



PPE 2018

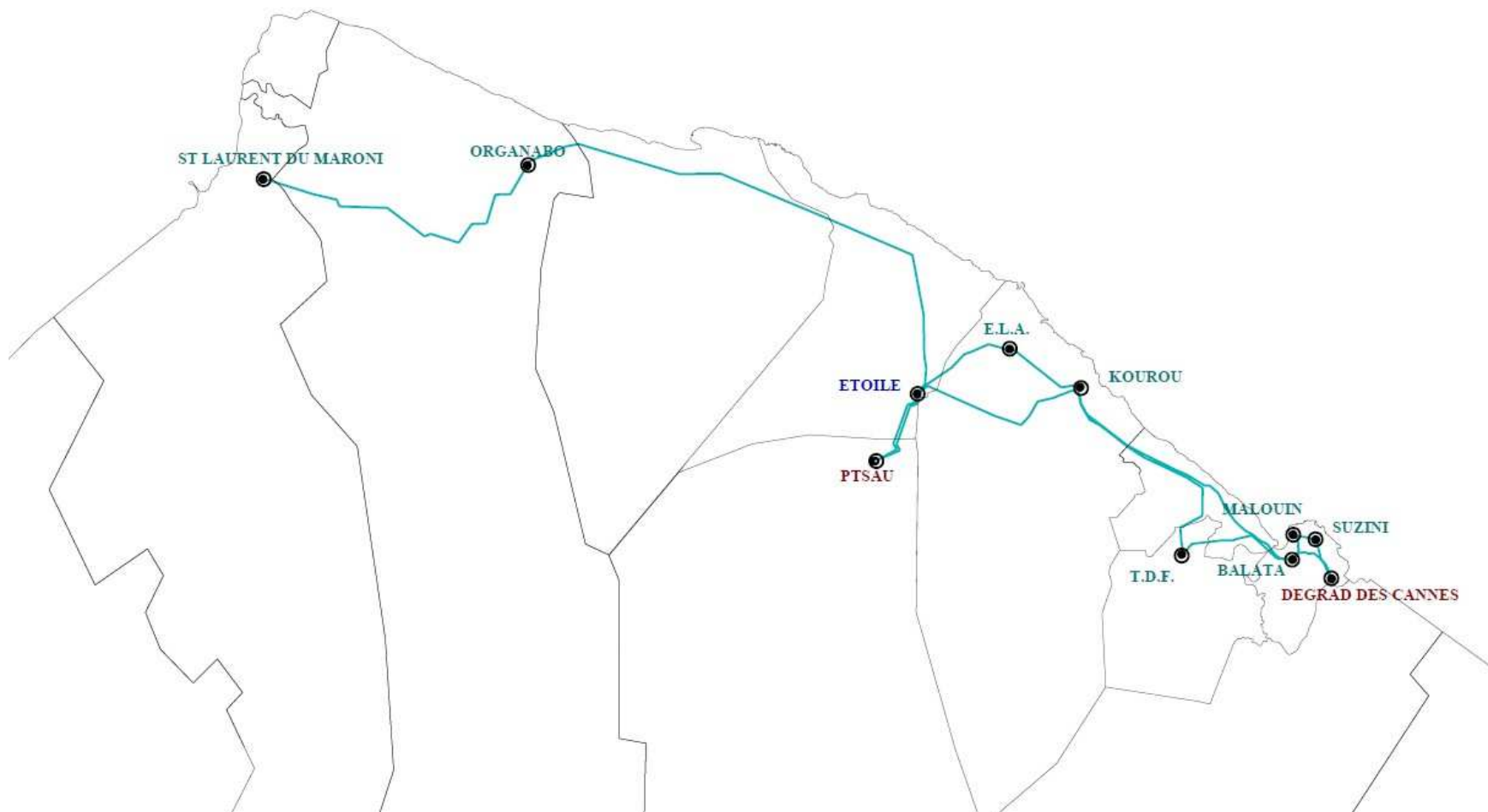
ATELIER  
DÉVELOPPEMENT DES  
RÉSEAUX

ETUDE EXTENSION DU RÉSEAU  
TRÈS HAUTE TENSION À  
L'OUEST

CTG le 25/10/18

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

# RESEAU HAUTE TENSION ACTUEL



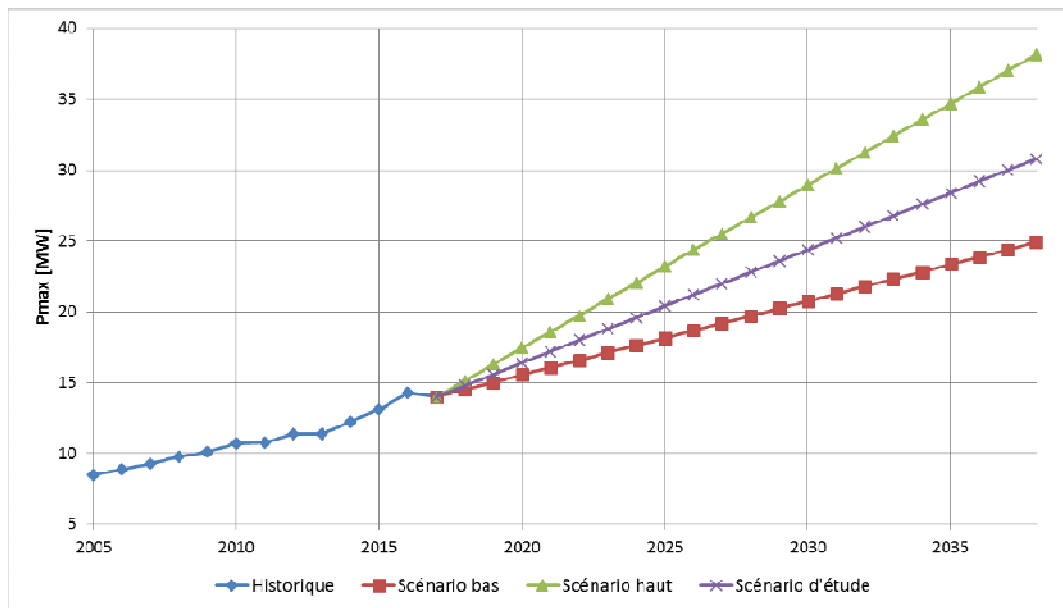


# HYPOTHÈSES D'ÉTUDE

- Consommation
- Indisponibilité de la ligne actuelle
- Considérations économiques
- Etude de la tension
- Production

# HYPOTHÈSES

## CONSOMMATION DE L'OUEST



		2017	2023	2028	2033	2038
<b>Scénario bas</b>	Pmax (MW)	14	17,1	19,7	22,3	24,9
	Croissance annuelle	5,3% (*)	3,4%	2,9%	2,5%	2,2%
<b>Scénario d'étude</b>	Pmax (MW)	14	18,8	22,8	26,8	30,8
	Croissance annuelle	5,3% (*)	5,0%	3,9%	3,3%	2,8%
<b>Scénario haut</b>	Pmax (MW)	14	20,9	26,6	32,4	38,1
	Croissance annuelle	5,3% (*)	6,9%	5,0%	4,0%	3,3%



(\*) Croissance annuelle historique 2013-2017

# HYPOTHÈSES

## INDISPONIBILITÉ DE LA LIGNE ACTUELLE

- **Ré-enclenchement réussi**

- 20 évènements par an avec coupure brève (sans démarrage des GE de secours)
  - Coupures : 3 fois 5 secondes par ré-enclenchement

- **Déclenchement définitif**

- 15 fois par an pendant 6 heures par évènement (avec démarrage des GE sous 15 min en heures ouvrables et 30 min en dehors)

- **sur incident :**

- 1 fois par an pendant 20 heures (avec démarrage des GE sous 15 min en heures ouvrables et 30 min en dehors)

- **sur consignation pour maintenance** (travaux sans coupure avec utilisation des GE)

- 1 fois par an pendant 12 heures en 2018 pour tendre vers 82 heures en fin de stratégie (2038)
  - Lissage sur 20 ans : 47 heures par an en moyenne

# HYPOTHÈSES

## CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES (1/2)

- **Coûts liés aux GE**
  
- **Coût variable lié au redispatching**
  
- **Temps de démarrage des GE sur perte de la ligne :**
  - 30 min (à chaque perte de la ligne sur incident, 100% des clients coupés durant 30 min).
  
- **Coût de l'énergie non distribuée (END) :**
  - 20 k€/MWh.
  
