



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Préfet de la région Guadeloupe



Révision de la PPE de Guadeloupe

Atelier 3 : Sécurité réseau et S3REnR

Jeudi 24 Mai 2018



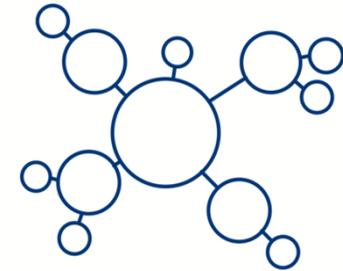


Ordre du jour

1. Révision de la PPE
2. Calendrier prévisionnel
3. Place de la concertation
4. Enjeux de sécurité réseau et du S3REnR
5. Atelier



Révision de la PPE de Guadeloupe



- **LTECV du 17/08/15 :**
 - Instaure les PPE dans les ZNI : annexées à la PPE nationale
 - Elaboration, pilotage et suivi : responsabilité conjointe Etat + région
 - Mise en œuvre : partagée avec les acteurs du territoires
 - Prévoit la révision à mi-parcours de la première PPE
- **PPE 1, 2016-2023 :**
Adoptée par décret le 19/04/17 (JORF du 21/04/17)
- **PPE 2, 2019-2028 :**
Bouclage pour fin 2018 et adoption prévue en Juin 2019

Révision de la PPE de Guadeloupe

- **Méthode :**

1. Bilan de mise en œuvre à date (rapport) → fin juin 2018
2. Mise à jour du contenu de la PPE (rapport) → décembre 2018



- **Axes de travail prioritaires pour assurer la transition énergétique en Guadeloupe :**

- Approfondissement des objectifs transport : transports en commun, mobilité propre, transformation des filières, fiscalité ...
- Approfondissement des objectifs de MDE dans le tertiaire, le résidentiel et l'industrie,
- Intégration du Schéma Régional Biomasse (en cours d'adoption) et du PRPGD (en cours d'élaboration),
- Evolution des objectifs de développement EnR (PV, géothermie, biomasse ...).

Calendrier prévisionnel de révision

Révision de la PPE Guadeloupe

Avril 2018

COPIl 1

- Lancement de la Révision PPE Guadeloupe (Bilan de mise en œuvre)
- Validation des axes de travail au sein du COPIl

Mai - Juin 2018

COPIl 2

Concertation :

- Ateliers thématiques 23 et 24 mai 2018
- Intégration des contributions
- Lancement de la consultation EES

Septembre 2018

COPIl 3

- Travaux de rédaction
- Intégration des dernières contributions

Mi novembre 2018

- Plénière de présentation du projet de PPE Guadeloupe révisé

Décembre 2018

COPIl 4

Projet de PPE 2019-2028

- Délibération CRG sur le projet
- Transmission à l'AE

Contributions

Evaluation Environnementale Stratégique (EES)

Place de la concertation



- Poursuivre le dialogue ouvert avec les acteurs guadeloupéens de l'énergie
- Partager les enjeux spécifiques au territoire
- Lever les barrières à la mise en œuvre de la transition
- Alimenter une vision volontariste, réaliste et constructive de la transition énergétique en Guadeloupe à horizon 2028
- Formuler des propositions à l'attention de l'Etat et de la région.

