



COMITÉ DE CONCERTATION AVEC LES PRODUCTEURS

Réunion du 09/02/2018

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

ORDRE DU JOUR

- **BILAN DES CCP 2017**
- **DATAS** : Statistiques Raccordement et Feuille de route open data
- **PPE** : Etat des lieux et perspectives
- **SRREN** : Point d'étape
- **DTR**
 - Evolution de la gestion des déconnexion
 - Gestion des demandes de raccordement
 - Offre de raccordement alternative
- **OBLIGATION D'ACHAT**
 - Evolution du site internet
 - Remplacement de panneaux

RETOUR SUR LES CCP 2017

En 2017 ce sont tenus :

- 3 comités de concertation nationaux
- 3 réunion de groupes de travail (exigences techniques, capacités constructives des onduleurs, REX Appel d'offre PV + Stockage n°1)
- 6 comités locaux (Corse x 2, Martinique, Réunion, Guadeloupe, Guyane)

Quel est votre retour sur le contenu de ces réunions ?

Quelles adaptations vous semblent utiles pour l'année 2018 ?



ETAT DES RACCORDEMENTS

Interlocuteurs
ARD – EDF SEI (ard-sei@edf.fr)

Présenté par
Eric COCHARD
et Stéphane JANSSEN
Délégation Réseaux et patrimoine

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS AU 31/12/2017

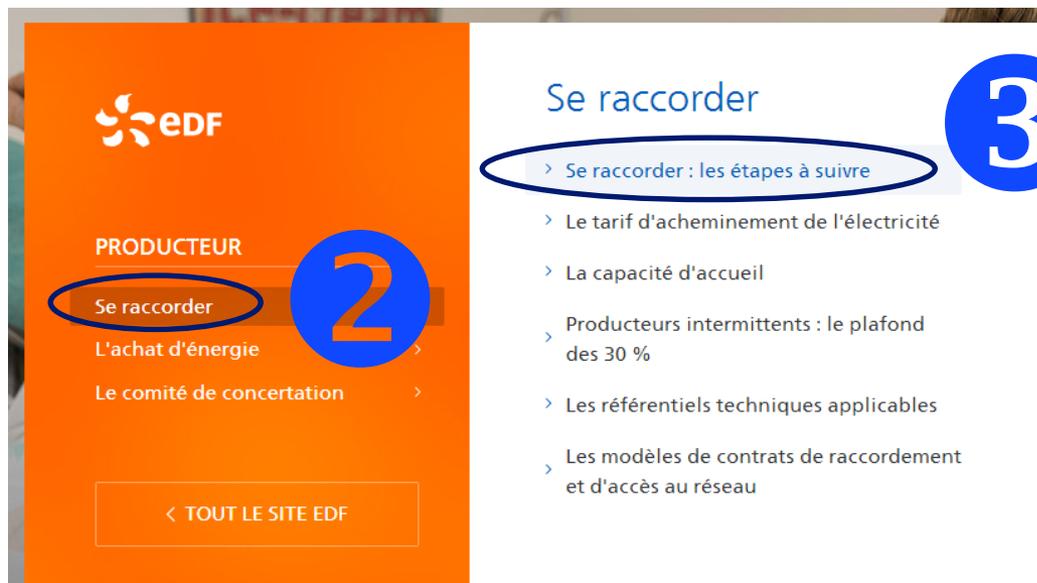


PRODUCTION \leq 36 KVA

PRODUCTION $>$ 36 KVA ET \leq 12 MW

PRODUCTION $>$ 12 MW

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES



7 Rue Jules Maillard de la Gournerie
TSA 13932
35039 RENNES Cédex

• soit par courriel : ard-sei@edf.fr

Votre contact téléphonique : 02 90 22 11 64

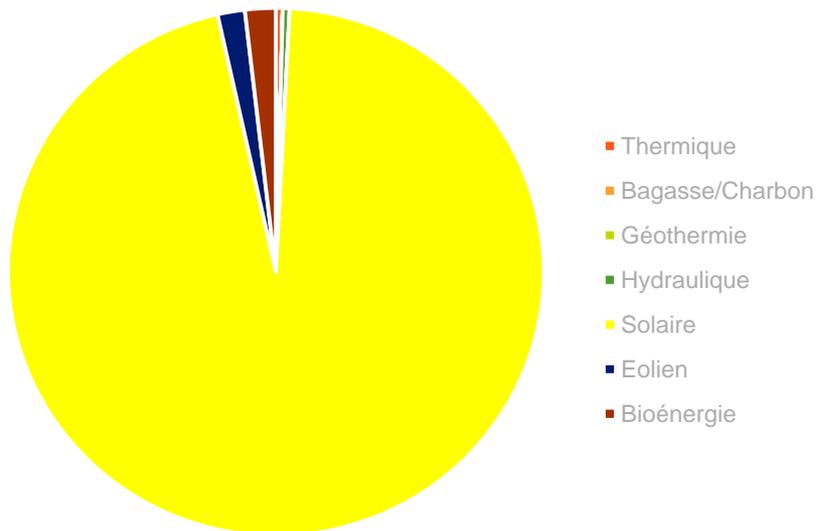
Informations complémentaires

[Consulter les référentiels techniques](#)

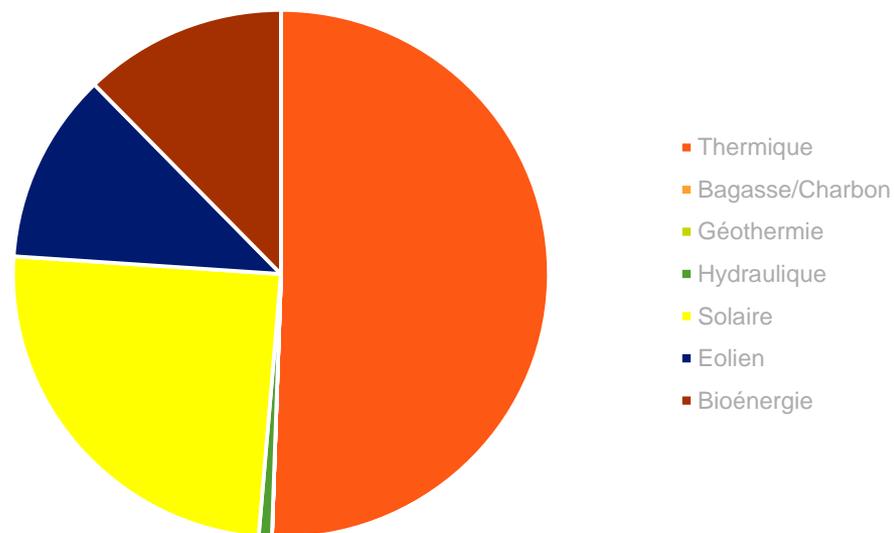
[Consulter l'état détaillé des raccordements au 31/12/2017](#)

RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS AU 31/12/2017

Total SEI - file d'attente - Nombre d'installations



Total SEI - file d'attente - Puissance installée

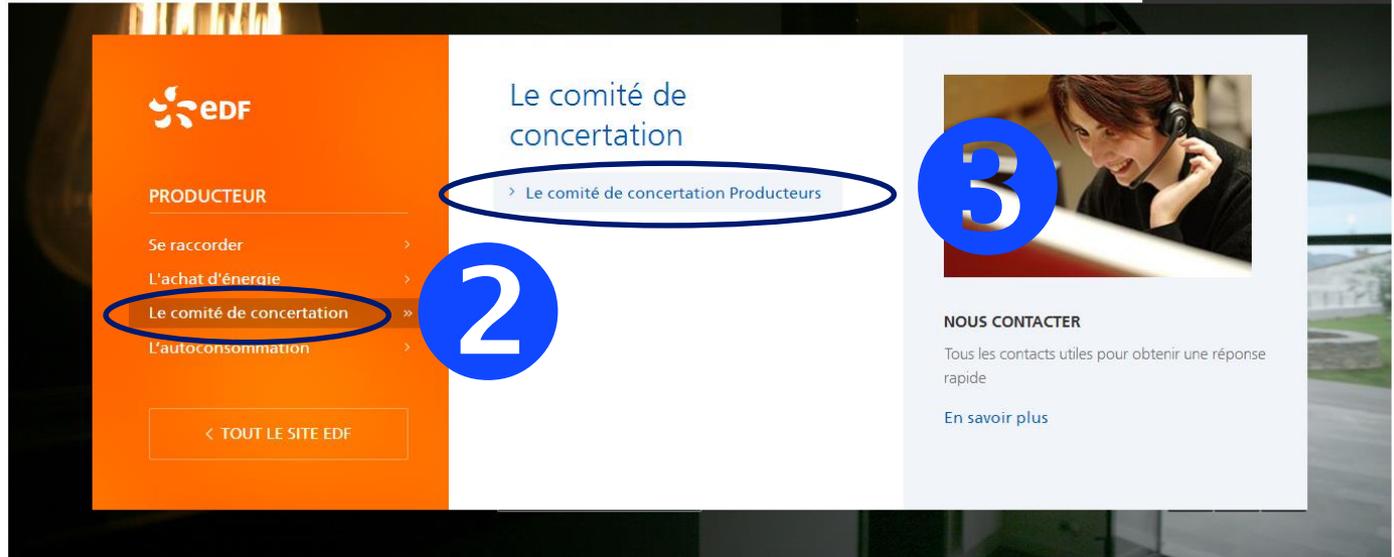


RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS

Total en file d'attente
Evolution en Nombre d'installations sur les 3 derniers trimestres

TOTAL SEI - file d'attente		Biogaz-Nb	Biomasse-Nb	Cogénération-Nb	Déchets mén. et assimilés-Nb	Eolien-Nb	Hydrauliqu.-Nb	Photovolt-Nb	Solaire thermo dynamique-Nb
		Biogaz	Biomasse	Cogénération	Déchets mén. et assimilés	Eolien	Hydrauliqu.	Photovolt	Solaire thermo dynamique
Trimestre précédent	01/06/2017	3	6	0	0	8	1	193	1
Trimestre précédent	01/09/2017	3	6	0	0	8	1	256	0
Trimestre en cours	01/12/2017	3	6	0	0	8	2	465	0
		→	→	→	→	→	↗	↑	→

LA PUBLICATION DES HISTORIQUES

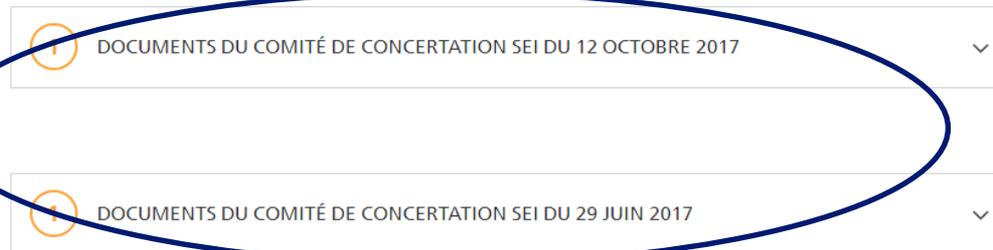


Le Comité de concertation des producteurs des systèmes énergétiques insulaires est un lieu d'échange et de concertation entre EDF SEI et les différents producteurs raccordés aux réseaux de Corse et des départements et collectivités d'outre-mer.

