

PROGRAMME RÉGIONAL POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE



PARTENAIRES POUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE DE LA GUYANE

CAPACITE DU RESEAU ELECTRIQUE GUYANAIS A INTEGRER DES PRODUCTIONS D'ELECTRICITE PAR ENERGIES RENOUVELABLES

PREPARATION A LA PPI 2008

Rapport

16 Juillet 2008

CONTEXTE (RAPPELS)

De nombreuses études de potentiel renouvelable ont été réalisées récemment soit par le PRME ou ses membres, soit par les entreprises concernées. A l'occasion de la préparation de la BPI 2007, l'ADEME et le GENERG (association rassemblant les acteurs locaux des renouvelables) ont réalisé une note de synthèse.

Il en ressort que le réseau électrique guyanais ne couvre pas tout le littoral, dispose de peu de postes sources, parfois très distants les uns des autres, aux capacités qui peuvent être limitées. La production sur les réseaux 20 kV a aussi ses limites techniques.

ENJEUX ET OBJECTIFS (RAPPELS)

La présente étude est **une étude générique** des capacités du réseau électrique guyanais à accepter des productions renouvelables, tant en raccordement aux postes sources qu'en raccordement au réseau 20 kV de distribution, des aménagements nécessaires, des coûts, des contraintes et de leurs coûts pour les producteurs.

Cette étude de synthèse pourra servir de base à une politique locale d'aménagement des réseaux de transport et de distribution dans un but de développement des énergies renouvelables, au service de la Région, du Département, de l'ADEME et d'EDF. Elle sera en particulier force de proposition vis-à-vis d'une PPI réseau mais aussi vis-à-vis des ministères pour une adaptation des tarifs d'achat ENR en Guyane prenant en compte les contraintes locales.

Les sources renouvelables à même d'injecter sur les réseaux sont les suivantes :

- biomasse
- hydraulique
- éolien
- photovoltaïque

Sommaire

I. SPECIFICITES DES SYSTEMES ELECTRIQUES INSULAIRES.....	5
II. DISPOSITIONS GENERIQUES D'UN SYSTEME ELECTRIQUE.....	6
III. POLITIQUE DE RESERVE.....	8
IV. LE SYSTEME ELECTRIQUE GUYANAIS.....	9
IV.1. STRUCTURE DU SYSTEME ELECTRIQUE GUYANAIS	9
IV.2. EXPLOITATION DU SYSTEME ELECTRIQUE GUYANAIS	9
V. CONTRAINTES TECHNIQUES LIEES A L'INJECTION SUR LE RESEAU DES ENR	9
V.1. INTRODUCTION	9
V.2. CONTRAINTES AU NIVEAU DES POSTE-SOURCE (CAPACITE D'ACCUEIL)	9
V.3. CONTRAINTES AU NIVEAU DES LIGNES HTB (90 000 VOLTS)	9
V.4. CONTRAINTES AU NIVEAU DES LIGNES ET CABLES HTA (20 000 VOLTS).....	9
V.5. TENUE DE LA TENSION	9
V.6. CONTRAINTES D'EXPLOITATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	9
V.7. INSERTION DES EOLIENNES ET PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN RESEAU ISOLE	9
V.8. CONTRAINTES LIEES A LA PRESENCE DE RESEAUX	9
V.9. CONTRAINTES DE STABILITE ET DE REGULATION DU RESEAU OU DE PERTURBATIONS INDUITES	9
V.10. SYNTHESE DES CONTRAINTES	9
VI. CADRE TECHNIQUE APPLICABLE A L'INJECTION SUR LE RESEAU DES ENR.....	9
VI.1. REFERENTIEL TECHNIQUE DE RACCORDEMENT AUX RESEAUX HTA DANS LES CENTRES INSULAIRES.....	9
VI.2. CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT AUX RESEAUX HTA ET HTB DANS LES CENTRES INSULAIRES (RESUME).....	9
VI.3. INTERLOCUTEURS EDF SEI DES PRODUCTEURS AUTONOMES SOUHAITANT UN RACCORDEMENT SUR LE RESEAU GUYANAIS.....	9
VII. JUSTIFICATION DES ENR ET POSSIBILITES D'EVOLUTION (LEVEE DES POINTS DE BLOCAGE, AMELIORATION DE LA GESTION)	9
VII.1. UNE PRODUCTION TRES CORRELEE A L'HYDRAULICITE	9
VII.2. UNE PRODUCTION DESEQUILIBREE GEOGRAPHIQUEMENT.....	9
VII.3. UNE EVOLUTION SOUTENUE DE LA CONSOMMATION	9
VII.4. UNE NOUVELLE CENTRALE REMISE EN CAUSE AVEC LA NECESSITE DE FAIRE FACE A 2010	9
VII.5. PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES EN GUYANE.....	9
VII.6. UNE CONTRIBUTION GLOBALE A LA STABILITE ET A LA TENUE DE LA TENSION SUR CE RESEAU ETENDU ET DESEQUILIBRE	9
VII.7. UN POTENTIEL EN SOURCE RENOUVELABLE INDENIABLE	9
VII.8. SYNTHESE DES JUSTIFICATIONS	9
VIII. EVOLUTION DE L'ARCHITECTURE DES RESEAUX POUR ACCUEILLIR LES ENR.....	9
VIII.1. DIAGNOSTIC DE L'ARCHITECTURE ACTUELLE	9
VIII.2. EXTENSIONS NECESSAIRES ET COUTS ASSOCIES	9
VIII.3. RESPONSABILITE DE LA CREATION DE CES RESEAUX.....	9
VIII.4. COUTS STANDARDS D'EXTENSION DE RESEAU ET DE RACCORDEMENT.....	9
IX. SYNTHESE DES POTENTIELS DES ENERGIES RENOUVELABLES	9
IX.1. POTENTIEL IDENTIFIE DES ENERGIES RENOUVELABLES	9
IX.2. PROJETS EN COURS DE PRODUCTION A BASE D'ENERGIES RENOUVELABLES	9
IX.3. ZOOM SUR LES PROJETS PAR FILIERE.....	9
X. SYNTHESE DES CAPACITES DU RESEAU ELECTRIQUE GUYANAIS A ACCEPTER DES PRODUCTIONS RENOUVELABLES	9
XI. ENSEIGNEMENTS MAJEURS - RECOMMANDATIONS	9
XII. REFERENCES	9

AVANT-PROPOS

La finalité de la présente étude est de procurer une visibilité précise des capacités du réseau électrique guyanais à accueillir des installations de production d'électricité par énergies renouvelables. Il a pour objectif de fournir à tout producteur autonome des éléments synthétiques d'ordre technique (avantages et contraintes) pour se raccorder au système électrique guyanais. Ainsi même si un bref rappel des démarches administratives est évoqué, le document se concentre sur l'analyse du réseau électrique guyanais et sur les contraintes de raccordement à celui-ci.

Périmètre de l'étude :

Il s'agit d'étudier les capacités du réseau électrique guyanais à accepter des productions renouvelables, tant en raccordement aux postes sources qu'en raccordement au réseau 20 kV de distribution.

L'étude porte donc sur :

- le réseau électrique du littoral
- le raccordement en HTA (20 kV).

Sont donc exclus :

- les sites isolés de l'intérieur
- le raccordement en BT
- le raccordement en HTB (90 kV) .

Cependant une attention sera portée sur l'extension du réseau du littoral vers certains sites isolés.

I. Spécificités des systèmes électriques insulaires

Les systèmes électriques ont fait l'objet de nombreuses études pour faire émerger leurs spécificités. Celles-ci nécessitent d'être appréhendées pour faciliter la compréhension des contraintes exposées à tout raccordement au système électrique.

Les systèmes électriques qui ne sont pas interconnectés avec des pays voisins s'appellent des **Systèmes Electriques Insulaires (SEI)**. Pour ces derniers on doit accorder une attention particulière :

- au choix des centrales électriques,
- au système de sécurité,
- au réglage de la fréquence et de la tension,
- à la gestion des systèmes de réserve,
- à la capacité de remise en route,
- et à la stabilité du système.

La liste suivante présente les principaux problèmes identifiés qui ne sont pas présentés par ordre d'importance car cet ordre varie d'un système à l'autre:

- La nécessité d'une grande capacité de réserve.
- Le coût important de la réserve tournante.
- La puissance de certaines centrales comparée à la charge des réseaux: l'arrêt brutal d'une unité prépondérante provoque des interruptions de service et génère des phénomènes transitoires importants affectant le réseau.
- Les importantes variations de la fréquence à cause de la faible inertie du système.
- Les importantes variations de la tension dues aux faibles puissances de court-circuit.
- L'impact important des fluctuations de charge-couplée sur la qualité de la fourniture.
- La concentration de la production sur un petit nombre de sites souvent éloignés des lieux de consommation, avec des implications sur la sécurité du système.
- La faible stabilité des systèmes.
- L'impossibilité d'importer de l'énergie à faible coût ou d'exporter des surplus.
- La taille limitée des unités de production, conduisant à un coût de production élevé.
- L'énergie primaire imposée conduisant à des coûts de production élevés.
- La forte variation de la consommation conduisant à une détérioration du rendement.
- La difficulté de mettre en place des calendriers de maintenance.

Caractéristiques générales des systèmes insulaires :

☛ Le rapport entre la capacité installée et la charge maximale dépasse 2 pour les plus petites compagnies, dont les charges maximales sont inférieures à 100 MW.

☛ La puissance de l'unité installée la plus importante représente 23% de la consommation.

☛ Les compagnies acceptent un délestage équivalent à la perte d'un groupe de production, du moment que le nombre de délestages ne dépasse pas un niveau acceptable.

☛ La commission électrotechnique internationale recommande que la tension au point de livraison ne diffère pas de la tension nominale de plus ou moins 10 % et que la fréquence ne diffère pas de la fréquence nominale de plus ou moins 2 %.

Contrôle de la fréquence

L'énergie électrique ne se stocke pas, ainsi la puissance produite doit en permanence être égale à la puissance consommée.

La stabilité de la fréquence, sur un réseau électrique, est donc garantie par l'équilibre entre la production et la consommation. Celle-ci fluctuant en permanence, d'où la notion de « courbe de charge », il est nécessaire d'adapter, en permanence, le niveau de la production pour maintenir la fréquence à une valeur stable de référence : 50 Hz.

Contrôle de la tension

En exploitation normale les variations de tension sont dues aux effets de la charge des clients.

En exploitation perturbée, on peut observer des sous-tensions lors de court-circuits par exemple, ou de surtensions consécutives à des manœuvres de commutation. **La cause principale de ces problèmes est la faible puissance de court-circuit.**

Remarque :

Dans le cas des systèmes insulaires, la puissance de court-circuit est faible en raison de la faible puissance des moyens de production connectés au réseau. Ainsi, deux conséquences :

- *En régime perturbé, des variations de tension importantes peuvent conduire à l'écroulement du réseau (évacuation de l'énergie par l'impédance du réseau).*
- *Le poids d'un nouveau influe dans la puissance de court-circuit, et donc sa régularité de production et son comportement peuvent impacter le fonctionnement du réseau et les réglages de plans de protections.*

II. Dispositions génériques d'un système électrique

Trois objectifs gouvernent l'exploitation du système électrique :

Garantir la SURETE
Favoriser la performance ECONOMIQUE
Garantir la QUALITE de la fourniture

Garantir la SURETE

On définit la sûreté de fonctionnement (sûreté du Système) comme l'aptitude à :

- **assurer le fonctionnement normal du système,**
- **limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents,**

L'enjeu de sûreté est un enjeu déterminant pour l'exploitant du Système. Il se trouve encore renforcé aujourd'hui par les difficultés rencontrées pour implanter de nouveaux ouvrages du fait de l'accroissement des contraintes d'environnement.

Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du Système malgré les aléas qui pèsent sur lui, **des marges de sécurité sont prises systématiquement** dans la planification et l'exploitation.

Ces règles de sécurité qui impliquent la plupart du temps des surcoûts, conduisent à se ménager des marges qui coûtent de façon certaine, alors que leur utilisation effective reste du domaine de la probabilité.

Ainsi, par exemple, lorsqu'on impose le démarrage d'un groupe de production cher pour pouvoir faire face au déclenchement éventuel d'un ouvrage, on consent une dépense certaine. En contrepartie, le gain attendu – éviter par exemple une coupure de clientèle – est, lui, aléatoire.

Pour des combinaisons d'aléas particulièrement sévères mais très peu probables, on accepte donc que se produisent des dégradations du fonctionnement du Système conduisant à des répercussions sensibles sur la clientèle. La priorité est alors de conserver la maîtrise de l'évolution des incidents afin de limiter, au minimum, leur ampleur finale.

Les principaux phénomènes à l'origine de la dégradation de la sûreté :

- **La cascade de surcharges**

- **L'écroulement de fréquence**
- **L'écroulement de tension**

La cascade de surcharges

Le maintien d'intensités trop élevées dans un ouvrage (ligne ou câble) conduit à des échauffements pouvant l'endommager. Pour les lignes aériennes, l'échauffement des conducteurs induit aussi leur allongement : ils se rapprochent du sol, réduisant les distances d'isolement (risques d'amorçages) et créant des risques pour les personnes et les biens.

