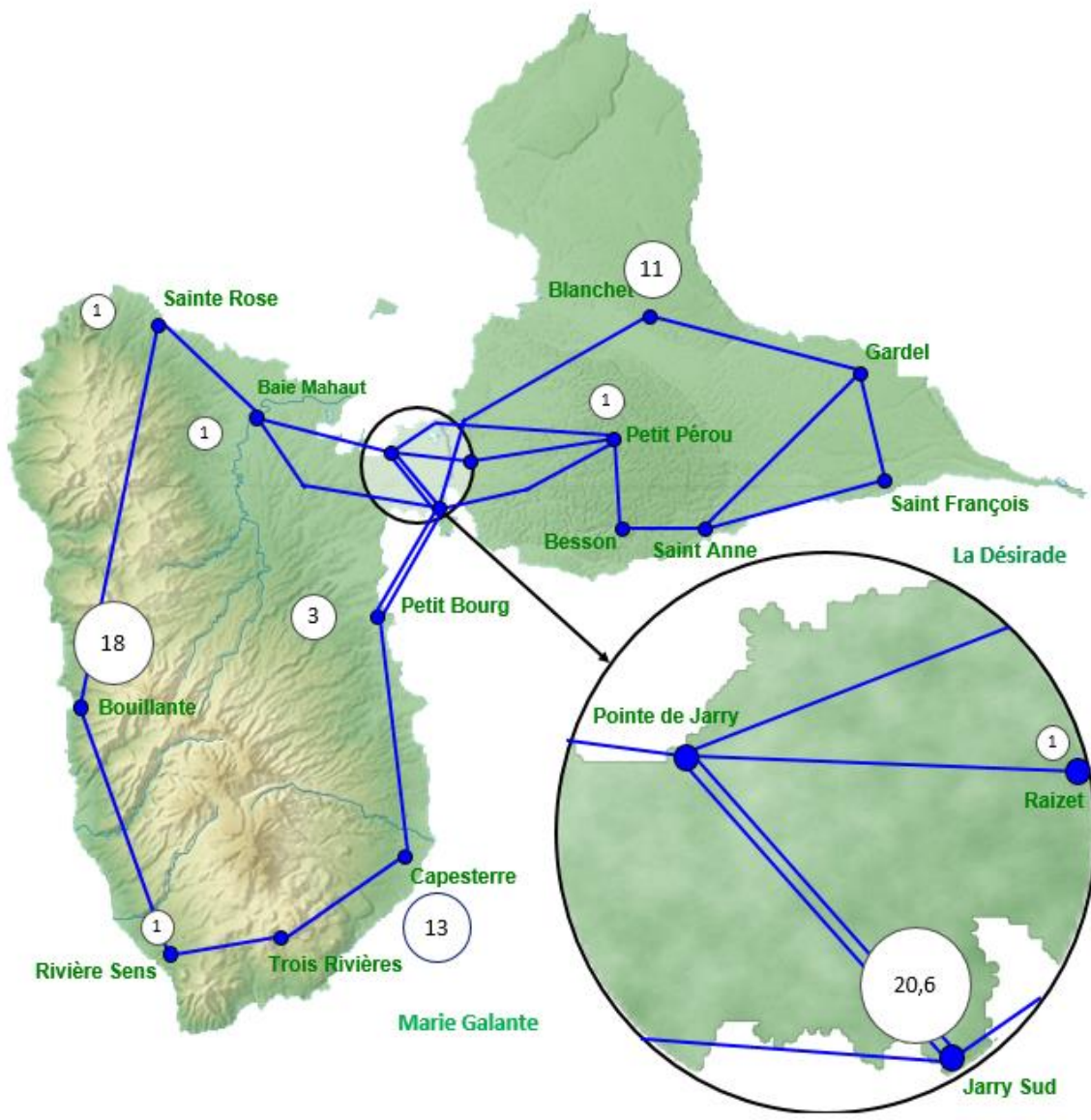
Cette répartition des volumes s'appuie concomitamment sur les éléments suivants :

- la répartition des gisements et potentiels EnR;
- pour l'éolien, l'analyse des zones propices au développement ainsi que des volumes identifiés dans le Schéma Régional Eolien (SRE);
- la recherche de l'optimum technico-économique pour le rattachement de ces gisements sur les postes existant sur le réseau, en fonction de leur capacité d'accueil existante;
- l'analyse des installations existantes ou en file d'attente;
- les différents projets identifiés par filière.