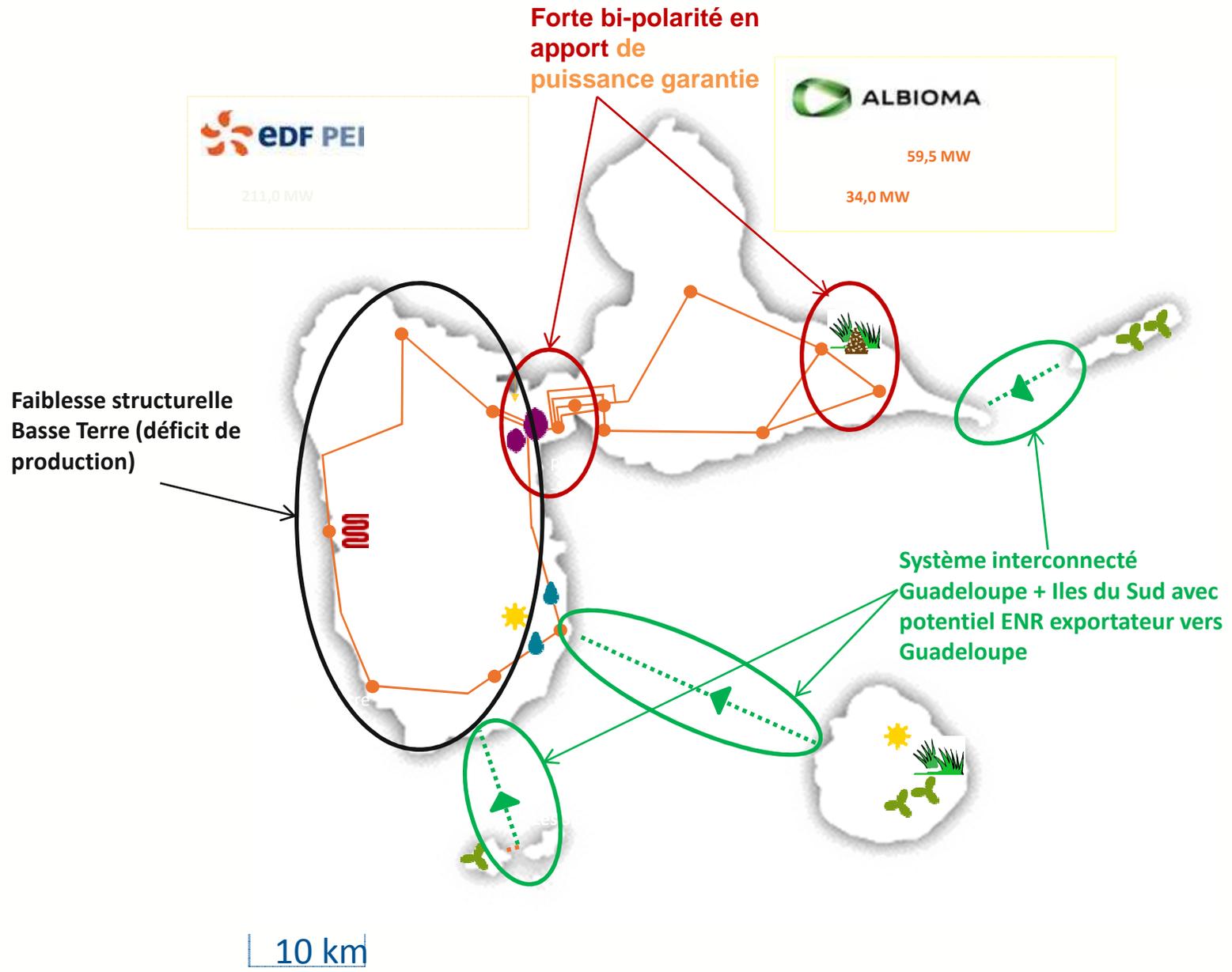


Enjeux de sécurité réseau et du S3REnR

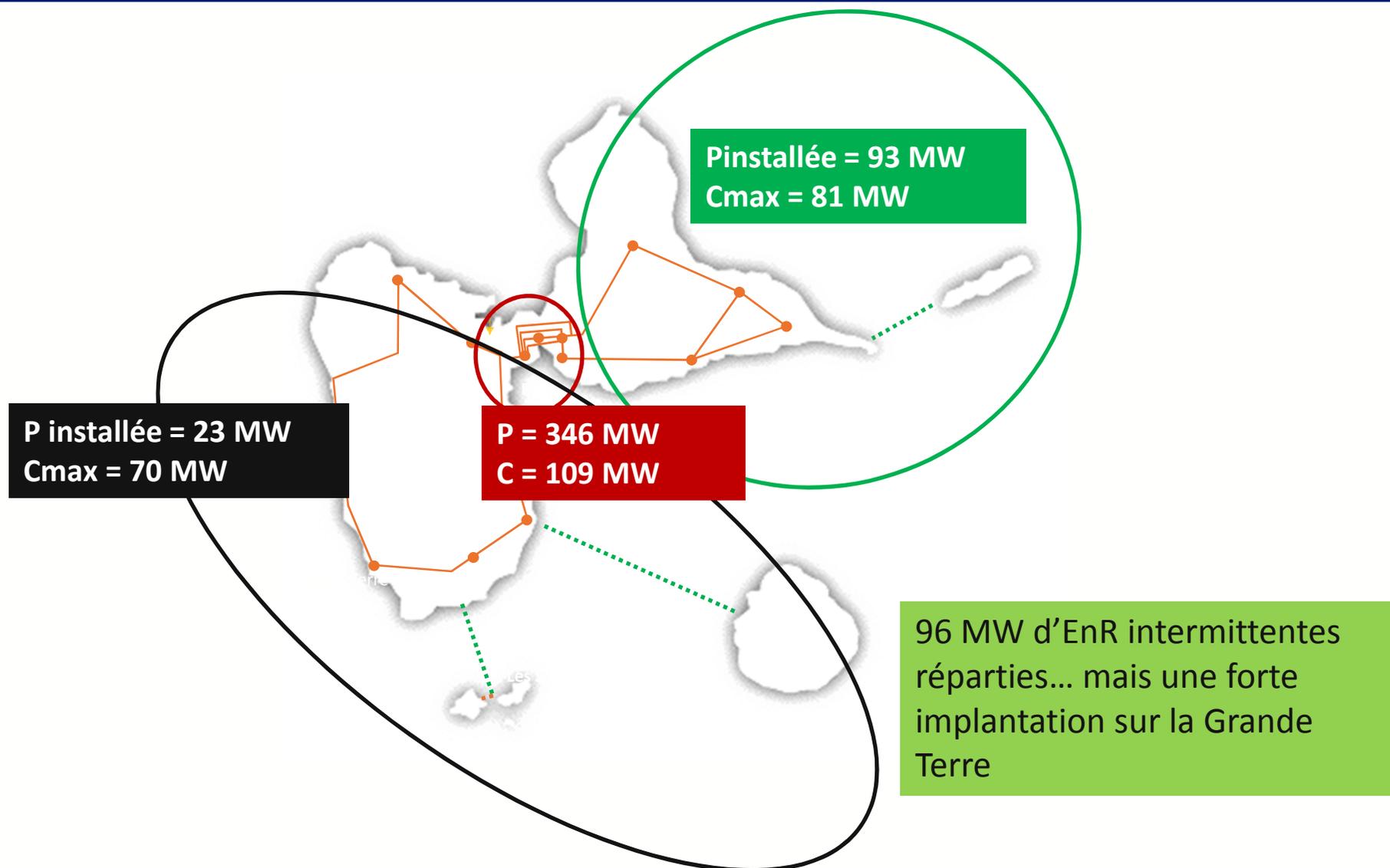


CARACTÉRISTIQUES DU SYSTÈME ELECTRIQUE GUADELOUPEEN

Particularités du système guadeloupéen



Trois zones distinctes



Consommation centrée sur la zone Pointoise
Fort déséquilibre P/C en Basse Terre
Ralentissement global de la demande

