

# Plan d'actions pour la Transition Énergétique à Saint Barthélemy



**Rapport technique  
complet**  
Avril 2016

CABINET DE CONSEIL EN STRATEGIE SPECIALISE EN ENERGIES ET TRANSPORT DURABLES

Nos domaines d'expertise



Nos clients



Nos implantations

- Bruxelles (BE) - Siège
- Paris (FR)
- Bogota (CO)

- **Groupe** européen établi dans 9 pays



- **120** consultants en Europe
- Création du bureau parisien en **1998**

### Spécialité

- Conseil en stratégie recherche, innovation et transfert
- Evaluation des programmes de R&D&I

### Philosophie

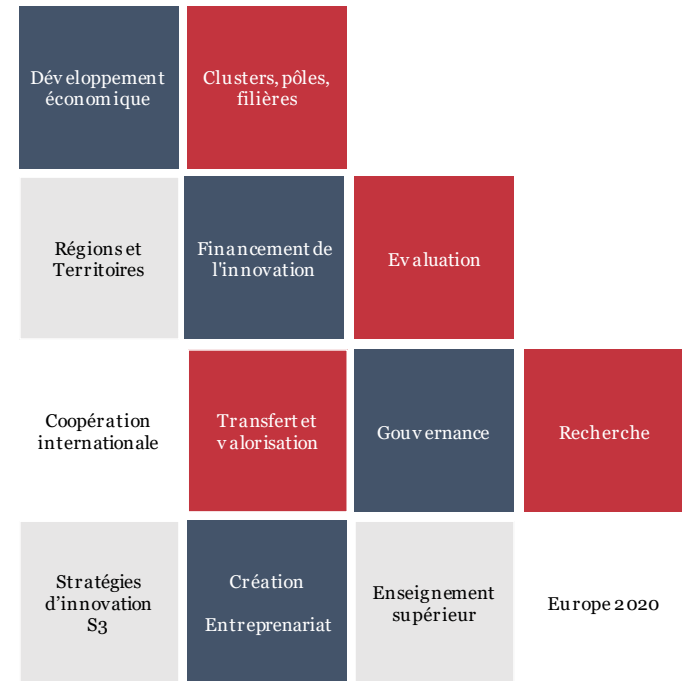
- Sur toute la chaîne de l'innovation et du développement économique

### Périmètre

- Local, régional, national, européen et international

### Approche intégrée

- Conception, mise en œuvre et évaluation de l'intervention publique



### Quelques clients....



1. Résumé exécutif de l'étude
2. Analyse de la situation électrique de Saint Barthélemy
3. Analyse du potentiel de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) à l'horizon 2025
4. La RT Guadeloupe: un exemple d'outil réglementaire pour la promotion de la MDE en milieu tropical insulaire
5. Proposition de plan de déploiement pour l'infrastructure de recharge du véhicule électrique
6. Evaluation des gisements d'ENR à Saint Barthélemy
7. Intégration des ENR dans le système électrique de Saint Barthélemy: faisabilité technique et impact économique
8. Recommandations à l'attention de la Collectivité pour le portage politique
9. Recommandations à caractère technique pour la Transition Energétique à Saint Barthélemy

# Résumé exécutif de l'étude



# Principal enseignement de l'étude : il faut créer la **Compagnie pour l'Autonomie Énergétique de Saint Barthélemy**

1

Un modèle économique innovant, rentable sous régime CSPE, sans subvention ni contrainte réglementaire, bâti sur une tarification intelligente de l'électricité



2

Une baisse globale de la facture électrique avec des ENR et une MDE potentiellement gratuites pour les consommateurs



6

Une **amélioration de la qualité de vie** pour la préservation des spécificités de Saint Barthélemy



**Compagnie pour l'Autonomie Énergétique de Saint Barthélemy (CAESB)**

*Opérateur de Smart Grid*

3



Une **autonomie énergétique** renforcée pour Saint Barthélemy

5

La Transition Énergétique est une **opportunité économique unique** pour Saint Barthélemy.



Une **diversification économique**, et un **rayonnement international** basé sur les nouvelles énergies et les NTI

4

Une possible **nouvelle source de revenus (commerciaux)** pour la **COM** et de nouvelles marges de manœuvre budgétaires



## Production électrique



Indépendance  
énergétique

~0%

**Centrale diesel de Gustavia**  
Puissance installée: 36MW



## Réseau électrique



Transport



Distribution



## Consommation



Résidentiel



Tertiaire  
(dont villas)



Industrie

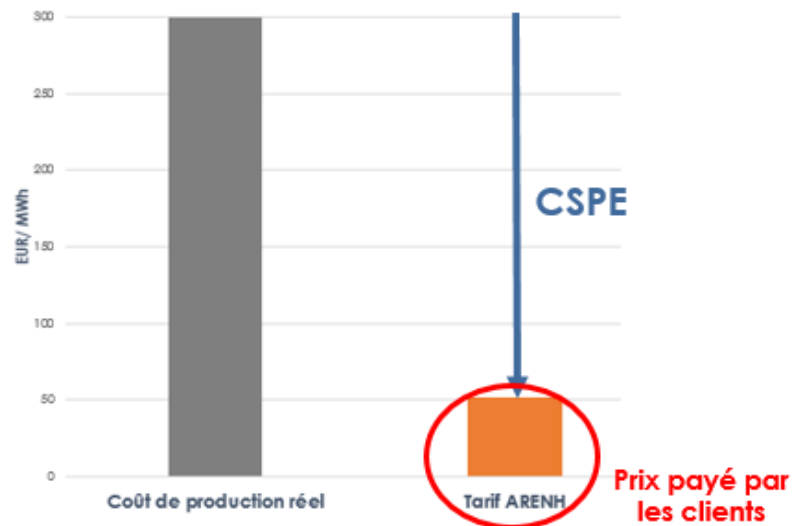
Contraintes en puissance, coupures fréquentes et instabilité en tension (affectant la durée de vie des équipements).

*Note: l'instabilité en tension semble néanmoins s'être quelque peu atténué ces dernières années*

## Une stratégie d'approvisionnement électrique très risquée pour l'économie de SBH:

- Quid d'une rupture d'approvisionnement diesel ?
- Quid d'un incident à la centrale de Public (incendie, inondation, accident...)?
- Quid de l'impact d'une réduction/disparition de la CSPE à long-terme sur l'économie locale?

Illustration du mécanisme de compensation de la CSPE à Saint Barthélemy



Graphique illustratif se plaçant de manière arbitraire à 300€/kWh de coût de production électrique. Cette illustration n'inclut pas les coûts d'acheminement (TURPE), ni les coûts commerciaux d'EDF SEI, ni les taxes qui ne donnent pas lieu au mécanisme de compensation de la CSPE



# La Transition Energétique à Saint Barthélémy est parfaitement faisable techniquement

## Scenario de Transition Energétique à SBH - 2025

25% ENR



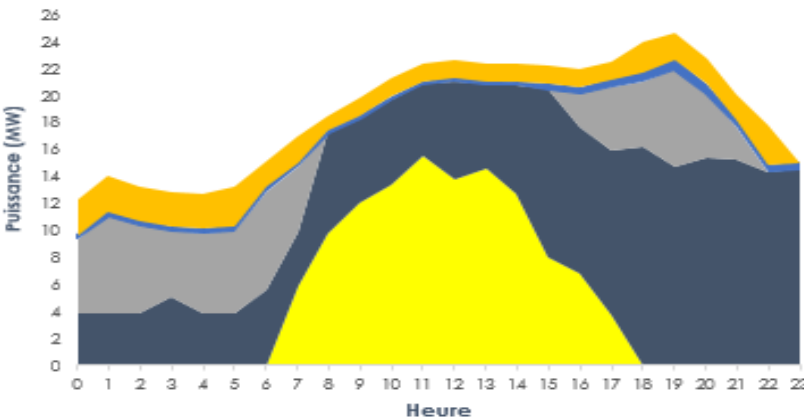
10% MDE



2 500 VE (+ infra)



Production d'électricité par type de technologie le 15 Janvier 2025



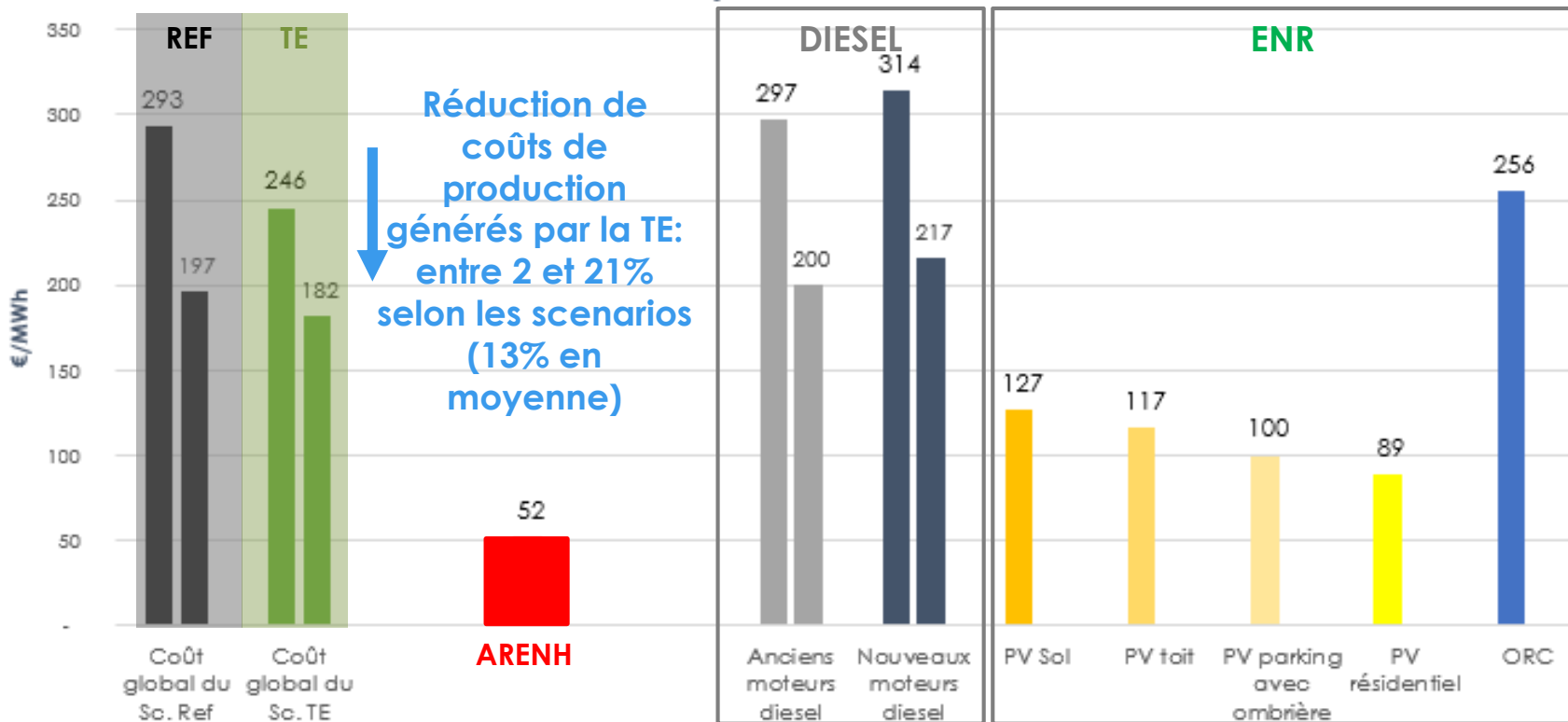
■ Sum of Total MDE (MW)  
 ■ Sum of Production ORC (MW)  
 ■ Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)  
 ■ Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)  
 ■ Sum of Production totale PV (MW)

- Un **équilibre offre-demande** maintenu à chaque heure de l'année ;
- **Critères techniques et de sécurité respectés ;**
- **Pas de remise en question** du calendrier d'investissements d'EDF SEI dans les nouveaux moteurs, qui **contribuent à la sécurisation du système** pour pallier à la variabilité des ENR.

Note importante: des analyses complémentaires, notamment dynamiques seront nécessaires dans une second itération pour confirmer la stabilité du système (inertie) et évaluer notamment le besoin éventuel de stockage d'énergie par exemple sous forme de batteries (réserve rapide...), au-delà du seuil des 30%. L'autoconsommation semble, à ce titre, une voie assez prometteuse.