A partir de cette spatialisation, le gestionnaire de réseau réalise les études du réseau électrique de façon à l'adapter, le cas échéant, à l'accueil des volumes de production EnR. En effet, pour que les différents volumes de production prévus puissent être raccordés sur le réseau, il est nécessaire que ce dernier ait les capacités suffisantes pour assurer l'évacuation de cette production, et notamment en cas d'indisponibilité d'un des éléments du réseau (par exemple une ligne électrique ou un groupe de production). C'est la règle dite du « N-1 », qui permet d'éviter que le réseau entre en surcharge et garantit la continuité de fourniture ainsi que la sécurité des biens et des personnes.

## Objectifs de développement des EnR à l'horizon 2023

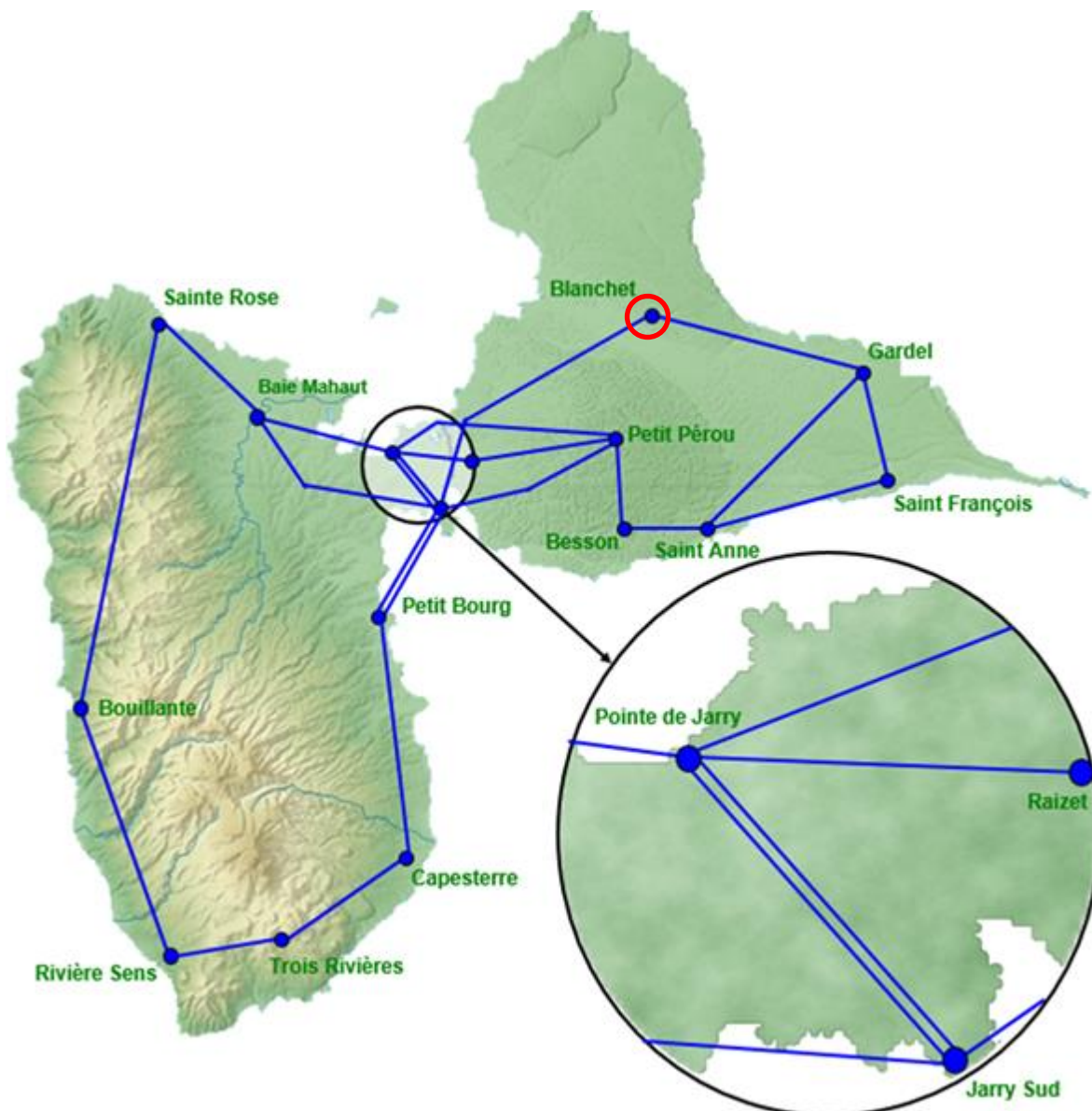
Ces objectifs ont été spatialisés sur la base des revues de portefeuille réalisée avec les porteurs de projet. La répartition considérée des gisements de production a conduit à la spatialisation des capacités réservées suivante :