1: Une forte exposition au risque « inertie » en cas de perte de site de production thermique

En cas de perte de site complet de production (PEI ou Albioma) **probabilité de black-out compte tenu du poids respectif des 2 sites et des contraintes d'inertie du système électrique**

=> des parades à mettre en œuvre pour limiter le risque

2: Un réseau de transport maillé, mais une fragilité structurelle en Basse Terre

Basse Terre: déséquilibre important entre production (déficitaire) et consommation, induisant un fort transit sur les ouvrages HTB, notamment en situation de N-1 lignes HTB

Accroissement de la consommation en Basse Terre qui accroît le déséquilibre

Nécessité de renforcer le réseau HTB en Basse Terre

Grand intérêt à développer la production électrique en Basse Terre et à Marie-Galante (raccordée à la Basse Terre) dans la limite des capacités des ouvrages de réseau

3: Un système électrique interconnecté (Guadeloupe continentale et Iles du Sud)

Liaisons sous marines reliant les trois Iles du Sud à la Guadeloupe continentale.

Lien synchrone qui joue un double rôle:

Sécurise l'approvisionnement électrique des Iles du Sud

Permet d'exploiter le potentiel exportateur d'électricité ENR des Iles du Sud vers la Guadeloupe continentale



**LES LEVIERS POUR
FACILITER LA TRANSITION
ENERGETIQUE**

Le facteur limitant PRINCIPAL : la faible inertie du système électrique

Lorsque le taux de pénétration des sources de production non raccordées via machines tournantes (turbines) devient trop important, le risque de délestage s'accroît fortement

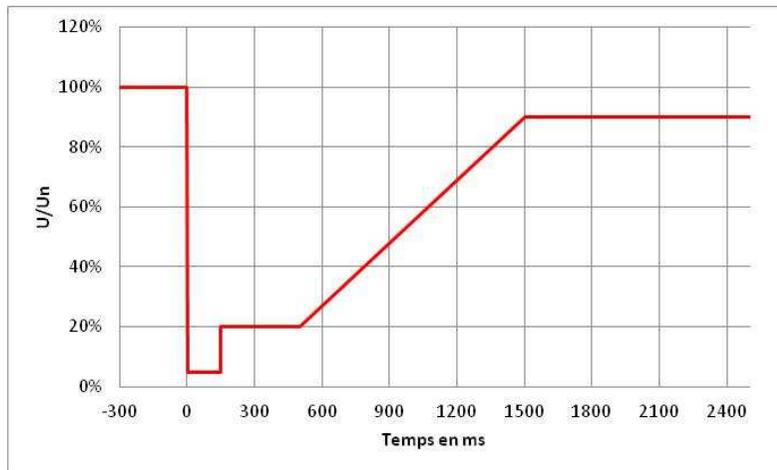
- Plus l'inertie d'un système est faible, plus les variations de fréquences sont importantes et brusques en fonction des événements (perte de groupe de production, perte de charge, etc ...).
 - En cas d'incident majeur (perte de site de production) le risque de black out s'accroît
 - L'inertie du système électrique est apporté par les machines tournantes (turbines + alternateurs)
-
- => A charge égale, plus on augmente la part d'énergie produite par les sources interfacées par électronique de puissance (PV + éolien), plus on réduit le nombre d'alternateurs (et donc l'inertie) et plus le risque s'accroît
 - => C'est le sens principal de la limitation assignée au taux de pénétration des ENR dites intermittentes (que ne corrige pas le stockage)

Comment lever les contraintes ?

- **Améliorer la robustesse des sources de production EnR** : capacités des installations à tenir le creux de tension et le creux de fréquence (pour ne pas aggraver les perturbations affectant le système)
- **Accroître la résilience du système face au risque inertie:**
 - Désensibiliser le système avec des fonctionnalités innovantes : le délestage à dérivée de fréquence
 - Garantir un niveau d'inertie minimal (moyens de forte inertie que l'on démarre ponctuellement pour accroître l'inertie du système lorsque la contrainte n'est pas résorbable par le délestage à dérivée de fréquence)
- **Evoluer vers un cadre facilitateur pour les porteurs de projet:**
 - Évoluer vers l'écrêtage au lieu de la déconnexion
 - Ne plus raisonner en terme de limite fixe de taux d'insertion instantané, mais plutôt en terme de quantité d'énergie potentiellement effaçable à la demande du GSE (mesuré à maille annuelle)
 - Mettre en place des mécanismes d'achat d'électricité qui insensibilisent les producteurs aux déconnexions ou écrêtages imposés

Renforcement des exigences de tenue aux perturbations

1. Renforcement de l'exigence de tenue au creux de tension HTB:



arrêté du 23 avril 2008 modifié: Articles 18-1 et 19:

*Toute installation de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à **100 kVA** doit rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de livraison de l'installation d'un creux de tension s'inscrivant dans le gabarit défini comme ci-dessous :*