Sont abordées les questions relatives au raccordement et à l'accès aux réseaux, ainsi que celles relatives à la fourniture d'énergie et de services systèmes.

Les participants peuvent varier selon les thèmes abordés.

4



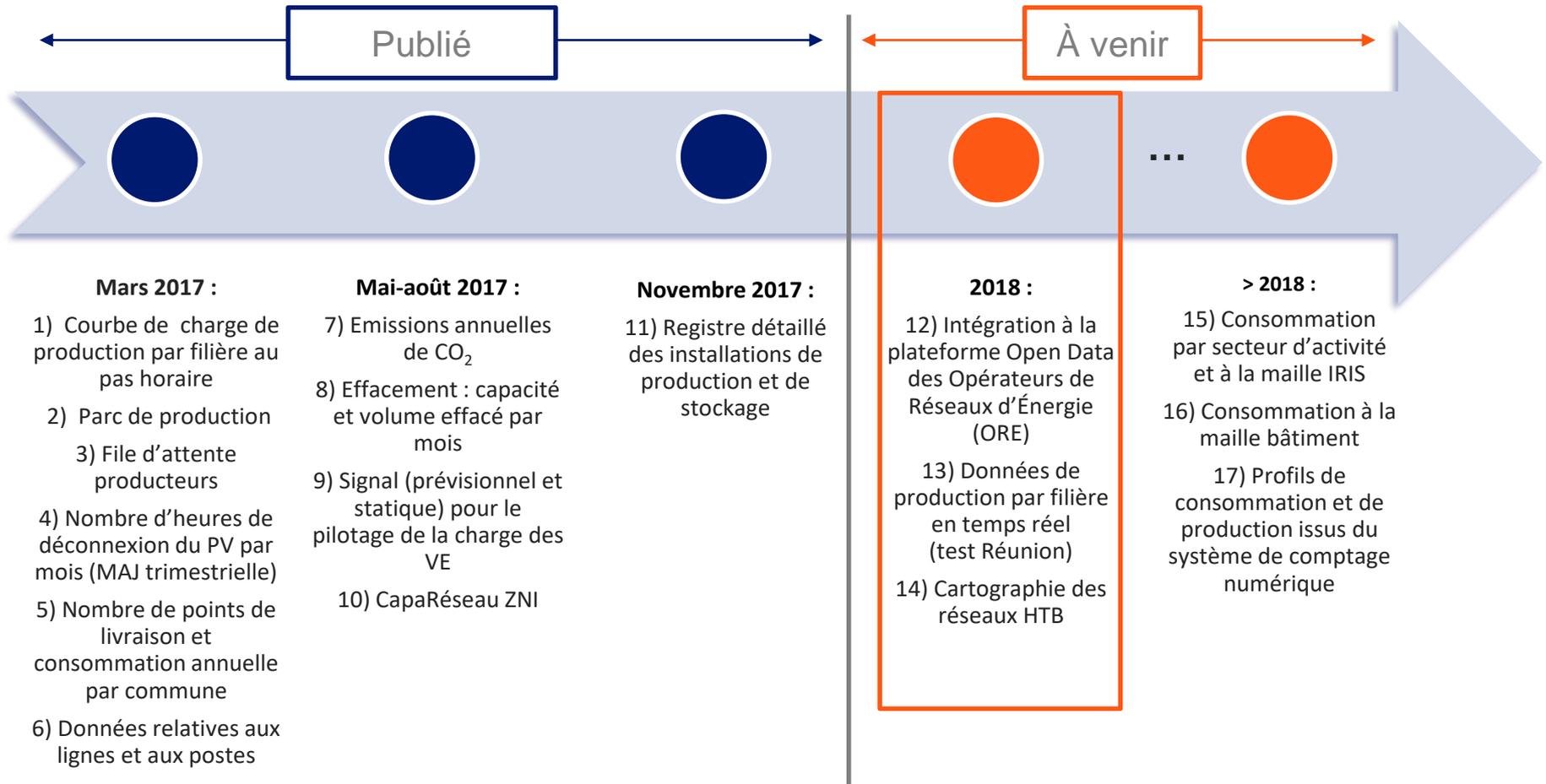
RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS

Installations éligibles à la déconnexion - Répartition sur base Puissance installée				Nb h déco dernier FA / an
	Photovolt.3-36kVA	Photovolt.36-100kVA	Sup 100	
CORSE	2%	21%	77%	1200h
GUADELOUPE	11%	14%	76%	40h
SAINT MARTIN	55%	45%	0%	
SAINT BARTHELEMY	100%	0%	0%	
GUYANE	3%	4%	92%	70h
MARTINIQUE	17%	19%	64%	10h
REUNION	11%	11%	78%	300h



FEUILLE DE ROUTE OPEN DATA

ROAD MAP PLATEFORME OPEN DATA EDF SEI



- Mise à jour début 2018 des jeux de données déjà publiés
- Mise à jour trimestrielle pour les heures de déconnexions du PV
- Travaux en 2018 pour la publication des données de production par filière en temps réel (cf : éco2mix RTE en métropole), Premier pilote pour la Réunion



ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES DES PPE DANS LES ZNI

Présenté par Pauline CAUMON

Direction des



SOMMAIRE

Le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

Retour sur la première PPE

Perspectives

LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

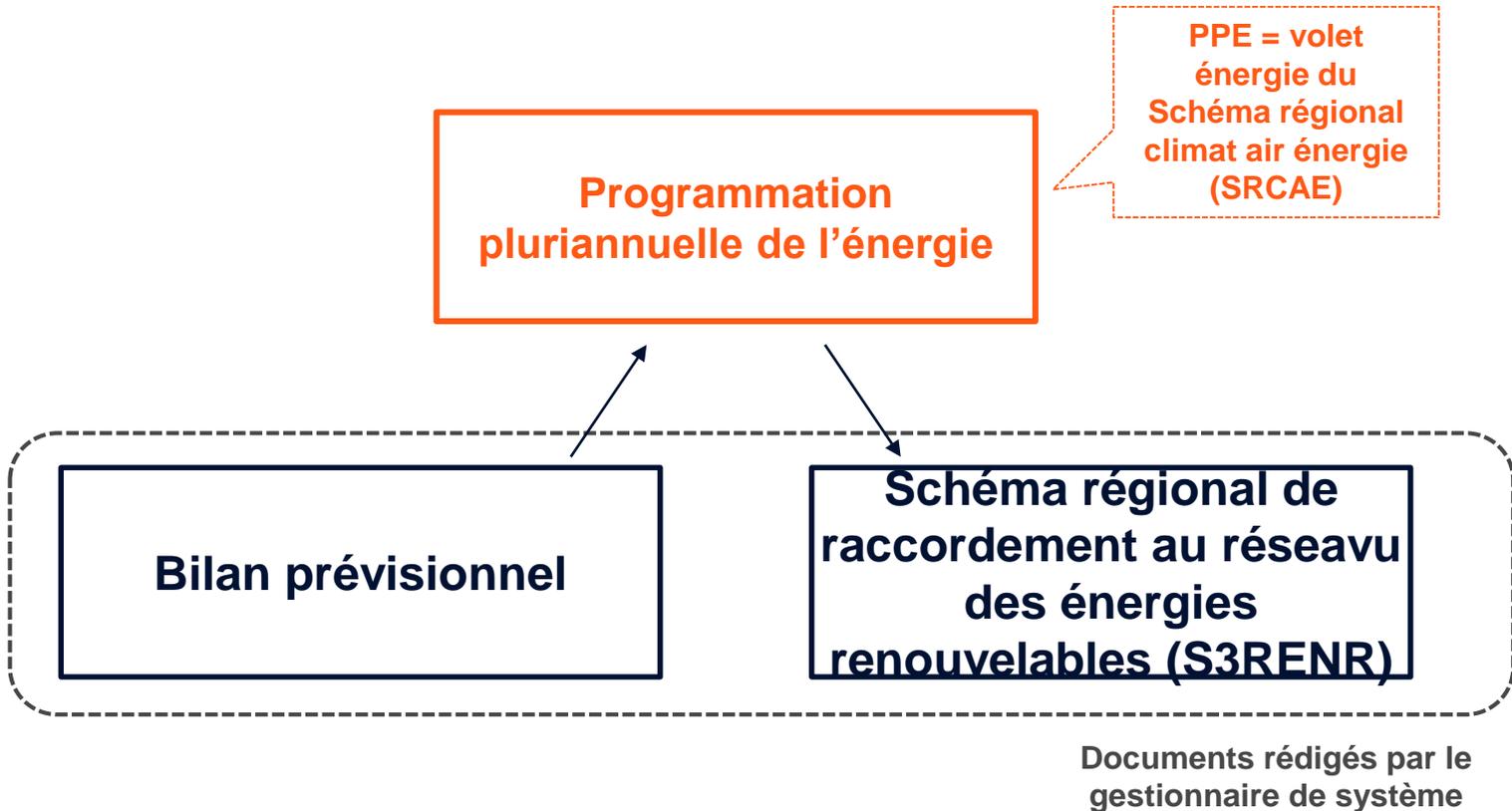
L'article L141-1 du code de l'énergie prévoit qu'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) établit les priorités des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire (une PPE pour la métropole continentale et une pour chacune des ZNI).