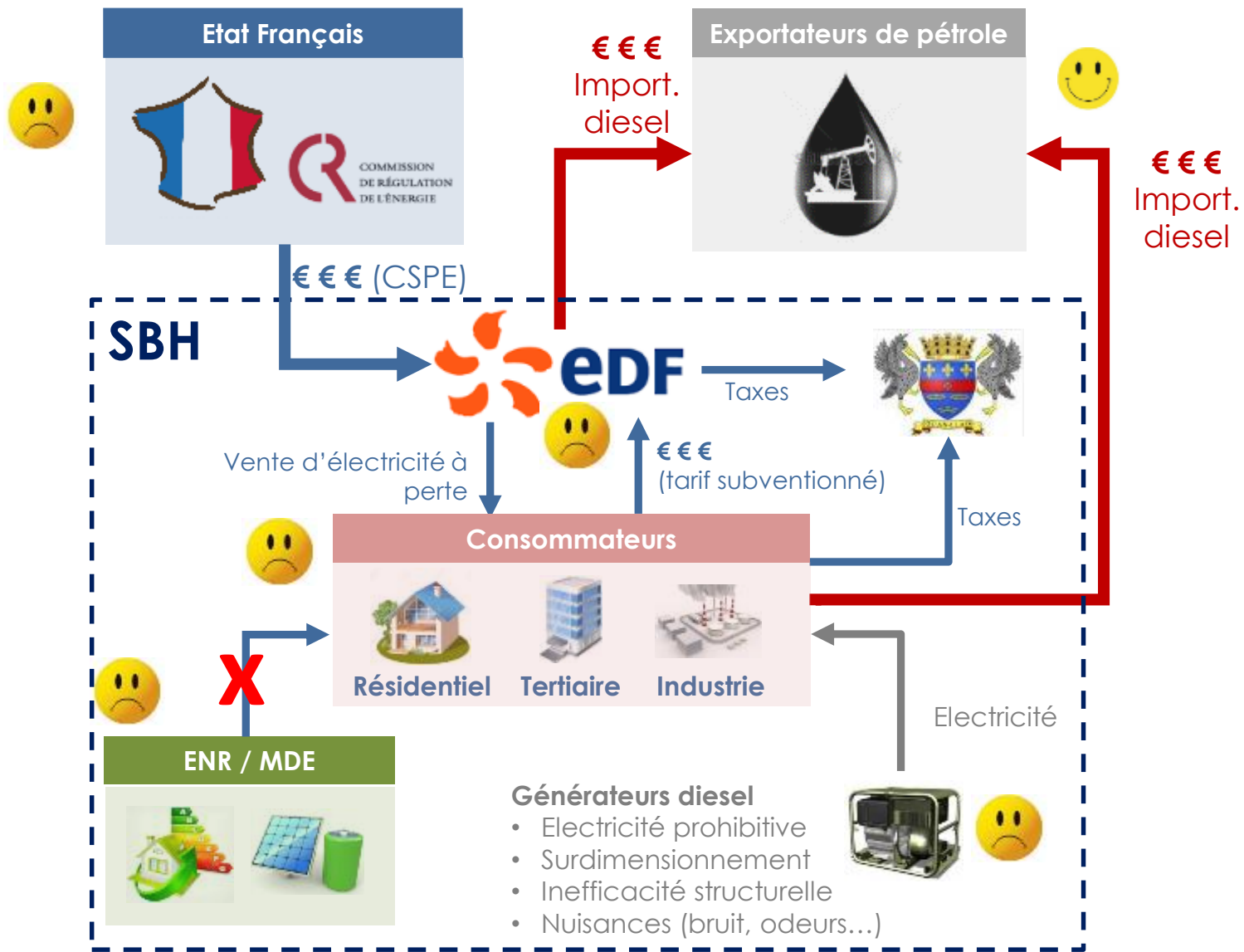


Coûts marginaux de long terme des deux scénarios et des technologies de production

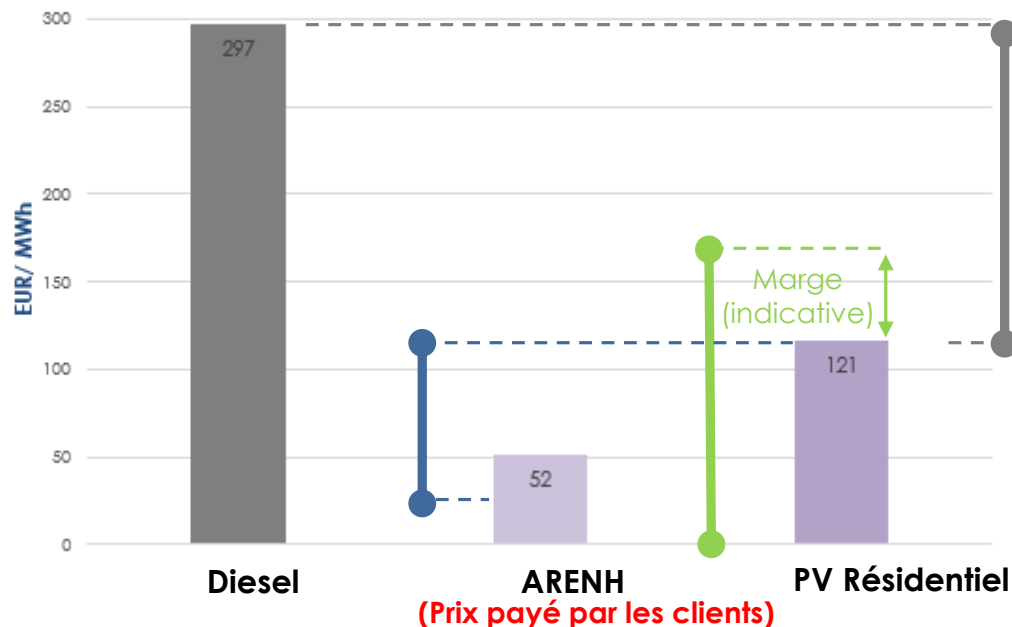


1. Le système de tarification en vigueur sous le régime de péréquation tarifaire crée une défaillance de marché qui **empêche l'optimisation économique du système électrique de Saint Barthélemy**.
2. Le **potentiel d'optimisation économique du système est considérable** mais reste totalement **inexploité** à ce jour.

# Une situation loin d'être optimale pour l'économie de Saint Barthélemy et le contribuable français



Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé (sans batterie)



Rémunérations possibles des porteurs de projets ENR/MDE par EDF SEI  
Exemples pour le PV autoconsommé

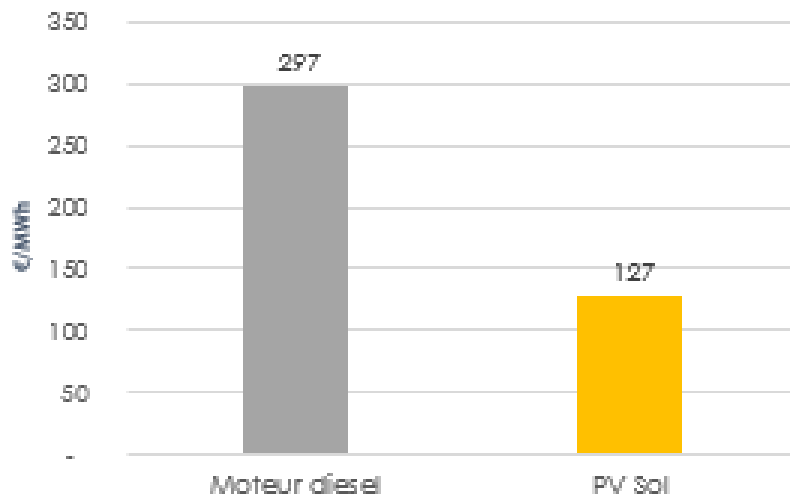
- 1 **Option 1:**  
Prime à l'autoconsommation  
*Versement d'une prime permettant de faire passer le prix perçu des ENR autoconsommées sous le prix de l'électricité du réseau*
- 2 **Option 2:**  
Tarif de rachat de flexibilité  
*Versement d'un tarif de rachat de l'électricité autoconsommée similaire au tarif de rachat usuels des ENR injectées sur le réseau.*
- 3 **Option 3:**  
Reversement de CSPE évitée  
*Mécanisme déjà prévu par la CRE pour les actions de MDE dans les ZNI. Le porteur de projet touche tout ou partie de la CSPE économisée grâce à son action.*

- La mise en place de mécanismes innovants de tarification permettrait de corriger la défaillance de marché induite par la péréquation tarifaire, de réduire les flux de CSPE et de **reverser une partie des gains générés par la Transition Energétiques aux acteurs économiques de Saint Barthélemy**, créant de fait un **contexte attractif pour les investissements**.
- Bien d'autres options de structuration sont possibles pour ces tarifs et doivent donner lieu à une évaluation approfondies par la COM en interaction avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et EDF SEI

Néanmoins, bien que les ENR peuvent offrir un retour sur investissement substantiel à Saint Barthélemy, **elles restent très capitalistiques**

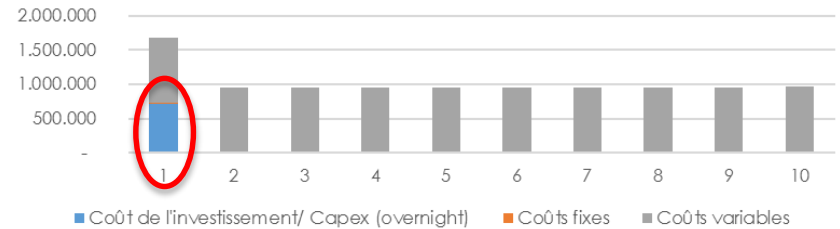
**Le coût complet des ENR sur leur durée de vie est beaucoup plus faible que celui du diesel...**

**Exemple illustratifs de coûts marginaux de Long-terme (calculs HINICIO)**

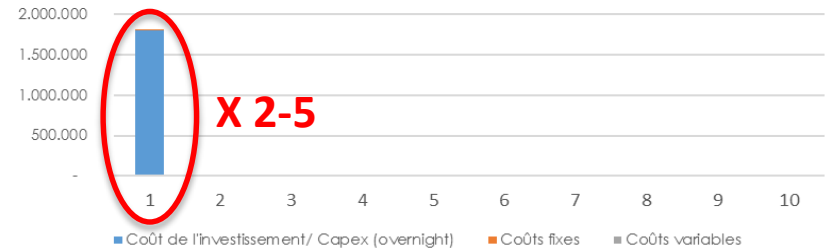


**... mais elles sont nettement plus capitalistiques**

**Moteur Diesel (1 MW)**

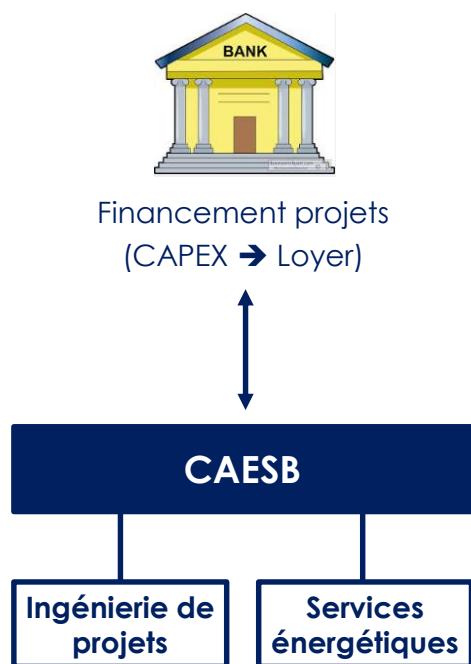


**Centrale PV au sol (1MW)**



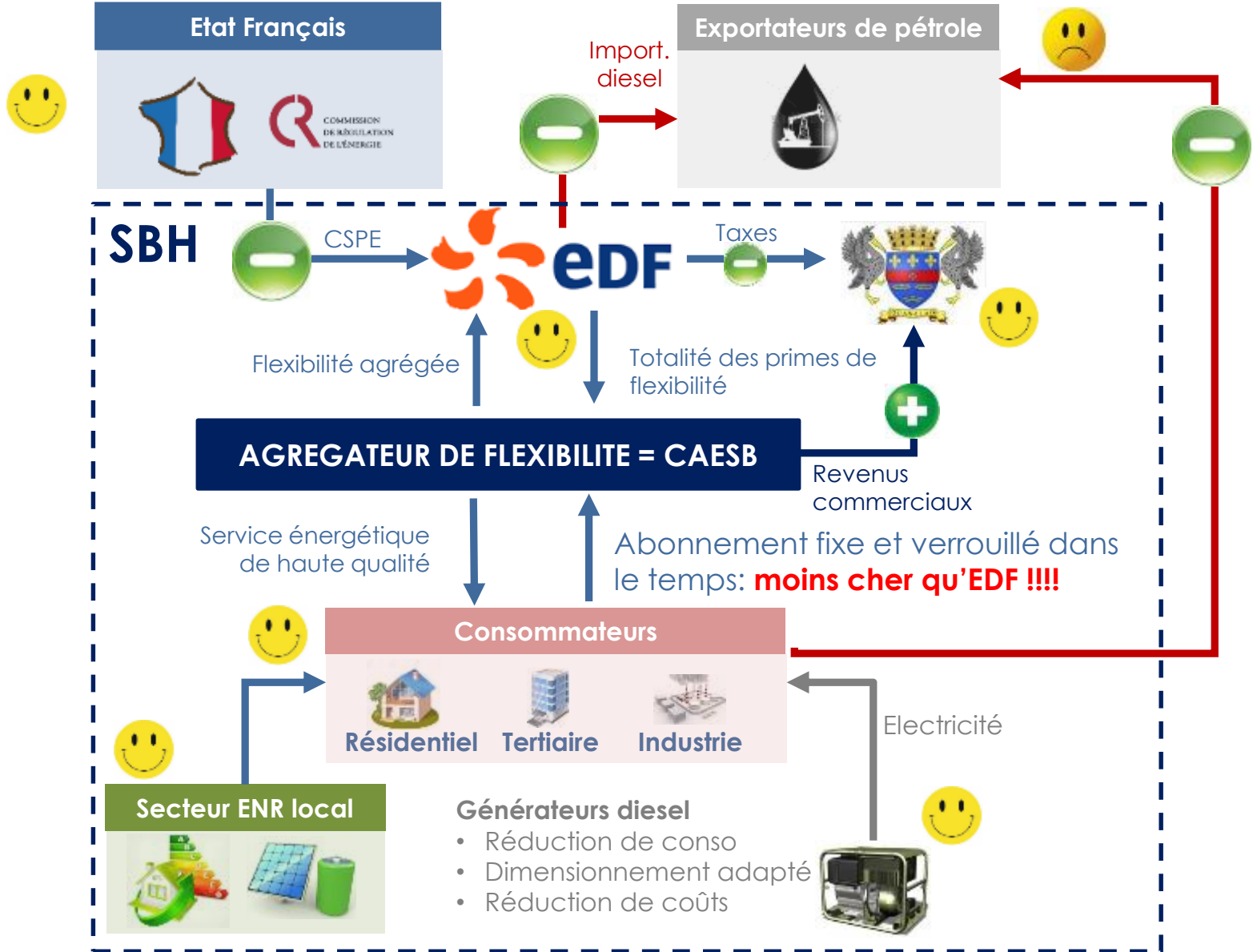
Une tarification adaptée est une condition nécessaire mais non suffisante à la Transition Energétique à Saint Barthélemy car **les besoins capitalistiques des ENR et de la MDE demeureront dissuasifs pour la majorité** malgré la rentabilité des investissements dans le temps.