2. Renforcement de l'exigence de tenue au creux de fréquence

GARANTIR LE DEVELOPPEMENT DE PROJETS ENR APPORTANT UNE INERTIE SUFFISANTE AU SYSTEME ELCTRIQUE

- Filières concernées:
 - Géothermie
 - Biomasse + déchets (biogaz, CSR etc...)
 - Hydraulique
- Puissances installées en 2018 et trajectoire prévisionnelle:

Type d'énergie	En service mai 2018	Tvx en cours/ projets en file d'attente	Prévision 2023 (PPE)
Géothermie	14,5 MW	+ 12 MW	+ 30 MW
Biomasse	30 MW (*)	+ 9 MW	+ 66 MW
Hydroélectricité	10,5MW	0	0
Déchets, biogaz	4,7 MW	0	+16 MW
Total	71 MW	92 MW	204 MW

(*) bagasse :
uniquement en
période sucrière

Rappel : puissances installées en 2018 toutes filières confondues (ENR + fossiles) apportant de l'inertie : 448 MW

ACCROITRE LA RESILIENCE DU SYSTEME ELECTRIQUE FACE AU RISQUE INERTIE: RECOURS AUX MOYENS DE FORTE INERTIE DE TYPE TAC

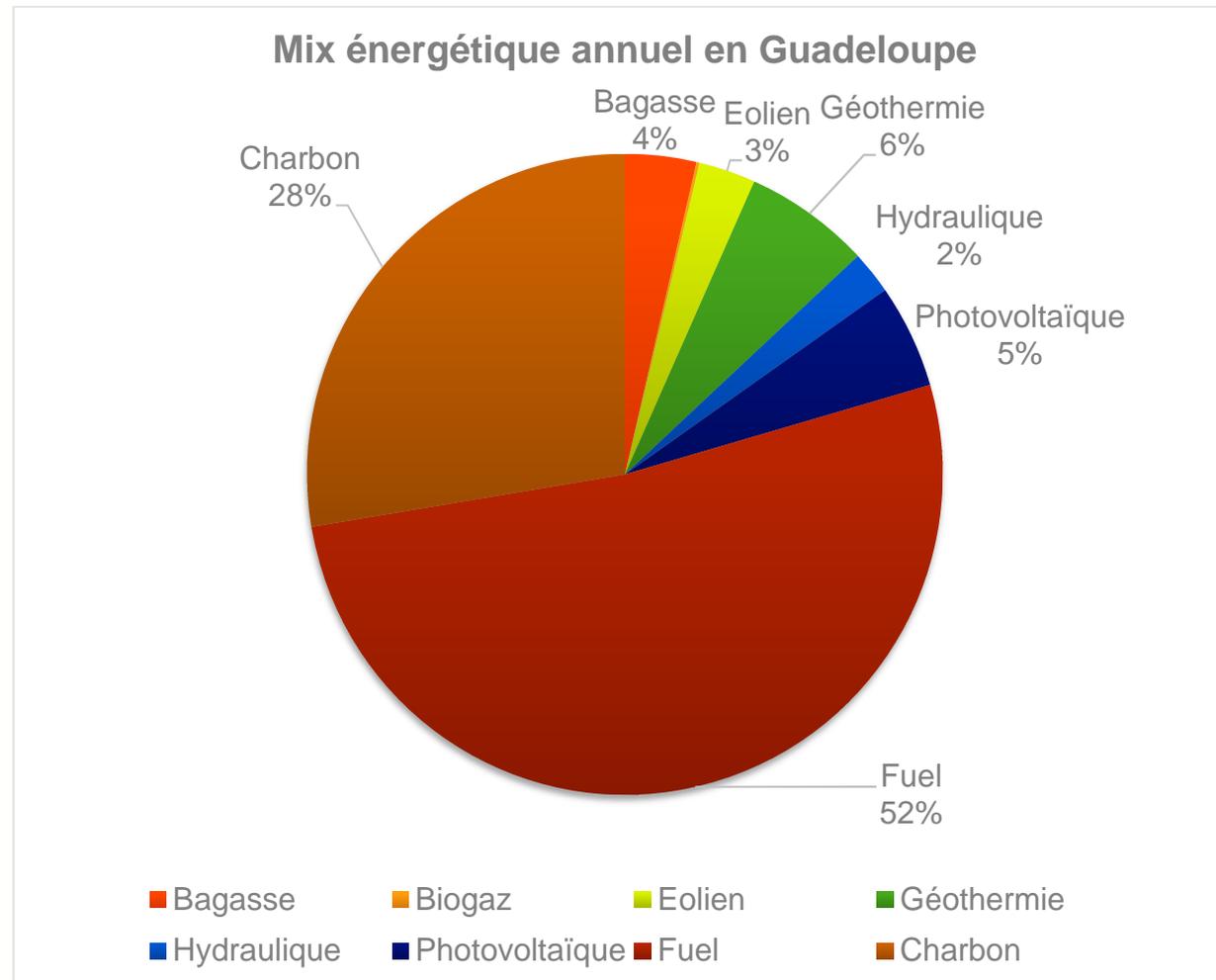
- Lorsque le délestage à dérivée de fréquence ne représente pas une parade suffisante, il peut être fait appel en complément à un démarrage de moyen de forte inertie (Turbine A Combustion) pour garantir la sûreté système dans un contexte de forte pénétration ENR.
- Ces situations de contraintes se rencontreront préférentiellement lorsque le taux d'insertion ENR est maximal : week-ends et jours fériés avec fortes condition de vent et d'ensoleillement
- En volume, ce fonctionnement pèserait pour moins de 1% de la production électrique globale de la Guadeloupe