## **PARTIE 4 : SCHEMA PROPOSE**

## Travaux envisagés



Travaux envisagés pour l'insertion des EnR

Conformément à l'article L321-7 du code de l'énergie, « le périmètre de mutualisation est défini par les postes du réseau public de transport, les postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport ». Ainsi ne sont considérés dans ce schéma au titre des ouvrages à créer ou à renforcer que les ouvrages faisant partie de ce périmètre de mutualisation.

Il est ainsi prévu de faire des travaux dans les postes de Blanchet pour permettre l'accueil des EnR prévues sur ce poste. Les travaux au poste de Blanchet consistent à ajouter un transformateur HTB/HTA d'une capacité de 36 MVA ainsi qu'à adapter la structure du poste pour accueillir ce nouveau transformateur. En dehors des renforcements des liaisons Blanchet-Jarry et Besson-Sainte Anne, aucun travaux réseau ne sont rendus nécessaires à horizon 2023 avec les hypothèses de raccordement prises dans l'étude pour la zone de Grande-Terre. Les contraintes d'évacuation

susceptibles d'apparaître sur le réseau HTB seront gérées par le gestionnaire de réseau et conduiront à des adaptations des plans de production (site Albioma à Gardel en particulier).

Poste Source	Travaux de création	Coût de création	Seuil de déclenchement des travaux	de PTF
<b>Blanchet</b>	Extension du poste et ajout d'un transformateur HTB/HTA 36 MVA	3,995 M€	Première concernée validée	
	Ajout d'un disjoncteur de tronçonnement de barre et des protections associées (différentielle et débouclage de barre)			

### Calendrier prévisionnel

Les études sont à lancer dès l'approbation du schéma. Cette date constitue le T<sub>0</sub>. A titre d'information, les durées standard de projets pour EDF sont les suivantes :

Ouvrage à créer dans des postes HTB/HTA existants	Démarrage des études	Dépôt nature et du premier dossier administratif	Mise en service
Création demi-rame	-	-	12 à 18 mois
Création transformateur	-	-	18 à 24 mois
Augmentation de puissance transformateur	-	-	18 à 24 mois

La durée des travaux du poste de Blanchet est évaluée en première approche à 30 mois, compte tenu de leur consistance (extension du poste, travaux HTB et augmentation des capacités de transformation).

## Capacités réservées après réalisation des travaux décrits ci-dessus

Les capacités réservées par poste sont les suivantes :

Zone	Poste	Capacité réservée
Basse-Terre	Bouillante	18,0
	Capesterre	13
	Rivière Sens	1,0
	Sainte Rose	1,0
	Petit Bourg	3
Pointe-à-Pitre	Baie Mahault	1,0
	Pointe de Jarry	0,0
	Jarry Sud	20,6
	Petit Pérou	1,0
	Raizet	1,0
Grande-Terre	Besson	0,0
	Blanchet	11,0
	Gardel	0
	Saint François	0
	Sainte Anne	0,0
total réservé (MW)		70,6

Les capacités réservées sur le poste de Capesterre incluent les capacités prévues sur l'île de Marie-Galante. En revanche, les ouvrages permettant d'évacuer la production de cette île vers le poste de transformation HTB/HTA de Capesterre seront considérés comme des ouvrages propres conformément à l'article D342-22 du code de l'énergie<sup>2</sup>. Il n'est pas prévu de les modifier avant leur fin de vie.

### Synthèse : schéma proposé

Le S3REnR impacte uniquement les postes existants en s'appuyant sur la création de nouvelles capacités de transformation HTB/HTA. Ainsi le schéma proposé prévoit la création d'un transformateur HTB/HTA de 36 MVA. Le coût de ces travaux est établi aux conditions économiques de l'année 2018. Le montant est estimé à 3995 k€. Le montant de la quote-part s'élève alors à 54 k€/MW.