Cette programmation, qui couvre toutes les formes d'énergie et non pas seulement l'électricité, définit des orientations et des objectifs dans plusieurs domaines, notamment la sécurité d'approvisionnement, la baisse de la consommation d'énergie fossile, le développement des énergies renouvelables, mais aussi le développement des transports propres, la maîtrise de la demande d'énergie, la production de biocarburants, la lutte contre la précarité énergétique.

La loi prévoit que la PPE couvre deux périodes successives de cinq ans. La première s'achève fin 2018; la suivante couvrira la période 2019-2023.

Les décrets des PPE des ZNI ont été élaborés par les Collectivités et signés par le premier ministre et les ministres concernés.

ARTICULATION DE LA PPE AVEC D'AUTRES DOCUMENTS DE PLANIFICATION



L'ensemble des stratégies et documents de planification qui comportent des orientations sur l'énergie doivent être compatibles avec les orientations formulées dans la PPE.

LE CADRE DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PPE

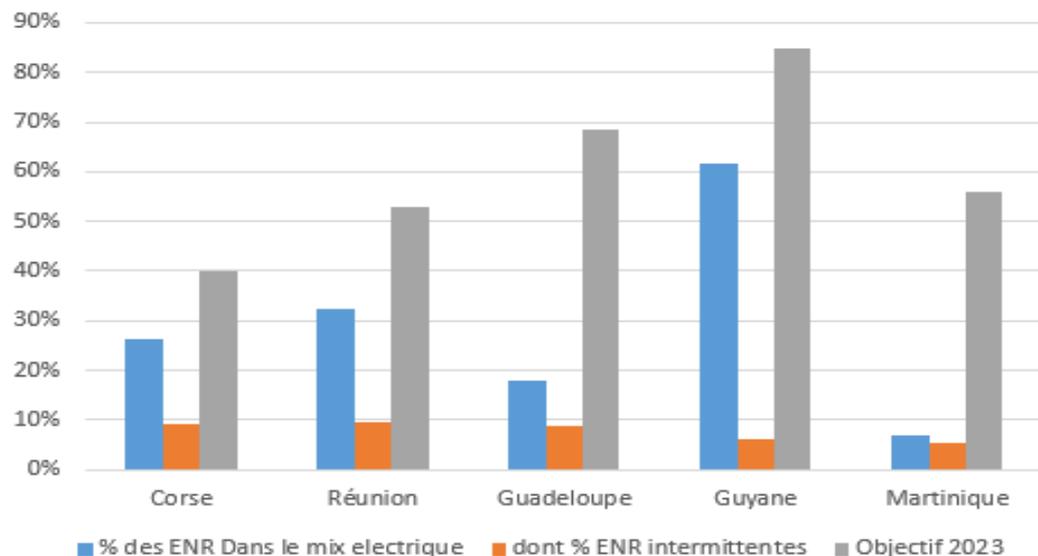
Les éléments suivants ont une portée normative :

- **la fixation des objectifs quantitatifs pour le lancement d'appels d'offres** pour des installations de production d'électricité, pour des capacités d'effacement de consommation électrique,
- **la définition des orientations,**
- **la définition du niveau de sécurité d'approvisionnement,** via la fixation du critère de défaillance utilisé pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, ou encore des stockages.



LA PPE, LEVIER POUR ATTEINDRE L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE DANS LES ZNI

% ENR dans le mix électrique du territoire (2017)



Aux Antilles, le développement de filières EnR à fort taux de disponibilité permettra d'augmenter significativement la part dans le mix annuel.

Le mix par territoire	Corse	Réunion	Guadeloupe	Guyane	Martinique
% des ENR Dans le mix électrique	26,10%	32,40%	17,90%	61,60%	6,80%
Objectif 2023	40%	53%	69%	85%	56%
Objectif 2030		100%	100%	100%	100%

BILAN DES PPE ET PERSPECTIVES



VUE DU GESTIONNAIRE DE SYSTÈME

- **Pour atteindre une part importante du mix énergétique, il convient de diversifier :**
 - les sources d'énergies primaires
 - les technologies, qui apportent différents services au système
- **La MDE est un pilier fondamental pour permettre la transition énergétique**
- **En matière de production la PPE doit s'appuyer sur des solutions :**
 - matures et avec une bonne disponibilité (de l'installation et de la ressource), afin d'assurer un volume de production important ;
 - dont la taille unitaire n'est pas trop faible, afin de limiter les coûts (notamment au niveau des réseaux et des systèmes d'information) ;
 - qui sont en mesure de fournir des services au système à un coût raisonnable,
 - qui participent à sa robustesse de manière générale.
- **L'appel des installations doit rester à la main du gestionnaire de réseau, en fonction de l'économie et des contraintes techniques du système électrique.**

Leviers possibles

- Rémunération de la capacité disponible pour les moyens de production dispatchables
- Rémunération des écrêtements ou déconnexions des moyens de production intermittents, sur la base de leur tarif d'achat en €/MWh

AMÉLIORER LES CONTRATS D'ACHAT (1/3)

Gré à gré

Mécanisme adapté pour les projets de grande taille ou spécifiques

Evolution souhaitable du point de vue du gestionnaire

- Mettre en place un mécanisme supplémentaire, de **gré à gré simplifié**, pour traiter de façon souple des projets de taille intermédiaire économiquement vertueux (notamment petite hydraulique, méthanisation à la ferme, contrat d'OA arrivés à échéance)

AMÉLIORER LES CONTRATS D'ACHAT (2/3)

Appel d'offres

Mécanisme adapté pour mettre en concurrence des projets homogènes de taille plus importante
Aujourd'hui les projets PV au-dessus de 100 kWc, associés ou non à des ouvrages de stockage, sont soumis à des appels d'offres.

Evolution souhaitable du point de vue du gestionnaire

- A privilégier pour les filières PV sans stockage, éolien sans stockage, stockage
- Volumes cohérents avec les trajectoires établies dans les PPE

AMÉLIORER LES CONTRATS D'ACHAT (3/3)

Obligation d'achats

Mécanisme adapté pour traiter un grand nombre de projets de petite taille et relativement homogènes

Les projets PV inférieurs à 100 kWc rentrent dans ce cadre dans les ZNI.

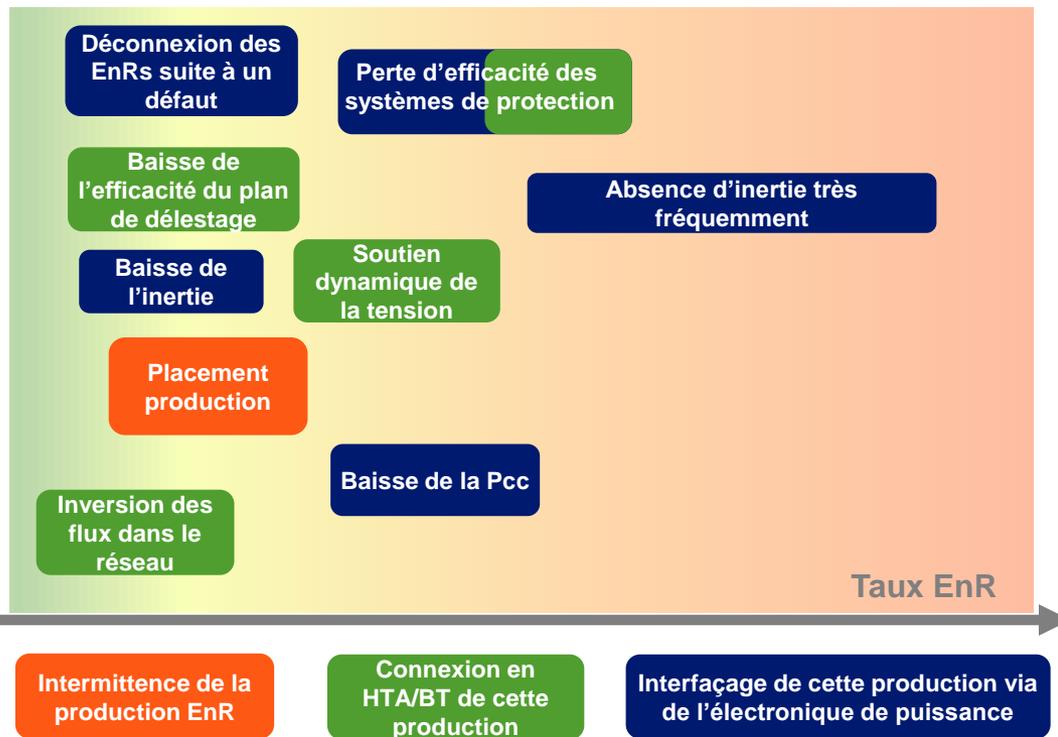
Les installations hydrauliques inférieures à 500 kW et les installations éoliennes munies d'un stockage en zone cyclonique bénéficient également à ce jour d'une obligation d'achat dédiée.

Evolution souhaitable du point de vue du gestionnaire

- A limiter aux projets PV de petite puissance
- Niveau des tarifs territorialisé et réévalué régulièrement

LES ACTIONS EN COURS POUR INTÉGRER PLUS D'ENR DANS LE SYSTÈME

Challenges liés à l'intégration des EnR dans les ZNI



Leviers et actions en cours

Tenue des EnR aux creux de tension et fréquence

Optimisation des plans de délestage

Délestage à dérivée de fréquence

Mise en œuvre du RESCU-F

Mise en place d'une réserve secondaire automatique

Amélioration des outils (contrainte d'inertie, contraintes dynamiques...)