La **Compagnie pour l'Autonomie Energétique de Saint Barthélemy (CAESB)**, l'outil de portage de la COM pour maximiser les retombées économiques locales de la Transition Energétique:



## La CAESB

- **Agrégateur de flexibilité** (opérateur de *smart grid*) : ENR, stockage et MDE, en lien avec EDF SEI ;
- **Modèle économique intrinsèquement viable** : capte les bénéfices de la Transition Energétique ;
- **Présence forte possible de la COM à l'actionariat** - structure juridique à définir (SEM, SPL...).
- **Facilitateur de financement** de la Transition Energétique, en lien avec le secteur bancaire pour « transformer les CAPEX en loyers » (tiers financeur ou tiers de confiance);
- Outil puissant d'**autonomie énergétique** ;
- Vecteur de **développement économique** pour Saint Barthélemy ;
- Pour la COM, la possibilité de transformation partielle d'un revenu fiscal (taxes diesel) en **revenu commercial** (dividendes CAESB).

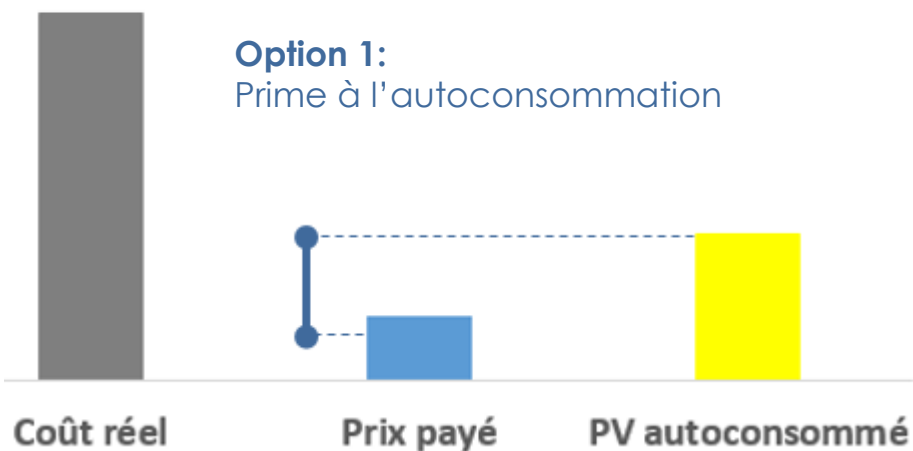


# Des ENR et de la MDE potentiellement gratuites pour le consommateur final

Le modèle économique de la CAESB **dépendra du système tarifaire mis en place** – Exemples:

## Exemple 1: « Opérateur mobile »

Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé

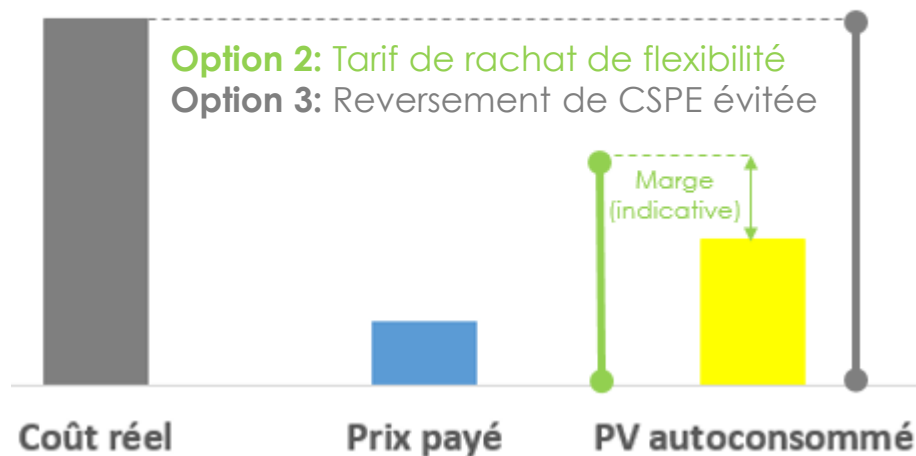


### Proposition de valeur:

- Service énergétique de **meilleure qualité**
- **ENR et MDE moins chères** que l'abonnement EDF

## Exemple 2: « Utility 2.0 »

Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé



### Proposition de valeur:

- Service énergétique de **meilleure qualité**
- **ENR et MDE potentiellement\* gratuites** pour l'autoconsommateur.

Note : ces propositions de valeur ne valent que pour la partie d'électricité générée par les ENR. Pour le différentiel, le consommateur continue d'avoir un contrat avec EDF SEI.

\* Voir diapositive suivante



- Les tarifications innovantes proposées ici concerne uniquement la partie « production » de la facture de l'utilisateur.
- En cas de transition globale vers un *smart grid* composé de *micro-grids* à l'échelle du quartier, les coûts de réseaux pourront possiblement être réduits également.
- La mécanique tarifaire permettant de matérialiser économiquement ces baisses de coûts pour les différents acteurs du système reste à construire mais si cette baisse de coût est avérée, alors la « solution de l'équation » tarifaire existera également pour la partie réseau (au moins théoriquement, son implémentation légale étant toujours soumise à l'accord des autorités compétentes).
- Néanmoins, dès à présent, les charges de réseau (et autres charges hors production) peuvent être vues comme un « curseur » sur lequel jouer pour contrôler le rythme de la transition:
  - En effet, elles pourraient délibérément être réduites à zéro pour les auto-consommateurs, afin de rendre les ENR autoconsommées totalement gratuites (dans le business model « utility 2.0 ») , ce qui les rendraient encore plus attractives et accélérerait la transition, mais nécessiterait un « rebasculé » de ces charges vers les électrons du réseau.
  - Elles pourraient aussi être maintenues à leur niveau actuel pour les auto-consommateurs qui resteraient connectés au réseau (celui-ci assurant toujours, à court-terme, le rôle d'assurance, tant que le smart grid n'est pas arrivé à maturité). Dans ce dernier cas, les ENR seraient moins chères que l'électricité du réseau mais l'utilisateur continuerait à payer les charges de réseau et les autres charges hors production pour ses électrons « verts ».
  - Toutes les combinaisons intermédiaires sont évidemment possibles.

Compte de résultats simplifié de la CAESB (approche simplifiée basée sur différentes hypothèses de prix du diesel, coûts des technologies et coût du capital)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Scénario médian</b>	Chiffre d'affaire	478.425 €	1.327.261 €	1.923.499 €	2.668.131 €	3.437.718 €	4.207.304 €	4.976.890 €	5.746.476 €
	Coûts annuels	348.761 €	1.308.143 €	1.684.421 €	2.121.175 €	2.543.490 €	2.938.176 €	3.307.043 €	3.651.777 €
	<b>Marge brute</b>	<b>129.663 €</b>	<b>19.118 €</b>	<b>239.078 €</b>	<b>546.957 €</b>	<b>894.228 €</b>	<b>1.269.127 €</b>	<b>1.669.848 €</b>	<b>2.094.699 €</b>
<b>Scénario favorable</b>	Chiffre d'affaire	764.323 €	2.120.410 €	3.072.949 €	4.262.560 €	5.492.038 €	6.721.515 €	7.950.993 €	9.180.470 €
	Coûts annuels	262.917 €	1.076.506 €	1.382.242 €	1.750.874 €	2.112.767 €	2.457.427 €	2.785.675 €	3.098.291 €
	<b>Marge brute</b>	<b>501.406 €</b>	<b>1.043.904 €</b>	<b>1.690.707 €</b>	<b>2.511.686 €</b>	<b>3.379.271 €</b>	<b>4.264.088 €</b>	<b>5.165.318 €</b>	<b>6.082.179 €</b>

**Pertes fiscales annuelles estimées: entre 950k€ et 1,7M€ selon les prix du diesel**

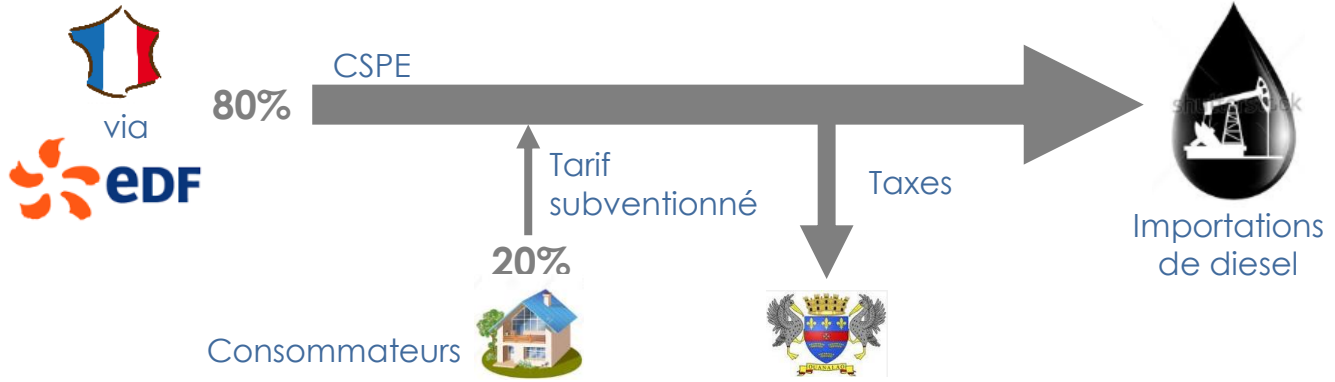


Grâce à la CAESB, Saint Barthélemy peut devenir l'un des seuls territoires au monde, importateur net de pétrole, **dont les revenus augmentent avec la hausse des prix du pétrole!**

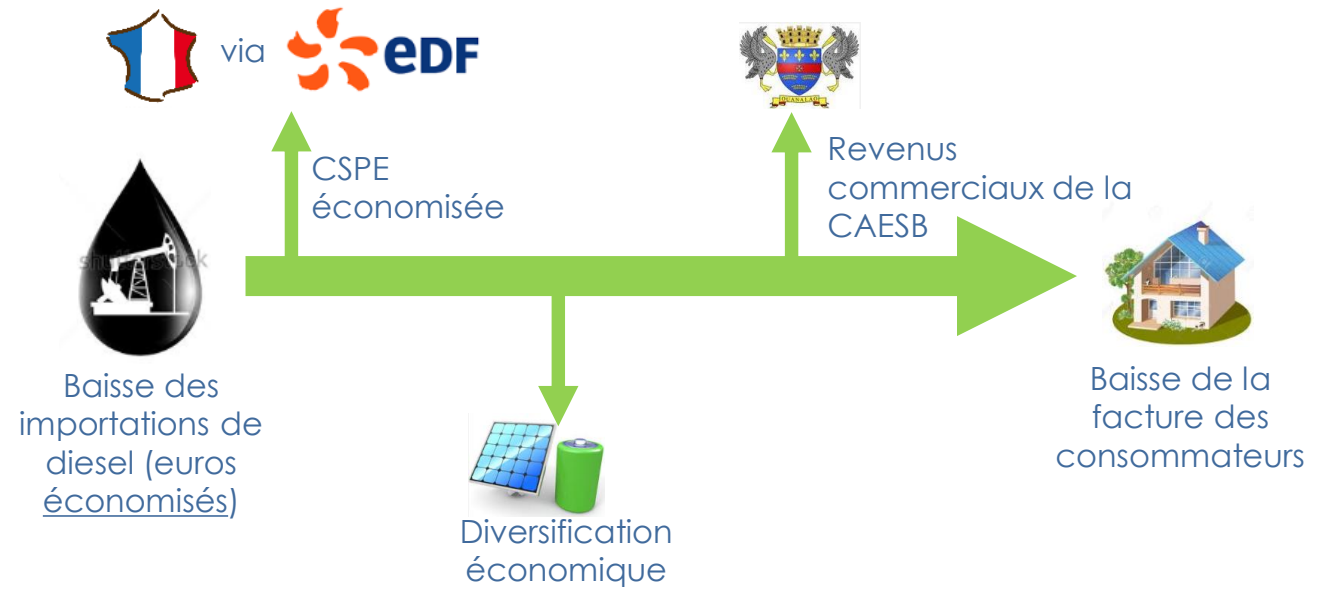
# Une Transition Energétique pour les Saint Barths par les Saint Barths

Le problème est la solution: la Transition Energétique sera **autofinancée** par la **baisse des importations de diesel** et ses **bénéfices économiques** seront **partagés** par tous les acteurs **locaux**.