**LE DEVELOPPEMENT
DES ENR :
POINT D'ETAPE**

BILAN 2017: UNE PART CROISSANTE D'ENR

- En 2017 : les ENR représentent 20% de l'énergie produite sur le territoire contre 17,6% en 2016
- Aucune déconnexion en 2017
- Forte augmentation des ENR avec alternateur (bagasse + géothermie)



RAPPEL: Les objectifs de la PPE (2017)

5.6 Synthèse des objectifs de développement des EnR en Guadeloupe

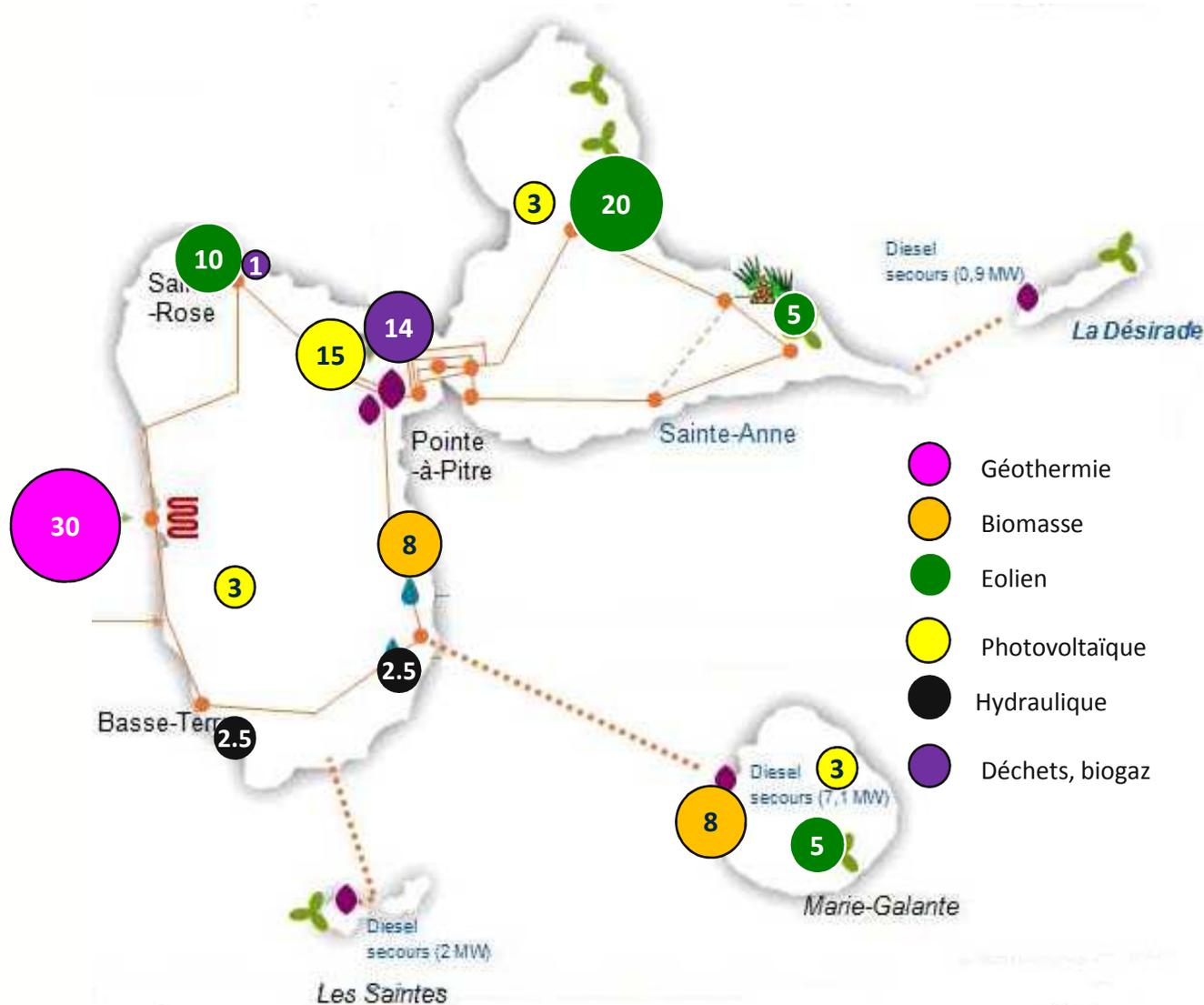
Au regard des hypothèses de croissance de la consommation d'électricité retenues dans le cadre du choix du scénario MDE renforcée et après mise en cohérence des objectifs de développement et de diversification du mix énergétique de production d'électricité selon les projets identifiés sur le territoire à ce jour, la Guadeloupe retient les objectifs de développement par filière suivants, exprimés en MW de puissance installée :

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

Figure 74 : Objectifs de développement des EnR électriques dans le scénario PPE (MW)

Hypothèses (PRERURE) de spatialisation horizon 2020

Type d'énergie	Puissance installée
Géothermie	+30 MW
Biomasse	+16 MW
Eolien	+40 MW
Photovoltaïque	+25 MW
Hydroélectricité	+5 MW
Déchets, biogaz	+16 MW
Total Enr supplémentaire en 2020	+132 MW