L'écroulement de fréquence

La perte brutale d'un ou de plusieurs ouvrages de production conduit à un déséquilibre de fréquence plus ou moins important en fonction du volume de production perdu ramené à la charge (consommation).

Une plage admissible est définie : 50 Hz +/- x Hz.

A partir d'une certaine fréquence, exemple 48Hz, des délestages automatiques de consommation interviennent.

L'écroulement de tension

La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. Celle-ci se transporte mal et au prix de chutes de tension importantes. La tension est donc réglée à partir de sources de puissance réactive (groupes, condensateurs...) judicieusement réparties sur le réseau.

Des dispositifs appelés régulateurs en charge, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant la clientèle, permettent, normalement, de rattraper ces chutes de tension.

Zoom sur les ouvrages de production

Comme dans tout système, **les performances unitaires des ouvrages de production influent sur celles de l'ensemble.**

Une bonne insertion des groupes de production dans le système électrique est essentielle.

Elle doit permettre de tirer du moyen de production les meilleures performances et assurer la sûreté du Système.

Les principales performances spécifiées vis-à-vis du système électrique peuvent être analysées suivant deux situations :

a) Le comportement des ouvrages en régime normal

Il est caractérisé par trois domaines :

↳ le dimensionnement

Les caractéristiques concernées sont :

- ✓ sa puissance unitaire,
- ✓ son apport maximal de puissance de court-circuit,
- ✓ ses capacités de surcharge temporaire,
- ✓ ses domaines de fonctionnement en fréquence et en tension.

↳ l'adaptation de la production à la consommation en actif

Les caractéristiques visées sont celles qui ont une incidence sur la capacité du Système à faire face à un déséquilibre transitoire ou prolongé entre la production programmée et la demande.

Les performances que l'on cherche à déterminer sont celle relatives :

- ✓ aux réglages primaire et secondaire fréquence-puissance
- ✓ au comportement des ouvrages vis-à-vis des variations de charge.

↳ l'adaptation de la production à la consommation en réactif

Les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage et la tenue de la tension du système électrique ; ils constituent des points à tension tenue autour desquels s'articule le plan de tension en fonction des transits de puissances active et surtout réactive sur le réseau.

Ces transits résultent des charges appelées, du plan de production, de la topologie du réseau et des moyens de compensation en service.

Pour assurer ce rôle, les groupes doivent disposer de performances suffisantes en termes de :

- capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive.
- possibilité d'excursion de la tension à leurs bornes.

b) Le comportement des ouvrages en situation perturbée

Tant que les perturbations sont modérées (faible variation de fréquence ou de tension), les ouvrages de production sont conçus pour supporter ces variations et se maintenir sur le réseau. Ce qui permet d'éviter d'amplifier cette variation qui se traduirait en incident plus grave.

En cas de perturbations plus importantes, un comportement satisfaisant des ouvrages de production limite l'étendue et la profondeur de l'incident. Pour cela le gestionnaire du système électrique dispose d'un plan de protection qui garantit la cohérence entre le fonctionnement des ouvrages tant de production que du réseau.

III. Politique de réserve

Généralités

Dans tous les systèmes électriques, les défaillances peuvent entraîner des désordres et un déséquilibre entre la production et la consommation.

Le principal problème est donc de mettre en place la réserve de puissance suffisante suite à la perturbation. Il s'agit d'un phénomène dynamique, **où seule la réserve primaire des groupes intervient.**

Une autre réserve rapide peut être l'utilisation des stades de délestage fréquence-métrique.

Concernant la mise en route des réserves, elle se produit comme suit:

① **La réserve primaire des groupes**, doit être automatique et immédiate. En effet elle est assurée par les boucles de régulation des groupes, et assure une correction rapide des écarts production-consommation (retour à l'équilibre).

② **La réserve secondaire**, manuelle, ne peut être mise en œuvre qu'après quelques minutes. Elle vise à réduire l'écart de fréquence subsistant après l'action du réglage primaire.

③ **La réserve tertiaire**, démarrage de groupe à l'arrêt. Elle est constituée en prévision de circonstances conduisant à l'épuisement des réserves précédentes.

Politique de réserve primaire du système électrique guyanais en schéma normal

La réserve se calcule pour compenser la perte éventuelle du plus gros groupe connecté au réseau. Pour le Système électrique de Guyane, il s'agit donc des groupes de Petit-Saut (cf. § IV.1).

Ainsi, sur le réseau Guyanais, si l'on ne souhaite pas délester sur perte d'un groupe de Petit Saut, une réserve primaire thermique importante est nécessaire. Jusqu'à ce jour il a été possible de réduire cette réserve thermique à condition d'utiliser le premier échelon de délestage comme réserve primaire de puissance.

Ainsi pour des considérations d'ordre économique et technique, le premier échelon de délestage est utilisé en tant que réserve primaire sur incident afin de rétablir l'équilibre production-consommation.

L'automate de délestage fréquencemétrique est réglé comme suit :

Protection	Seuil de fréquence	Charge délestée
Délestage 1 ^{er} seuil	48 Hz	20%
Délestage 2 nd seuil	47 Hz	20%

Il est mis en place une réserve primaire thermique comme suit:

$$\begin{array}{c} \text{Réserve Thermique} \\ \geq \\ \text{Puissance du Plus Gros Groupe} \\ - \\ \text{25\% Puissance totale appelée} \end{array}$$

avec 25% Puissance totale appelée correspondant à :

20% : 1er stade de délestage
5%: réserve supplémentaire estimée

La réserve supplémentaire estimée est issue de l'expérience et combine la réserve primaire hydraulique plus longue à se libérer ainsi que le gain du à la chute de fréquence, tant que celle-ci chute sans atteindre le second stade de délestage.

Remarques :

1. La puissance maximale en MW d'un groupe hydraulique de PETIT-SAUT dépend du niveau d'eau et du nombre de groupes démarrés.
2. Le système est rarement exploité avec des plans de production exclusivement hydrauliques.
3. Cette règle est affinée selon les plans de production et les groupes couplés.

Des exemples sont communiqués en Annexe A.

IV. Le système électrique guyanais

EDF est producteur et distributeur de l'électricité en GUYANE. A ce titre les ouvrages sont au standard technique du réseau français.

IV.1. Structure du système électrique guyanais

La production

Les unités de production du système électrique guyanais se décomposent comme suit :

Tableau 1. – Unités de production

Lieu	Type	Nbre	Pmax unitaire
Petit-Saut	Hydraulique	4	26,3 MW
Degrad-Des-Cannes	Thermique diesel	9	8 MW
Degrad-Des-Cannes	Thermique turbine à gaz	2	18,5 MW
Kourou	Thermique turbine à gaz	1	20 MW

Le réseau électrique

Le réseau 90 kV actuel comprend la centrale de Petit Saut raccordée par une ligne double, au poste d'Etoile. Deux circuits 90 kV indépendants, passant par les postes ELA, Kourou, TDF, et Balata permettent d'alimenter la boucle 90 kV de Cayenne, sur laquelle sont raccordés les postes de Malouin, Suzini, et la centrale de Degrad-des-Cannes. Les postes d'Organabo et de St. Laurent du Maroni sont alimentés par un seul circuit 90 kV, à partir du poste d'Etoile. Le réseau 90 kV (90 000 volts) actuellement en service permet d'assurer de façon satisfaisante le transport de la production de Petit Saut et l'alimentation de la consommation en Guyane, tant en régime normal que suite à la perte d'un ouvrage de production ou d'une ligne 90 000 Volts.

Le réseau 90 000 V est long de 414 km. Les principaux moyens de production et les différents postes source du réseau sont schématisés ci-après :

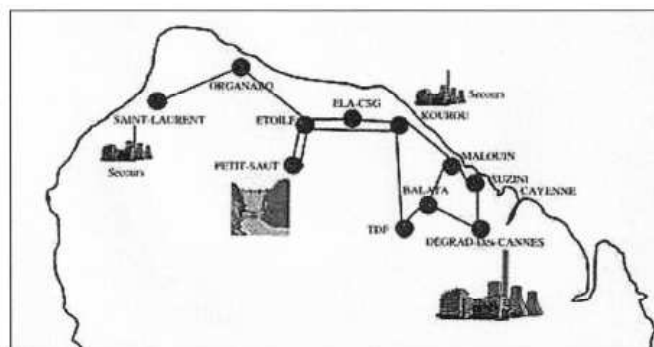


Figure 1 : Carte du Réseau électrique HTB (90 kV) et emplacement des postes sources (Source : Schéma Directeur d'Electrification du Département de la Guyane)

Le réseau est constitué de 10 postes source (90kV/20kV) et un poste de répartition (cf. Tableau 2).

Le réseau de distribution est constitué d'environ 1000 km de lignes 20 000 volts et 7000 km de lignes 400 volts.

Tableau 2. – Postes-Source

Poste-Source	Fonction	Transformateurs (nombre)	Transformateurs (puissance totale MVA)
BALATA	Distribution	2	72
SUZINI	Distribution	2	40
MALOULIN	Distribution	2	72
DEGRAD-DES-CANNES	Evacuation - Distribution	2	40
TDF	Distribution	2	40
KOUROU	Distribution	2	72
PETIT-SAUT	Evacuation	2	40
ETOILE	Répartition	0	0
ORGANABO	Distribution	1	20
SAINT-LAURENT	Distribution	1	20
ELA	Distribution	2	72

Energie et Puissance

Le réseau électrique guyanais présente la particularité géographique d'avoir une consommation majoritairement localisée autour de Cayenne alors que ses moyens de production les plus économiques à utiliser en priorité se situent à Petit-Saut (barrage hydraulique) à 120 km environ de Cayenne.

En 2007 l'énergie produite est répartie comme suit selon les moyens de production :

Tableau 3. – Energie produite

Source	Part
Petit-Saut (Hydraulique)	68%
Diesel (Fioul)	30%
TAC (Gas-Oil)	2%

La croissance démographique et économique en Guyane génère une progression constante en nombre de clients et en consommation énergétique. Elle se traduit par l'évolution soutenue de la puissance de pointe depuis 1999 (21 MW en 8 années), malgré les actions de Maîtrise de la Demande d'Electricité, conformément au tableau ci-après. Ces actions de MDE ont cependant infléchi la dynamique de croissance de la puissance de pointe.

Cette puissance de pointe apparaît souvent le soir avec l'éclairage, effacée partiellement par les opérations LBC.

Tableau 4. – Puissance de pointe

Année	Puissance de pointe MW
2007	111
2006	108
2005	106
2004	103
2003	99
2002	98
2001	95
2000	94
1999	90

La puissance de pointe est un paramètre dimensionnant pour le parc de production, en particulier de sa disponibilité. La puissance de pointe annuelle (maximale) se situe entre Octobre et Décembre.

IV.2. Exploitation du système électrique guyanais

Un système électrique de type insulaire

Le système guyanais ne fait pas partie d'un système interconnecté, mais est dit « insulaire ». Il ne bénéficie pas ainsi de la robustesse d'une

interconnexion qui crée les conditions d'une solidarité permanente entre les partenaires et qui offre ainsi de nombreux avantages en particulier de pallier à des défaillances de moyens de production.

Exploitation du système électrique guyanais – La dimension Système

La dimension système est la plus compliquée à appréhender pour un néophyte et mérite d'être clarifiée.

Le système électrique guyanais avec plus de **200 MW** de puissance installée et qui délivre à la pointe de plus de 111 MW, comprend :

- **plusieurs groupes de production** (hydrauliques, thermiques classiques, ...). Ces groupes sont des ensembles complexes de gros matériels de puissance, mais aussi d'organes de régulation et de protections ;

- **plusieurs centaines de kilomètres de lignes aériennes ou de câbles souterrains et de postes Haute Tension** formant un réseau permettant des transits de puissance importants. Les lignes, transformateurs, organes de coupure, etc., sont équipés un grand nombre de protections et d'automates ;

- **plusieurs milliers d'installations de clients**, directement raccordées sur les réseaux HT, ou alimentées par des réseaux de tensions inférieures reliés à ces mêmes réseaux, qui peuvent être sources de perturbations et présenter des comportements dynamiques très différents lors des variations importantes de tension et/ou de fréquence rencontrées au cours des incidents ;

- **un centre de conduite** exploitant le système électrique.

Ces multiples composants en interaction permanente, sous le contrôle d'opérateurs humains et d'automates, constituent un ensemble complexe et fortement bouclé; il doit être conçu et exploité de manière cohérente; c'est la dimension SYSTEME . L'équilibre du Système repose donc sur une parfaite coordination de l'ensemble des dispositifs de

régulation et de protection. Il en résulte que tout mauvais comportement d'un composant, même très localisé, peut briser cet équilibre, rejaillir très vite et très loin et affecter globalement le fonctionnement de l'ensemble, et conduire au black-out.