Stockage

CCP du 08/02/2018

Annexe

FILE D'ATTENTE

		Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Total
Biogaz	Nb projets	-	2	-	-	1	3
	Puissance (MW)	-	5	-	-	0.3	5
Biomasse	Nb projets	-	1	4	1	-	6
	Puissance (MW)	-	9	19	37	-	65
Eolien	Nb projets	1	6	-	1	-	8
	Puissance (MW)	6	49	-	12	-	67
Hydraulique	Nb projets	1	-	1	-	-	2
	Puissance (MW)	1	-	3	-	-	5
Photovoltaïque avec et sans stockage	Nb projets	238	24	12	53	138	465
	Puissance (MW)	56	21	23	17	25	142
CCG	Nb projets	1	-	-	-	-	1
	Puissance (MW)	243	-	-	-	-	243
Turbines à combustion bioéthanol	Nb projets	-	-	-	-	1	1
	Puissance (MW)	-	-	-	-	47	47
TOTAL	Nb projets	241	33	17	55	140	486
	Puissance (MW)	306	84	46	66	72	574

Tableau 2 : Détail de la file d'attente (en MW) dans les ZNI au 15/01/18 (Source : EDF)



Elaboration et mise en œuvre des S2/3REnR

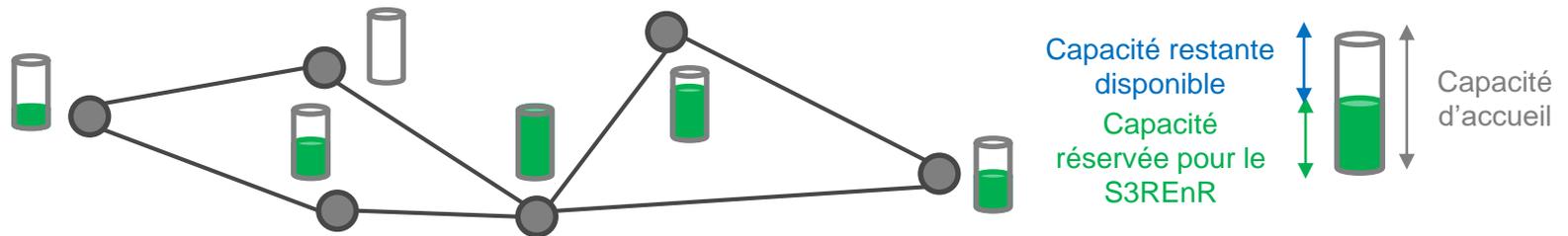
TRAITEMENT DES OFFRES DE
RACCORDEMENT

Présenté par Céline MIRY

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

FONDAMENTAUX

- Le Schéma (Régional) de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR en Corse et S2REnR dans les DOM) s'inscrit dans le prolongement du SRCAE en Corse et de la PPE dans les DOM. Ses objectifs sont:
 - D'offrir une visibilité sur les capacités d'accueil disponibles sur les différents postes, en **réserveant des capacités aux EnR prévues dans la PPE pour une durée de 10 ans**

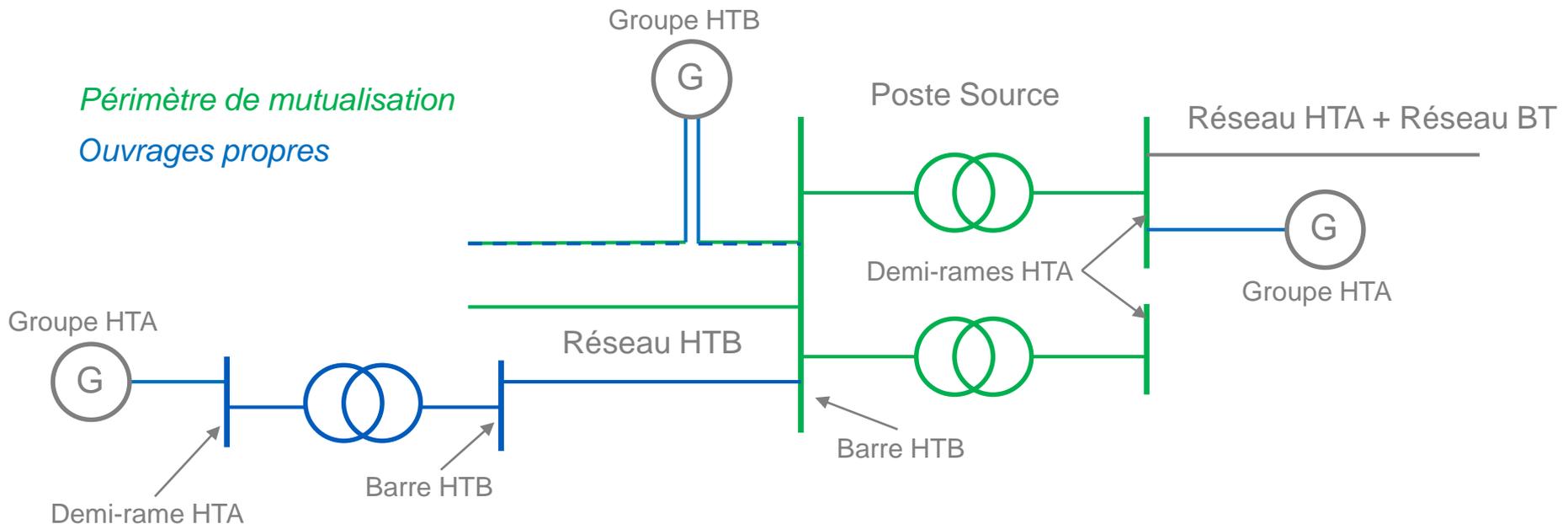


- D'établir une **mutualisation des coûts** associés aux ouvrages **créés** pour accueillir l'ensemble des projets EnR. On définit alors une « quote-part » en k€/MW raccordé, plafonnée à **91 k€/MW** pour les DOM (*article L. 361-1 code de l'énergie*)
 - Les renforcements d'ouvrages existants restent à la charge du gestionnaire.
 - La quote-part vient s'ajouter aux coûts des ouvrages propres destinés à assurer le raccordement des installations de production aux ouvrages du S3REnR

$$\text{Quote-part} = \text{puissance à raccorder} \times \frac{\text{Coûts des ouvrages à créer prévus dans le S3REnR}}{\text{Capacité globale d'accueil du S3REnR}}$$

FONDAMENTAUX

- 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 – Extrait de l'article L342-22 du code de l'énergie



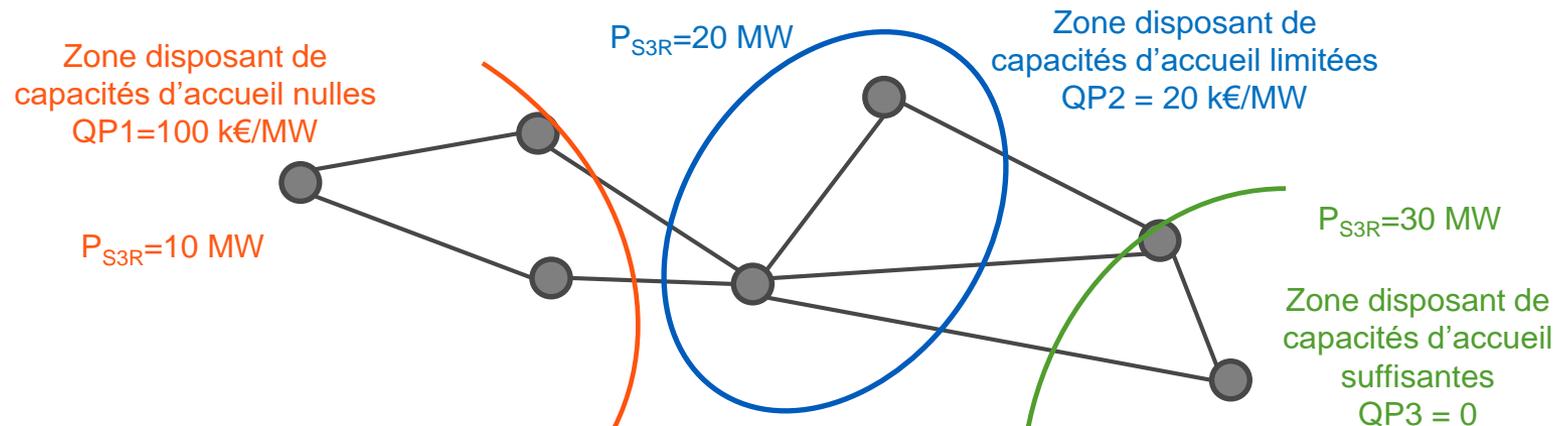
FONDAMENTAUX

■ Ne sont pas concernés par le S3REnR

- Les raccordements d'installations d'une puissance nette en injection **inférieure à 100 kVA**
- Les raccordements d'installations **dont les conditions sont fixées** dans le cadre d'un appel d'offres (art L311-10 du code de l'énergie) : jusqu'à présent les AO ZNI rentrent bien dans le cadre du S3REnR car les conditions de raccordement ne sont pas fixées dans l'AO.