Les mesures mises en place par le gestionnaire de réseau dans le cadre de ce S3REnR pour lever les contraintes susceptibles d'apparaître sur la zone de Grande Terre notamment, ne seront potentiellement plus suffisantes au-delà de 2023 si des productions EnR supplémentaires arrivent dans la zone Nord Grande Terre. Des travaux plus significatifs seront alors certainement inévitables dans la zone de Grande-Terre. De son côté, la zone de Basse-Terre risque de présenter des

<sup>2</sup> « les ouvrages propres sont constitués par les ouvrages électriques nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement ainsi que par ceux créés au niveau de tension supérieure et situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur équipant le point de raccordement d'un producteur au réseau public et à l'aval des ouvrages du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables »

contraintes d'évacuation si les projets de géothermie envisagés se concrétisent et s'ils ne sont pas capables de proposer au gestionnaire de réseau un service de modulation de puissance.

Le présent S3REnR devra faire l'objet d'une révision dans les situations décrites par l'article D.321-20-5 du code de l'énergie. La publication de la prochaine PPE de la Guadeloupe devrait notamment donner lieu à une révision du schéma afin de s'adapter à une éventuelle évolution des objectifs de développement des énergies renouvelables de la région.

# ANNEXES

## 1. Etat des lieux initial

### 1.1 Etat initial des ouvrages du réseau 63kV de la Guadeloupe pris en compte

	Lignes aériennes	Longueur (m)
Liaisons actuellement en service	Baie Mahault – Jarry Sud	5 800
	Baie Mahault – Pointe de Jarry	5 800
	Baie Mahault – Sainte Rose	14 410
	Besson – Petit Pérou	2 760
	Besson – Sainte Anne	16 700
	Blanchet – Gardel	10 850
	Blanchet – Jarry Sud	22 110
	Bouillante – Rivière Sens	17 800
	Bouillante – Sainte Rose	30 050
	Capesterre – Jarry Sud	26 400
	Capesterre – Trois Rivières	13 200
	Gardel – Saint François	10 050
	Gardel – Sainte Anne	15 000
	Jarry Sud - Petit Pérou	8 000
	Jarry Sud – Pointe de Jarry 1	150
	Jarry Sud – Pointe de Jarry 2	150
	Petit Pérou – Pointe de Jarry	7 500
	Petit Pérou – Raizet	2 300
	Pointe de Jarry – Raizet	5 500
	Rivière Sens – Trois Rivières	6 100
Sainte Anne – Saint François	11 500	
Futures liaisons	Jarry Sud - Petit Bourg	11 700
	Capesterre – Petit Bourg	14 800
	Jarry Sud - Petit Bourg 2	8 352

## 1.2 Etat initial des ouvrages du Réseau Public de Distribution (RPD)

Postes sources	Transformation (MVA)
Baie-Mahaut	72
Besson	72
Blanchet	72
Bouillante	20
Capesterre	72
Gardel	40
Jarry Sud	72
Petit Pérou	72
Raizet	72
Rivière Sens	72
Sainte Rose	40
Saint François	40
Sainte Anne	56
Trois Rivières	72
Petit Bourg	72



### 1.3 Etat initial des installations de production EnR < 36 kVA (au 12/10/2018)

Poste	PV > 36	PV+stockage	Eolien	Eolien + stockage	Biogaz	Bagasse/Ch arbon	Géothermie	Hydraulique
Bouillante							15,0	0,3
Capesterre	1,3							9,1
Marie Galante	1,8		1,4	2,5				
Rivière Sens	3,3		1,5		0,6			1,4
Sainte Rose	1,8				2,1			
Petit Bourg								
Baie Mahault	3,7							
Pointe de Jarry								
Jarry Sud	12,8							
Petit Pérou	1,8							
Raizet	1,3				3,3			
Besson								
Blanchet	18,5		12,6					0,2
Gardel	1,3					93,5		
Saint François	7,5		7,9					0,2
Sainte Anne								

En outre, sont en service 9,9 MW d'installations photovoltaïques < 36 kVA.

#### 1.4 File d'attente des installations de productions EnR > 36 kVA (au 12/10/2018)

Poste	PV	PV+stockage	Eolien	Eolien+stockage	Biogaz/Bio masse	Bagasse/Charbon	Géothermie	Hydraulique
Bouillante		0,225					12	
Capesterre <i>Marie Galante</i>	0,5			5,4	6,0			
Rivière Sens		2,2						
Sainte Rose	0,4	2,5		16,0				
Petit-Bourg								
Baie Mahault	0,3	0,7						
Pointe de Jarry								
Jarry Sud	0,3	1,2						
Petit Pérou		1,3						
Raizet	0,1	5,4						
Besson		0,1						
Blanchet	0,2	1,1		41,3				
Gardel								
Saint François		7,7		17,1				
Sainte Anne								