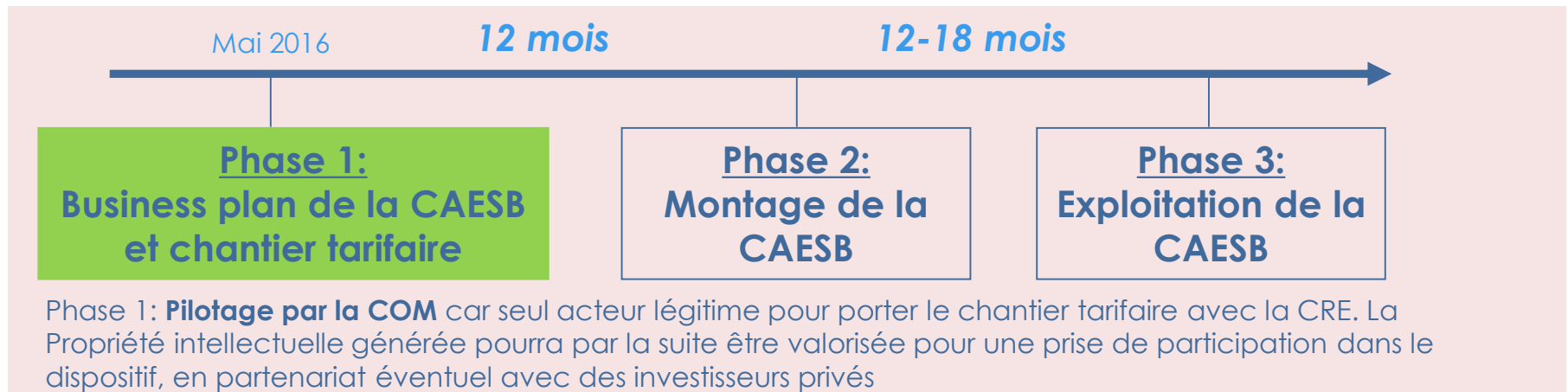
**Aujourd'hui**



**Demain**

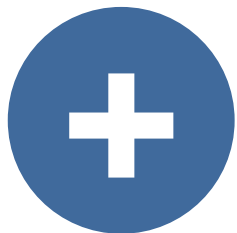


- 1 Recommandation 1 : **Business plan et montage de la CAESB**
- 2 Recommandation 2 : **Lancement du chantier tarifaire**, en concertation avec EDF SEI et la CRE, pour la **mise en place d'une tarification adaptée**



Leviers (optionnels) pour optimiser le modèle économique de la CAESB:

- **Réglementation:** Réglementation Thermique...
- **Fiscalité:** droit de quai...
- **Moyens humains** pour le contrôle et application des textes...
- **Formations** des différents corps de métier
- **Projets emblématiques** menés par la COM
- **Communication** et sensibilisation de la population



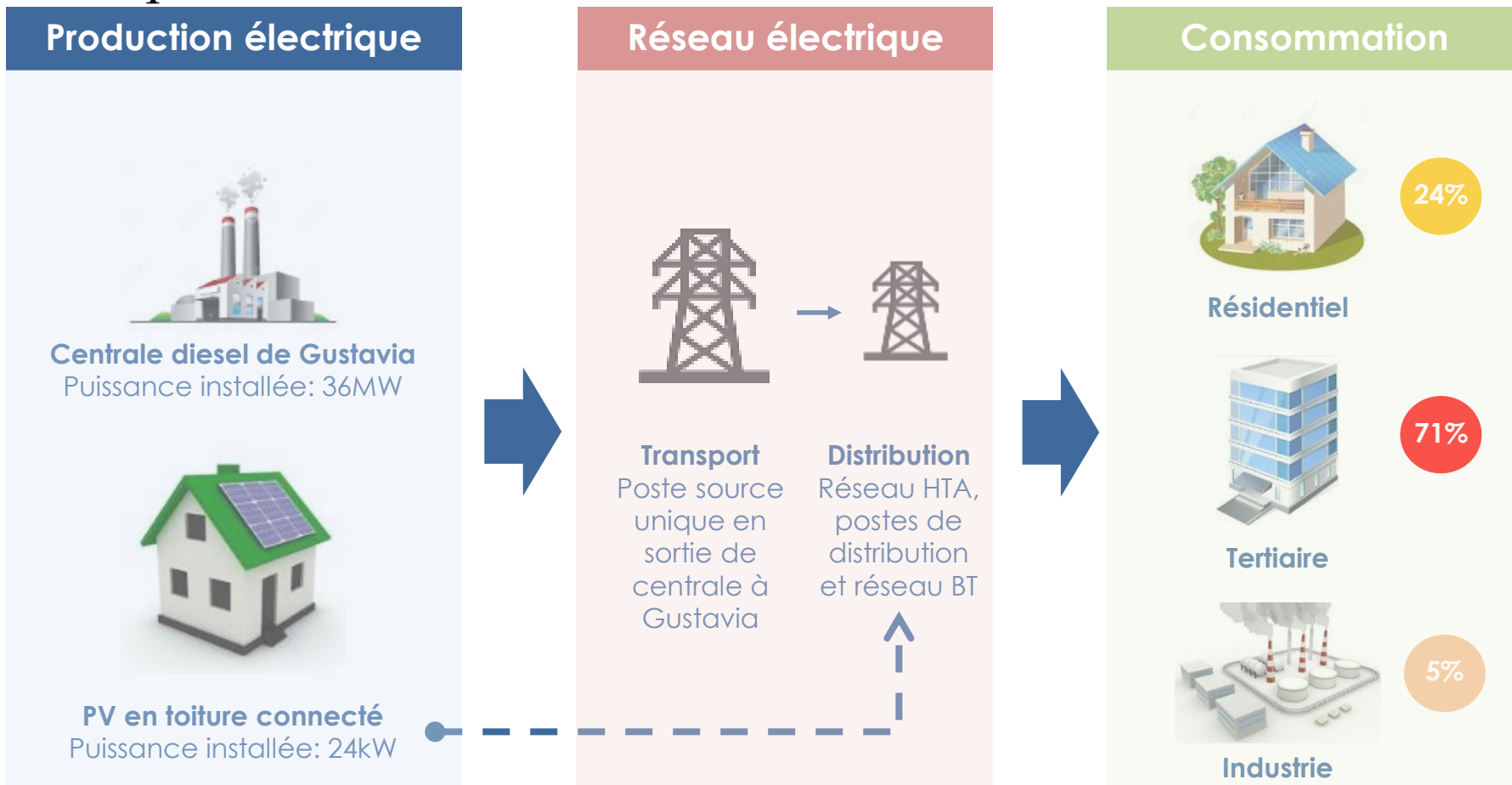
# Analyse de la situation électrique de Saint Barthélemy



Section 1

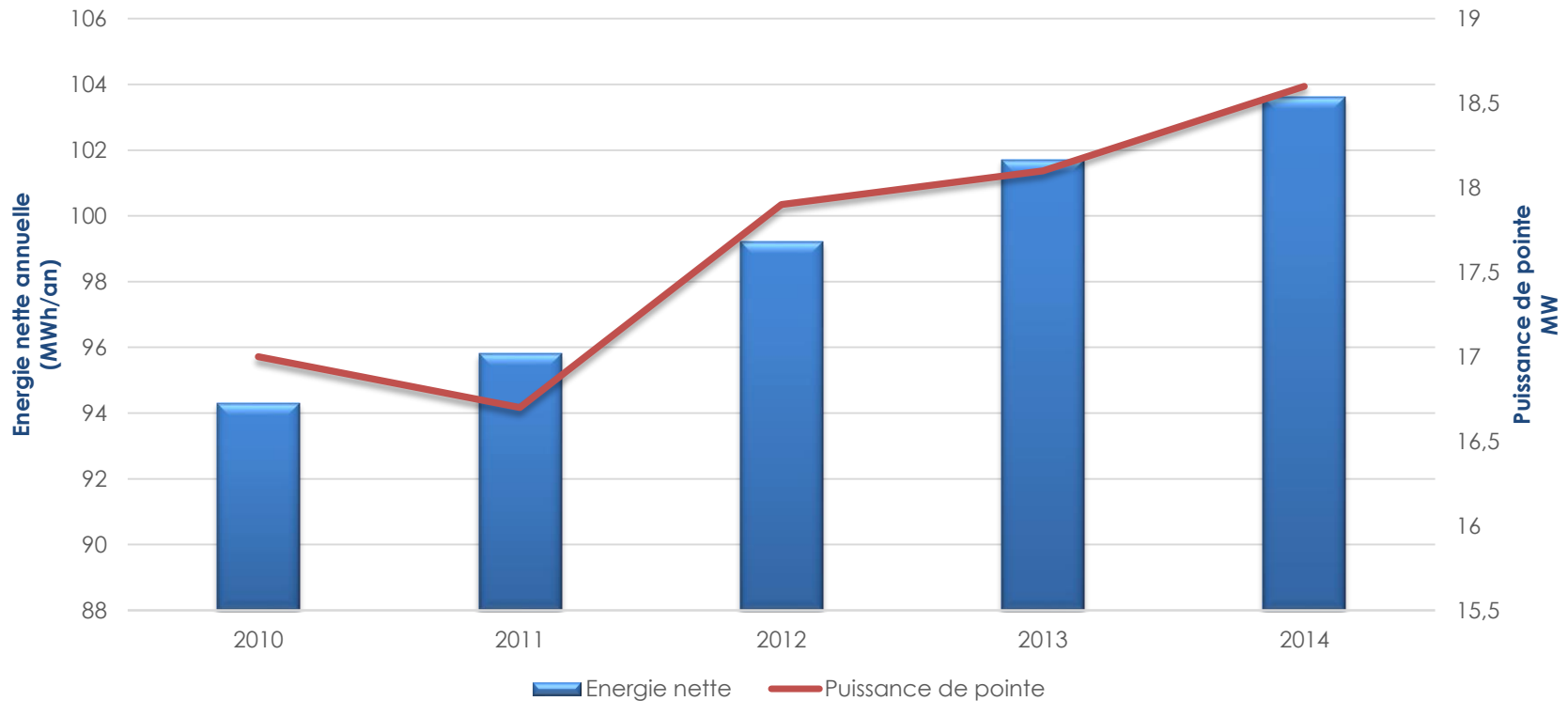
cesce

Conseil Economique Social Culturel & Environnemental



Note 1: Les éléments d'analyse présentés ici concernent uniquement la production et la consommation d'électricité. Ils reposent sur les informations disponibles publiquement, notamment le Bilan Prévisionnel de Saint Barthélemy publié annuellement par EDF SEI, ainsi que sur certaines estimations faites par l'équipe de travail.

Note 2: Saint Barthélemy dispose d'un parc vraisemblablement assez significatif de groupes électrogènes distribués dans les villas et les hôtels pour compléter, voire substituer, les approvisionnements fournis par le réseau. Les enjeux de production de ces groupes sont analysés par ailleurs dans ce rapport, sur base de données confidentielles agrégée obtenues lors des entretiens.

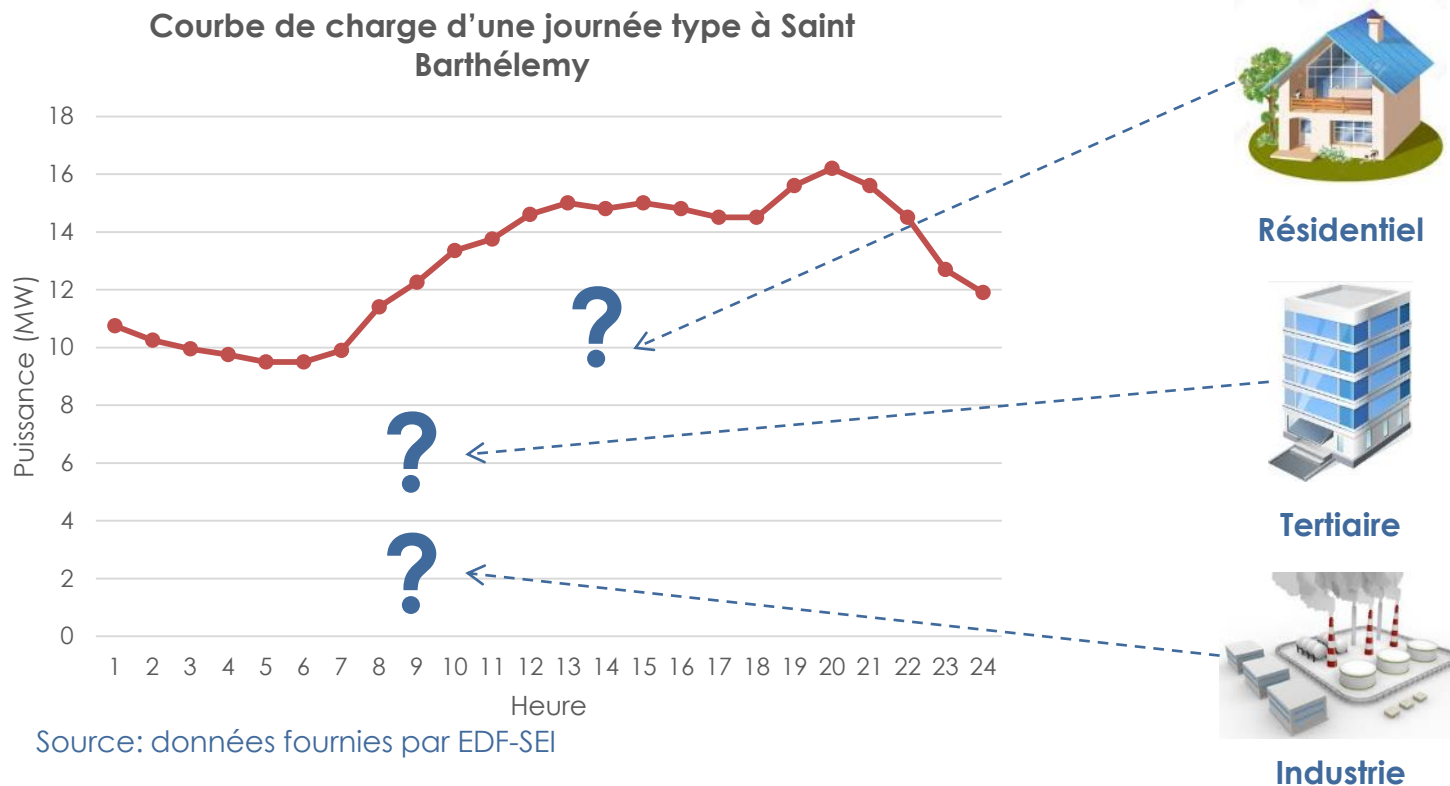


Source: Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande – EDF SEI – Juillet 2015

### **Evolution moyenne 2010-2014:**

- Electricité nette consommée: +2,6%/an
- Puissance de pointe: +0,74%/an, mais +3,5%/an depuis 3 ans
- Tendence sans doute renforcée par le déplafonnement récent de la puissance souscrite par EDF SEI.