Le rôle de l'exploitant du Système est de maîtriser simultanément trois objectifs (cf §II) :

Garantir la SURETE

Favoriser la performance ECONOMIQUE

Garantir la QUALITE de la fourniture

C'est l'exploitation des systèmes insulaires qui nécessite que soit accordée une attention particulière :

- au choix des centrales électriques,
- au système de sécurité,
- au réglage de la fréquence et de la tension,
- à la gestion des systèmes de réserve et à la capacité de remise en route et à la stabilité du système.

V. Contraintes techniques liées à l'injection sur le réseau des ENR

V.1. Introduction

Les ouvrages sont au standard technique européen.

Le réseau est :

- plus ou moins dense selon les zones géographiques,
- ne couvre pas tout le littoral,
- dispose de peu de postes sources, parfois très distants les uns des autres.

La production sur les réseaux 20 000 V (HTA) a ses limites techniques.

Les contraintes à examiner en 90 000 V (HTB) sont principalement des contraintes :

1. de surcharge,
2. de tension,
3. de stabilité du réseau.

V.2. Contraintes au niveau des poste-source (capacité d'accueil)

La charge moyenne au niveau des postes-source évoquée dans le Schéma Départemental de l'Electrification de Guyane (rapport Transénergie) n'a pas beaucoup évolué et est la suivante :

Tableau 3. – Charge des Postes-Source

Postes 90 kV	Pmax estimée (MW)	% Charge
Degrad-des-Cannes	7	18%
Suzini	16	40%
Malouin	32	44%
Balata	19	26%
TDF	3	8%
Kourou	20	28%
Petit Saut	3	8%
ELA-CSG	15	21%
Organabo	4	20%
Saint-Laurent	9	45%

Pmax : Puissance maximale.

Ces chiffres sont estimés.

EDF Guyane n'a pu communiqué ces chiffres et a lancé une étude pour connaître précisément la charge des transformateurs.

Puissance :

Les postes-source sont largement surdimensionnés et ne présente aucune difficulté à accueillir de nouvelles sources.

Régularité de production :

Tous les postes source sont en permanence exploités.

Capacité physique d'accueil (génie civil):

Certains poste-source peuvent présenter des contraintes physiques de place pour accueillir de nouveaux départs dédiés HTA. C'est le cas de MALOUIN, BALATA et SAINT-LAURENT.

Les postes-source ne présentent pas de contrainte en matière de charge. Ils offrent tous une forte capacité d'accueil. Tous les poste-source sont en permanence exploités. Certains poste-source peuvent présenter des contraintes de génie civil (place physique) pour accueillir de nouveaux départs dédiés.

V.3. Contraintes au niveau des lignes HTB (90 000 Volts)

Il s'agit d'examiner les performances du Système Electrique de Guyane à l'évacuation d'énergie.

Le critère qui permet d'évaluer cette performance est l'IMAP :

Intensité Maximale Admissible en Permanence

Si la ligne est exploitée au-delà de cette intensité, l'ouvrage est endommagé physiquement. Pour les lignes elles se réchauffent, se rallongent, se rapprochent donc du sol, et présentent des risques importants d'ammorçage et de sécurité.

A partir de l'IMAP la Puissance Maximale Admissible en Permanence peut être évaluée.

Tableau 6. – Capacité des lignes HTB

Ligne	Imap (A) (Intensité Maximale Admissible en Permanence)	Pmax admissible (estimée)
BALATA-DEGRAD-DES-CANNES	555	71
BALATA-KOUROU	555	71
BALATA-MALOUIN	555	71
BALATA-TDF	555	71

DEGRAD-DES-CANNES-SUZINI	555	71
ELA-ETOILE	744	95
ELA-KOUROU	744	95
ETOILE-ORGANABO	634	81
ETOILE-PETIT-SAUT	744	95
ETOILE-KOUROU	744	95
KOUROU-TDF	555	71
MALOUIN-SUZINI	555	71
ORGANABO-SAINT-LAURENT	634	81

Concernant le système électrique de Guyane, les lignes 90 000 V (HTB) sont toutes secourues par d'autres lignes 90 000 V (HTB), à l'exception de l'Ouest Guyanais secouru par des moyens de production à Saint-Laurent.

Avec une puissance de pointe de 111MW, une production délocalisée par rapport au centre de consommation, un doublement des circuits d'alimentation (lignes HTB – 90 000 V) à l'exception de l'Ouest Guyanais, il n'y a aucune contrainte de transit d'énergie.

Les lignes HTB ne présentent pas de contrainte en matière de charge.

V.4. Contraintes au niveau des lignes et câbles HTA (20 000 Volts)

A. Structure

Le réseau HTA est constitué de :

- **10%** de départs urbains et **90%** de départs ruraux
- une **centaine de kilomètres de départs urbains** dont **90% en souterrain**
- un peu moins de **900 kilomètres de départs ruraux** dont **70% en aérien**.
- environ 45 départs HTA.

Ces caractéristiques éclairent sur la typologie de raccordement sur départs existants, qui ne sera pas la même selon que l'on soit sur un départ rural ou urbain, et aérien ou souterrain.

B. Exploitation

1. Les départs HTA sont conçus pour supporter des puissances variables. D'un départ à l'autre en fonction de la technologie du câble, la puissance peut aller du simple au double. La puissance moyenne des départs est de 2,6 MW (même si 20% des départs ne doivent pas excéder 1,5 MW et 10% peuvent aller jusqu'à 4MW).
2. Les départs HTA sont secourus par d'autres départs HTA.
3. Cependant les départs HTA semblent de plus en plus chargés pour la boucle de Cayenne et l'Ouest Guyanais. C'est d'ailleurs un axe majeur du programme travaux d'EDF

Guyane actuellement et pour les années futures.

4. **Régularité de production** : Tous les départs HTA sont régulièrement sollicités.

Il n'y a donc pas de contrainte globale majeure.

Aussi pour toute demande de raccordement, EDF examinera la puissance minimale du départ avant le raccordement du producteur, et procédera à une étude en fonction de la nouvelle charge.

V.5. Tenue de la tension

La tension chute au fur et à mesure que l'on transporte l'électricité.

Près de **70 %** de l'électricité est consommée par l'agglomération de Cayenne (postes de MALOUIN, SUZINI, DEGRAD-DES-CANNES, BALATA) et 25 % à Kourou principalement par le Centre Spatial Guyanais.

L'étalement du réseau et la dispersion des centres de consommation par rapport à la centrale hydro-électrique de Petit Saut induisent des contraintes forte de gestion du réseau pour maintenir des caractéristiques de livraison de l'électricité conformes à la norme européenne : il s'agit en particulier de gérer les chutes de tension liées à la distance de transport de l'électricité.

Pour maintenir la tension de la boucle de Cayenne autour de 90kV, l'exploitant doit:

1. fixer une tension élevée à Petit Saut de l'ordre de 96kV (dans la limite du respect des contraintes d'exploitation du matériel de PETIT-SAUT),
2. vérifier l'action des régleurs en charge des différents transformateurs HTB/HTA,
3. mettre en service des condensateurs HTA sur les postes de la zone de Cayenne. En effet les régleurs des transformateurs HTB/HTA sont les premiers garants du maintien du niveau de tension 20kV à un niveau acceptable. Cependant si cela ne suffit pas, l'exploitant en fonction du plan de production et du réactif fourni par les groupes de production, enclenchera plus ou moins de batteries de condensateurs au niveau HTA. Environ 25 MVar de condensateurs sont installés sur les barres 20 kV dans les poste-source.

En fait, le principal risque pour le nouveau raccordement d'un producteur autonome est la demande par EDF de la création d'un départ dédié, en cas d'un départ déjà trop long ou trop chargé.

Les lignes et câbles HTA ne présentent pas de contrainte en matière de charge, sont régulièrement exploités, mais sont de plus en plus chargés.

Le réseau HTA n'est pas très dense.

4. éventuellement coupler des groupes de DEGRAD-DES-CANNES pour fournir l'énergie réactive, ce qui constitue une imposition de groupe pour tenue de tension. Ce qui demeure et doit demeurer rare (ineptie économique).

Même si la tenue de la tension demeure une préoccupation importante pour l'exploitant du système électrique, cette situation n'est cependant pas critique car la tension HTA reste globalement maintenue à sa valeur de consigne grâce aux régleurs des transformateurs HTA/HTB, c'est-à-dire de façon automatique.

L'exploitant du système électrique a intérêt à exploiter un réseau à tension élevée pour diminuer les pertes.

Résumé:

Il n'y a pas de contrainte. En effet EDF dispose de batteries de condensateurs HTA dans les poste-source. Cependant la simulation du raccordement peut montrer des chutes de tension que le producteur devra pallier par la fourniture de réactif. Généralement la présence d'un producteur autonome vient plutôt améliorer la tension au point de raccordement.

Limites de tension sur le réseau 90KV et 20KV en situation normale (rappels):

Sur le réseau 90kV, $84 \text{ KV} < U_{\text{HTB}} < 97 \text{ KV}$

Sur le réseau $19 \text{ KV} < U_{\text{HTA}} < 21 \text{ KV}$.

Le réseau électrique guyanais ne présente pas de contrainte en matière de chute de tension au niveau 90 000 V (HTB) et 20 000 V (HTA).

V.6. Contraintes d'exploitation du système électrique

A) Contrainte de réserve

L'exploitant établit son plan de production, pour cela :

1. Il place prioritairement les groupes de Petit-Saut à un niveau de puissance fonction de la côte du barrage et de la gestion de l'eau.
2. Il complète par des groupes de Degrad-Des-Cannes.
3. Il s'assure qu'il dispose de la réserve primaire nécessaire, et peut à ce titre être amené à coupler plus de moyens thermiques. Cette réserve sert à pallier

l'éventualité du déclenchement du plus gros groupe. Cette réserve si elle est thermique (cas le plus fréquent) s'avère onéreuse.

L'exploitation du système électrique constitue une contrainte pour le raccordement des producteurs autonomes en HTB (90 000 V), ou d'un certain niveau de puissance.

En effet l'exploitant doit prévoir en permanence, couplé au réseau, une réserve de puissance pour pallier toute défaillance éventuelle d'un moyen de production (décrochage, déclenchement).

B) Contrainte d'indisponibilité d'ouvrages (lignes 90 000 Volts ou Poste-Source)

On parle de réseau en N (schéma Normal, réseau Nominal, tous les ouvrages réseaux postes et lignes HTB sont disponibles).

On parle de réseau en N-1 (indisponibilité d'un ouvrage type ligne HTB ou transformateur HTB/HTA pour avarie ou maintenance).

En effet en N-1, les contraintes existent.

Pour chacune des lignes HTB, si on examine la perte de la ligne la plus contraignante, d'autant que dans ces cas là on se retrouve souvent avec deux réseaux séparés, le système se retrouve en contrainte :

Exemple : la ligne Petit-Saut – Etoile 1 est consignée, la perte de la seconde ligne Petit-Saut – Etoile 2 est la plus contraignante, car on se priverait ainsi de la totalité de la production de Petit-Saut, l'exploitant doit prévoir sur Degrad-

Des-Cannes et Kourou la puissance nécessaire en réserve.

Autre exemple : la ligne BALATA-MALOUIN est consignée,

- la perte de la ligne de la ligne SUZINI – DEGRAD DES CANNES entraînerait que les postes de MALOUIN et SUZINI ne sont plus alimentés
- la perte de la ligne BALATA – DEGRAD DES CANNES entraînerait que la centrale de DEGRAD DES CANNES devrait alimenter seul les postes de DEGRAD-DES-CANNES, SUZINI, MALOUIN.

Dans certains cas la présence de producteurs autonomes dans la boucle de Cayenne peut améliorer la gestion du N-1, même si l'occurrence est rare de perdre simultanément deux ouvrages de transport.

V.7. Insertion des éoliennes et photovoltaïque dans un réseau isolé

Rappels SEI (Note):

« L'insertion d'éoliennes et de photovoltaïque dans un réseau isolé **pose des problèmes plus contraignants** que dans un grand réseau continental interconnecté.

La puissance fournie par ces générateurs est par **nature aléatoire**. Les variations de vents ou

d'ensoleillement se traduisent par de **fortes variations de puissance fournie**.

Ces variations de puissance sont susceptibles également de provoquer des variations de tension, et ce d'autant plus que la puissance de court-circuit du réseau est faible. En outre, aux conditions limites, lorsque le vent dépasse une certaine valeur, l'éolienne se déconnecte du réseau, faisant passer sa puissance injectée de P_{max} à 0.

Lorsque la part de production de source aléatoire n'est plus marginale dans un réseau isolé, il est nécessaire **d'augmenter la réserve disponible** sur les autres moyens de production afin de conserver le contrôle de la fréquence et de la tension et d'éviter ainsi de dégrader la qualité de fourniture à la clientèle, voire des coupures.

Par ailleurs, les éoliennes se protègent des incidents issus du réseau en se déconnectant plus rapidement que les autres moyens de production, par exemple sur baisse de fréquence ou de tension. Ces déconnexions aggravent la situation lorsque l'incident provient de la perte d'un moyen de production, pouvant entraîner alors le délestage de clientèle.