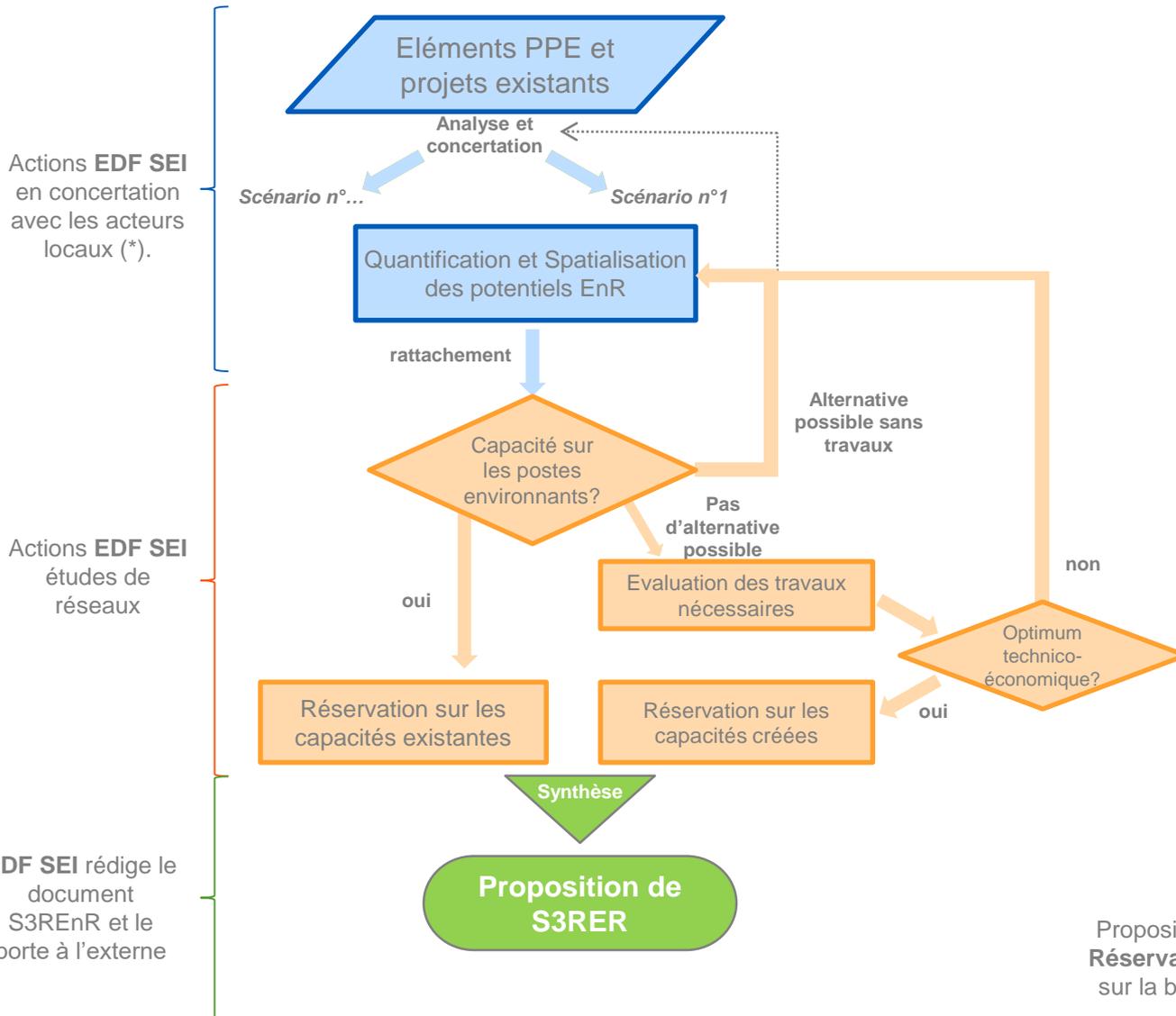
■ La possibilité est offerte au gestionnaire de réseaux de créer des « volets géographiques particuliers »

- Cette disposition peut permettre d'isoler des zones où l'implantation de projets conduirait à une quote-part en écart par rapport à la quote-part moyenne du territoire
- Le plafond de 91 k€/MW s'applique à la moyenne des quotes-parts pondérée par la puissance prévue pour chaque volet géographique particulier.

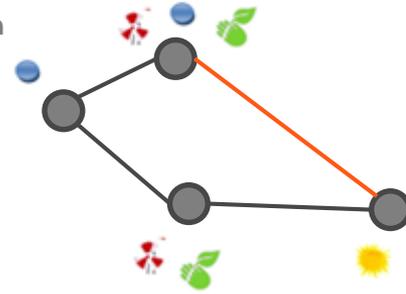


$$QP = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{6} QP_1 + \frac{1}{3} QP_2 + \frac{1}{2} QP_3 \right) < 91 \text{ k€/MW}$$

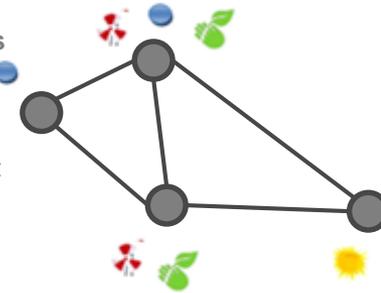
PROCESSUS D'ÉLABORATION



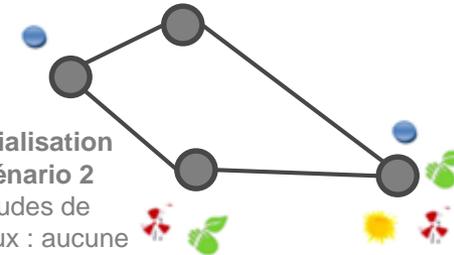
Spatialisation Scénario 1
Etudes de réseaux : apparition de contraintes



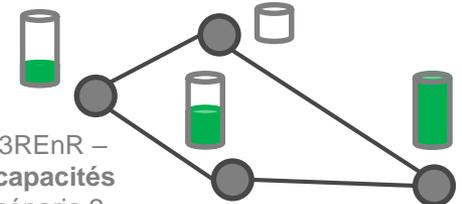
Evaluation des travaux nécessaires : quote-part potentiellement élevée



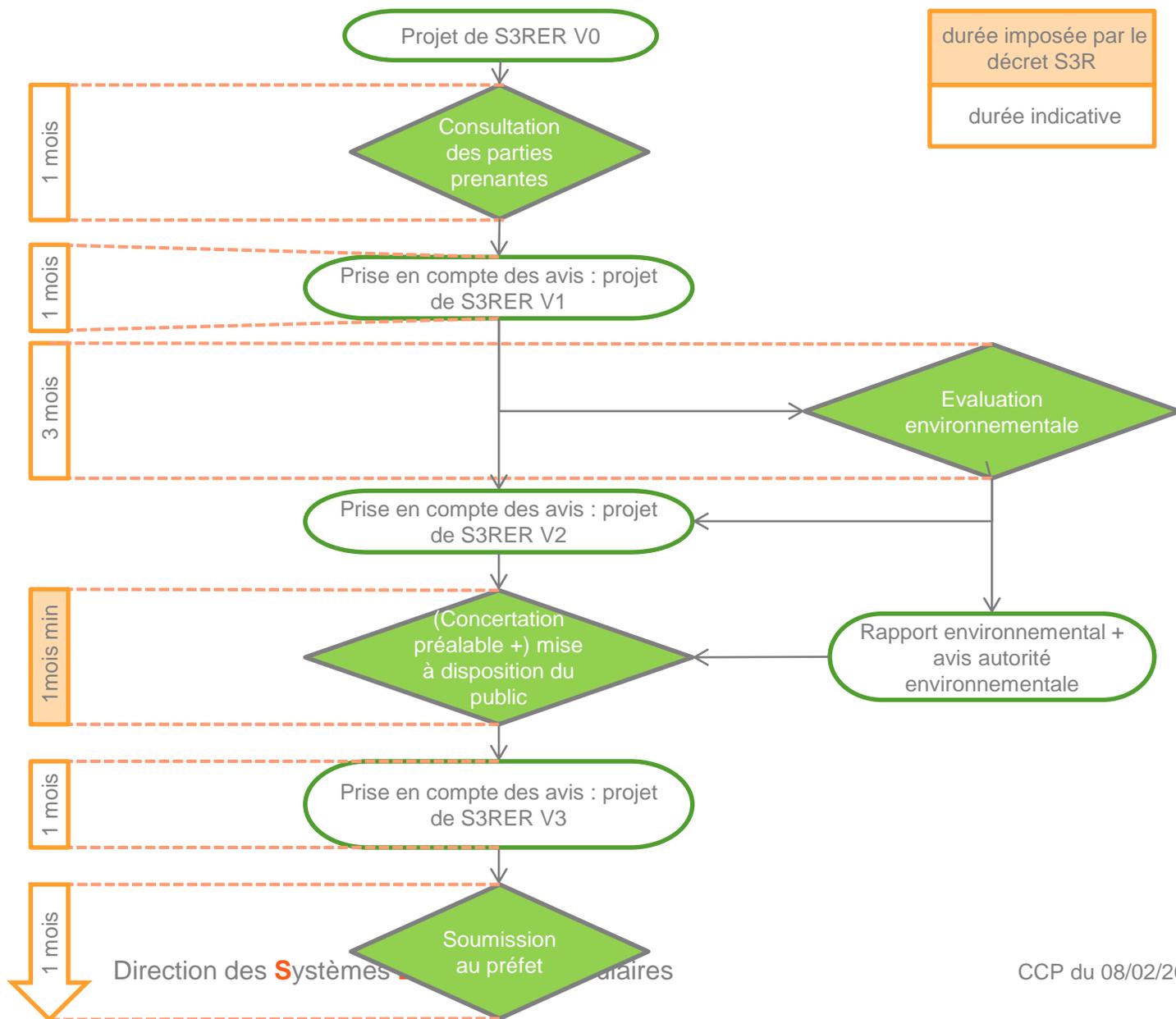
Spatialisation Scénario 2
Etudes de réseaux : aucune contrainte



Proposition de S3REnR –
Réservation de capacités
sur la base du scénario 2



PROCESSUS DE VALIDATION



ENTRÉE EN VIGUEUR DU S3REN

- Si des travaux sont prévus : études techniques et financières à engager et procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages à lancer dès l'approbation du S3REN.
 - Critères déterminant le début de réalisation des travaux prévus :
 - Dès saturation des capacités disponibles pour les nouveaux ouvrages type transformateurs, selfs, condo, demi-rames HTA...
 - Dès la présence en file d'attente de 20% de la capacité supplémentaire dégagée pour les nouvelles lignes ou 20% des capacités réservées pour les nouveaux postes.
 - Dans l'attente de l'atteinte de ces seuils, si au moment d'une demande de raccordement la capacité réservée disponible est insuffisante pour satisfaire la puissance de raccordement demandée, EDF SEI élabore son offre en indiquant un volume maximal de limitations préventives d'injection.