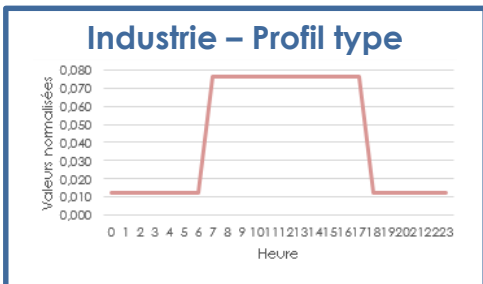
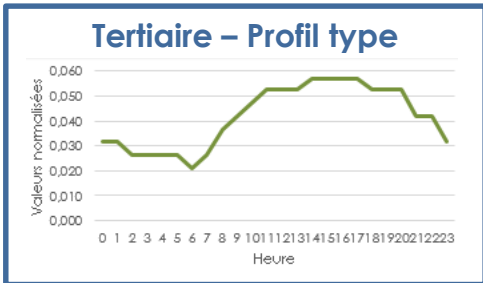
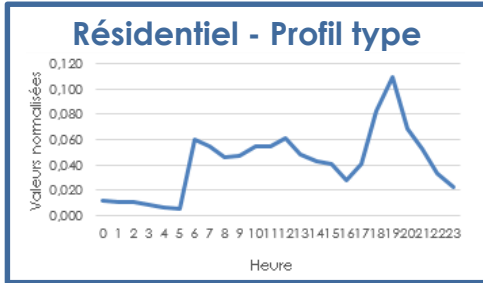


**La sectorisation de la courbe de charge** est nécessaire pour visualiser dans le temps, sur une journée, le poids relatif des différents secteurs dans la consommation électrique totale, prioriser les actions d'efficacité énergétique et quantifier leurs impacts au niveau de l'équilibre offre-demande. L'équipe de travail a donc reconstitué une courbe de charge sectorisée à partir des données disponibles en utilisant les outils et méthodes de calculs HINICIO.



**Définition:** la courbe de charge représente l'évolution de la puissance appelée (demande électrique totale à une heure donnée, en MW) au-cours d'une journée.

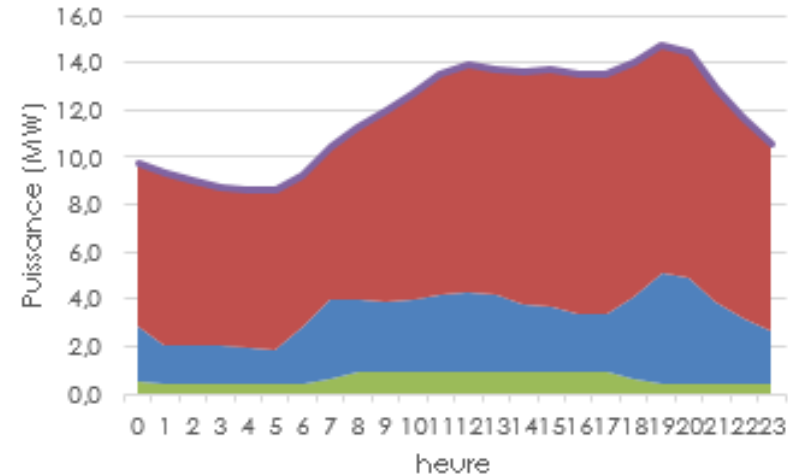
## Profils de consommation types



**Modélisation HINICIO basée sur la méthode des trapèzes**

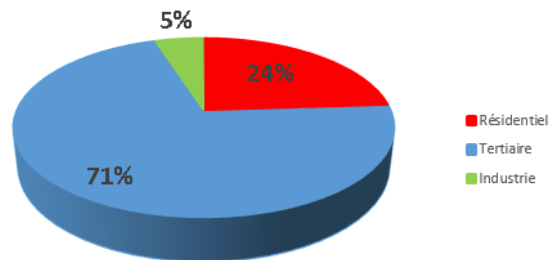


## Courbe de charge sectorisée reconstituée



■ Industrielle ■ Résidentielle ■ Tertiaire ■ total

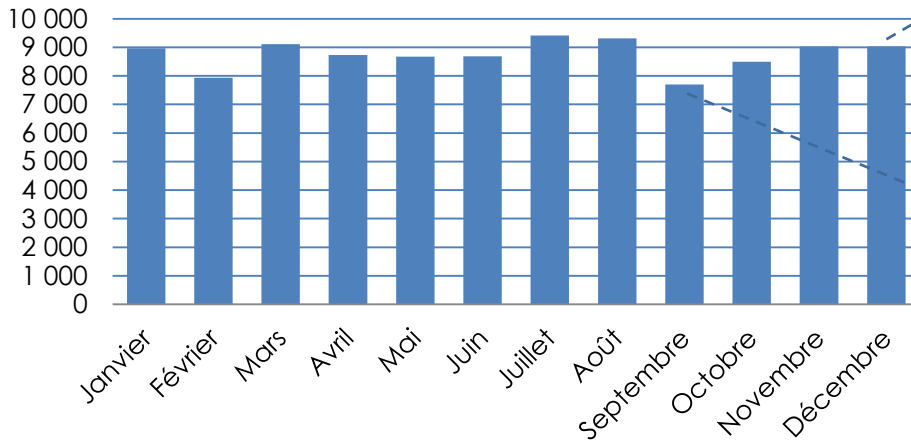
Parts des différents secteurs dans la consommation totale annuelle de Saint Barthélemy (source: ATE)



### Prochaines étapes:

- Validation de la courbe de charge sectorisée avec EDF SEI;
- Saisonnalisation de la courbe de charge;
- Utilisation de la courbe de charge pour la modélisation heure par heure des mix électriques intégrant les ENR.

**Evolution de la consommation d'énergie électrique mensuelle en 2014 en GWh**



Source: données fournies par EDF-SEI



Deux consommations d'énergies différentes à cause du tourisme



Quel impact sur la courbe de charge



**La saisonnalisation de la courbe de charge est nécessaire pour la vérification de la capacité de parc de production à garantir l'équilibre offre demande** du système à tout moment de l'année. Cette capacité est contrainte par la variabilité de la partie non contrôlable de l'équation d'équilibre. Cette partie non contrôlable est constituée de la production renouvelable intermittente et de la charge électrique. Cette dernière varie au cours de la journée, cette variation est représentée par courbe de charge journalière. Enfin la courbe de charge journalière varie en fonction de la période de l'année, en fonction de l'affluence touristique.

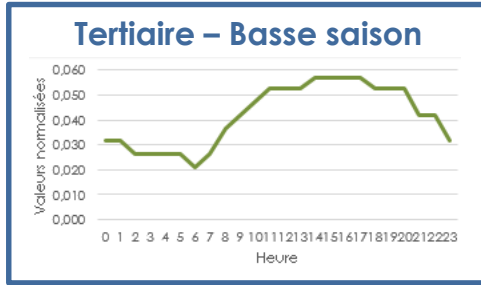


**Définition:** la courbe de charge représente l'évolution de la puissance appelée (demande électrique totale à une heure donnée, en MW) au-cours d'une journée.

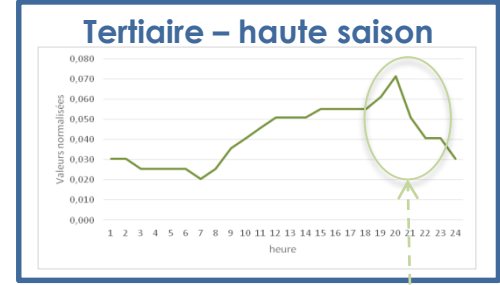
# Demande électrique : Saisonnalisation de la courbe de charge : méthodologie



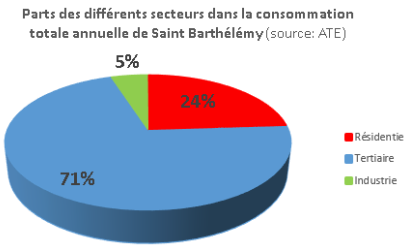
Energie mensuelle consommée



Ou



Choix de la courbe de charge tertiaire de référence et de la répartition de la consommation par secteur pour le mois traité

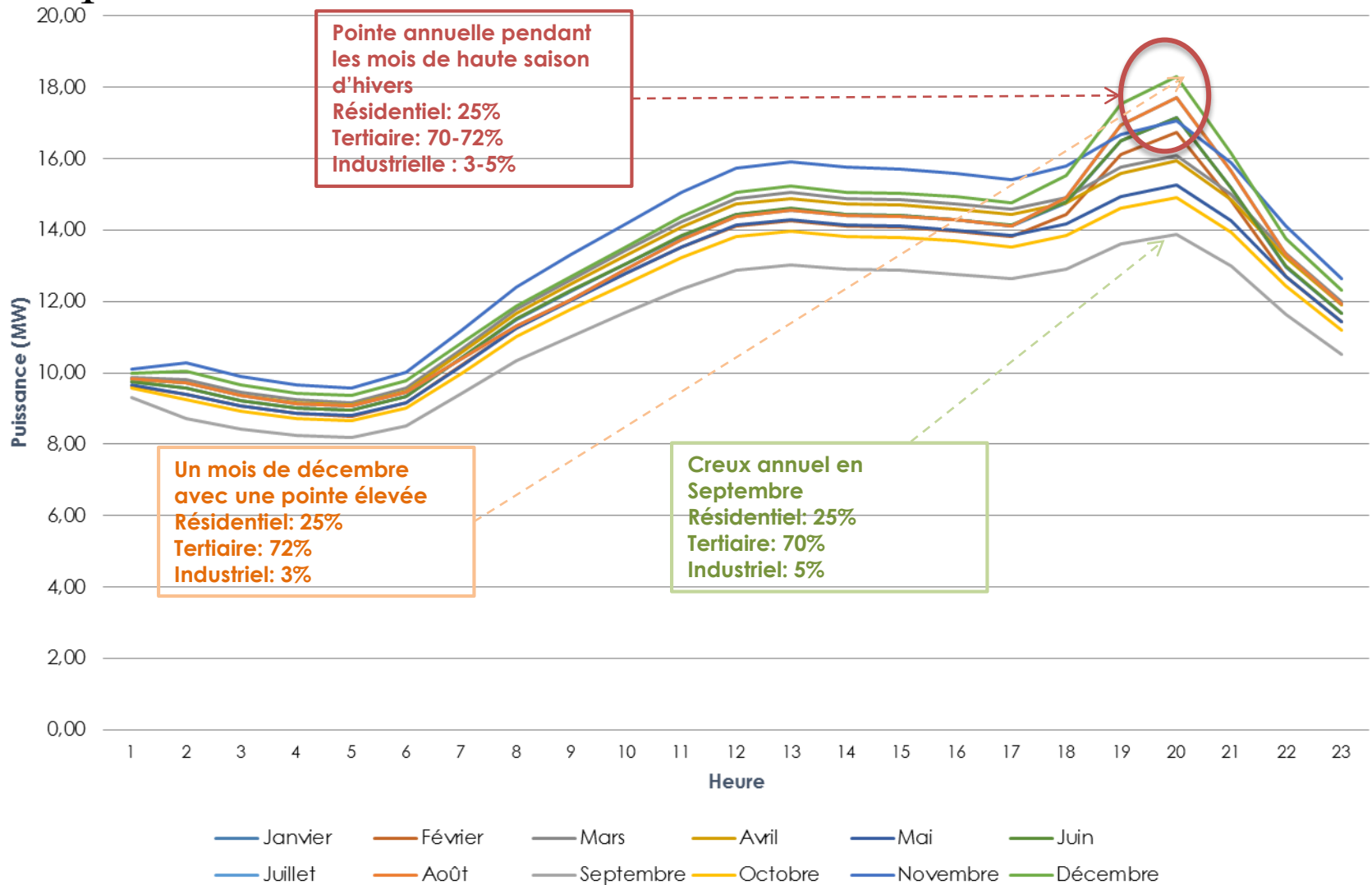


Impact de l'augmentation de l'activité hôtelière et de location de villa



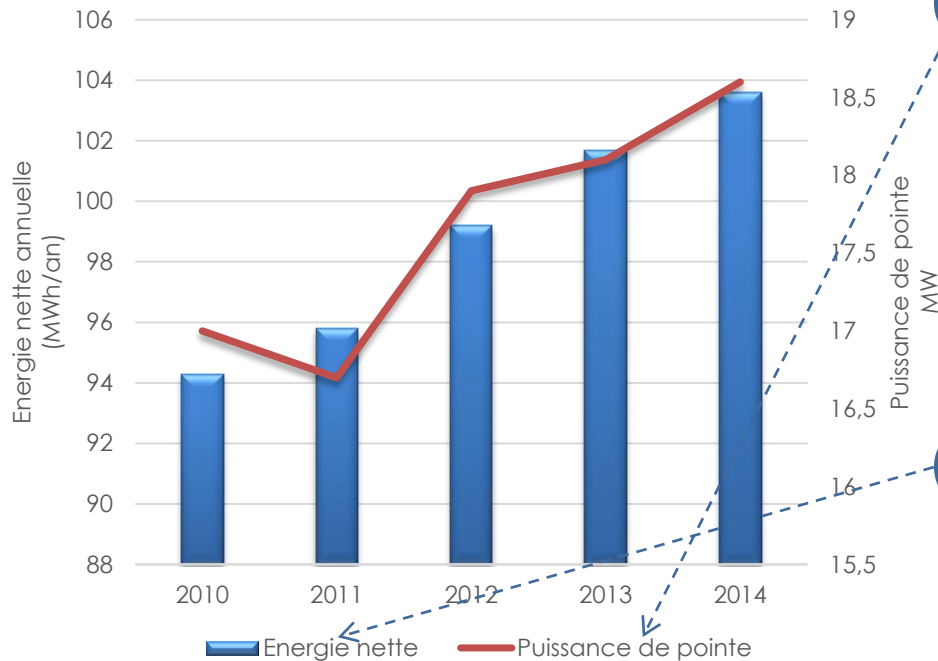
Pour le mois étudié

# Demande électrique: Mensualisation de la courbe de charge : Résultats



# La production électrique : la croissance rapide de la demande met le parc de production sous contrainte

## Une forte croissance de la consommation...



## ... un parc de production sous contrainte

1

### Enjeu 1:

Le dimensionnement du parc de production doit **garantir à chaque instant la disponibilité au meilleur coût de la puissance nécessaire pour alimenter les consommateur**, en particulier lorsque cette puissance est à son maximum (pointe)