Ces multiples contraintes incitent les gestionnaires de réseau isolé à limiter le taux instantané de pénétration d'éoliennes dans le parc de production.

EDF SEI a retenu un taux de 30% de la puissance appelée sur le réseau. Il ne concerne pas les puissances installées, qui peuvent être supérieures, mais bien les puissances injectées à chaque instant.»

A noter que l'obligation d'achat pour le photovoltaïque comme pour l'éolien est toujours

limitée à 12MW par projet dans les centres SEI. La levée de ce plafond de 12MW pour l'éolien par la loi du 14 juillet 2005 ne concerne que la métropole.

Cependant tant que les ouvrages de production de sources éoliennes et solaires demeurent en taille unitaire inférieure à environ 20 MW (puissance moyenne couplée d'un groupe de Petit-Saut), sa présence sur le réseau ne modifie en rien la réserve aujourd'hui mise en place par EDF Guyane.

On peut donc retenir comme contraintes:

- le taux de pénétration de 30% valable pour l'éolien et le solaire. Aujourd'hui il est nul, et laisse encore beaucoup de perspectives puisque cela représente environ 25 MW de production de sources renouvelables appelées à chaque instant.
- L'impossibilité de considérer l'éolien et le solaire en moyens de production mis en base.
- la réserve à placer souvent onéreuse et nécessairement disponibles pour pallier d'éventuelles défaillances de ces nouveaux moyens de production lorsque leur part n'est plus marginale.

V.8. Contraintes liées à la présence de réseaux

Raccordement aux postes 90kV/20kV en aval avec un départ dédié HTA

Les postes-source sont indiqués au tableau 2. Ils ne sont pas nombreux.

Le raccordement au poste-source peut se faire en **aval** avec un départ dédié en 20 000 Volts.

Il importe de s'assurer qu'il y a des places physiques disponibles pour recevoir une nouvelle cellule HTA au poste-source le plus proche. Sinon il faut envisager un renforcement de réseau mais qui conduit à des travaux lourds de génie civil.

Raccordement HTA sur réseau 20 000 Volts

Il y a une distance maximale pour respecter une chute de tension de 7% en régime normal entre le client et le poste source.

Par exemple pour le câble le plus onéreux mais le plus performant (240 mm² Cuivre) :

- exploité à 20 000 Volts, il atteint ses limites au bout de 25 km,

- et exploité à 30 000 Volts, il atteint ses limites au bout de 50km.

En résumé, le faible nombre de postes-source souvent distants représente une contrainte.

Le positionnement d'un nouveau producteur autonome est déterminant pour son raccordement et ne peut se traiter qu'au cas par cas. Il importe donc qu'en amont soit exploré ce raccordement pour tout porteur de projet avant même d'en avoir formulé la demande à SEI.

Il y a donc deux configurations :

- raccordement HTA au poste-source, nécessité d'un départ dédié compte-tenu de la puissance, présence proche ou éloigné d'un poste-source (raccordement au poste en aval du transformateur HTB/HTA)
- raccordement HTA au réseau, pas de nécessité d'un départ dédié compte-tenu de la puissance, présence proche ou éloigné d'une ligne HTA (raccordement sur la ligne HTA).

V.9. Contraintes de stabilité et de régulation du réseau ou de perturbations induites

Perturbations de tension :

Il importe de différencier les grandes familles de perturbations en tension. Dans la littérature, on retrouve la segmentation suivante :

- Creux de tension

Il s'agit d'une diminution brusque de la tension de mise à disposition à une valeur située entre 90% et 1% de la Tension Contractuelle, suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Un Creux de Tension peut durer de dix millisecondes à trois minutes.

Les Creux de Tension sont caractérisés par leur profondeur et leur durée. (avec une limite: 30%, 600 ms).

Les courts-circuits qui se produisent sur les réseaux provoquent des chutes de tension dont l'amplitude est maximale à l'endroit du court-circuit et diminue lorsqu'on se rapproche de la source de tension. La diminution de la tension dure tant que le court-circuit n'est pas éliminé.

- Fluctuations Lentes de la Tension

Couvrent les phénomènes où la valeur efficace de la tension de mise à disposition évolue de quelques pour-cent autour de la Tension Contractuelle, mais reste assez stable à l'échelle de quelques minutes. La valeur efficace de la tension est mesurée en moyenne sur une durée de dix minutes. La tension de mise à disposition en un point du Réseau peut fluctuer, à l'échelle journalière, hebdomadaire ou

Variations de tension sur le réseau 20 kV (20 000 Volts):

SEI examinera au cas par cas :

- l'impact sur l'installation du producteur autonome de perturbations de tension potentielles sur le réseau
- et vice-versa

Eventualité de flicker au point de raccordement :

Ce phénomène est très localisé et fonction des utilisateurs connectés au départ HTA. Il convient donc en amont d'en avoir connaissance, par des campagnes de mesure. Des dispositifs permettent

annuelle, sous l'effet de variations importantes de la charge des réseaux ou des changements des schémas d'exploitation (suite par exemple à des aléas de production ou des avaries). Des dispositifs de réglage de la tension installés dans les postes de transformation du Distributeur contribuent à limiter ces fluctuations.

- Fluctuations rapides de la Tension

Couvrent tous les phénomènes où la tension présente des évolutions qui ont une amplitude modérée (généralement moins de 10%), mais qui **peuvent se produire plusieurs fois par seconde**. Ces phénomènes peuvent donner lieu à un papillotement de la lumière appelé "flicker". On appelle "à-coup de tension" une variation soudaine, non périodique de la valeur efficace de la tension, qui se produit à des instants aléatoires à partir d'une valeur de la tension comprise dans la plage contractuelle. La fluctuation rapide de la tension est mesurée avec un appareil de mesure dont les caractéristiques répondent à la norme internationale CEI 868. Les fluctuations rapides de la tension qui sont à l'origine du flicker sont provoquées par des charges fluctuantes à cadence fixe (machines à souder par points par exemple, grosses photocopieuses) ou erratique (cas des fours à arc). Les à-coups de tension proviennent essentiellement des variations de la charge du réseau ou de manœuvres en réseau : c'est, par exemple, la chute de tension produite par l'enclenchement d'une charge.

de s'en prémunir mais avec une efficacité limitée et un coup élevé.

Variations de tension induites par un nouveau producteur sur le réseau:

Si on raccorde une nouvelle entité de production :

- en bout de ligne
- d'un départ peu chargé
- dont la taille de l'entité est supérieure à la charge du départ (consommation)

le comportement de cette nouvelle entité peut induire des variations de tension brutales chaque fois que ce dernier s'enclenche ou déclenche.

Quelques départs ruraux sont concernés pour le système électrique guyanais.

Variations de tension acceptées par un nouveau producteur sur le réseau:

A l'inverse, une nouvelle entité doit pouvoir supporter un certain niveau de variations de tension, conformément à la réglementation.

EDF-SEI examinera précisément ces deux situations au cas par cas, et proposera des dispositions à prévoir (dans le second cas il s'agira par exemple des réglages de la protection de découplage).

Contraintes de régulation du réseau, et leur conséquence sur le dimensionnement des ouvrages ENR et leur conduite

1) Insertion d'éoliennes et de photovoltaïque dans un réseau isolé

Cf. Paragraphe V.7

2) Problématique de découplage lors d'incidents dégradant la fréquence et la tension (cf Note SEI)

Extraits : « Certains générateurs se protègent des incidents réseau en se déconnectant dans des temps courts inférieurs à ceux des autres moyens de production. Ainsi, un court-circuit sur une ligne HTB, qui crée un creux de tension généralisé, peut provoquer la déconnexion brutale de l'ensemble de ce type de générateurs, entraînant un déficit de production après l'élimination du défaut. De même, la perte d'un moyen de production, qui crée une baisse de fréquence, peut provoquer la déconnexion brutale de ce type de générateurs. Le manque de production est ainsi aggravé.

Ces multiples contraintes incitent les gestionnaires de réseau isolé à limiter le taux instantané de pénétration d'énergie aléatoire dans l'énergie totale injectée sur le réseau.

Une attention particulière est portée aux protections de découplage pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA (20 000 Volts) et en HTB (90 000 Volts) dans les zones non interconnectées (cette attention fait l'objet de plusieurs notes SEI). »

En résumé, il sera recommandé à toute nouvelle source raccordée au réseau de disposer d'une protection de découplage dont les réglages seront fixés avec l'exploitant du système électrique.

Cas de l'éolien et du solaire :

EDF considère que ni l'éolien, ni le solaire, dont la production est aléatoire, n'apportent de puissance garantie. Leur dimensionnement ainsi que leur conduite sont donc impactés.

Cas de l'hydraulique :

EDF considère aussi que l'hydraulique ne présente pas de puissance garantie, l'aléa de l'hydraulicité étant très fort. Toutefois, les petites centrales au fil de l'eau ne turbinent qu'une faible partie du débit moyen et sont donc moins sensibles à ces variations.

Cas de la biomasse:

La biomasse ne présente pas de contrainte en termes de régulation du réseau. Les centrales à biomasse qui seraient connectées au réseau interconnecté seraient à considérer pour une production en base, à la fois pour leur mode de fonctionnement, mais aussi pour leurs fonction de régulation, en permettant de substituer de la production d'électricité par groupes diesels pour le stockage de l'eau du barrage.

Il n'y a donc pas de contrainte incontournable en lien avec la stabilité et la régulation du réseau (hormis la problématique des éoliens et solaires). Cependant l'interface entre le producteur et EDF conduira à mettre en place des dispositifs de protection et des réglages pour protéger l'ensemble du système (tant le réseau existant, que la nouvelle source).

V.10. Synthèse des contraintes

N°	Contrainte
V.2.	<p>Contraintes au niveau des POSTE-SOURCE Les postes-source ne présentent pas de contrainte en matière de charge. Ils offrent tous une forte capacité d'accueil. Tous les poste-source sont en permanence exploités. Certains poste-source peuvent présenter des contraintes de génie civil (place physique) pour accueillir de nouveaux départs dédiés.</p>
V.3.	<p>Contraintes au niveau des lignes HTB Avec une puissance de pointe de 111MW, une production délocalisée par rapport au centre de consommation, un doublement des circuits d'alimentation (lignes HTB – 90 000 V) à l'exception de l'Ouest Guyanais, il n'y a aucune contrainte de transit d'énergie.</p> <p>Les lignes HTB ne présentent pas de contrainte en matière de charge.</p>
V.4	<p>Contraintes au niveau des lignes et câbles HTA Les lignes et câbles HTA ne présentent pas de contrainte en matière de charge, sont régulièrement exploités, mais sont de plus en plus chargés.</p> <p>Le réseau HTA n'est pas très dense.</p>
V.5.	<p>Tenue de la tension Le réseau électrique guyanais ne présente pas de contrainte en matière de chute de tension au niveau 90 000 V (HTB) et 20 000 V (HTA).</p>
V.6.	<p>Contraintes d'exploitation du système électrique L'exploitation du système électrique constitue une contrainte pour le raccordement des producteurs autonomes en HTB (90 000 V), ou d'un certain niveau de puissance.</p> <p>En effet l'exploitant doit prévoir en permanence, couplé au réseau, une réserve de puissance pour pallier toute défaillance éventuelle d'un moyen de production (décrochage, déclenchement).</p> <p>Dans certains cas la présence de producteurs autonomes dans la boucle de Cayenne peut améliorer la gestion du N-1, même si l'occurrence est rare de perdre simultanément deux ouvrages de transport.</p>
V.7	<p>Insertion des éoliennes et photovoltaïque dans un réseau isolé On peut donc retenir comme contraintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le taux de pénétration de 30% valable pour l'éolien et le solaire. Aujourd'hui il est nul, et laisse encore beaucoup de perspectives puisque cela représente environ 25 MW de production de sources renouvelables appelées à chaque instant. - L'impossibilité de considérer l'éolien et le solaire en moyens de production mis en base. - la réserve à placer souvent onéreuse et nécessairement disponibles pour pallier d'éventuelles défaillances de ces nouveaux moyens de production lorsque leur part n'est plus marginale.
V.8.	<p>Contraintes liées à la présence de réseau</p> <p>En résumé le faible nombre de postes-source souvent distants représente une contrainte.</p> <p>Le positionnement d'un nouveau producteur autonome est déterminant pour son raccordement et ne peut se traiter qu'au cas par cas.</p> <p>Il importe donc qu'en amont soit exploré ce raccordement pour tout porteur de projet avant même d'en avoir formulé la demande à SEI.</p> <p>Il y a donc deux configurations :</p> <ul style="list-style-type: none"> - raccordement HTA au poste-source, nécessité d'un départ dédié compte-tenu de la puissance, présence proche ou éloigné d'un poste-source (raccordement au poste en aval du transformateur HTB/HTA) - raccordement HTA au réseau, pas de nécessité d'un départ dédié compte-tenu de la puissance, présence proche ou éloigné d'une ligne HTA (raccordement sur la ligne HTA)

V.9.	Contraintes de stabilité et de régulation du réseau ou de perturbations induites Il n'y a donc pas de contrainte incontournable en lien avec la stabilité et la régulation du réseau (hormis la problématique des éoliens et solaires). Cependant l'interface entre le producteur et EDF conduira à mettre en place des dispositifs de protection et des réglages pour protéger l'ensemble du système (tant le réseau existant, que la nouvelle source).
------	--

VI. Cadre technique applicable à l'injection sur le réseau des ENR

Le domaine de tension de raccordement de référence d'une installation de production est déterminé en fonction de sa puissance active maximale conformément au tableau suivant :

Domaine de tension de raccordement de référence	Puissance active maximale de l'installation de production
HTA (20 000 Volts)	<= 12MW
HTB (90 000 Volts)	> 12 MW

L'étude s'intéresse au raccordement de source inférieure ou égale à 12 MW.