#### 1.5 Mise à jour de la file d'attente des installations de productions EnR > 36 kVA pendant la période de consultation (au 1/12/2019)

	capacité réservée initiale	Répartition des 4 MW de diffus	Evolution de la file d'attente pendant la période de consultation (MW)	Capacité réservée après ajustement par filière
Bouillante	18	0,0	-8,6	30,0
Capesterre	13	0,2	4,1	12,6
Rivière Sens	1	0,2	-0,7	0,3
Sainte Rose	1	0,1	0,9	0,3
Petit Bourg	3	0,0	0,0	2,6
Baie Mahault	1	0,3	3,5	0,3

Jarry Nord	0	0,0	0,0	0,0
Jarry Sud	20	0,9	5,6	16,3
Petit Pérou	1	0,1	0,1	0,3
Raizet	1	0,1	2,4	0,3
Besson	0	0,0	0,2	0,0
Blanchet	11	1,3	-0,2	11,0
Gardel	0	0,1	4,7	0,0
Saint François	0	0,5	0,7	0,0
Sainte Anne	0	0,0	0,4	0,0
	70,0	4,0	13,0	74,0

L'évolution de la file d'attente pendant les périodes de consultation ne remet pas en cause les capacités réservées prévues au S3REnR.

### 1.6 Etat des installations de production non EnR raccordées au réseau

On compte en sus plusieurs installations fonctionnant à l'énergie fossile :

Producteur	Site	Type	Groupe	Date de mise en service	Puissance
EDF-PEI	Jarry	Diesel	1 à 12	2014 à 2015	211,0 MW (12x17,6 MW)
Contour Global	Energies Antilles	Diesel	1 à 3	2000	15,0 MW (3x5,0 MW)
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 2	1988 (1980 en métropole)	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 3	1988 (1980 en métropole)	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 4	1993	20,0 MW
EDF	Jarry sud	TAC	TAC 5	2004	40,0 MW

## 1.7 Capacité d'accueil des postes

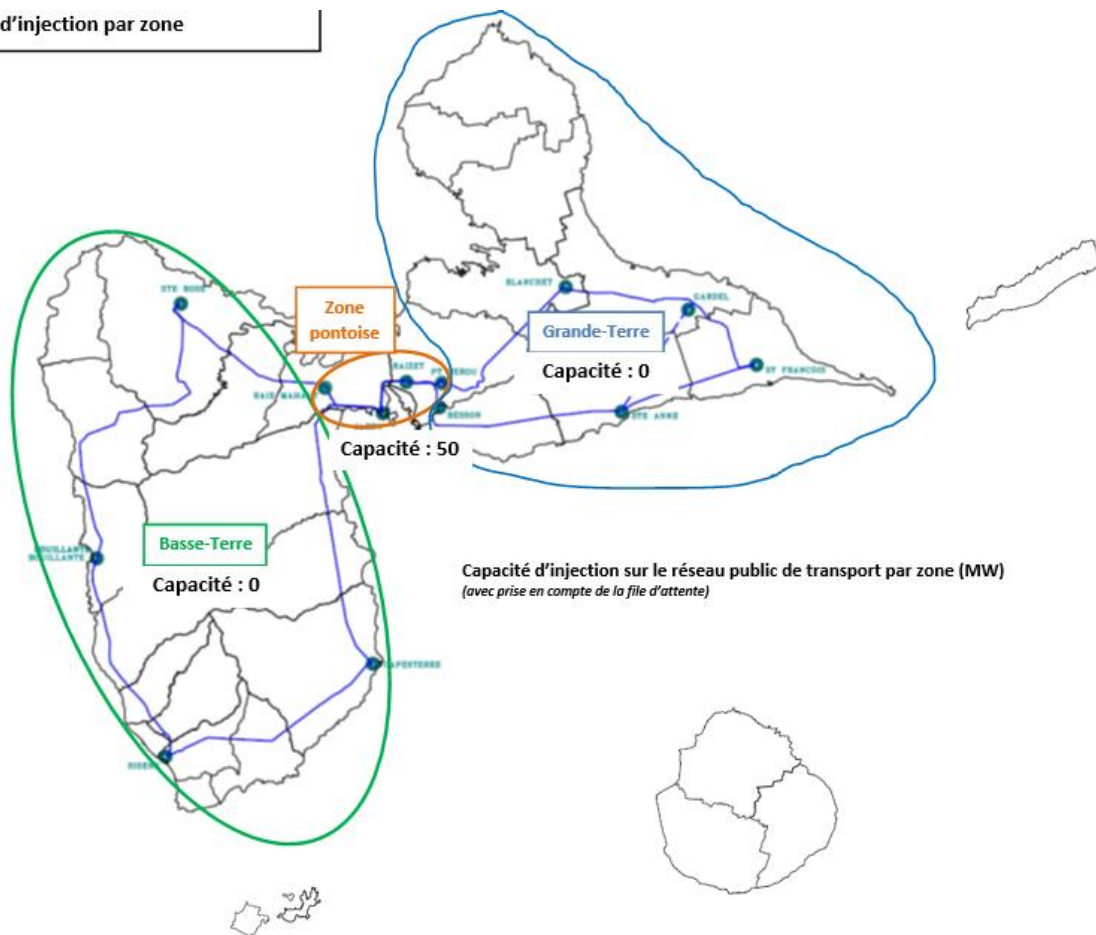
EDF en Guadeloupe, en tant que gestionnaire de réseau, est tenu de calculer et de publier de manière périodique les capacités d'injection restantes disponibles sur le réseau public de transport HTB.