→ Enjeu de disponibilité de **puissance** - MW (équilibre offre/demande)

2

### Enjeu 2:







L'énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité doit être **disponible en quantité suffisante pour assurer la consommation annuelle d'énergie électrique**

→ Enjeu de disponibilité d'**énergie** - MWh

[1] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande – EDF SEI – Juillet 2015

La croissance rapide de la demande de pointe nécessite une **augmentation de la puissance des moteurs** (à empreinte au sol constante, du fait des limitations de foncier sur le site de la centrale de Gustavia) et l'augmentation de la consommation totale d'énergie implique une **augmentation des quantités de diesel importées.**

# Production électrique : une électricité provenant de manière quasi exclusive de diesel

Type	Dispatchabilité	Taille unitaire [1]	Nombre d'unités [1]	Conso. spécifique [2]	Rendement [3]	Puissance totale
<b>Centrale EDF-SEI</b>						
Moteur SEMT PIELSTICK 12PA6 	Diesel 	3,1 MW	6	208g/kWh	39%	<b>18,6MW</b>
Moteur WARTSILA 18V32 	Diesel 	8,7MW	2	180g/kWh	45%	<b>17,4MW</b>
Centrale PV en toiture (160m <sup>2</sup> ) 	PV 	24kW	1	N/A	N/A	<b>24kWc</b>
<b>PUISSANCE TOTALE INSTALLEE</b>						<b>36MW</b>

Source :

[1] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande – EDF SEI – Juillet 2015

[2] Spécifications constructeurs et données internes HINICIO

[3] Puissance solaire surfacique : 250Wc/m<sup>2</sup>



**Taux d'indépendance énergétique = ~0%**



**Définition:** le taux d'indépendance énergétique est défini par l'INSEE comme le rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et la consommation en énergie primaire, une année donnée.



# Une part de la production électrique de Saint Barthélemy provient de groupes électrogènes

## Hypothèses

Efficacité des moteurs diesels : **290 gr/kWh**

## Nombre de points de livraison de diesel :

- 51 points de livraison en 2015 dont
- 8 hôtels & 27 villas

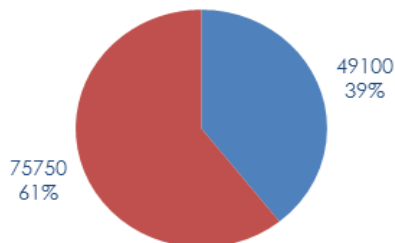
Puissance moyenne sur l'année de la production du parc de groupe diesel:

**137 kW**

*Forte variabilité selon les saisons du fait du nombre important de groupes installés dans les résidences touristiques (villas et hôtel)*

## Consommation de diesel des villas & hôtels (Est.)

### Consommation de diesel des hotels & villas en 2014 en litres et %



■ Hôtel ■ Villa

## Production électrique (Est.)

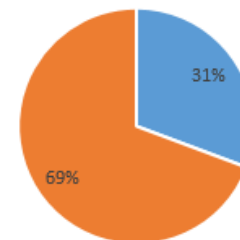
### Répartition de la production d'électricité en 2014 (MWh)



- Part de la demande d'électricité des groupes électrogènes - Villas & Hôtels
- Production électrique des moteurs diesel

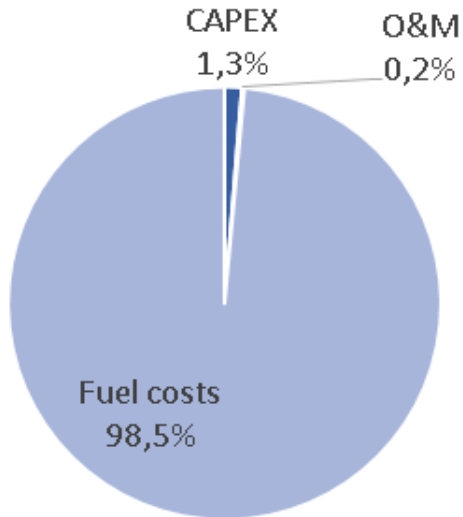
### Répartition de la production d'électricité des groupes électrogènes

■ Groupes électrogène - Villas ■ Groupes électrogène - Hôtels



Les données ci-dessus portent sur la **portion visible** des groupes électrogènes diesel. Outre leur **coût de production de l'électricité important**, les groupes électrogènes au diesel sont responsables de **nuisances sonores et olfactives au niveau locale**.

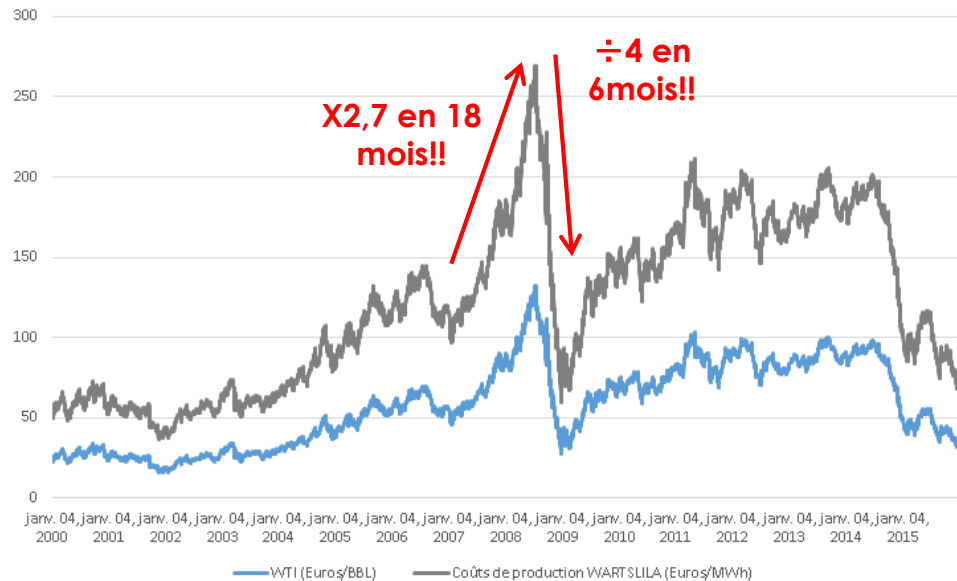
Une structure de coût de production largement dominée par les achats de carburant diesel (indicative)...



Structure de coûts de production électrique typique pour un moteur diesel (source: HINICIO)

... avec pour conséquence un coût réel (indicatif) de production indexé sur l'évolution des cours du pétrole sur le marché

Evolution comparée du prix du pétrole et du coût de production électrique sur Saint Barthélemy Jan 2000 - Déc 2015 (théorique)

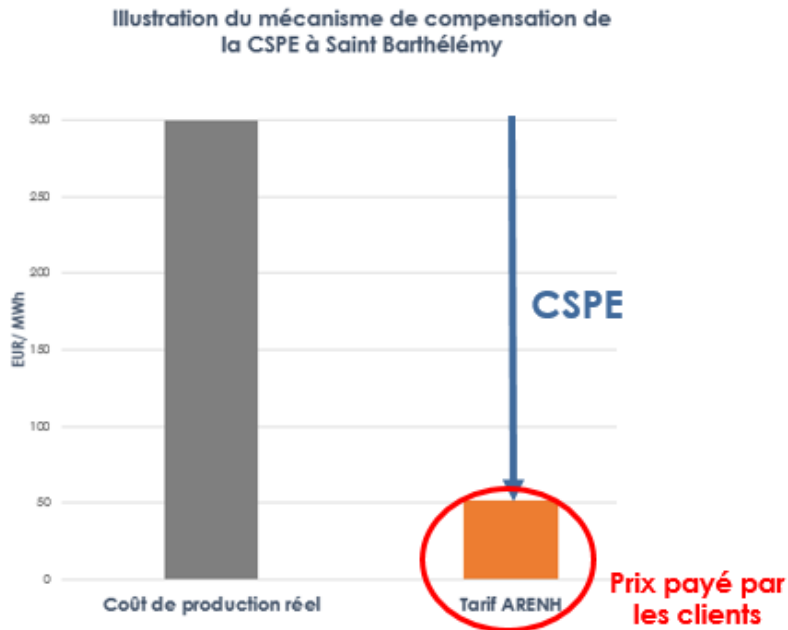


Hypothèses simplificatrices:

- Le graphique ci-dessus représente les coûts de production hypothétique d'un moteur WARTSILA sur la période 2000-2015 alors que ceux-ci n'ont été mis en service qu'en 2013.
- On considère ici que les moteurs fonctionnent à leur rendement optimal (45%). Les dégradations de rendement dues à un fonctionnement sub-optimal ou au vieillissement ne sont pas prises en compte.
- Load factor : 100%

- Forte **volatilité** (up & down).
- **Absence de visibilité et de contrôle** sur le coût de production électrique.

## Comparaison illustrative de la différence entre les coûts réels de l'électricité sur Saint Barthélemy et le signal prix perçu par le consommateur final



Graphique illustratif se plaçant de manière arbitraire à 300€/kWh de coût de production électrique. Cette illustration n'inclut pas les coûts d'acheminement (TURPE), ni les coûts commerciaux d'EDF SEI, ni les taxes qui ne donnent pas lieu au mécanisme de compensation de la CSPE

La différence entre le coût réel de fourniture d'électricité et le prix effectivement payé par le consommateur est **masqué par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)**.

### Questions-clés

- Quelle est la pérennité à moyen et long-terme du mécanisme de CSPE?
- Quel serait l'impact de l'arrêt total ou partiel de la CSPE sur l'économie de l'île?



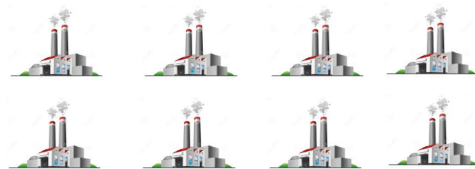
Graphique illustratif se plaçant de manière arbitraire à 200€/kWh de coût de production électrique. Les autres coûts sont fixés à 200€/MWh également de façon arbitraire dans un but illustratif.

\*Voir le site de EDF-SEI pour plus de détails sur la structure exacte des tarifs et des différentes taxes associées.

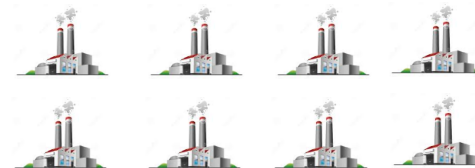
<http://guadeloupe.edf.com/particuliers/ma-relation-au-quotidien-avec-edf/les-tarifs-d-edf-49623.html>

**2025**

**Scenario de référence\***



**100% diesel**



**Production: Diesel + ENR**  
**Consommation: MDE + VE**



**Comparaison des scenarios:**

- Equilibre offre-demande au pas horaire (MW/MWh)
- Coûts d'investissement (€)
- Coût de production (€/kWh)

\*Basé sur le scenario dit « MDE » du Bilan Prévisionnel 2015 d'EDF SEI pour Saint Barthélemy

**Transition  
Énergétique**

Un scénario basé sur une étude approfondie des possibilités techniques en fonction des spécificités du territoire (cf. sections suivantes)

Note importante: Le scenario de Transition Énergétique proposé **ne remet pas en question le calendrier d'investissement d'EDF SEI** dans les nouveaux moteurs, qui contribuent à la sécurisation du système dans un contexte de variabilité croissante de la production, et dont les coûts sont essentiellement liés à la consommation de carburant.

## Demande électrique:

1. Extrapolation de la courbe de charge à 2025 selon les hypothèses du Bilan Prévisionnel Saint Barthélemy de EDF SEI (section 1) → **Courbe de charge pour le Scenario de Référence.**
2. Prise en compte des mesures de MDE (efficacité énergétique) et de la demande additionnelle générée par les véhicules électriques (section 5) → **Courbe de charge pour le scenario de Transition Energétique.**

## Côté production électrique:

1. Scenario de référence: mix électrique identique à celui envisagé par EDF SEI dans le Bilan Prévisionnel.
2. Scenario de Transition Energétique:
  - A. Evaluation et comparaison des gisements ENR mobilisables à Saint Barthélemy (section 4);
  - B. Construction d'un mix électrique intégrant les gisements ENR identifiée comme les plus pertinents à l'horizon 2025, en sus des moyens de production envisagé par EDF SEI dans le Bilan Prévisionnel (section 4).