- **Coût des pertes Joules dans la liaison Etoile-Organabo-St Laurent :**
  - 545 k€/MW
    - Résistance de la liaison Etoile-Organabo-St Laurent : 23 ohms
    - Résistance équivalente double liaison Etoile-Organabo-St Laurent (dont une cheminant par Mana) : 11,95 ohms

# HYPOTHÈSES

## CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES (2/2)

- **Coût des travaux ligne :**
  - Ligne simple terne 160 km : 80 M€
  
- **Coût des travaux de refonte du poste de Margot à St Laurent :**
  - 14 M€
  - Adaptation du poste d'Etoile (allongement du double jeu de barre, création de la tête de cellule, disjoncteur, sectionneur tête de ligne, 2 sectionneurs d'aiguillage, rajout tranche BT ligne, modifications BT, etc.) :
    - 4,5 M€
  
- **Maintenance d'une nouvelle ligne : coût annuel sur la base du coût moyen constaté à SEI**
  - simple terne : 2,09 k€/km
    - Soit 361,57 k€/an sur 173 km

# HYPOTHÈSES

## ETUDE DE LA TENSION

- **Condensateurs**

- Poste de Margot : **2,4 Mvar** (2 gradins de 1,2 Mvar chacun)
  - Télécommandés en « tout ou rien » depuis le dispatching

- **limite de tension basse à ne pas dépasser :**

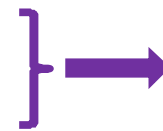
- **82 kV** (environ -8% par rapport à 90 kV) : engagement contractuel



# HYPOTHÈSES

## PRODUCTION

- **Moyens de secours temporaires (GE)**
  - 15 MW garantis
    - Évolution en fonction de la charge du parc de GE
  - Capacité de réglage de la tension
    - Absorption : 0 Mvar / fourniture : +0,12 Mvar/MW garanti
  
- **Scénario PPE**
  - 20 MW de puissance garantie dès 2023
  
- **Développement des EnR sur la base du S2REnR**
  - St Laurent :
    - +15,46 MW de Biomasse
    - +10 MW de PV+S
  - Organabo
    - 10 MW de Biomasse
    - 13,5 MW d'hydraulique fil de l'eau



### Production **Biomasse** considérée

- P : 20 MW
- Q : [-10 Mvar ; 8,6 Mvar]<sup>(\*)</sup>
- Kd : 85%

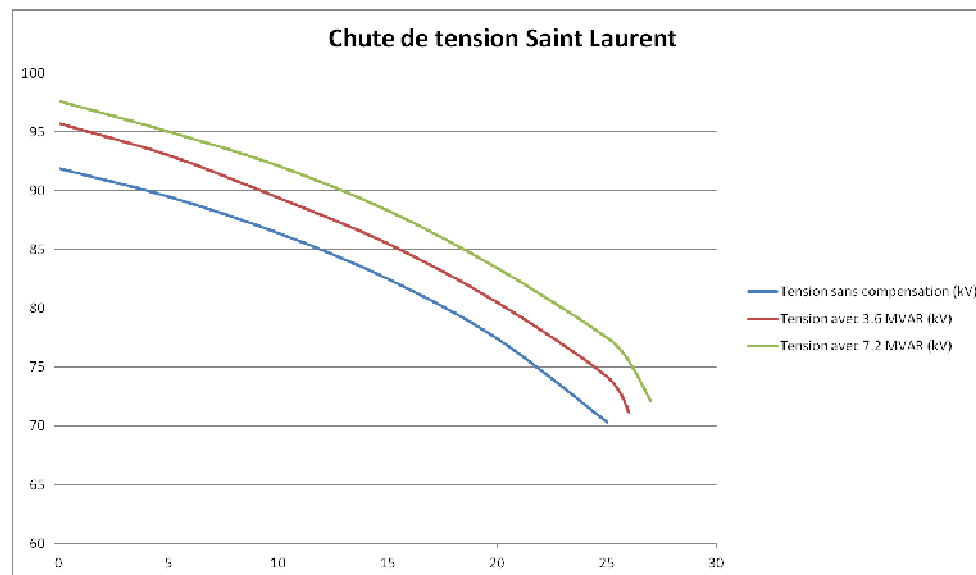


# ETUDE RÉSEAU

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

# ETUDE DE LA TENSION A SAINT LAURENT

- Le point d'écroulement de la tension avoisine les 27 MW pour la zone Ouest (consommation 2025 du scénario haut). L'installation de condensateurs supplémentaires n'a que peu d'effet.