Le **Guide des producteurs d'électricité** fixe les conditions de raccordement des nouveaux producteurs autonomes sur les réseaux existants. Les extraits suivants permettent de comprendre les principales contraintes techniques pour tout nouveau producteur.

Extraits

« La demande de raccordement »

La demande de raccordement est nécessaire pour une installation nouvelle, pour une installation remplaçant une installation existante et pour une augmentation de puissance installée de plus de 10 %.

Elle s'effectue auprès du gestionnaire de réseau public EDF SEI pour les DOM, en fonction du domaine de tension de référence fixé par les textes réglementaires sur le raccordement des installations de production.

Le gestionnaire du réseau instruit toute demande d'un producteur en recherchant si le raccordement de l'installation au réseau public le plus proche constitue **une solution technique et financière raisonnable et au moindre coût, tant pour lui-même que pour le demandeur.**

A cette fin, il effectue une étude pour déterminer le schéma de raccordement et examine dans un cadre transparent et non discriminatoire les divers scénarios de fonctionnement du réseau électrique.

Sur la base de cette étude, le gestionnaire de réseau est tenu de faire au producteur, dans un délai de trois mois suivant sa demande, **une proposition**

technique et financière (PTF) qui évalue les conditions techniques et financières du raccordement de l'installation au réseau public.

L'élaboration de cette PTF fait l'objet d'échanges entre le demandeur et le gestionnaire de réseau avant sa finalisation.

Plusieurs solutions peuvent être proposées dans la PTF.

Une fois cette dernière acceptée par le producteur, le gestionnaire de réseau établit **une convention de raccordement** qui fixe notamment le délai et le coût du raccordement de l'installation au réseau.

Si le coût de raccordement fixé dans la convention se révèle supérieur à celui prévu dans le cadre de la PTF, le gestionnaire de réseau est tenu d'indiquer l'origine des coûts supplémentaires et, le cas échéant, la nature des contraintes techniques nouvelles qui n'avaient pas pu être prises en compte dans la PTF.

Afin de traiter de manière non discriminatoire les nombreuses demandes de raccordement qui leur sont soumises, le gestionnaire de réseau a adopté, dans le cadre de leur référentiel technique, une procédure de **file d'attente** : les raccordements sont effectués successivement, au fur et à mesure de la levée des contraintes réseau.

Les coûts de raccordement d'une installation de production au réseau public sont à la charge du producteur.

Les coûts de renforcement du réseau rendus nécessaires par l'arrivée de la nouvelle

installation ne peuvent, du fait de leur prise en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics, être mis à la charge du producteur.

Le contrat d'accès au réseau public

Le contrat d'accès au réseau public a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'injection sur les réseaux publics de l'énergie électrique produite et du soutirage de l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des auxiliaires de l'installation de production.

Il est toujours précédé, pour les nouvelles installations de production, d'une convention de raccordement décrivant les ouvrages de l'installation et les ouvrages de raccordement et d'une convention

d'exploitation décrivant les modalités d'exploitation de ces ouvrages.

Le contrat d'accès comporte notamment des dispositions en matière de comptage, de qualité et de responsabilité.

Cas possibles de refus d'accès au réseau public

La loi du 10 février 2000 prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès au réseau :

- sur le fondement d'impératifs liés :
 - au bon accomplissement des missions de service public,
 - de motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux,
 - et à la qualité de leur fonctionnement ».

VI.1. Référentiel technique de raccordement aux réseaux HTA dans les centres insulaires

C'est le niveau de puissance du nouveau producteur qui fixe la tension de raccordement, ainsi :

De 250 kVA jusqu'à 4 MW :
Raccordement réseau 20 kV

De 4 à 12 MW :
Raccordement d'un départ dédié au Poste Source

Les textes réglementaires applicables aux raccordement sont les suivants :

- ✓ Décret 2003-229 du 13 mars **2003**: **Raccordement au RPD** prescriptions techniques
- ✓ Arrêté du 17 mars 2003: prescriptions techniques pour les producteurs
- ✓ Arrêté du 22 avril 2003 modifiant l'arrêté précédent sur la production de réactif
- ✓ Arrêté du 27 octobre 2006 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 sur les à-coups de tension, les écarts de Fréquence et de Tension

Par ailleurs SEI a publié sur Internet une note référencée : SEI REF 02.

1. Les grandes lignes de l'arrêté du 17 mars 2003

Domaine de tension de raccordement

18kva: BT Mono
250kva: BT tri
12Mw : HTA

Pas d'élévation de tension due au raccordement du producteur en dehors des plages prévues par les textes réglementaires

Conditions de production de réactif

Conditions sur la qualité de la tension

Participation des installations non marginale à la sûreté du système électrique (lorsque la technique le permet).

2. Extrait de l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique : **Dispositions particulières pour les installations non reliées au réseau interconnecté**

Article 15

Les installations de production raccordées à un réseau public de distribution non relié à un grand réseau interconnecté et dont la puissance apparente dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau doivent participer à la sûreté du système électrique. Les groupes de production, à l'exception des génératrices asynchrones, doivent dans cette

optique avoir les caractéristiques suivantes :

Tenue en régime normal

1. Puissances fournies. - Pour la fréquence nominale de 50 Hz, lorsque la tension stator ou pour les machines équipées d'électronique la tension en sortie de l'onduleur est comprise entre 95 % et 105 % de la tension nominale, le groupe doit pouvoir fournir une puissance active (P_n) égale à 0,8 fois la puissance apparente normale (S_n) et fournir une puissance réactive (Q_{n1}) jusqu'à 0,6 S_n et absorber une puissance réactive (Q_{n2}) jusqu'à 0,1 S_n . La puissance apparente normale (S_n) est mesurée aux bornes du stator de l'alternateur.

2. Marche en continu. - Dans la plage de fréquence de 48 à 52 Hz et dans la plage de tension de 95 % à 105 % de la tension nominale, le groupe doit pouvoir régler la puissance active fournie et la puissance réactive fournie ou absorbée dans les limites de plus ou moins 5 % autour de P_n et de Q_{n1} et Q_{n2} précédemment définis.

3. Marche transitoire en durée limitée. - Le groupe doit pouvoir fonctionner pendant une durée limitée dans des plages de fréquence et de tension plus large que celle indiquée ci-avant. Les performances des groupes de puissance peuvent alors être inférieures à celles demandées en marche continue. Ces possibilités doivent être indiquées par le producteur.

Le groupe devra au moins pouvoir fonctionner pendant une durée de 3 minutes dans la plage fréquence de 46 à 48 Hz.

Tenue en régime perturbé

1. Variations rapides de fréquence. - Le groupe doit pouvoir supporter des variations rapides de fréquence en restant connecté au réseau dans les limites suivantes :

- dans la plage 44-46 Hz pendant au moins 30 secondes ;
- dans la plage 52-54 Hz pendant au moins 5 secondes.

2. Baisse rapide de tension. - Le groupe doit pouvoir supporter, en restant connecté au réseau, des creux de tension affectant une, deux ou trois phases du réseau tels que la tension restante au point de livraison soit de 0,3 fois la tension nominale du réseau (U_n) pendant 0,6 s et à 0,7 fois U_n pendant 2,5 secondes.

3. Stabilité. - Le producteur doit vérifier la stabilité de son installation, préalablement à son raccordement, par des études sur logiciels dont il doit communiquer les résultats au gestionnaire du réseau. Le

gestionnaire du réseau communique au producteur :
- les caractéristiques du réseau qui lui sont nécessaires pour mener à bien ces études, conformément à l'état de l'art en la matière ;
- les schémas génériques d'études, les critères et marges de stabilité à respecter.

Article 17

Les protections de découplage, prévues à l'article 11, doivent être adaptées, notamment en élargissant les plages de réglage des relais de fréquence.

Article 18

Les installations de production dont la puissance totale nominale apparente (S_n) dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau, sauf si la technique de production ne le permet pas, doivent maintenir, pendant le fonctionnement du groupe, une marge de puissance active, dite **réserve primaire** ; la valeur maximale de cette marge est fixée à 15 % (en plus ou en moins) de la puissance nominale au groupe. La fonction de réglage correspond à un coefficient de statisme à fixer, selon les groupes, entre 4 % et 6 %.

Les installations considérées comme non marginales en application de l'article 20 doivent être équipées d'un régulateur de tension agissant dans les limites de réglage de la production et de l'absorption de puissance réactive des groupes. Le groupe doit être équipé d'un régulateur qui ajuste en quelques secondes la puissance fournie en fonction de l'écart entre la valeur réelle de la fréquence et sa valeur de consigne. Une régulation lente peut être installée pour permettre au groupe de revenir à sa puissance de consigne initiale (en plus de 10 minutes).

Article 20

Le producteur doit fournir les informations nécessaires au centre de conduite du réseau dans le cas où le fonctionnement de la centrale n'est pas marginal par rapport à la gestion et à la conduite de ce réseau.

Dans les réseaux insulaires ou assimilés, on considère que la centrale raccordée à un départ HTA dédié n'est pas marginale si sa puissance apparente totale nominale dépasse 8 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA ou de tout autre ouvrage auquel est relié ce départ HTA. Si la centrale est raccordée en ligne sur un départ HTA alimentant des charges, elle est considérée comme non marginale si sa puissance dépasse 20 % de la charge maximale de ce départ. Ces puissances doivent correspondre aux périodes de production éventuellement prévues.

Les centrales dont la puissance totale nominale

apparente (Sn) dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau pendant la période de fonctionnement du producteur sont également à considérer comme non marginales, si la conduite du réseau le nécessite.

3. Les grandes lignes de l'arrêté du 27 Octobre 2006 modifiant l'arrêté du 17 Mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique

Article 2

« Il est inséré après l'article 14 de l'arrêté du 17 Mars 2003 susvisé un article 14-1 ainsi rédigé :

Art. 14-1. – Les installations de production de puissance supérieure à 5 MW doivent avoir la capacité constructive de contribuer au soutien du système électrique lors des régimes exceptionnels de fréquence et de tension.

1.Tenue en régime exceptionnel de fréquence du réseau :

Ces installations doivent être capables de façon constructive de rester connectés au réseau lors des régimes exceptionnels de fréquence situés entre 47 Hz et 52 Hz pour des durées limitées indiquées en annexe informative, sauf si les nécessités de

protection de découplage imposent d'autres seuils de fréquence

.....

2.Tenue en régime exceptionnel de tension du réseau :

Ces installations doivent être capables de façon constructive de rester connectés au réseau pour des durées limitées lorsqu'elles sont soumises à des régimes exceptionnels de tension

... »

4. Spécificités SEI dans l'arrêté du 17 mars 2003

- Installations non marginales: Puissance >1% de la Puissance minimale tournante du réseau
- Marche en continu dans la plage 48-52Hz et 95%-105% Un
- Marche 3mn dans la plage 46-48Hz
- Marche 30s dans la plage 44-46Hz
- Marche 5s dans la plage 52-54Hz
- Possibilité de limiter l'appel aux moyens de production à base d'énergie aléatoire : limitation SEI à 30% de la puissance appelée sur le réseau.

VI.2. Conditions techniques de raccordement aux réseaux HTA et HTB dans les centres insulaires (résumé)

Puissance	Tension de raccordement	Emplacement du raccordement
>250kVA <4 MW	HTA	Sur départ existant HTA (si disponibilité)
> 4 MW <12 MW	HTA	Départ dédié au poste-source le plus proche

VI.3. Interlocuteurs EDF SEI des producteurs autonomes souhaitant un raccordement sur le réseau guyanais

Les producteurs autonomes s'adressent :

- ✓ à SEI pour la demande de contrat d'achat
- ✓ à ARD-SEI pour la demande de raccordement.

ARD-SEI est une entité dédiée, organisation qu'a adopté SEI pour répondre au mieux à tous les producteurs autonomes qui souhaitent se raccorder sur un des réseaux Outre-Mer.

Elle a en charge de :

1) Centraliser par un « guichet unique » les demandes de raccordement des producteurs

2) Gérer la liste et la File d'Attente Producteurs

Il y a des conditions d'entrée à la file d'attente. Un des documents suivants doit être fourni par le demandeur pour qu'il soit pris en compte:

- **Permis de construire accordé**
- **Autorisation de travaux**
- **Récépissé de déclaration d'exploiter (DIDEME)**
- **Autorisation administrative de l'étude d'impact**
- **Acceptation suite appel d'offres**

3) Fournir la Proposition Technique et Financière.