Développement des ENR

avril 2018 (base de référence 2013)

Type d'énergie	En service mai 2018	Tvx en cours/ projets en file d'attente	Prévision 2018 (PPE)	Prévision 2023 (PPE)
Géothermie	0	+12 MW	0	+ 30 MW
Biomasse	0	+9 MW	+12 MW	+ 66 MW
Eolien	+2 MW	+ 80 MW	+58 MW	+ 82 MW
Photovoltaïque (>36 kVA)	+2 MW	+24 MW	+ 35 MW	+ 67 MW
Hydroélectricité	+2,5 MW	0	0	0
Déchets, biogaz	+4,7 MW	0	+2 MW	+16 MW
Total Enr suppl	+ 11 MW	+ 125 MW	+107 MW	+261 MW

=> Le développement des projets et de la file d'attente marquent une inflexion à la hausse depuis 2016, en particulier éolien



**LE VOLET
SPATIALISATION : LE
S3REN**

Objectifs du S3REN

- Offrir une visibilité sur les capacités d'accueil disponibles sur les différents postes,
 - Mutualiser les coûts de développement du réseau induits par l'accroissement des capacités de production ENR
 - Identifier les ouvrages à réaliser sur le réseau « amont » (postes source, lignes 63 kV) permettant de garantir l'évacuation de l'énergie des nouveaux projets
 - Déterminer une quote-part (k€/MW installé) servant à financer le développement de réseau
- =>La quote-part ne doit pas pénaliser le développement des projets, mais elle doit être suffisante pour garantir l'insertion des nouvelles capacités de production

S3RENR 2018 : POINT D'ETAPE

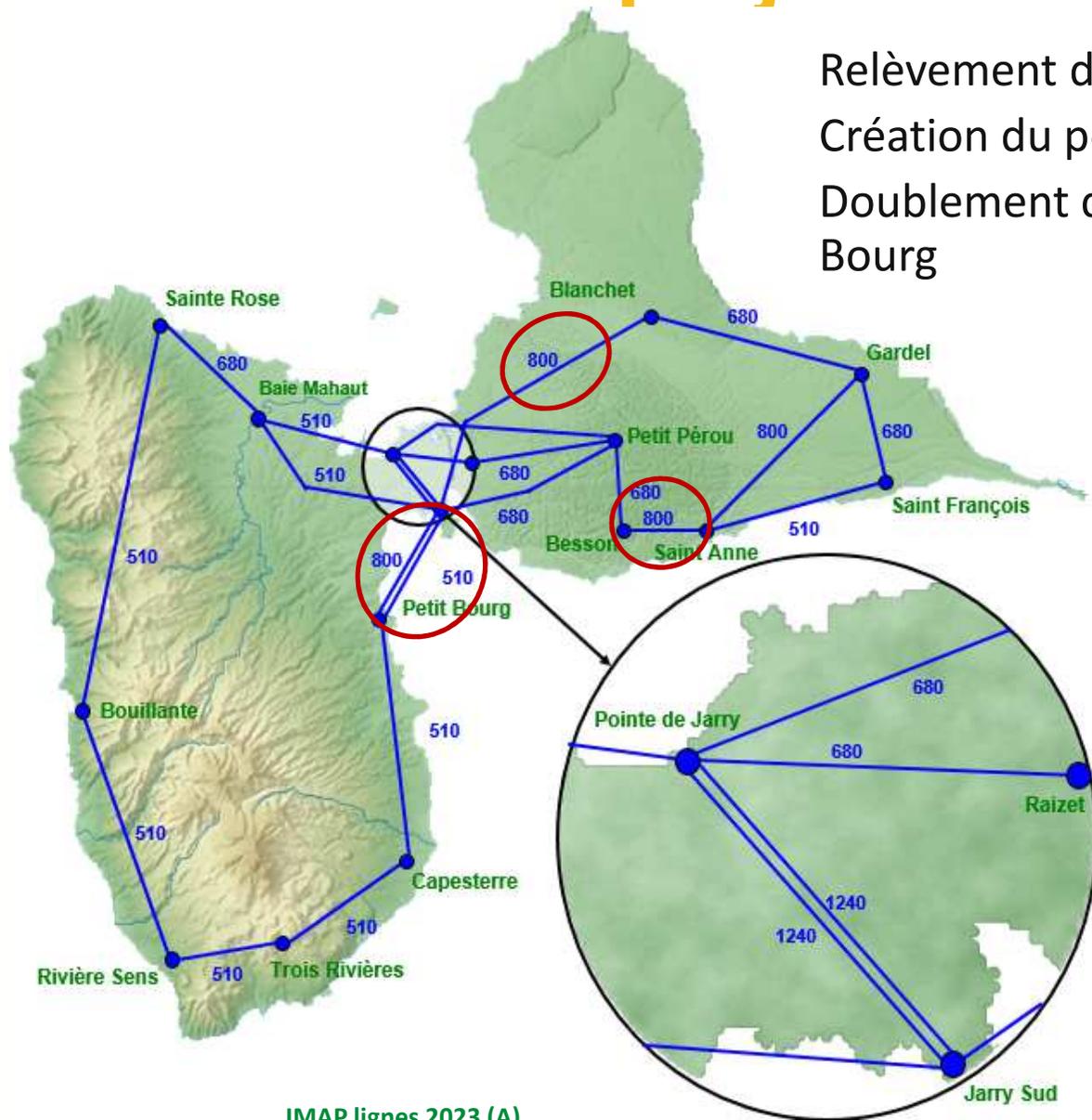
- Horizon d'étude : 2023
- La démarche s'inscrit dans la réduction du recours aux financements CRE et donc du volume d'investissements
- Relèvement des IMAP des lignes 63 kV les plus en contrainte (passage de 680 A à 800 A) : Besson Sainte Anne et Blanchet Jarry Sud
- Actualisation de la consommation sur la base des données les plus récentes
- Actualisation des prévisions de production : existant + en cours + prévu en 2023 par la PPE
- Prise en compte des capacités par poste source en tenant compte des profils réels de production de chaque filière