- Pour tenir la tension dans la zone il faut au moins un groupe couplé à tout moment.
- Le doublement de la liaison contribue à la tenue de tension, mais n'est pas suffisante à elle seule en schéma normal => Le tension chute à 86.2 kV à la pointe avec le scénario « haut » sans production sur la zone.



# ETUDE TECHNICO- ÉCONOMIQUE

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

# SCÉNARII ÉTUDIÉS

- **Scénario 0 – Situation actuelle (scénario de référence)**

- Réseau actuel
- 15 MW garanti de GE à Margot

- **Scénario 1 – Ne Rien Faire**

- Réseau actuel
- Sans moyens de production à Margot

- **Scénario 2 – Solution 20MW biomasse en 2023 puis doublement de la ligne HTB**

- Réseau actuel puis doublement de la ligne
- Moyens de secours temporaires : 15 MW garantis évoluant en fonction de la charge puis 20MW de biomasse à compter de 2023

# SCÉNARIO 0

## SITUATION ACTUELLE



- Scénario étudié
  - Réseau actuel
  - Moyens de secours temporaires : 15 MW garantis qui n'évoluent pas
  
- Bilan économique (BAN)

	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	BAN à 20 ans
(k€)	1 315	24 913	8 302	19 940	54 471

- Sensibilité

(k€)	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	BAN à 20 ans
Scénario bas	1 196	14 580	6 398	19 940	42 114
Scénario haut	1 455	39 578	11 097	19 940	72 069

# SCÉNARIO 1

## NE RIEN FAIRE

- Scénario étudié

- Réseau actuel
- *Aucun groupe de secours à Margot et pas de biomasse par la suite*

- Maintenance de la ligne impossible, *black-out* de l'ouest à chaque incident sans ré-enclenchement

- Bilan économique (BAN)

	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	BAN à 20 ans
(k€)	0	119 161	8 302	0	127 463

- Sensibilité

(k€)	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	BAN à 20 ans
Scénario bas	0	105 750	6 398	0	112 149
Scénario haut	0	135 924	11 097	0	147 021

- Dégradation forte de la qualité de fourniture dans l'Ouest

- Pb d'écroulement de tension à compter d'environ 27MW sur l'Ouest

# SCÉNARIO 2

## SOLUTION DOUBLEMENT DE LA LIGNE HTB

### ■ Scénario étudié

- Réseau actuel puis doublement de la ligne
- Moyens de secours temporaires : 15 MW garantis évoluant en fonction de la charge puis 20MW de biomasse à compter de 2023.

### ■ Démarche :

- Étude technico-éco pour déterminer l'année optimale de mise en service de la ligne
  - Ajout de nouveaux GE ou production garantie (biomasse) si besoin en attendant la mise en service de la ligne

### ■ Bilan économique sur 20 ans :

- l'année optimale pour la **mise en service** de la nouvelle ligne est **2033**

	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	Maintenance nouvelle ligne	Coût Investissement	Coût valeur d'usage	BAN à 20 ans
(k€)	903	12 493	6 825	15 734	825	26 680	-16 158	49 330

Coût maintenance de la ligne de 2033 à 2038



# SCÉNARIO 2

## SOLUTION DOUBLEMENT DE LA LIGNE HTB

- Etude de sensibilité

- Sensibilité à la croissance (coût investissement : 80 M€)

(k€)	Coût du redispatching	Coût de l'END	Coût des pertes Joule	Coût location GE	Maintenance nouvelle ligne	Coût investissement	Coût valeur d'usage	BAN à 20 ans
Scénario bas (2038)	1 160	13 746	6 288	19 545	78	16 735	-16 735	<b>40 817</b>
Scénario haut (2031)	663	10 700	7 859	12 435	1 472	39 019	-15 659	<b>56 490</b>

- Doublement de la ligne incontournable si construction de la mine Montagne d'Or (+20MW de consommation en base à 120km de St Laurent => impact Equilibre Offre-Demande et tension)
- Avec scénario haut et 7 ans entre décision et mise en service, profiter des 2 à 3 prochaines années pour observer l'évolution de la consommation dans l'Ouest et ainsi confirmer quel scénario de croissance est à utiliser pour décider de l'échéance de construction d'une 2è ligne.