VII. Justification des ENR et possibilités d'évolution (levée des points de blocage, amélioration de la gestion)

VII.1. Une production très corrélée à l'hydraulicité

La production de l'électricité en Guyane est très corrélée à l'hydraulicité, ce qui fait de Petit-Saut non pas un moyen de base mais un moyen de semi-base.

Avec une puissance appelée de 111 MW, le taux de couverture défini par la Puissance disponible sur la Puissance de pointe est plus du double.

Cependant la puissance disponible de Petit-Saut n'est pas la même toute l'année, et peut différer d'une année à l'autre. Ainsi le productible (énergie produite) de Petit-Saut n'est pas le même tout au long de l'année, et même d'une année sur l'autre.

Les ENR se justifient donc pour :

1. Renforcer la base :

Petit saut représente plus de 60 % de la production totale d'électricité de la Guyane en 2007. Ce chiffre est bien entendu extrêmement variable en fonction des années.

Comme l'ont déjà identifié certaines études, le mix énergétique de la Guyane est en fait extrêmement difficile à établir dans la mesure où il est totalement dépendant de la pluviométrie et donc du fonctionnement du barrage.

Cependant, les centrales qui pourraient être installées en Guyane pour alimenter le réseau interconnecté seront à considérer pour une production en base, à la fois pour leur mode de fonctionnement, mais aussi pour leurs fonctions de régulation, en permettant de substituer de la production d'électricité par groupes diesels pour le stockage de l'eau du barrage. C'est le cas des centrales biomasse.

2. Faire face à la pointe :

En Guyane la pointe de consommation a lieu suivant les années entre le 1^{er} octobre et le 15 décembre, qui correspond à la période de plus faible hydraulicité.

La puissance moyenne horaire produite par PETIT-SAUT est de 40-60 MW (hors période El Nino), pour une puissance maximale fournie avec 4 groupes de 80-85 MW pendant les 2 à 3 heures que dure la pointe journalière. D'autres moyens pourraient contribuer à la pointe.

Plus généralement :

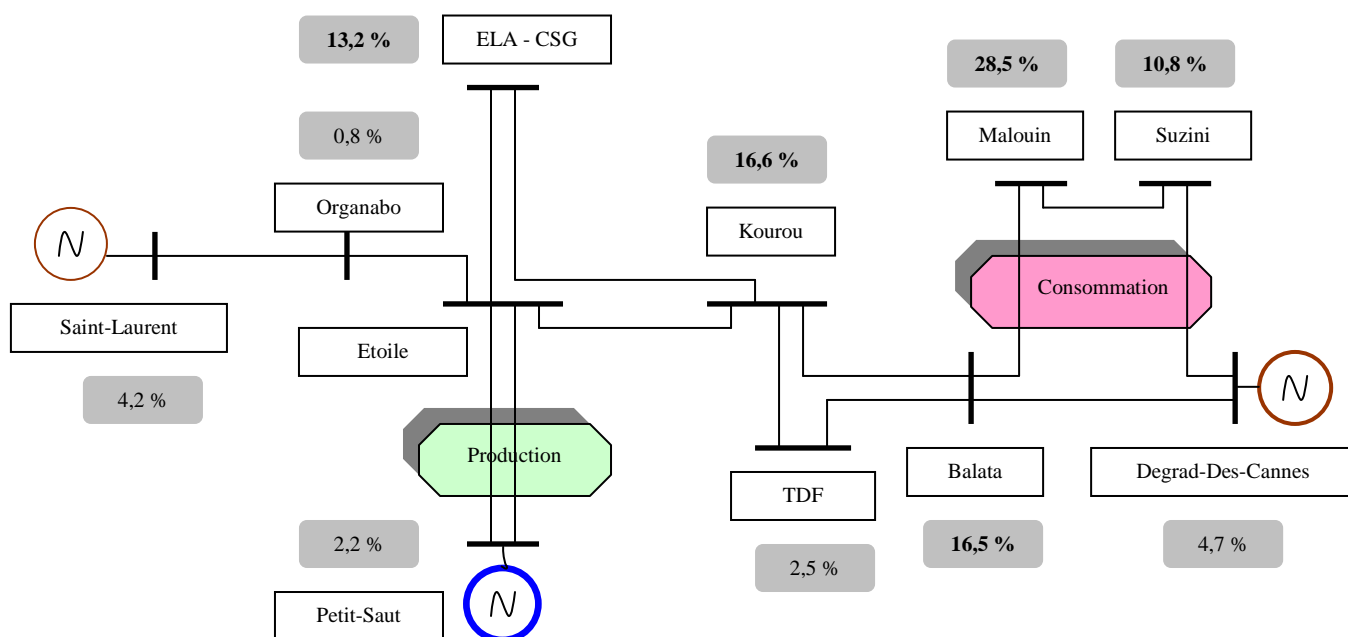
En période de forte hydraulicité avec un taux de remplissage du barrage compris entre 60 et 100%, la puissance moyenne horaire produite par PETIT-SAUT est de 60MW. Pour une puissance maximale fournie avec 4 groupes de 100MW pendant les 2 à 3 heures que dure la pointe journalière qui est de l'ordre de 10% plus faible que la pointe en période de faible hydraulicité.

Le non recourt au thermique de DEGRAD-DES-CANNES ou autre en période de forte hydraulicité n'est viable que si la puissance de pointe de la Guyane reste inférieure à 112 MW environ, et que l'on peut avoir suffisamment de réserve primaire thermique pour ne pas aller au-delà du 1^{er} stade de délestage sur perte du plus gros groupe couplé.

Du fait de la forte composante hydraulique du parc de production, centrale de Petit Saut, le fonctionnement du Système Guyanais doit être examiné pour différentes situations d'hydraulicité auxquelles correspondent des puissances différentes produites par Petit Saut.

On comprend dès lors que la problématique du système électrique guyanais n'est pas une problématique de puissance (comme dans les autres SEI) mais une problématique d'énergie.

VII.2. Une production déséquilibrée géographiquement



La production est très déséquilibrée sur le réseau électrique entre PETIT-SAUT et DEGRAD-DES-CANNES. Elle est par ailleurs globalement éloignée des centres de consommation.

L'arrivée de producteurs autonomes pourrait équilibrer la production, voire se rapprocher des centres de consommation.

VII.3. Une évolution soutenue de la consommation

Avec Petit-Saut, la part hydraulique dans la production électrique reste prépondérante, mais ne peut plus que diminuer, face à une croissance annuelle de la demande qui avoisine **2,9%**.

Evolution de la puissance de pointe, hypothèse 2,9%

Année	2007	2008	2009	2010
Puissance de pointe (MW)	111	114	117	121

Les IMAP (Intensité Maximale Admissible en Permanence) des lignes de la boucle de Cayenne sont telles que pour un certain niveau de consommation de la Guyane, il y aura obligation d'avoir sur cette boucle des moyens de production même en période de forte hydraulité et quels que

soient les nouveaux moyens de production situés entre les postes de Balata et St Laurent.

Or le maximum de production que peut fournir l'usine de DEGRAD-DES-CANNES au réseau guyanais est de 71 MW (limitation par l'IMAP des lignes) plus la consommation du poste de DEGRAD-DES-CANNES, le solde de la production pour faire face à la consommation ne peut provenir que des autres moyens de production disponibles.

En conclusion si on ne modifie pas les performances actuelles du réseau HTB, les nouveaux moyens de production sont très favorables si ils se situent au niveau des postes de Balata, Suzini ou Malouin, malheureusement sur la zone actuellement la plus agglomérée.

VII.4. Une nouvelle centrale remise en cause avec la nécessité de faire face à 2010

La production en Guyane est assurée en base par la centrale hydraulique de Petit Saut et complétée par les groupes Diesel localisés à Cayenne, qui permettent d'assurer la pointe, éventuellement mais rarement la TAC(*) de Kourou et les deux TAC de Cayenne peuvent également être sollicités.

(*) : Turbine A Combustion

Remarque :

Les turbines à Combustion sont très onéreuses car elles nécessitent comme combustible du gaz-oil, en revanche les diesels de DEGRAD-DES-CANNES fonctionnent à base de fioul lourd (beaucoup moins onéreux).

La puissance disponible à Petit Saut étant fonction de l'hydraulicité, pour déterminer la puissance qui doit être assurée par les groupes thermiques, les deux situations suivantes doivent être examinées :

- ↗ la période de faible hydraulicité ;
- ↘ la période de forte hydraulicité.

Période de faible hydraulicité

Elle apparaît d'Octobre à Décembre au moment où la puissance appelée par le système guyanais est maximale.

Rappelons que la puissance moyenne disponible de la Guyane (sur 24 heures) susceptible d'être couplée au réseau n'est que de 150 MW en période de faible hydraulicité (septembre à décembre), cette puissance devant faire face à la consommation et inclure les réserves primaire et tertiaire ainsi que les groupes en avarie et à l'arrêt pour entretien.

La centrale de Petit Saut peut fournir sa puissance maximale, environ 80-85 MW, durant les deux ou trois heures de pointe journalière.

Le reste de la journée (heures pleines et heures creuses) la puissance de Petit Saut doit être limitée à 40-50 MW.

Compte tenu de l'évolution de la consommation, la période la plus critique est celle de faible hydraulicité (2,5 à 4 mois de l'année) qui correspond à la période de plus forte consommation.

Par conséquent dans les années qui viennent la centrale de DEGRAD-DES-CANNES sera de plus en

plus sollicitée (avec une puissance moyenne journalière de plus de 50 MW par exemple en 2010).

L'arrivée d'un producteur autonome au sein de la boucle de Cayenne serait favorable pour pallier cette contrainte.

Période de moyenne et forte hydraulicité

Elle apparaît de Janvier à Septembre.

La situation est quasi-similaire, sauf que le reste de la journée le productible de petit-saut est nettement supérieur.

Extraits Note de l'ADEME GUYANE de Janvier 2007

« La PPI souligne le rôle que peuvent jouer les projets de biomasse (quelques MW) et d'hydroélectricité fil de l'eau (20 MW) qui pourraient utilement être combinés à la production du barrage de Petit Saut.

Les syndicats majoritaires à EDF Guyane ont demandé que les 20 MW affichés à la PPI pour 2011 soient installés en diesel en 2010 en même temps que la centrale diesel actuelle (70MW) était renouvelée. Suite à la grève des salariés de EDF de décembre, la direction d'EDF s'est engagée à déposer une demande d'exploitation en thermique.

Pour l'ADEME, cette demande n'a aucun caractère d'urgence (voir plus haut, surestimation des consommations), et il convient de prendre le temps d'examiner les possibilités des énergies renouvelables. En effet, si des études hydroélectriques ont déjà été menées sur 3 sites par la société Voltalia, la société Cr'éole étudie actuellement les gisements sur 2 sites de fermes éoliennes (résultats intermédiaires en juin 2007 et finaux en décembre). De plus, le PRME conduit une étude tecnico-économique de l'approvisionnement de centrales à biomasse, qui permettra d'estimer de manière précise les coûts de production du kWh électrique et les potentiels de la filière. Le rendu final est attendu courant juin 2007. Le potentiel solaire est lui déjà connu.

Ainsi, sur la base des données disponibles à partir de juin, couvrant les principales filières, nous serons à

même de réaliser une synthèse précise et chiffrée des potentiels renouvelables en Guyane.

Il n'y a pas non plus nécessité d'installer 20 MW dès qu'apparaissent de nouveaux besoins. L'implantation des centrales peut se faire progressivement, au rythme d'environ 2 MW par an. »

Comme il a été par ailleurs identifié, pour maintenir des conditions d'exploitation et une qualité de fourniture convenable, et compte tenu de la mise en application progressive de réglementation sur les rejets des groupes diesels et TAC (environ 1 Million d'euros par moteur) ainsi que les risques climatiques qui pèsent sur le productible Petit-Saut (Type année El nino), des investissements s'avéreront

nécessaires soit sur les moyens existants ou sur de nouveaux moyens.

A la lueur des récentes annonces publiques d'EDF, la nouvelle centrale de DEGRAD-DES-CANNES est remise en cause. L'orientation semble dorénavant la « dénoxification » qui coûtera entre 10 et 16 millions d'euros. Dans ce nouveau contexte, l'arrivée de producteurs autonomes revêt dorénavant une toute autre importance, l'analyse de l'ADEME justifiée et renforcée par ces récentes décisions concernant Degrad-Des-Cannes.

VII.5. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Guyane

Lorsqu'on analyse la courbe de charge journalière du système électrique guyanais, elle est relativement « plate ».

L'indicateur qui mesure cette courbe s'appelle la **DUP** : Durée d'utilisation de la Pointe, il est pour le système électrique de 20,5 heures. Il mesure si la courbe de charge journalière présente de fortes variations d'appels de puissance en fonction des créneaux horaires.

En d'autres termes on pourrait ramener la courbe de charge journalière à une courbe sur 20,5 heures à une valeur de puissance égale à la pointe.