Réseau projeté en 2023

Relèvement des IMAP

Création du poste de Petit Bourg

Doublement de la liaison Jarry Petit Bourg

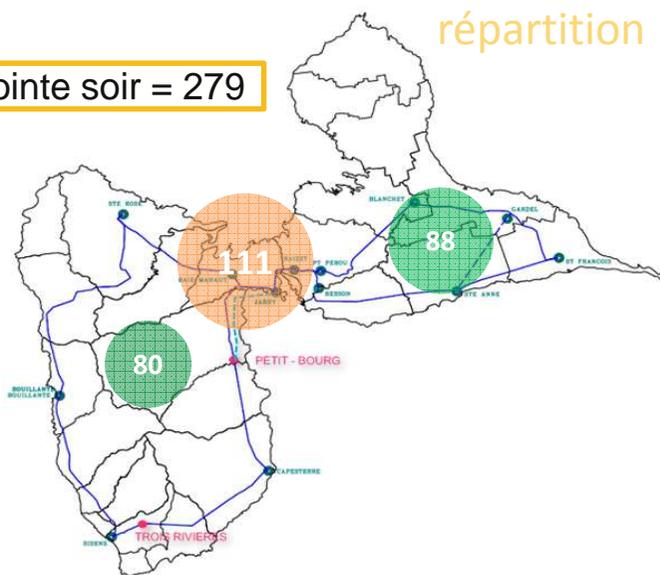


IMAP lignes 2023 (A)