Cet exercice, réalisé en parallèle de l'élaboration du présent S3REN, permet d'attester de la quantité de production pouvant être raccordée sur chaque poste HTB/HTA, et ce sans réaliser de travaux de renforcement. En revanche, une demande de raccordement dans une zone ou sur un poste où la capacité d'accueil est nulle n'implique pas nécessairement de travaux de renforcement du réseau. Une étude spécifique devra être réalisée afin d'évaluer précisément l'impact de la nouvelle installation sur le réseau et les éventuels travaux associés ou les dispositions à mettre en place, qui pourront éventuellement être matérialisées par des offres de raccordement alternatives (ORA). Par ailleurs, une capacité d'accueil affichée comme nulle signifie seulement qu'il peut exister des probabilités de congestion de réseau non nulles et circonstancielles, empêchant le gestionnaire de réseau de garantir à 100% l'évacuation de la pleine puissance tout au long de l'année et en toutes circonstances. Ces capacités tiennent compte, pour chaque poste HTB, des limites physiques du réseau, des productions en service et en file d'attente, ainsi que des réservations de capacités d'accueil effectuées dans le cadre du S3REN. Ces capacités d'injection sont présentées ci-après, premièrement par « zone » caractéristique, puis par poste source.

Les postes de Basse-Terre et Grande-Terre ne disposent plus de capacités disponibles après réservation des capacités d'accueil pour le S3REN. Le raccordement d'installations de production au-delà des objectifs du S3REN serait alors susceptible d'engendrer des contraintes d'évacuation en cas de N-1 ligne dans ces zones. Ces contraintes pourront impliquer un renforcement du réseau HTB ou donner lieu à la mise en place de solutions alternatives telles que des modulations de plans de production.