Cette analyse conduit à deux conclusions :

- ✓ le besoin du système électrique guyanais en moyens de production est un besoin **en base**.
- ✓ Les pics de consommation doivent être appréhendés par la MDE.

Le premier constat n'est pas très favorable à l'Eolien ou au solaire, en revanche il l'est pour la Biomasse et l'Hydraulique.

VII.6. Une contribution globale à la stabilité et à la tenue de la tension sur ce réseau étendu et déséquilibré

L'arrivée de producteurs autonomes répartis sur le réseau contribuerait indéniablement à un meilleur plan de tension.

Par ailleurs le système électrique de Guyane est peu robuste du fait de sa faible charge et de sa faible puissance de court-circuit au regard de son étendue.

Une répartition dispersée d'unités de production de puissance unitaire restant marginale, viendrait renforcer le réseau.

VII.7. Un potentiel en source renouvelable indéniable

Cf paragraphe IX.

VII.8. Synthèse des justifications

N°	Justifications
VII.1.	Une production très corrélée à l'hydraulicité
VII.2.	Une production déséquilibrée géographiquement
VII.3.	Une évolution soutenue de la consommation
VII.4.	Une nouvelle centrale remise en cause avec la nécessité de faire face à 2010
VII.5.	Production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Guyane
VII.6.	Une contribution globale à la stabilité et à la tenue de la tension sur ce réseau étendu et déséquilibré
VII.7.	Un potentiel en source renouvelable indéniable

VIII. Evolution de l'architecture des réseaux pour accueillir les ENR

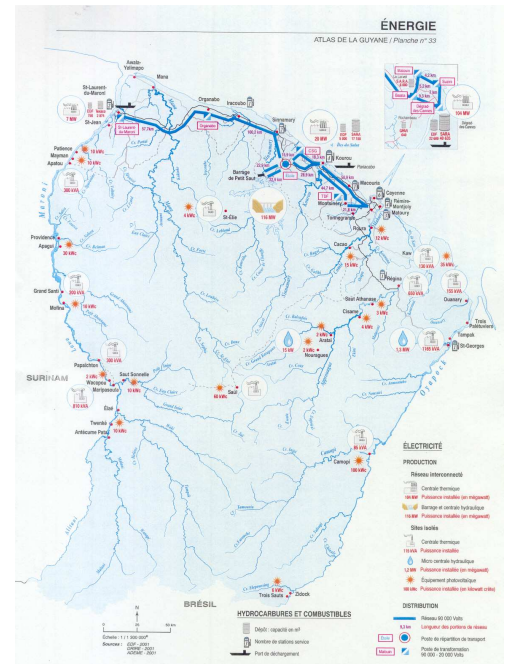
VIII.1. Diagnostic de l'architecture actuelle

L'accueil de production à énergies renouvelables n'a de pertinence que si le système électrique a la capacité d'évacuer cette énergie vers les centres de consommation.

Les lignes de transport en 90 000 volts couvrent principalement le littoral de Cayenne à Saint Laurent du Maroni via Petit Saut.

Le système électrique présente deux points faibles :

- l'absence de desserte sur le littoral Est, le long de la nationale 2.
- la faible densité de départs HTA entre Montsinéry et Iracoubo.



VIII.2. Extensions nécessaires et coûts associés

EDF Guyane ne dispose pas actuellement de schéma-directeur mais œuvre sur un schéma-cible qui ne sera pas disponible avant mi-2008. Suite aux échanges avec les responsables en charge du développement du réseau, on retient les deux préoccupations majeures suivantes :

1. **Densifier la HTA** pour faire face au développement de la population et donc de l'urbanisation et anticiper la surcharge des départs HTA. Cette densification concerne principalement la boucle de Cayenne, jusqu'à Macouria, Montsinéry, ainsi que vers Mana.
2. **Construire un poste-source à Roura** (Zone du Galion) dans les deux années à venir.

Les extensions nécessaires des réseaux sont les suivantes :

EST GUYANAIS

La présence d'un réseau jusqu'à Saint-Georges.

Deux alternatives :

Alternative 1 : Ligne 30kV

Cette alternative d'une ligne exploitée à 30 kV avec tous les 50 km un autotransformateur pour rehausser la tension, ce qui suppose du câble 240 mm² cuivre (très cher actuellement) ne correspond pas au standard technique, et conduit à un niveau inacceptable de pertes joule. En effet elle correspondant à un palliatif à la solution technique qui est la ligne 90kV. Hormis le coût d'investissement elle présente d'énormes difficultés d'exploitation :

1. les clients en aval des autotransformateurs se verront répercutés de façon amplifiée toutes les variations de tension
2. la maintenance nécessaire de ces autotransformateurs par EDF Guyane.
3. Une vision court terme puisque ce câble ne pourra excéder 5MW, et donc très vite sera obsolète si la zone venait à se développer et même à accueillir des producteurs autonomes.

Alternative 2 : Ligne 90 kV

L'étude de cette ligne conduit aux éléments suivants :

- piquage sur la ligne BALATA DEGRAD-DES-CANNES
- trois poste-source (Roura, Régina, Saint-Georges)
- Plusieurs centaines de kilomètres de lignes 90 000 Volts, dont une partie de souterrain pour des raisons d'acceptation écologique, et donc des difficultés à construire des lignes.

Il faut compter environ 70 M€ d'après les experts EDF.

La décision d'un tel projet relève de l'Etat qui doit se positionner en maître d'ouvrage, en demandant à EDF d'assurer la Maîtrise d'Ouvrage déléguée.

A priori, ni la région ni le département ne peut se positionner comme décideur. □□

Des critères de décision uniquement technico-économiques ne seront pas à eux seuls pertinents. Ainsi les financements possibles ne relèvent pas uniquement d'EDF mais d'une combinaison: la région, le département, les fonds européens, les futurs utilisateurs privés (futurs producteurs bio masse ou hydrauliques), et bien sûr EDF. L'exploitation ultérieure de l'ouvrage par EDF représente déjà une contribution conséquente.

Conclusions :

Une ligne de 90 kV serait trop coûteuse, n'ayant qu'une vingtaine de MW à faire circuler.

Une ligne de 30 kV trop faible techniquement et apportant une réponse court terme.

Aussi tout développement de producteurs autonomes dans la zone nécessite une proximité avec la zone de consommation pour mettre en œuvre éventuellement de petits réseaux dédiés.

OUEST GUYANAIS

Dans la zone de Saint-Laurent où il y a une ligne HTB, il y a nécessité de densification HTA.

Actuellement, des groupes de production sont installés à Saint-Laurent pour pallier la perte de la ligne HTB. EDF considère que 7MW seront nécessaires d'ici 2010, et envisage donc d'installer de nouveaux moyens de production (groupes diesel). C'est en substitution de ces derniers que des producteurs autonomes pourraient s'installer. Mais cette énergie doit être disponible en permanence.

EDF envisage une ligne entre Saint-Laurent et Apatou.

VIII.3. Responsabilité de la création de ces réseaux

La distribution d'électricité est soumise à deux régimes distincts :

- ✓ un régime dit urbain
- ✓ et un régime d'électrification rurale.

Dans le cadre du régime rural, les autorités concédantes, à savoir les communes ou leurs établissements publics de coopération (syndicats intercommunaux d'électrification), assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension, c'est-à-dire, de travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique.

Ces travaux sont alors financés par les collectivités.

Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) a pour objet d'apporter une aide financière aux collectivités concédantes qui entreprennent ces travaux de développement des réseaux de distribution d'électricité sur le territoire de communes considérées comme rurales.

En régime urbain, c'est le distributeur qui assure la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux et qui finance

la construction, l'entretien et le renouvellement des ouvrages nécessaires à l'exploitation du service public qui lui est confié par la collectivité.

Dans tous les cas (régime urbain ou rural) le renouvellement des réseaux est à la charge du concessionnaire.

En Guyane, seule la ville de Cayenne se trouve en régime urbain.

Le régime de l'électrification rurale couvre donc l'ensemble des communes excepté la ville de Cayenne qui relève du régime urbain.

La responsabilité de la création des réseaux en Guyane, mérite de toute évidence d'évoluer. En effet certains ouvrages relevant au sens normatif de la Distribution sont suffisamment structurants compte tenu de la typologie du réseau pour relever du transport. En effet ils ne servent pas uniquement à alimenter la clientèle, mais souvent renforcent l'architecture du réseau.

VIII.4. Coûts standards d'extension de réseau et de raccordement

A) Raccordement en 20 000 Volts (HTA)

Si EDF a créé une entité en charge spécifiquement du raccordement c'est parce que précisément il est difficile de standardiser.

Chaque demande de raccordement nécessite une étude personnalisée.

Périmètre de facturation des producteurs

Pour le raccordement HTA (Raccordement inférieur ou égal à 12MW), la facturation se produit sur la base du coût des travaux, limité au jeu de barres

HTB (réseau HTA, cellule HTA, mutation ou nouveau transformateur HTB/HTA).

Les coûts moyens de réseaux (hors pose) sont les suivants :

Description	Montant Total H.T. du km
HTA Souterrain Terrain vierge	80 000 €

HTA Souterrain Sous Revêtement	130 000 €
HTA Aérien	40 000 €
Cellule HTA en poste-source pour départ dédié	50 000 €

EDF SEI examinera les coûts correspondants aux contraintes de conduite et de raccordement.

Les coûts de raccordement sont très variables selon l'emplacement par rapport au réseau, et l'existence ou pas de ce dernier. Seule l'étude préalable d'EDF peut prévoir le coût.

Les coûts de raccordement en 20kV sont principalement liés à l'éloignement du poste-source s'il s'agit de créer un départ dédié, et de l'éloignement du réseau HTA s'il s'agit d'un raccordement au réseau HTA.

Conduite :

Pour la conduite le facteur déterminant est la prise en compte de la réserve, ainsi que la protection de découplage.

IX. Synthèse des potentiels des énergies renouvelables

IX.1. Potentiel identifié des énergies renouvelables

L'étude EXPLICIT identifie le potentiel suivant:

- **Eolien** : fermes de 6 à 12 MW
 - **Photovoltaïque** : toitures de bâtiments de qq dizaines à qq centaines de kW et fermes de 1 à 12 MW
 - **Biomasse** : centrales à bois à vapeur de 2 à 10 MW
 - **Hydraulique** : centrales au fil de l'eau de 3 à 5 MW
- **Eolien et photovoltaïque aléatoire** : limité par EDF à 30 % de la puissance appelée
 - **Hydraulique : constant avec baisse en saison sèche** (50 % de la puissance)
 - **Biomasse : constant toute l'année**

Plusieurs scénarii de pénétration des énergies renouvelables sont présentés au sein de l'étude.

Cependant on ne retiendra que le scénario haut pour constater que la part des EBR représentera au mieux 26% dans la production énergétique globale en Guyane.

Avec les caractéristiques suivantes :

IX.2. Projets en cours de production à base d'énergies renouvelables

EDF a connaissance environ d'une cinquantaine de projets.

Cependant seulement 13 sont considérés comme véritablement probables par EDF, répartis comme suit :

Biomasse : 1 de 5 MW
Hydraulique : 1 entre 4,5 et 8 MW
Eolien : 1 entre 6 et 12 MW
Photovoltaïque : 10 entre 1 MW et 12 MW

Le nombre de projets véritablement en file d'attente est très limité. De nombreux projets en sont sortis.

IX.3. Zoom sur les projets par filière

A) Biomasse

Le PRME a commandé une étude, réalisée par le CIRAD et l'ONF, portant sur les potentiels de la biomasse solide pour la production d'électricité sur le littoral guyanais (potentiel : 20 MW).

Trois sites de référence ont été identifiés et ont fait l'objet d'une analyse spécifique.

Centrale de 10 MW électrique à Macouria/Montsinery

Pas de difficulté de raccordement.

Centrale de 5 MW électrique à Saint Laurent du Maroni

Pas de difficulté de raccordement.

Centrale à biomasse de 5 MWé à Régina

Impossibilité de raccordement sans extension de l'Est Guyanais.

La société Voltalia réalise un projet de production d'électricité d'environ 1,5 MW sur Kourou, brûlant les déchets des 3 scieries de Cayenne et Kourou, qui devrait bientôt voir le jour. Le projet n'a pu être analysé car non communiqué.

B) Hydraulique

La société Voltalia a étudié 3 sites de production hydroélectrique à même d'alimenter le littoral

guyanais, sur la Mana, sur la Comté et sur l'Aprouague.

Le PRME a commandé en 1997 à IED et Eléments une étude des potentiels hydroélectriques, dont elle ne dispose que d'un exemplaire papier, probablement obsolète et peu adaptée, les sites probants ayant été réétudiés par Voltalia. Voltalia aurait aussi d'autres sites en vue.

C) Photovoltaïque

De nombreuses sociétés s'intéressent au photovoltaïque en Guyane, pour la réalisation de fermes de plusieurs MW (allant jusqu'à 12 MW). Le lieu d'implantation des projets a peu d'importance, le potentiel étant quasiment le même sur toute la bande littorale connectée.