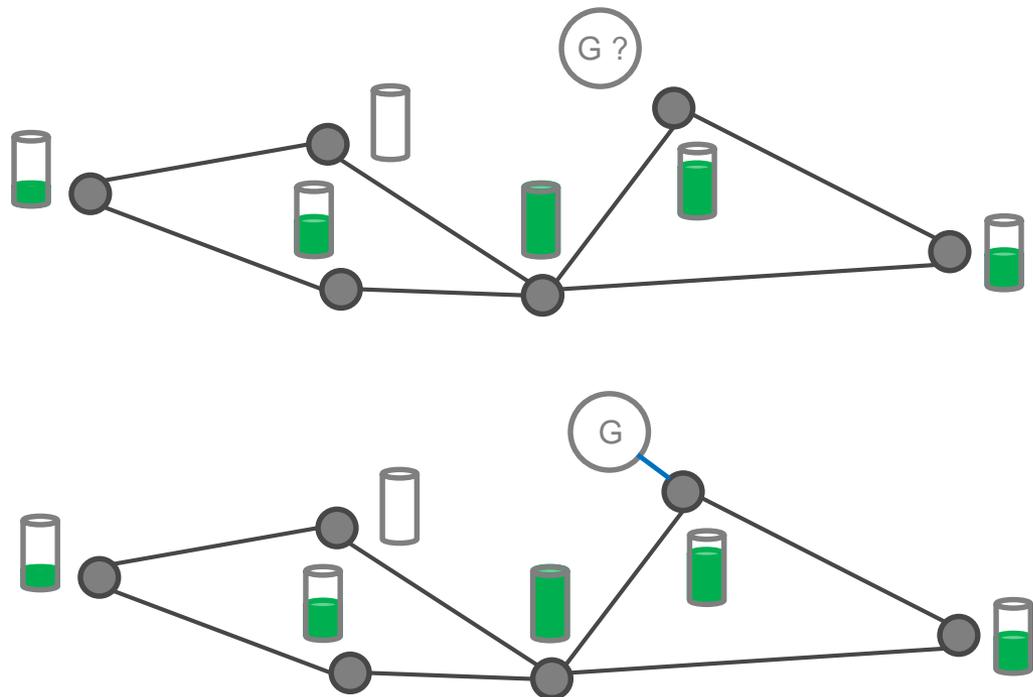
ETUDE DE RACCORDEMENT DE RÉFÉRENCE

- Le gestionnaire de réseau propose la solution de raccordement sur le **poste le plus proche**, **minimisant le coût des ouvrages propres** et **disposant d'une capacité réservée suffisante** pour satisfaire la puissance de raccordement demandée.
- **CAS 1 - Le poste le plus proche (qui minimise le coût des ouvrages propres) dispose de capacité réservée suffisante pour satisfaire l'offre de raccordement**
 - Elaboration de l'offre de raccordement sur la base de cette proposition

Offre de raccordement sans transfert

→ le producteur est redevable de la quote-part + du coût des ouvrages propres

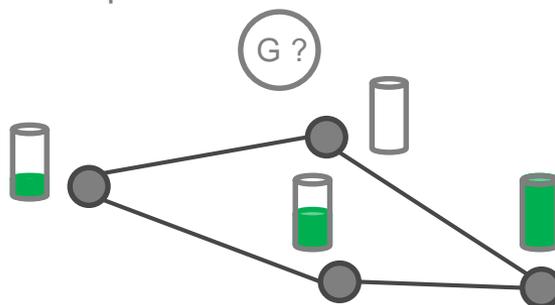
Dans l'attente de la réalisation d'ouvrages à créer au titre du S3REnR, des solutions de raccordement incluant des limitations temporaires d'injection pourront être proposées



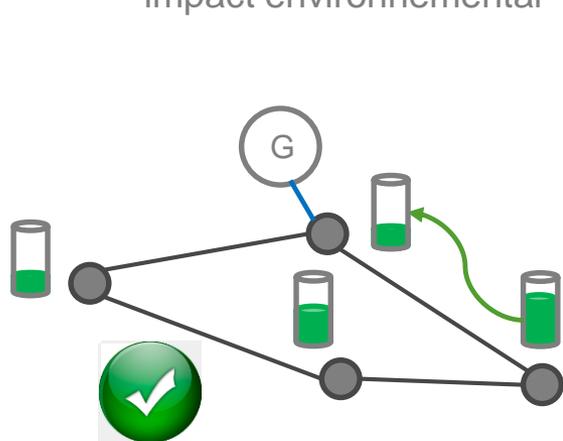
ETUDE DE RACCORDEMENT AVEC TRANSFERT

- CAS 2 - Le poste le plus proche (qui minimise le coût des ouvrages propres) ne dispose pas de capacité réservée au titre du S3REnR suffisante pour satisfaire l'offre de raccordement mais dispose de capacités d'accueil disponibles.

➤ Le gestionnaire de réseau étudie la possibilité de réaliser un transfert de capacité entre postes.

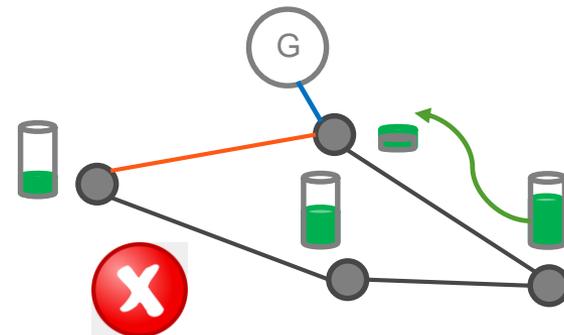


➤ Un transfert ne doit pas entraîner de modification de la quote-part du S3REnR en cours, ni de son impact environnemental



Offre de raccordement avec transfert
→ le producteur est redevable de la quote-part + du coût des ouvrages propres

Notification au préfet de région des transferts identifiés et publication des capacités réservées modifiées



ABSENCE DE SOLUTION DE RACCORDEMENT

- **CAS 3 - Le poste le plus proche (qui minimise le coût des ouvrages propres) ne dispose pas de capacité réservée suffisante pour satisfaire l'offre de raccordement et aucun transfert n'est envisageable**
 - Le gestionnaire de réseau étudie la possibilité d'adapter le schéma en respectant les critères du décret (décret de 2016 annulé fin 2017) :
 - Faible modification de la capacité d'accueil globale du S3REnR
 - Faible modification de la quote-part

Offre de raccordement avec adaptation

Notification au préfet + Prévoir 3 mois d'étude + 1 mois de concertation + 1 mois de consultation (durées indicatives issues de DTR Rte)

- Sinon le gestionnaire de réseau peut proposer au producteur qu'il prenne en charge les travaux nécessaires à son raccordement

Offre de raccordement avec mise à la charge des travaux comme ouvrages propres

- Sinon le gestionnaire de réseau doit refuser l'offre de raccordement et notifier sa décision à la CRE au titre des refus d'accès au réseau

Refus d'offre de raccordement

RÉVISION DU SCHÉMA

- Le gestionnaire du réseau public de transport procède à la révision du S3REnR :
 - *À la demande du préfet*
 - *En cas de révision du SRCAE*
 - *Lorsqu'une difficulté de mise en œuvre importante du schéma est identifiée dans le cadre de l'état technique et financier annuellement transmis au préfet*
 - *Lorsque plus de 2/3 de la capacité d'accueil globale a été attribuée*
- Un bilan technique et financier des ouvrages réalisés ou prévus est alors établi
- Le coût des investissements pris en compte pour le calcul de la nouvelle quote-part est corrigé du solde produit par le schéma précédent. Ce solde correspond à la différence entre le montant global de quotes-parts perçues ou à percevoir pour les propositions de raccordement acceptées dans le cadre des schémas précédents et le coût des ouvrages mis en service inscrits au schéma à réviser.

OU EN ES-T-ON EN CORSE ET DANS LES DOM ?

- Corse :
 - S3REnR validé en juin 2016 avec une quote-part nulle,
 - Utilisation de toutes les capacités réservées fin 2016,
 - Envoi d'un courrier au préfet pour savoir sur quoi se baser pour la révision, en attente de son retour.
- Réunion :
 - S2REnR basé sur les objectifs 2023 de la PPE
 - Quote-part d'environ 20 k€/MW
 - Début de processus de validation
- Guyane :
 - Consultation des parties prenantes pour lancement du S2REnR en janvier 2018.
 - Phase d'échanges entre EDF-SEI et les producteurs pour spatialiser au mieux les futurs projets.
Objectif : proposer un projet de S2REnR finalisé à l'été pour entamer le processus de validation
- Guadeloupe : Spatialisation des objectifs 2023 de la PPE pour mise à jour du projet de S2REnR
- Martinique : Spatialisation des objectifs 2023 de la PPE pour mise à jour du projet de S2REnR

ARRÊTÉ RÉFACTION DU 30/11/17

Impacts
en Corse
et dans
les DOM



Puissance de l'installation (P)	Réfaction sur les ouvrages propres Coefficient « R_ouvrages propres »	Réfaction sur la quote part SRRRER Coefficient « R_quote-part »
$P \leq 100$	40%	Pas éligible au SRRRER
$100 \text{ kVA} < P \leq 500 \text{ kW}$	40 %	40 %
$500 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$		interpolation linéaire
$P = 1 \text{ MW}$		20 %
$1 \text{ MW} < P \leq 3 \text{ MW}$	interpolation linéaire	Interpolation linéaire
$3 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$		Pas de réfaction
$P \geq 5 \text{ MW}$	Pas de réfaction	

Puissance de l'installation (P)	Réfaction sur les ouvrages propres Coefficient « R_ouvrages propres »	Réfaction sur la quote-part SRRRER Coefficient « R_quote-part »
$P \leq 100$	Réfaction appliquée	Pas de réfaction
$100 \text{ kVA} < P \leq 500 \text{ kW}$	S'il existe un S3REnR même s'il est saturé : réfaction appliquée (cas Corse) S'il n'existe pas de S3REnR : réfaction non applicable (cas DOM)	
$500 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$		
$P = 1 \text{ MW}$		
$1 \text{ MW} < P \leq 3 \text{ MW}$		Pas de réfaction
$3 \text{ MW} < P \leq 5 \text{ MW}$		
$P \geq 5 \text{ MW}$	Pas de réfaction	



DOCUMENTATION TECHNIQUE DE RÉFÉRENCE

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires



MODALITÉS DE DÉCONNEXION DES INSTALLATIONS

Présente par Anne-Sophie Castille

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

CONTEXTE

- Le décret et l'arrêté du 23 avril 2008 modifié décrivent les prescriptions techniques dans le cadre du raccordement d'une installation de production en basse et moyenne tension. L'arrêté précise en particulier les conditions relatives à la déconnexion des installations :
- Les installations de taille supérieure ou égale à 100 kVA doivent ainsi être observables et commandables par le gestionnaire de réseau au travers d'un dispositif relié à son centre de conduite (articles 17,18, 19)
- Les installations de taille supérieure ou égale à 3 kVA mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire peuvent être déconnectées par le gestionnaire de réseau si la somme des puissances injectées atteint un seuil, dont la valeur initiale est de 30 % (article 22)
- Il est à noter que ces prescriptions se basent uniquement sur les propriétés techniques de l'installation et aucunement sur la façon dont l'énergie produite par ces installations est valorisée (vente en totalité, vente de surplus ou autoconsommation totale). La formule de valorisation ne change en effet en rien l'impact de l'installation sur le système.
- La modalités de mise en œuvre de ces principes ont été décrits par EDF SEI dans les notes SEI-REF-06 et SEI-REF-03.