# Analyse du potentiel de Maîtrise de la Demande en Energie à l'horizon 2025



Section 2

cesce

Conseil Economique Social Culturel & Environnemental

- Globalement, **malgré des équipements de plus en plus performants énergétiquement, l'augmentation des usages et du taux d'équipement entraîne une hausse continue de la consommation d'électricité année après année**
  - Par exemple, climatisation des pièces de vie, et plus uniquement des chambres
- **Sur les installations les plus énergivores, optimisation au maximum pour pallier aux limitations de puissance souscrite** (ex. : villas)
  - Substitution d'équipements électriques par d'autres énergies (ex. : cuisinière et lave-linge à gaz)
  - Mise en place d'équipements plus performants (ex. : climatisation inverter)
  - Récupération de la chaleur générée par la climatisation pour le chauffage piscine
  - Au besoin, ajout de moyens de production supplémentaire, tels les groupes électrogènes
- **Des mesures sur l'efficacité énergétique portant principalement sur les équipements, et assez peu sur les mesures ou systèmes passifs**
  - L'isolation, une pratique encore assez peu répandue présentant un potentiel de gain non négligeable
- **Globalement, une prise de conscience de la part des acteurs de l'aspect non durable des pratiques actuelles et une volonté clairement exprimée d'évolution des pratiques : une transition énergétique perçue comme une opportunité unique d'un positionnement stratégique de Saint-Barthélemy pour les prochaines décennies**
  - Néanmoins, une électricité subventionnée, au travers de la CSPE, ne permettant pas la matérialisation économique complète des pertes énergétiques
  - Par ailleurs, un positionnement de Saint-Barthélemy sur le tourisme de luxe diluant encore plus les dépenses énergétiques dans la structure de coûts



## Description de la modélisation :

- Entre 2016 et 2025, une modélisation de l'électricité annuelle consommée par les principaux postes de consommation basée sur un jeu d'hypothèses réalistes discutées et validées avec les acteurs interrogés

## Objectif :

- Quantifier les impacts de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique pour les déduire de la courbe de charge du scénario de référence, en prenant en compte le profil de consommation des équipements sur 24h, et alimenter ainsi la courbe de charge du Scénario de Transition Energétique pour l'année 2025.

**Focus sur les usages les plus énergivore dans le secteur résidentiel** (soit environ 50% de l'électricité totale consommée annuellement à Saint Barthélemy):

- La climatisation
- L'eau chaude sanitaire
- L'éclairage
- Les équipements de piscine : pompe et chauffage (déjà pris en compte dans le scénario de référence (hypothèses Bilan Prévisionnel validé avec EDF SEI).

- La prise en compte de nombreuses hypothèses, discutées et validées avec les acteurs :
  - ❑ Des hypothèses sur le taux de pénétration d'un équipement / d'une mesure de MDE :
    - Une évolution au cours de la période, à la fois du nombre de bâtiments supplémentaires, mais aussi du taux de pénétration reflétant une adoption toujours plus importante ;
    - Un taux de non-équipement correspondant à la fois à une non-possession de l'équipement, mais aussi une non-utilisation (ex. : certains propriétaires de climatiseurs affirment ne jamais l'utiliser).
  - ❑ Des hypothèses sur les performances des équipements
    - Consommations électriques moyennes ;
    - Gains accessibles par la mise en place de nouveaux équipements, calculés en pourcentage de la consommation d'un équipement « standard ».

Paramètre	Valeur	Unité	Source
Nombre de logements résidentiels	5100	logements	Entretiens
Nombre moyen annuel de logements résidentiels supplémentaires	75	Logements par an	Nombre de permis de construire annuels (collectivités / IEDOM / Saint Barth Essentiel) Entretiens
Nombre de villas	400	Villas	Entretiens
Nombre moyen annuel de villas supplémentaires	15	Villas par an	Entretiens
Nombre de chambres en villas	1200	Chambres	IEDOM
Nombre moyen annuel de chambres en villa supplémentaires	60	Chambres supplémentaires par an	Entretiens
Nombre de chambres d'hôtels	544	Chambres d'hôtels	IEDOM
Nombre moyen annuel de chambres d'hôtels supplémentaires	10	Chambres d'hôtels par an	Entretiens
Surface tertiaire	18 500	m <sup>2</sup>	Entretiens
Surface tertiaire supplémentaire moyenne par an	750	m <sup>2</sup> /an	Entretiens

Paramètre	Valeur	Unité	Source
Consommation électrique moyenne d'une unité split standard	1 750	kWh/an	Chiffres Guadeloupe pour 6h/j, 300j/an Entretiens
Nombre moyen de climatiseurs par logement particulier	2,5	Climatiseur	Entretiens
Consommation moyenne d'une unité split standard en villa	7 000	kWh/an	Entretiens (hypothèse de fonctionnement en continu, 24h/7, pendant 2/3 de l'année, avec une climatisation 50% plus puissante qu'une unité split standard, hypothèse d'unités split plutôt que centrales)
Nombre moyen de climatiseurs par chambre en villa	1,1	Climatiseur	Entretiens
Consommation moyenne d'une unité split standard en hôtel	8 517	kWh/an	Entretiens (hypothèse de fonctionnement en continu 24h/j, toute l'année, avec une consigne plus faible lorsque la chambre est inoccupée, hypothèse d'unités split plutôt que centrales)
Nombre moyen de climatiseur par chambre d'hôtel	1,2	Climatiseur	Entretiens
Consommation moyenne d'un climatiseur performant	70 % (gain de 30%)	p/r consommation d'une unité standard	Documentation technique Entretiens
Consommation moyenne d'un climatiseur après rénovation dans un logement de particuliers	80 % (gain de 20%)	p/r consommation de la climatisation	Rapport Carbone 4 Entretiens
Consommation moyenne d'un climatiseur après rénovation dans une villa	90 % (gain de 10%)	p/r consommation de la climatisation	Rapport Carbone 4 Entretiens

Taux d'équipement en climatiseur (le reste étant ceux qui ne sont pas équipés ou qui ne l'utilisent pas)	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
	85%	86%	87%	88%	89%	90%	91%	92%	93%	94%

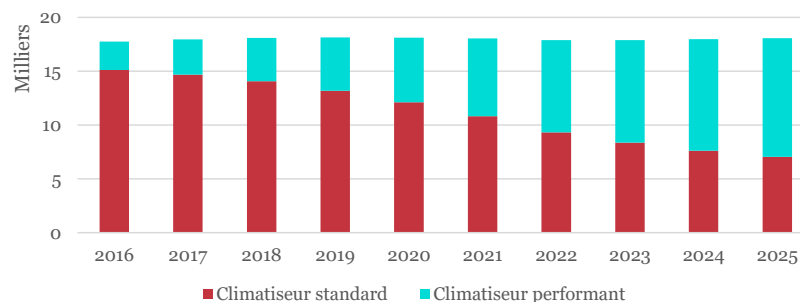
Taux d'équipement en climatiseur performant (montée en puissance)	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
	20%	23%	27%	32%	38%	45%	53%	58%	62%	65%

Taux de logements rénovés (montée en puissance)	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
	2%	3%	4%	6%	8%	10%	12%	15%	17%	20%

La **combinaison de travaux de rénovation et l'installation ou le renouvellement de climatiseurs performants** permettrait de **stabiliser** peu ou prou le poste de la consommation énergétique de la climatisation résidentielle :

➔ Une hausse de 2% des consommations liées à la climatisation, pour une augmentation du nombre de climatiseurs de 25% liée aux nouvelles constructions et au taux de pénétration de la climatisation.

Evolution de la consommation énergétique des climatiseurs résidentiels (MWh/an)



	<b>Surcoût</b>	<b>Payback</b>
Climatisation performante	0 € (entretiens)	Avec CSPE : 0 ans Sans CSPE : 0 ans
Rénovation thermique (isolation des combles)	3 000 € (entretiens)	Avec CSPE : 63 ans Sans CSPE : 12,5 ans

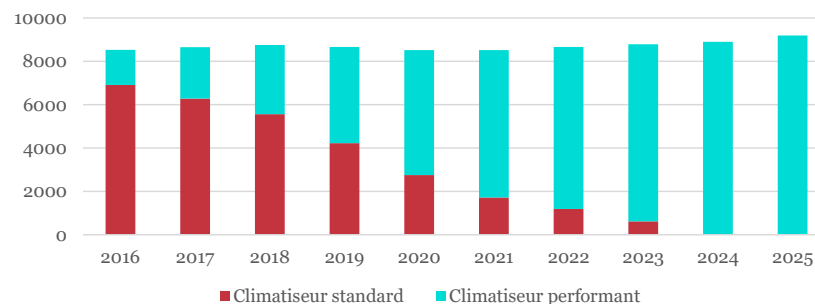
Note: Le cas « sans CSPE » correspond au calcul du payback par rapport au coût réel estimé de l'électricité

Taux d'équipement en climatiseur	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux d'équipement en climatiseur performant (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	25%	35%	45%	60%	75%	85%	90%	95%	100%	100%
Taux de villas rénovées (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2%	3%	4%	6%	8%	10%	12%	15%	17%	20%

Un taux de renouvellement des équipements plus important, associée à une rénovation thermique permet de **amortir la hausse de la consommation liée à la climatisation** dans les villas :

→ Une hausse de 8% des consommations liées à la climatisation, pour une augmentation du nombre de climatiseurs de 45% liée aux nouvelles constructions

Evolution de la consommation énergétique des climatiseurs en villas (MWh/an)



	Surcoût	Payback
Climatisation performante	0 € (entretiens)	Avec CSPE : 0 ans Sans CSPE : 0 ans
Rénovation thermique (isolation des combles)	10 000 € (entretiens)	Avec CSPE : 74 ans Sans CSPE : 15 ans

Taux d'équipement en climatiseur	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

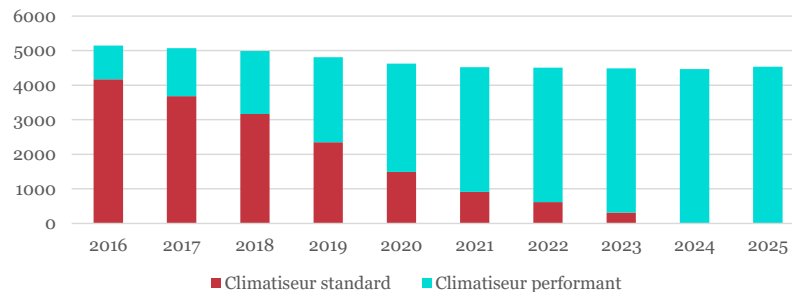
Taux d'équipement en climatiseur performant (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		25%	35%	45%	60%	75%	85%	90%	95%	100%

Du fait de la consommation plus faible de la climatisation sur ce segment par rapport à la totalité de la consommation de la climatisation et des rénovations déjà effectuées dans de nombreux hôtels, la rénovation n'est pas considéré comme un facteur d'évolution important sur ce segment

Un taux de renouvellement des équipements plus important que dans le résidentiel permet de **réduire la consommation liée à la climatisation dans les hôtels** :

→ Une **réduction de 12%** des consommations liées à la climatisation, pour une augmentation du nombre de climatiseurs de 17% liée aux nouveaux hôtels

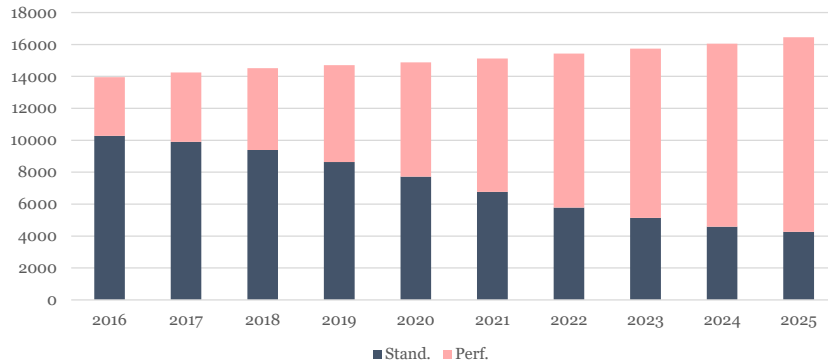
Evolution de la consommation énergétique des climatiseurs des hôtels (MWh/an)



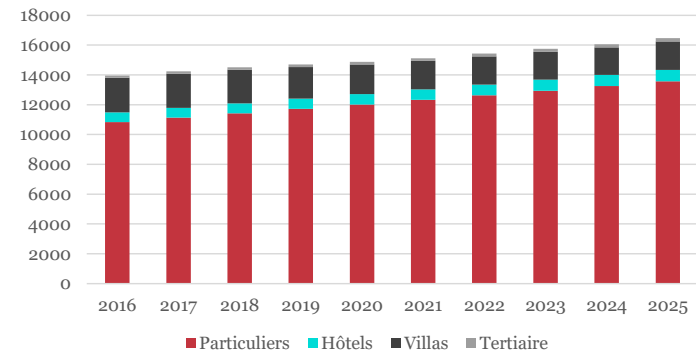
Une augmentation sensible du **nombre de climatiseurs** sur l'île à l'horizon 2025 :

- Une **hausse de 18%**, portée principalement par le segment du logement résidentiel et des villas

Evolution du nombre de climatiseurs



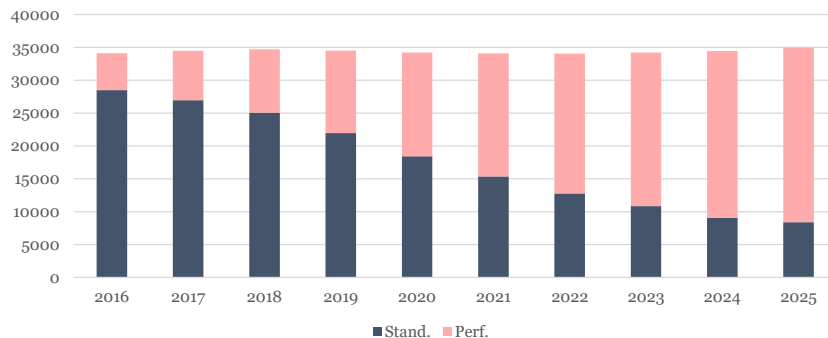
Evolution du nombre total de climatiseurs