D) Eolien

La société Cr'Eole étudie actuellement 2 sites avec l'aide du PRME, sur Kourou et Sinnamary. Un rapport intermédiaire, dont les données sont confidentielles, a été réalisé.

X. Synthèse des capacités du réseau électrique guyanais à accepter des productions renouvelables

	Synthèse
Raccordements	Réseau HTA, Poste-Source : - Restriction au littoral en dehors de l'EST
Aménagements nécessaires	Est Guyanais (Réseaux) Ouest Guyanais (densification HTA)
Contraintes	Pas de contrainte technique majeur au raccordement sur le réseau existant
Coûts	Fonction de l'emplacement du projet
File d'attente	Disponibilité

XI. Enseignements majeurs - Recommandations

Limitation à 30% d'ENR éolien et photovoltaïque raccordé au réseau

C'est la gestion des systèmes électriques de type insulaire qui a conduit à cette limitation.

Cette limitation est une limitation en puissance. Or le système électrique guyanais présente une problématique d'énergie du fait principalement :

1. de l'importance de la pluviométrie sur son productible
2. du poids prépondérant de Petit-Saut.

C'est une problématique qu'aucun autre système EDF-SEI connaît. Il importerait donc que le traitement des producteurs s'appuie sur un discernement en fonction des systèmes électriques.

En tout état de cause, il conviendrait d'en demander une révision pour la Guyane.

Une étude d'opportunité pourrait aisément soutenir cette demande.

La limitation à 30% peut apparaître comme un frein au développement de ces nouveaux modes de production d'électricité, même si force est de constater que la Guyane est le seul système électrique aujourd'hui qui n'abrite aucun producteur autonome non EDF.

Tant que la taille unitaire des ouvrages reste équivalente à celle d'un groupe de Petit-Saut, EDF Guyane n'a aucune contrainte supplémentaire en matière de réserve à accueillir le nouveau producteur. C'est un argument puissant pour la Guyane, que l'on ne retrouve pas dans les autres SEI qui ont des tailles unitaires de groupes plus faible ramenée à leur charge globale.

Un système électrique insulaire et non robuste

Le système électrique ne peut cependant pas accueillir et laisser produire pleinement des producteurs autonomes à base de photovoltaïque et d'éolien, lorsque ceux-ci représentent une taille unitaire non marginale. En effet cela aurait pour conséquences :

- financièrement, inévitablement le placement d'une réserve primaire thermique (ineptie), si la taille unitaire des unités de production est conséquente.
- des risques de non-qualité de fourniture (appréciation négative des ENR par les clients), en effet l'intermittence rend perceptible une dégradation de la qualité de l'électricité (tension-fréquence) par la clientèle.

Il serait opportun de favoriser la multiplicité de projets de taille raisonnable répartis sur le réseaux, cela procurerait :

- de la robustesse (stabilité, tension)
- moins de dégradations perceptibles sur la qualité de fourniture
- une mise en œuvre plus rapide
- une réduction du poids de l'aléa vent et ensoleillement.

Un système qui ne présente pas de contrainte majeure à ce jour pour accueillir les premiers producteurs

Aucun producteur autonome n'est à ce jour raccordé au système électrique de Guyane.

Au-delà de la capacité du réseau électrique guyanais à accueillir les producteurs de source renouvelable, et des contraintes associés, il apparaît que l'interface entre le producteur et EDF SEI pour apprécier la faisabilité de son raccordement le plus en amont possible et la compréhension qu'il en a, viennent à décourager les deux parties :

- ↳ EDF Guyane ayant le sentiment de projets loin de leur maturité sans une approche globale
- ↳ Les producteurs ayant le sentiment d'une lenteur voir blocage. Or la possibilité de raccordement et son coût sont des données essentielles pour aller plus loin dans son business plan.

Par ailleurs se pose la problématique de file d'attente.

30% de puissance appelée ne laisse pas beaucoup de place à l'entrée en file d'attente des producteurs autonomes.

Les effets d'annonce de certains producteurs viennent décourager de nouveaux producteurs.

Or il est impossible de connaître en avance l'état de la file d'attente. Les conditions d'entrée en file d'attente sont précisées. Une attention particulière doit être accordée aux démarches administratives, et la fiche de collecte demandée par EDF-SEI doit être correctement renseignée pour éviter des aller-retours. Aussi, il importe que le porteur de projet soit plus accompagné en amont. La présente étude doit éclairer sur les contraintes et faciliter la compréhension entre les parties.

Un examen attentif du décret du 13 mars 2003 relatif au raccordement aux réseaux de distribution dans son article 15

J.ENERGIE

Extraits et commentaires :

« Les installations de production à raccorder à un réseau de distribution non relié à un grand réseau interconnecté doivent présenter des caractéristiques compatibles avec la sûreté de fonctionnement d'un tel réseau:

- *la puissance de chaque groupe de production peut être éliminé à une valeur dépendant des caractéristiques **du système électrique concerné** ;*
- *les groupes de production doivent supporter, en restant connecté au réseau, les creux de tension et les variations de fréquence pouvant être propagés sur l'ensemble du système électrique lors d'incidents ;*
- *la stabilité des groupes de production doit être maintenue lors de défaut éliminés normalement par le plan de protection ;*
- *le volume des installations présentant un risque d'indisponibilité commune et fortuite de l'énergie primaire peut être limité à une valeur compatible avec la sûreté de fonctionnement **du système électrique concerné** »*

Ce texte impose des contraintes au producteur pour adapter ses moyens de production aux spécificités des réseaux isolés. SEI a cependant réalisé une déclinaison unique pour tous les systèmes électriques insulaires dont il a la charge.

La spécificité du système électrique Guyanais au regard d'autres systèmes insulaires (Martinique, Guadeloupe, Réunion) mériterait en effet une étude technique plus poussée de l'introduction de producteurs autonomes à base d'énergies renouvelables, et ce d'autant plus que la nouvelle centrale n'est plus réalisée.

Compatibilité avec le système électrique

Il conviendrait d'approfondir le comportement des systèmes éoliens et photovoltaïques en cas de variations de fréquence et de tension, en particulier de préciser les paramètres de déconnexion des onduleurs. En effet si la déconnexion s'avère peu fréquente, si on privilégie de petites tailles unitaires réparties sur le territoire, on peut considérer qu'ils n'appartiennent pas au 30%, en tout cas étudier une puissance garantie par foisonnement. Cette démarche encore une fois est spécifique à la Guyane compte tenu de l'étendue du territoire.

XII. Références

ECHANGES AVEC RESPONSABLES EDF

SYNTHESE DES ETUDES DE POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES EN GUYANE

REFERENTIEL TECHNIQUE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE AUX RESEAUX HTA ET BT DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

REFERENTIEL TECHNIQUE HTB RELATIF AUX PRESCRIPTIONS TECHNIQUES DE CONCEPTION ET DE FONCTIONNEMENT POUR LE RACCORDEMENT D'UNE INSTALLATION DE PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE AU RESEAU PUBLIC HTB $\geq 50kV$ DES ZONES NON INTECONNECTEES

SCHEMA DEPARTEMENTAL D'ELECTRIFICATION DE LA GUYANE

GUIDE DES PRODUCTEURS D'ELECTRICITE D'ORIGINE PHOTOVOLTAÏQUE (SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES)

NOTE SUR LES ENR ET LA MDE SUR LE LITTORAL DE LA GUYANE

CONSULTATION BPI 2007

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE SUR LES POSSIBILITES DE LA BIOMASSE POUR L'ALIMENTATION ELECTRIQUE DE LA GUYANE

SYNTHESE BIOCOMBUSTIBLE

GUIDE DES PRODUCTEURS D'ELECTRICITE

INSERTION DE PRODUCTION EOLIENNE ET PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES RESEAUX PUBLICS DES ZONES NON INTERCONNECTEES (SEI REF03)

PROTECTION DE DECOUPLAGE POUR LE RACCORDEMENT D'UNE PRODUCTION DECENTRALISEE EN HTA ET EN BT DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

A STATISTICAL METHOD TO DETERMINE OPERATING RULES IN CASE OF LOSS OF PRODUCTION FOR EDF FRENCH GUYANA GRID

DECRETS, ARRETES, CIRCULAIRES (TEXTES GENERAUX), MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE

TURP 2

CATALOGUE DES PRESTATIONS DU DISTRIBUTEUR EDF PROPOSEES AUX PRODUCTEURS D'ELECTRICITE (ERD)

CATALOGUE DES PRESTATIONS RTE

PROCEDURE DE TRAITEMENT DES DEMANDES DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

Annexe A – Exemples de calcul de réserve primaire

Plus gros groupe de PETIT-SAUT (MW)	Puissance totale (MW)	Réserve thermique nécessaire (MW)	Réserve placée (MW)
25	75	6,25	6,25
25	84	4	4
25	95	1,25	1,25
25	98	0,5	0,5
25	100	0	0
25	105	-1,25	0
22	75	3,25	3,25
22	84	1	1
22	95	-1,75	0
22	98	-2,5	0
22	100	-3	0
22	105	-4,25	0

Cas 1 : Période de forte hydraullicité

Consommation prévue (Charge) : **98 MW**

Groupes couplés :

Petit-Saut :

4 groupes couplés à 23 MW
pouvant aller jusqu'à 25 MW,
soit **92 MW**
(théoriquement il y a 2 MW de réserve
par groupe, soit 8 MW de réserve
hydraulique)

Il manque 6 MW.

Degrad-Des-Cannes:

Combien de groupes doit-on placer ?
1 groupe à 6 MW
sachant qu'il peut aller jusqu'à 8 MW
(il y a 2 MW de réserve thermique).

Ainsi la consommation de 98 MW est assurée par
la production de 98 MW (92 MW par Petit-Saut et
6 MW par Degrad-Des-Cannes)

Si on perd un groupe de Petit-Saut, soit 23 MW, de quelle réserve dispose t-on?

On accepte d'aller au 1^{er} stade de délestage soit
de perdre 20% de la consommation :

20% de 98 MW = 19,6 MW

Il manque 3,4 MW pour atteindre 23 MW et
retrouver l'équilibre.

Ces 3,4 MW sont garantis par :
2 MW à Degrad-Des-Cannes
4,9 MW (5% de 98 MW)

Si avait placé 4 groupes de Petit-Saut à 24,5 MW
et aucun groupe à Degrad-Des-Cannes, cela fait
98 MW hydraulique.

Si on perd un groupe de Petit-Saut, soit 24,5 MW, de quelle réserve dispose t-on?

On accepte d'aller au 1^{er} stade de délestage soit
de perdre 20% de la consommation :

20% de 98 MW = 19,6 MW

Il manque 4,9 MW pour atteindre 24,5 MW et
retrouver l'équilibre.

Ces 4,9 MW sont garantis par :
0 MW à Degrad-Des-Cannes
4,9 MW (5% de 98 MW)

Il est possible d'envisager ce cas exclusivement
hydraulique. Il en relève de la décision de
l'exploitant. En effet dans ce cas le complément
de réserve est assurée par l'excursion en
fréquence ainsi que la libération de la réserve de
Petit-Saut.

Cas 2 : Nuit

Consommation prévue (Charge) : 75 MW

Groupes couplés :

Petit-Saut :

3 groupes couplés à 22 MW
pouvant aller jusqu'à 25 MW,
soit **66 MW**.
(théoriquement il y a 3 MW de réserve
par groupe, soit 9 MW de réserve
hydraulique)

Il manque 9 MW.

Degrad-Des-Cannes:

Combien de groupes doit-on placer ?

2 groupes à 4,5 MW
sachant qu'ils peuvent aller à 8 MW
(il y a 7 MW de réserve thermique).

Ainsi la consommation de 75 MW est assurée par
la production de 75 MW (66 MW par Petit-Saut et
9 MW par Degrad-Des-Cannes)

**Si on perd un groupe de Petit-Saut, soit 22
MW, de quelle réserve dispose t-on?**

On accepte d'aller au 1^{er} stade de délestage soit
de perdre 20% de la consommation :

20% de 75 MW = 15 MW

Il manque 7 MW pour atteindre 22 MW et
retrouver l'équilibre.

Ces 7 MW sont largement garantis par :

7 MW à Degrad-Des-Cannes
3,75 MW (5% de 75 MW)

Si avait placé un des groupes de Petit-Saut à 23
MW et un groupe à Degrad-Des-Cannes à 8 MW.

Ainsi la consommation de 75 MW est assurée par
la production de 75 MW (67 Petit-Saut et 8
Degrad-Des-Cannes)

**Si on perd un groupe de Petit-Saut, soit 22
MW, de quelle réserve dispose t-on?**

On accepte d'aller au 1^{er} stade de délestage soit
de perdre 20% de la consommation :

20% de 75 MW = 15 MW

Il manque 7 MW pour atteindre 22 MW et
retrouver l'équilibre.

Ces 7 MW ne sont pas garantis car :

0 MW à Degrad-Des-Cannes
3,75 MW (5% de 5 MW)

Il faut donc un autre groupe à Degrad-Des-
Cannes.