PRATIQUES ACTUELLES DES DÉCONNEXIONS

Installations de plus de 100 kVA

- Un dispositif d'échange d'information d'exploitation (DEIE) est fourni et installé par EDF SEI et fait l'objet d'une redevance annuelle. Ce dispositif assure à la fois les fonctions d'observabilité, de commandabilité et de déconnexion pour les installations intermittentes. EDF n'envisage pas d'évolution majeure à court terme sur ce segment d'installations.

Installations de 3 à 100 kVA

- Un dispositif est installé par EDF. Il est facturé dans le cadre de l'offre de raccordement et ne fait l'objet d'aucune redevance. Il s'agit d'un relais utilisant le signal 175 Hz. Selon la configuration du site de production ce relais agit sur un disjoncteur motorisé ou sur un contacteur de puissance ou bien communique avec le dispositif de conduite et de surveillance de l'installation de production.
- Ce système de déconnexion (via le signal 175 Hz) ne permet que de cibler des groupes d'installations et n'est pas équipé d'une boucle de retour sur l'efficacité de la déconnexion. Il présente donc les risques suivants :
 - **Double rémunération** des producteurs de puissance inférieure à 100 kVA dans le cadre de l'arrêté tarifaire S17 : rémunération de l'énergie produite et rémunération au titre de la déconnection demandée,
 - Risque de sous-estimation du taux de pénétration des EnR, pouvant mettre la **sécurité du réseau** en péril.

EVOLUTION SUR LE SEGMENT 36 – 100 KVA

Une nouvelle version de la note SEI-REF-06 a été mise en concertation le 11/01/2018.
L'évolution proposée consistait à :

- Supprimer l'installation et l'utilisation du relais 175 Hz
- Utiliser en lieu et place de ce relais les sorties impulsionnelles du compteur (SL7000)

Cette proposition vise ainsi à :

- **Simplifier et réduire les coûts de raccordement des installations,**
- **Permettre l'envoi d'ordres individualisés.**
- **Ecarter le risque de double rémunération et fiabiliser le calcul du taux de pénétration par l'introduction d'une boucle de retour permettant de tenir compte de l'état réel de l'installation.**

EVOLUTION SUR LE SEGMENT 36 – 100 KVA : SYNTHÈSE DES RETOURS

- *Dans le projet de note proposé, un seuil est prévu pour les installations d'une puissance supérieure ou égale à 100 kWc avec donc un renchérissement conséquent du projet dès 100 kWc. Or l'arrêté tarifaire du 4 mai 2017 s'applique pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc. Le SER souhaite donc que les dispositions liées au DEIE applicables aux installations d'une puissance égale à 100 kWc soient les mêmes que celles actuellement prévues pour les installations d'une puissance supérieure ou égale à 36 kWc et strictement inférieure à 100 kWc.*
 - Réponse : EDF SEI n'a pas la main sur ces limites imposées par les arrêtés du 23 avril 2008 et du 4 mai 2017. Par ailleurs, la limite supérieure de l'arrêté d'obligation d'achat est de 100 kWc (puissance des panneaux) et la limite inférieure nécessitant la pose d'un DEIE est de 100 kVA (puissance apparente de l'installation, généralement égale à la puissance des onduleurs)

- *Concernant les installations en autoconsommation, le DEIE représente un coût élevé pour une simple commande TOR et nous recommandons par exemple l'installation d'une ligne RTC. Le SER souhaite une évaluation d'alternatives au DEIE, avec des dispositifs fonctionnant par GSM ou par courant porteur susceptibles d'avoir un impact moindre sur l'économie du projet et qui offriront par ailleurs une meilleure gestion si plusieurs dizaines d'installations doivent être arrêtées simultanément. En tout état de cause, le SER souhaite qu'une alternative au DEIE, avec des coûts d'investissement et d'exploitation moindres, puisse être associée au déploiement des compteurs évolués en ZNI avec une priorisation pour les sites de production d'énergies renouvelables variables.*
 - Réponse : La proposition de SEI sur le segment 36-100 consiste à supprimer un matériel (relais 175 Hz) pour utiliser les fonctionnalités du compteur et vont donc dans le sens de la remarque du SER. Le segment < 36 kVA était hors du scope de la dite concertation mais est abordé dans les transparents suivants.

EVOLUTION SUR LE SEGMENT 36 – 100 KVA : SYNTHÈSE DES RETOURS

- *Dans le cas de l'autoconsommation totale, nous souhaiterions connaître les raisons de la nécessité d'un découplage et donc d'un DEIE, dans la mesure où la vocation première du DEIE est de permettre de ne pas dépasser la limite de 30% de pénétration des énergies variables.*
 - Réponse : Le schéma de valorisation de l'énergie produite (vente totale, vente partielle ou autoconsommation totale) retenu par le producteur ne modifie pas l'impact de l'installation sur le système et donc son éligibilité à la déconnexion.

- *Pour les centrales entre 36kVA et 100kVA (paragraphe 4.3 qui devrait être 5.3) : Pouvez-vous confirmer que les 2 sorties impulsions du compteur SL7000 correspondent bien en 2 commandes différentes à savoir une pour le découplage et une pour l'autorisation de couplage ?*
 - Réponse : Oui

- *Pour les centrales entre 3kVA et 36kVA, le DEIE (ou DDS) donne un signal maintenu. La logique est donc différente entre les 2 type de centrales. Je pense qu'il serait important de confirmer dans le paragraphe 4.2 (ou 5.2) que le signal est de type maintenu.*
 - Réponse : Le document sera amendé.

EVOLUTIONS SUR LE SEGMENT 3 – 36 KVA

- Ce segment d'installations se caractérise par
 - une **faible puissance installée**,
 - un **nombre important d'installations**

Nbre	PV total	PV inf 36 strict	Ratio
Martinique	1 022	765	75%
Guadeloupe	1 573	1 318	84%
Corse	1 729	1 554	90%
Réunion	3 669	3 309	90%
Guyane	123	42	34%

La mise en place de la même solution que pour le segment 36 – 100 nécessiterait la pose et l'entretien d'un compteur SL7000 (~ 400 € / an par installation + coûts de pose)

 **La solution retenue sur le segment 36 à 100 kVA ne nous semble pas adaptée aux Inf 36**

EDF SEI propose par conséquent l'approche pragmatique suivante :

- Conserver en l'état les modalités de déconnexion pour les installations Inf 36 existantes,
- Etudier la possibilité d'exploiter les fonctionnalités des nouveaux compteurs numériques pour réaliser une déconnexion fiable à moindre coût,
- Ne pas dégrader la fiabilité de l'estimation du taux en ne déconnectant pas les nouvelles installations Inf 36 relevant du S17 dans l'attente d'une solution adaptée,
- Ecarter le risque de double rémunération de ces installations (énergie produite et énergie déconnectée)

IMPACT DE LA PROPOSITION SUR LES INSTALLATIONS EXISTANTES (1/2)

Dans les territoires n'ayant pas encore pratiqué de déconnexion :

Guyane et Martinique

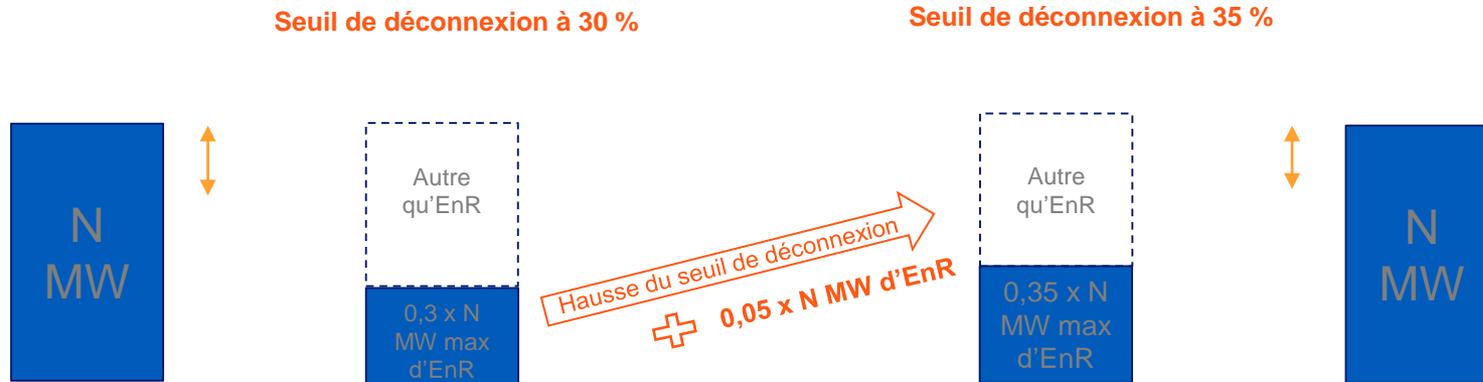
- **Seules les nouvelles installations ENR seront susceptibles de porter le taux au-delà de la limite et donc d'être déconnectées, soit :**
 - les installations relevant du tarif S17
 - les installations lauréates de l'AO autoconsommation
 - les installations bénéficiant d'un contrat de gré à gré

Etant donnée l'insensibilisation de ces nouveaux producteurs à la déconnexion :

Ne pas déconnecter les nouvelles installations Inf 36 est sans conséquence pour les autres producteurs.