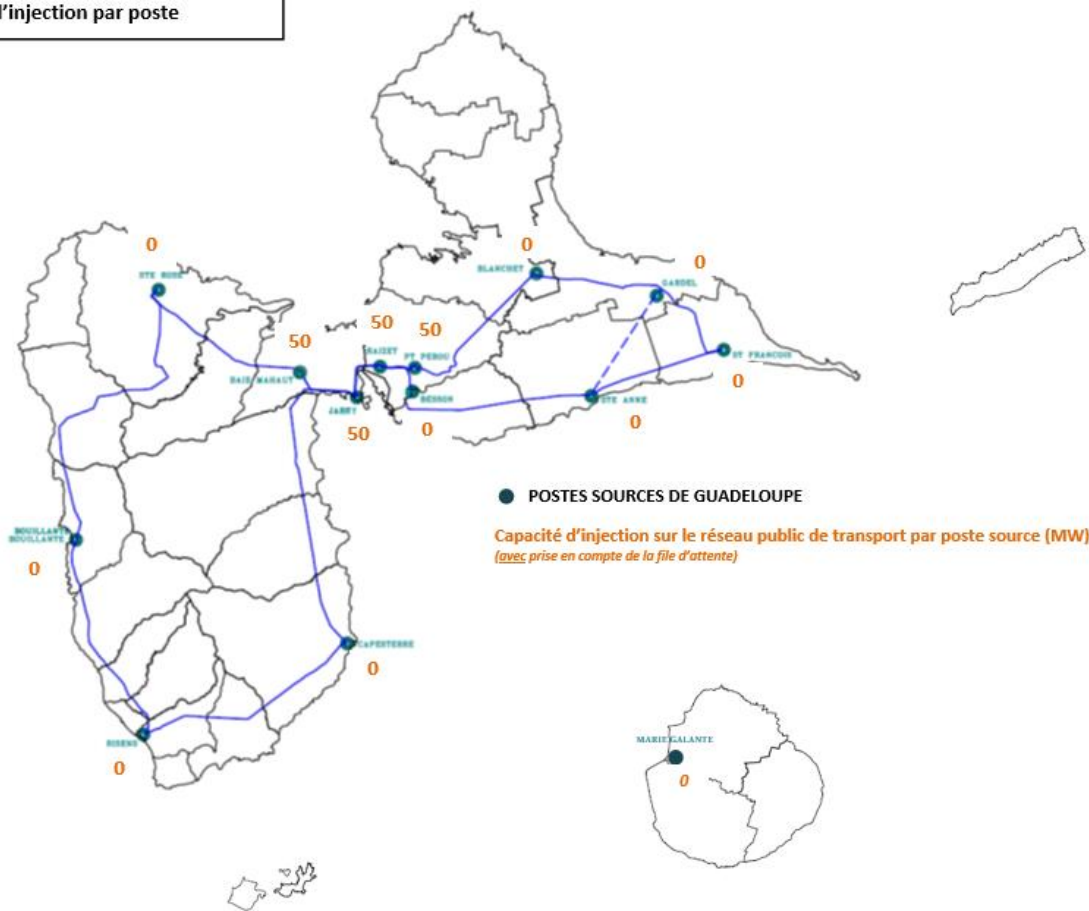
Capacités d'injection par zone

Capacité d'injection par zone

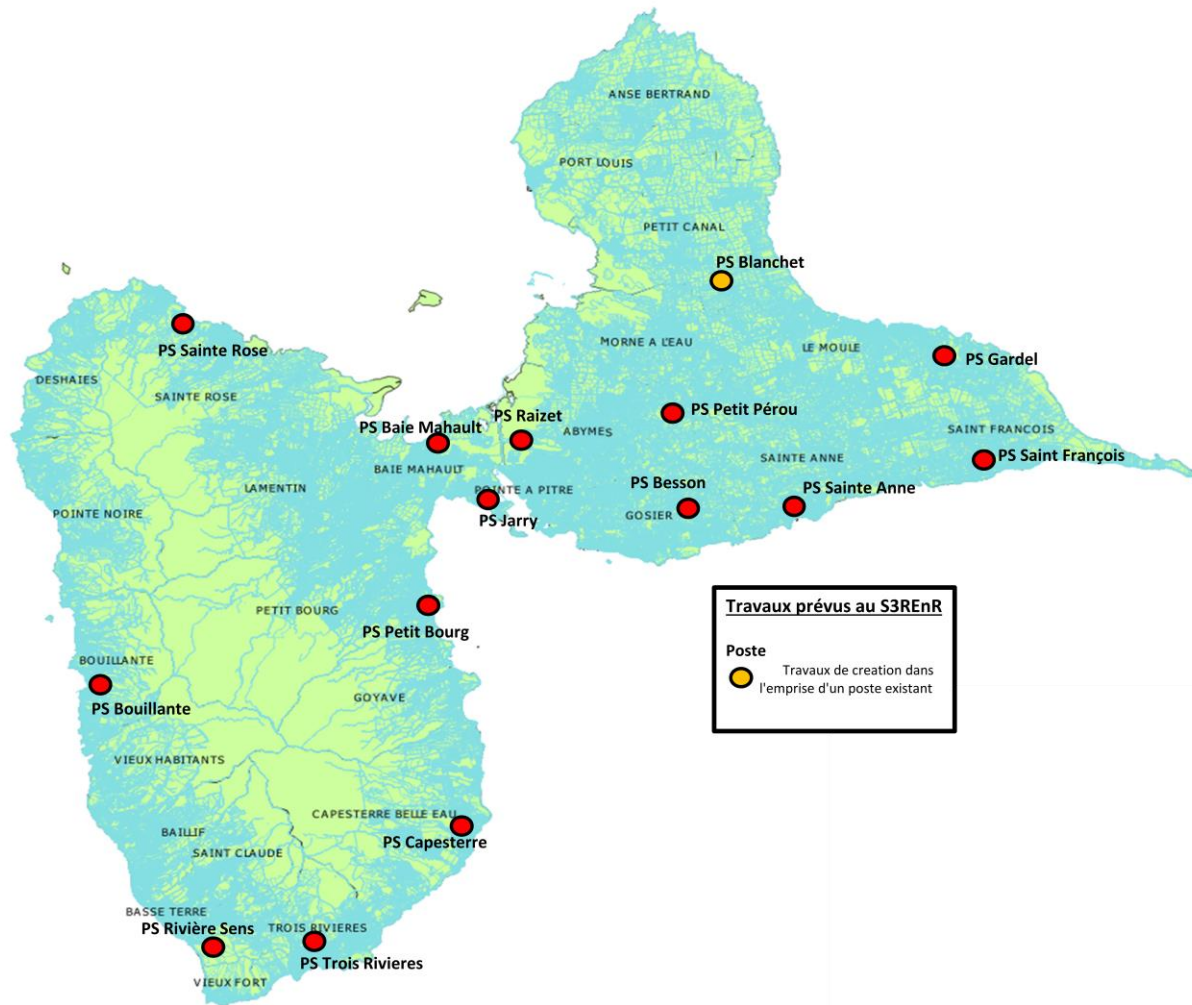


### Capacité d'injection par poste

Capacité d'injection par poste



## 1.8 Carte des travaux prévus au S3REN



## 2. Divers

### 2.1 Réunions organisées pour l'élaboration du S3REN

Date	Entités présentes
12/04/2018	DEAL, Région Guadeloupe, ADEME, producteurs, EDF
24/05/2018	DEAL, Région Guadeloupe, ADEME, producteurs, EDF
12/07/2018	DEAL, Région Guadeloupe,

A noter qu'au-delà de ces réunions physiques, de nombreux contacts ont eu lieu avec les acteurs entre les réunions.

### 2.2 Consultations

La consultation des parties prenantes a été lancée le 8 novembre 2018 pour une durée d'un mois en parallèle de l'information du public par la diffusion de la déclaration d'intention sur les sites internet d'EDF SEI Archipel Guadeloupe, de la Région Guadeloupe et de la DEAL à compter de la même date.

EDF a ensuite saisi l'Autorité Environnementale préalablement à la validation du S3REN de la Guadeloupe. L'avis de l'autorité environnementale a été rendu le 26 août 2019.

Le projet de schéma accompagné de son évaluation environnementale, de l'avis de l'autorité environnementale et de la réponse des maîtres d'ouvrage a ensuite été soumis à la consultation du public du 24 février au 25 mars 2020 suite à l'avis de lancement de la consultation du public qui a été émis le 7 février 2020.

Cette période de consultation du public a été prolongée pour tenir compte de l'état d'urgence sanitaire (Ordonnance n° 2020-306 du 25 mars 2020 relative à la prorogation des délais échus pendant la période d'urgence sanitaire et à l'adaptation des procédures pendant cette même période).