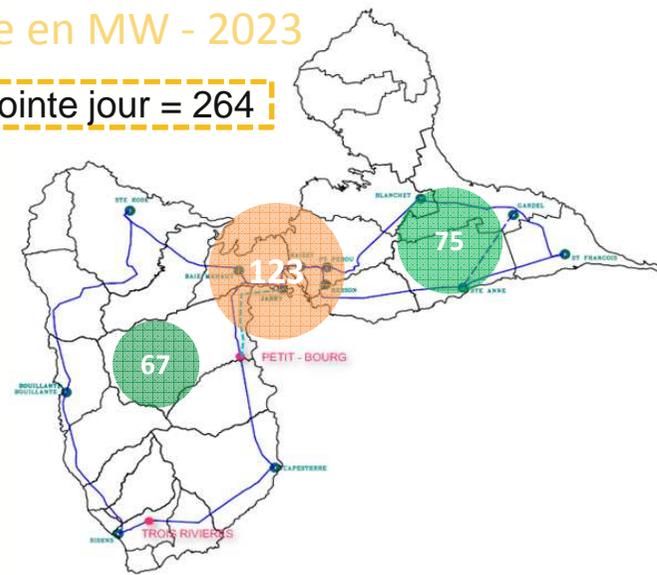
Hypothèses de consommation

répartition par zone en MW - 2023

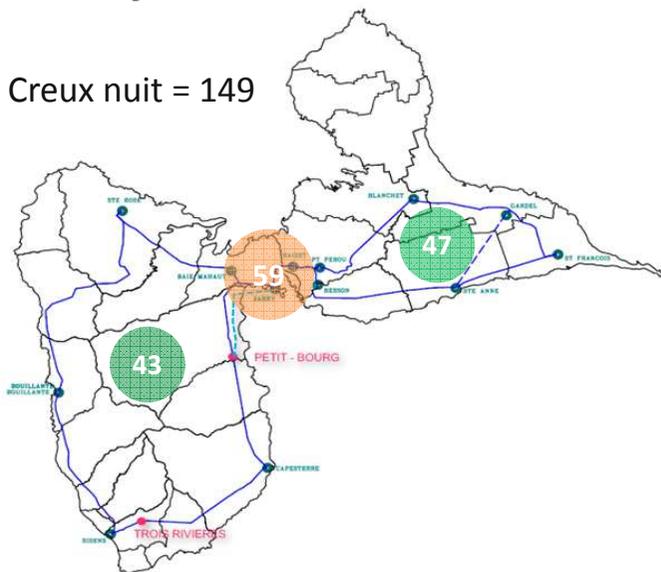
Pointe soir = 279



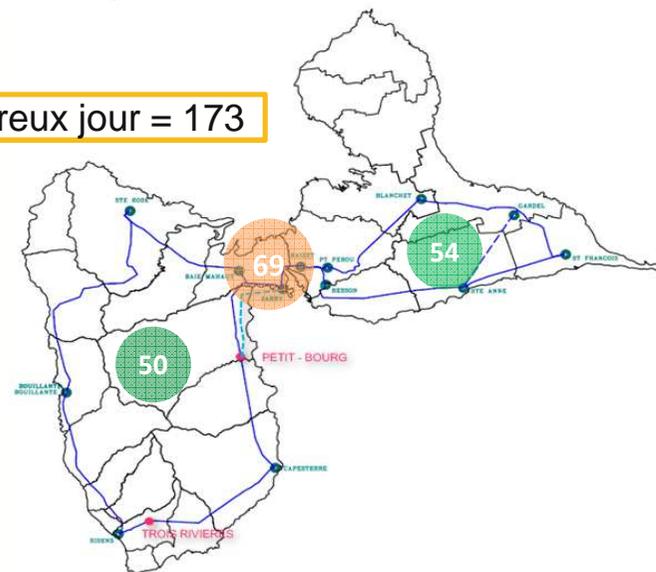
Pointe jour = 264



Creux nuit = 149



Creux jour = 173



INTEGRATION DES NOUVELLES FLEXIBILITES

- Développement des solutions intelligentes (smart grids) permettant un pilotage plus fin des contraintes réseau
- Développement des flexibilités amont et aval
 - Redispatching de production
 - Pilotage des flexibilités aval (contrats d'effacement, tarif transition énergétique) et notamment émergence et développement de la mobilité électrique
 - Rémunération des écrêtements des ENR intermittentes

=>Le S3REN a vocation à prendre en compte ces nouvelles souplesses pour favoriser le meilleur compromis technico-économique tout en maximisant la part des ENR en fonction de la spatialisation retenue

PREMIERS RESULTATS HORIZON 2023

- **Aucune contrainte en schéma réseau normal**

Contraintes de la boucle HTB de Basse Terre en n-1

- Les contraintes (qui apparaissent dans des cas particuliers) sont allégées grâce à l'arrivée du 3^e groupe de Bouillante. Les contraintes de surcharge et tensions basses sont toujours présentes lorsque Bouillante est indisponible mais la probabilité d'avoir les 3 groupes à l'arrêt est faible.

- **Contraintes d'évacuation de la zone de Grande Terre en n-1**

- En cas de forte production de Gardel et/ou des EnR de la zone et de faible consommation
- Contraintes réduites avec la prise en compte du changement d'IMAP des lignes

- **Aucune contrainte sur la zone de Pointe-à-Pitre même en considérant des hypothèses de PV très ambitieuses.**

HORIZON 2023-2028

- Favoriser le développement de projets dont la spatialisation optimise le réseau et ne nécessite pas de développements coûteux:
- Zone de Pointe à Pitre:
 - Toute production ENR localisée en zone Pointoise a vocation à se substituer à une injection de puissance fossile et ne génère donc pas de coût S3R ENR significatif
 - Projets de PV en toiture
 - Projets de valorisation des déchets
- Zone de Basse Terre:
 - Favorable à l'accueil de nouvelles capacités (géothermie, biomasse, éolien)
- Zone de Grande Terre:
 - Zone plus contrainte (fort déséquilibre production consommation)

Prochaines étapes

- A horizon 2023, modélisation probabiliste fine des contraintes sur les ouvrages du réseau HTB pour identifier le nombre d'heures d'occurrence par an. Alimentera les ORI - Offres de Raccordement Intelligentes
- Projection à l'horizon 2028 (de la PPE 2017)
- Retour vers le comité PPE
- Reprise des simulations sur la base d'hypothèses différentes de spatialisation à horizon 2023 et 2028
- Itération avec le comité PPE



Assurer la transition énergétique tout en assurant la sécurité réseau : enjeux à considérer

Poursuivre le développement des projets permettant d'atteindre **un taux de 80-90% d'ENR à horizon 2028** tout en garantissant les fondamentaux suivants:

— **Compétitivité:**

- Maîtrise des coûts liés à la transformation du parc de production: sélection de projets compétitifs, limitation des coûts échoués (surproduction de sources à caractère fatales nécessitant écrêtement)

— **Résilience:**

- Maîtrise du risque inertie grâce au développement de projets concourant à l'inertie du système électrique

— **Manœuvrabilité :**

- Développement de projets garantissant le caractère « dispatchable » (ajustable) de la majorité des sources de production afin de pouvoir adapter le niveau de production au niveau de consommation en temps réel

— **Spatialisation:**

- L'implantation des nouvelles capacités de production doit permettre de corriger les déséquilibres production/consommation des territoires tout en minimisant la construction de nouveaux ouvrages HTB



Atelier / mode opératoire

- Brainstorming collectif
- 30 minutes de synthèse
- **Objectifs :**
 - Identifier les axes de transition énergétique
 - Lever les barrières et valoriser les opportunités
 - Séquencer la transition



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Préfet de la région
Guadeloupe



Transition énergétique, sécurité réseau et S3REnR en Guadeloupe : notes



Ateliers de concertation des 23 et 24 mai 2018

Mercredi 23 mai / Espace régional du Raizet

- Matin 9h-12h : mobilité
- Après-midi 14h-17h : maîtrise de la demande d'énergie

Jeudi 24 mai / Espace régional du Raizet

- Matin 9h-12h : sécurité d'approvisionnement et réseau
- Après-midi 14h-17h : développement des énergies renouvelables

➔ L'envoi de contributions écrites est possible dès à présent à :

regis.desbonne@cr-guadeloupe.fr / philippe.edom@developpement-durable.gouv.fr



www.guadeloupe-energie.gp