IMPACT DE LA PROPOSITION SUR LES INSTALLATIONS EXISTANTES (2/2)

Dans les territoires pratiquant la déconnexion : **Corse, Guadeloupe, Réunion**



Les périodes de déconnexions correspondent généralement à des moments de faibles consommation et de forte production :

	Creux de charge (N)	MW ENR supp	Puissance nominale si facteur de charge 75 %	File attente Inf 36 Fin 2017
Corse	150 MW	7,5 MW	10 MWc	Moins de 10 projets (<50 kWc)
Guadeloupe	150 MW	7,5 MW	10 MWc	Moins de 10 projets (<50 kWc)
Réunion	250 MW	12,5 MW	16,7 MWc	Moins de 20 projets (<100 kWc)

Tant que le nombre d'installations Inf 36 en file d'attente n'atteint pas la puissance nominale supplémentaire admissible par l'augmentation du taux de pénétration (rendue envisageable notamment par un renforcement des exigences de tenue aux variations de tension et fréquence), les installations existantes déjà déconnectées ne seront pas plus déconnectées.

CONCLUSION

- EDF SEI **renforce la fiabilité de l'estimation du taux de pénétration** par une amélioration de l'efficacité et de l'observabilité des déconnexions sur le segment 36 – 100 kVA
- De manière à :
 - écarter le risque de double rémunération (énergie produite et énergie déconnectée)
 - ne pas dégrader l'estimation du taux de pénétration et mieux maîtriser la sûreté du système,

Tout en n'augmentant pas le nombre d'heures de déconnexion des producteurs existants en raison de la hausse des seuils de déconnexion et de la puissance cumulée des installations Inf 36 kVA en file d'attente, EDF SEI **propose de lancer une concertation sur les deux options suivantes** :

- Ne pas déconnecter les nouvelles installations de puissance inférieure à 36 kVA
 - Poser des compteurs SL 7000 sur les nouvelles installations de puissance inférieure à 36 kVA
-
- EDF SEI **étudie la faisabilité d'une déconnexion fiable via le compteur numérique**
 - car le coût pour équiper les installations Inf 36 de la même technologie (boucle de retour sur l'efficacité de la déconnexion) que les Sup 36 serait trop important au regard de la faible puissance et du nombre important d'installations qu'elles représentent et constituerait un frein au développement de ces installations.



PROCÉDURE DE TRAITEMENT DES DEMANDES

INTERLOCUTEURS DE RÉFÉRENCE

Nous vous rappelons que :



Avant la mise en service de l'installation, seules les données et consignes transmises à l'ARD par courrier ou par mail seront prises en compte.

EDF SEI
7 Rue Jules Maillard de la Gournerie
TSA 13932
35039 RENNES Cédex

Ou

ard-sei@edf.fr

Une fois la mise en service de l'installation réalisée, le centre prend le relais.

LA RECEVABILITÉ D'UNE DEMANDE

Cas de la pré étude (simple ou approfondie)

Pour être recevable, les conditions suivantes doivent être remplies :

- La fiche de collecte doit être correctement complétée et les documents à joindre fournis
- Le devis associé doit être retourné à l'ARD avec mention 'bon pour accord', date et signature et le règlement confirmé (preuve de virement, retour des comptes internes...)

⇒ **Aucune pré-étude ne sera réalisée sans que ces conditions ne soient respectées**

⇒ **Délai de réalisation : 3 mois**

Cas de la demande de raccordement

Pour être recevable, les conditions suivantes doivent être remplies :

- La fiche de collecte doit être correctement complétée et les documents à joindre fournis

⇒ **Tant que le dossier n'est pas recevable, la demande n'est pas traitée**

⇒ **Délai de réalisation : 3 mois hors dérogation liée au volume de demandes par quinzaine**

LA RECEVABILITÉ D'UNE DEMANDE

⇒ Dérogation liée au volume de demandes par quinzaine

Lorsque le nombre de demandes reçues pendant la quinzaine Q dépasse	les demandes reçues par le gestionnaire de réseaux pendant les quinzaines	doivent donner lieu à la transmission d'une Offre de Raccordement (PTF ou CRD) dans un délai de
4 fois la moyenne des demandes reçues pendant les quinzaines $Q-6$ à $Q-1$	Q $Q+1$	4 mois 3,5 mois
5 fois la moyenne des demandes reçues pendant les quinzaines $Q-6$ à $Q-1$	Q $Q+1$ $Q+2$	4,5 mois 4 mois 3,5 mois
6 fois la moyenne des demandes reçues pendant les quinzaines $Q-6$ à $Q-1$	Q $Q+1$ $Q+2$ $Q+3$	5 mois 4,5 mois 4 mois 3,5 mois
7 fois la moyenne des demandes reçues pendant les quinzaines $Q-6$ à $Q-1$	Q $Q+1$ $Q+2$ $Q+3$ $Q+4$	5,5 mois 5 mois 4,5 mois 4 mois 3,5 mois
8 fois la moyenne des demandes reçues pendant les quinzaines $Q-6$ à $Q-1$	Q $Q+1$ $Q+2$ $Q+3$ $Q+4$ $Q+5$	6 mois 5,5 mois 5 mois 4,5 mois 4 mois 3,5 mois

LA RECEVABILITÉ D'UNE DEMANDE

Cas de la pré étude (simple ou approfondie)

Pour être recevable, les conditions suivantes doivent être remplies :

Quelques points particuliers de rappel et de vigilance :

- Souvent des coordonnées GPS erronés
- Attention à la clarté des extraits cadastraux
- PV BT : la fiche onduleur comporte deux pages !
- Pour les cas particuliers, vous pouvez joindre un courrier complémentaire clarifiant et/ou précisant votre demande => attention, si le complément apporté n'est pas conforme à la procédure de traitement des demandes de raccordement, il est motif à refus de la demande de raccordement ! Ce courrier est un élément de la demande déposée à part entière !

C
P - Toujours des envois sur les derniers jours du trimestre pénalisant pour tout le monde

⇒ **Délai de réalisation : 3 mois hors dérogation liée au volume de demandes par quinzaine**

PES / PEA / OFFRE DE RACCORDEMENT

	PES	PEA	ODR
Payant	Oui (prix fonction de la demande)	Oui (prix fonction de la demande)	Modification uniquement
U&I Réseau + Poste source	Oui	Oui	Oui
Fluctuations rapides de tension (à-coups, flicker, harmoniques ...)	Non	Oui	Oui
Tenue au lcc des ouvrages	Non	Oui	Oui
Plan de protection	Non	Oui	Oui
Protection de découplage	Non	Oui	Oui
DEIE	Non	Oui	Oui
Estimation Hdéco	Non	Non	Oui
Délai de réponse	3 mois	3 mois	3 mois ou > (dérog)
Entrée en FA	Non	Non	Oui
Durée des travaux	Estimatif	Estimatif	Oui
Couts	Estimatif	Estimatif	Oui

PES / PEA / OFFRE DE RACCORDEMENT

	PES	PEA	ODR
Payant	Oui (prix fonction de la demande)	Oui (prix fonction de la demande)	Modification uniquement
U&I Réseau + Poste source	Oui	Oui	Oui
Fluctuations rapides de tension (à-coups, flicker, harmoniques)	Non	Oui	Oui
Tenue au courant des ouvrages	<div style="border: 1px solid orange; padding: 10px; text-align: center;"> Il va falloir lancer un groupe de travail pour améliorer le process dans le cadre des appels d'offres ! </div>		Oui
Plan de protection			Oui
Protection de découplage	Non	Oui	Oui
DEIE	Non	Oui	Oui
Estimation Hdéco	Non	Non	Oui
Délai de réponse	3 mois	3 mois	3 mois ou > (dérog)
Entrée en FA	Non	Non	Oui
Durée des travaux	Estimatif	Estimatif	Oui
Coûts	Estimatif	Estimatif	Oui



FICHES DE COLLECTE

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

SEI REF 12 – INSTALLATION PV OU PV + STOCKAGE

- Clarification de la fiche onduleur (composée de 2 pages)
 - Exclusion de toutes demandes hors contexte clarifié ce qui se traduit par:
 - Les Conditions techniques de raccordement et de performances attendues doivent être publiées
 - Pour déposer une demande dans le cadre d'un Appel d'offre, celui-ci doit être :
 - **OUVERT** : Pré étude simple ou approfondie pour les candidatures
 - **ATTRIBUTIONS FAITES** : PES, PEA ou offre de raccordement pour les lauréats seuls
- ⇒ C'est un des points à développer au sein du groupe de travail à lancer.
- ⇒ En attendant, nous vous proposons d'appliquer cette mesure conservatoire.

SEI REF XX – INSTALLATION STOCKAGE

Fiches de collecte à établir. Chantier en cours.

Elles seront typées pour la saisine CRE objet de la délibération 2017-070 du 30 mars 2017 complété par les deux cahiers des charges Techniques :

- Cahier des charges technique pour un stockage assurant le service d'arbitrage dans les ZNI
- Cahier des charges technique pour un stockage assurant le service de réserve rapide avec bande morte dans les ZNI

Elles seront publiées sur le site Internet d'EDF et diffusées aux lauréats.

Ces fiches de collecte seront exigées pour les dépôts de demande de raccordement pour les lauréats.



OBLIGATIONS D'ACHAT

Présenté par Anne-Sophie Castille

Direction des **S**ystèmes **E**nergétiques **I**nsulaires

REEMPLACEMENT DE PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

- La DGEC a adressé aux acheteurs obligés le courrier ci-joint décrivant la posture à adopter dans le cadre de remplacement de panneaux :



Adobe Acrobat
Document