### 2.3 Documents de référence

Code de l'Environnement, notamment les articles L.222-1 et R.222-1 et suivants pour les SRCAE.

Code de l'énergie, notamment les articles L.321-7, L.342-1 et L.342-12 ainsi que les articles D.321-10 et D.321-21 pour les S3REN.

Décret n°2011-678 du 16 juin 2011 relatif aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie.

Décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, prévus par l'article L.321-7 du code de l'énergie



Décret n°2014-760 du 2 juillet 2014 modifiant le décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables prévus par l'article L. 321-7 du code de l'énergie.

Décision n°400669 du 22 décembre 2017 annulant le décret n°2016-434 du 11 avril 2016 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REN.

Décret n°2012-616 du 2 mai 2012 relatif à l'évaluation de certains plans et documents ayant une incidence sur l'environnement.

Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Guadeloupe.

SRCAE de la Guadeloupe et son annexe, le SRE.

## 2.4 Glossaire

ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

DEAL : Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

CCI : Chambre de Commerce et de l'Industrie

EDF- SEI : Electricité de France- Systèmes Energétiques Insulaires

EDF- PEI : Electricité de France- Production Electrique Insulaire

SRCAE : Schéma Régional Climat Air Energie

S3RENR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

SRE : Schéma Régional Eolien

ZNI : Zone Non Interconnectée

HTA : Niveau de tension compris en 1000 et 50000 V (en courant alternatif)

HTB : Niveau de tension supérieure à 50000 V (en courant alternatif)

EnR : Energie renouvelable

PV : Photovoltaïque

PPE : programmation pluriannuelle de l'énergie