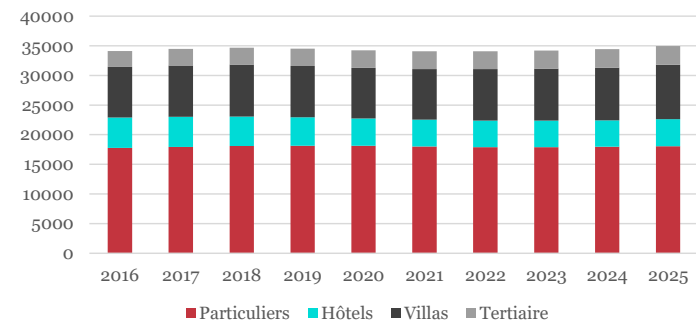
L'utilisation de climatiseurs plus performants, combiné à un recours plus fréquent à l'isolation, permettrait globalement de **stabiliser la consommation énergétique des climatiseur**, malgré l'augmentation sensible du nombre de climatiseurs

- Sur la période, une **hausse de 2%** de la consommation liée à la climatisation

Evolution de la consommation énergétique par type de climatiseurs (MWh/an)



Evolution de la consommation énergétique (MWh/an)





Paramètre	Valeur	Unité	Source
Consommation électrique moyenne d'un chauffe-eau électrique pour l'eau chaude sanitaire (ECS)	1281	kWh/an	Chiffres Guadeloupe pour 3 personnes par foyer et 55l/j/pers Entretiens
Nombre moyen de chauffe-eau par logement	1	Chauffe-eau	Entretiens
Consommation moyenne d'un chauffe eau-solaire	0% (gain de 100 %)	p/r consommation moyenne d'une unité standard (chauffe-eau électrique)	Entretiens Hypothèse de déconnexion de la résistance
Consommation moyenne d'un chauffe eau thermodynamique	30% (gain de 70 %)	p/r consommation moyenne d'une unité standard (chauffe-eau électrique)	Entretiens

Taux d'équipement en eau-chaude dans les logements particuliers	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	95%	95%	96%	96%	97%	97%	97%	98%	98%	98%

Taux d'équipement en chauffe-eau solaire (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	3%	5%	8%	12%	16%	20%	25%	30%	35%	40%

Taux d'équipement en chauffe-eau thermodynamique (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%

Du fait du manque d'informations disponibles sur la consommation d'eau chaude sanitaire dans les hôtels et villas et de son aspect réduit par rapport aux autres postes de consommation, notamment la climatisation, cette dernière n'a pas été prise en compte dans la modélisation.

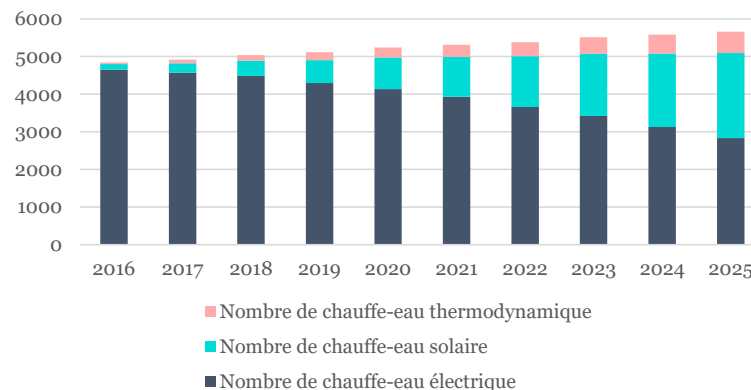
La mise en place d'autres technologies de **chauffe-eau** dans les logements résidentiels, en remplacement ou dans le neuf, a un **impact significatif** :

→ Une consommation en baisse d'un tiers au cours de la période, malgré une augmentation du nombre de chauffe-eau (+17%)

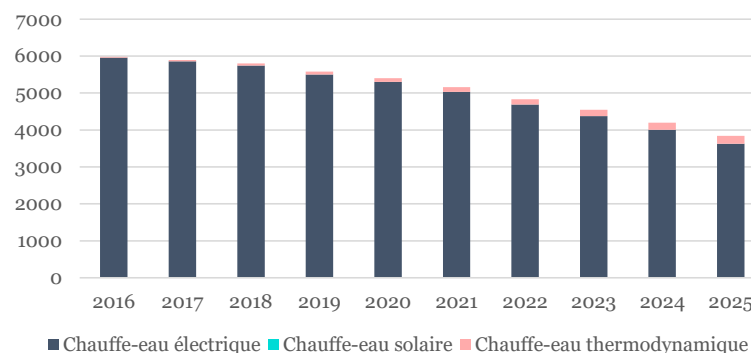
Au niveau économique, **les chauffe-eau solaire et thermodynamique présente un payback très rapide lorsque le coût réel de l'énergie est pris en compte.**

	Surcoût	Payback
Chauffe-eau solaire	4 500 € (entretiens)	Avec CSPE : 26 ans Sans CSPE : 4 ans
Chauffe-eau thermodynamique	3 500 € (entretiens)	Avec CSPE : 29 ans Sans CSPE : 5 ans

Evolution de la typologie de chauffe-eau



Evolution de la consommation électrique par type de chauffe-eau (MWh/an)



Paramètre	Valeur	Unité	Source
Consommation moyenne d'un foyer pour l'éclairage	265	kWh/an	Chiffres Guadeloupe Entretiens
Consommation moyenne d'une villa pour l'éclairage	6 400	kWh/an	Entretiens (hypothèse de 4kW, 8h/j, 200j/an)
Consommation électrique moyenne d'un bâtiment tertiaire pour l'éclairage	37	kWh/m <sup>2</sup> /an	Chiffres Guadeloupe Entretiens
Consommation moyenne d'un éclairage LED	15 % (gain de 85 %)	P/r consommation moyenne d'un éclairage à incandescence	Entretiens

Taux d'équipement chez les particuliers	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Taux d'équipement dans les villas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Taux d'équipement éclairage LED dans le résidentiel (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	30%	45%	60%	75%	85%	90%	93%	95%	96%	97%

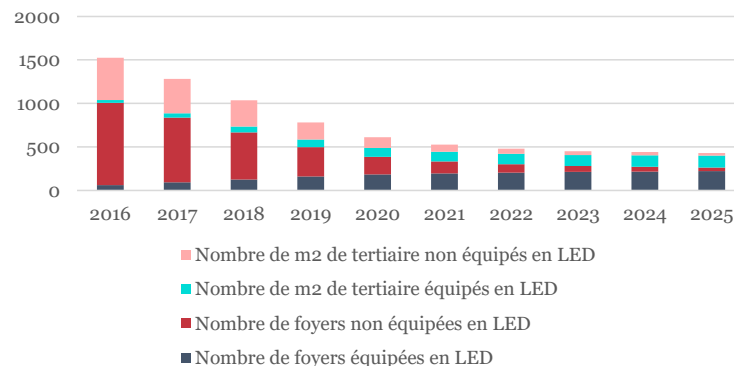
Taux d'équipement éclairage LED dans le tertiaire (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	30%	45%	60%	75%	85%	90%	93%	95%	96%	97%

Taux d'équipement éclairage LED dans les villas (montée en puissance)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	50%	65%	80%	90%	93%	95%	96%	97%	98%	98%

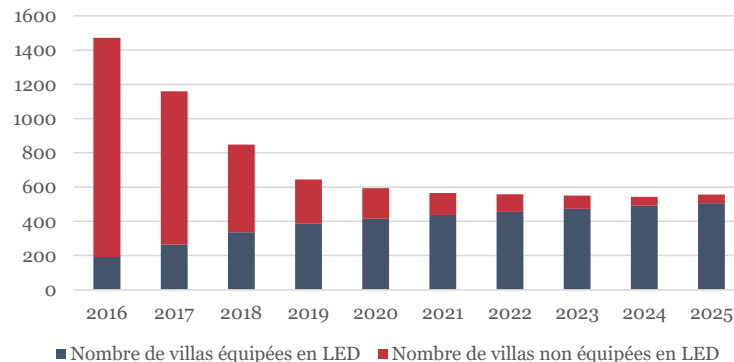
Sur l'ensemble des segments, malgré de nouvelles constructions, une **réduction de la consommation liée à l'éclairage du fait de la mise en place d'éclairage LED** qui peut par exemple être accéléré par l'interdiction de la commercialisation des ampoules à incandescence :

- Une mesure qui produirait des résultats tangibles : une division de la consommation d'environ 1/3 ;
- Des villas qui consomment autant que les secteurs résidentiel et tertiaire réunis, du fait de la multiplicité des points lumineux dans ces constructions.

Evolution de la consommation électrique de l'éclairage (MWh/an)



Evolution de la consommation électrique de l'éclairage des villas (MWh/an)



Paramètre	Valeur	Unité	Source
Consommation énergétique d'une villa pour le chauffage piscine	8100	kWh/an	Entretiens (hypothèse de 2,7 kW, 12h/j, 250j/an)
Consommation énergétique d'une villa pour la filtration piscine	7000	kWh/an	Entretiens (hypothèse de 1,6 kW, 12h/j, 365j/an)

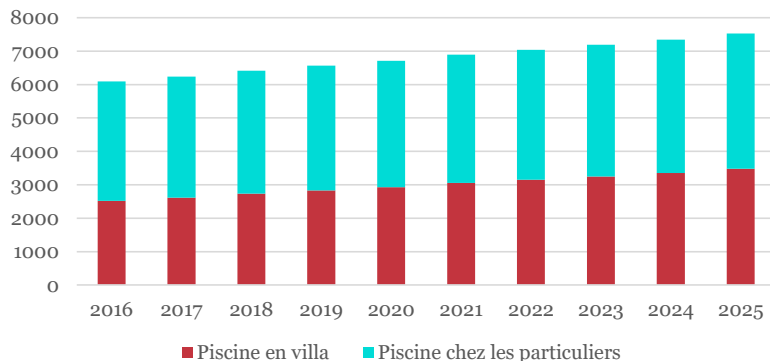
Taux d'équipement en piscine dans les villas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	90%	90%	91%	91%	91%	92%	92%	92%	92%	93%

Taux d'équipement en piscine chez les particuliers	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

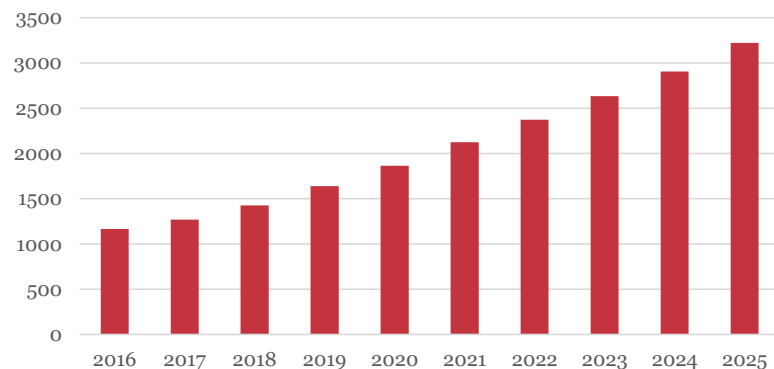
Taux d'équipement en piscine chauffée dans les villas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	40%	42%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%

- Une croissance des équipements liées aux piscines, et notamment du chauffage, et donc de la consommation associée.
- Des chiffres déjà pris en compte dans le scénario de Référence (hypothèses Bilan Prévisionnel EDF SEI).

Evolution de la consommation électrique liée au pompe des piscines (MWh/an)



Evolution de la consommation électrique du chauffage des piscines en villa (MWh/an)

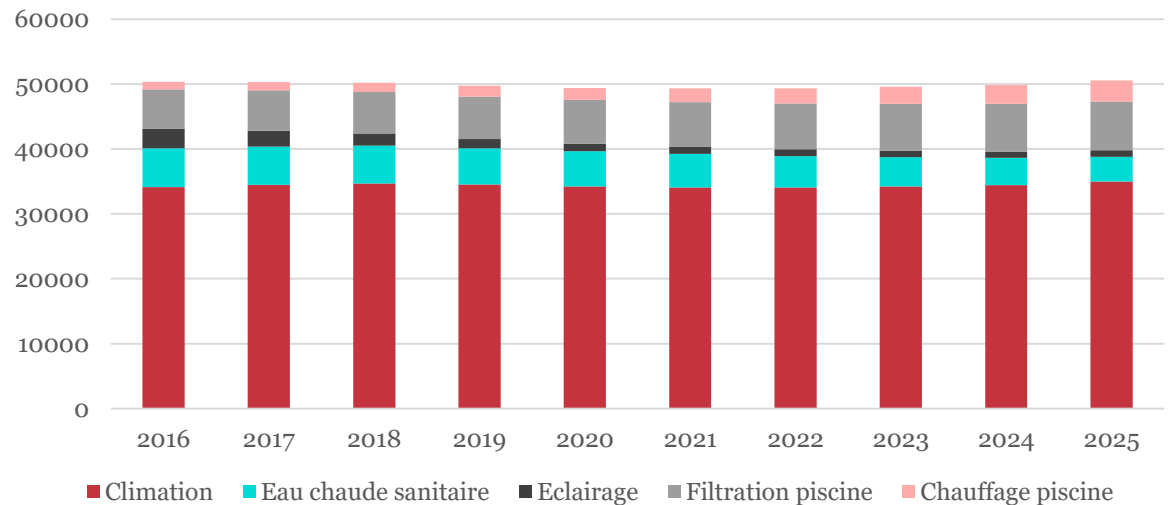


En agrégeant l'évolution prospective de ces principaux postes de consommation et en prenant en compte la diffusion progressive des mesures de MDE étudiées (éclairage LED, climatiseurs performants, chauffe-eaux solaires ou thermodynamiques), **la consommation électrique liés à ces postes de consommation peut être stabilisée au cours de la période :**

- Parmi les principaux postes de consommation modélisés, la climatisation reste le poste de consommation prépondérant ;
- Les équipements des piscines prennent une part croissante au fil du temps.

Note méthodologique : certains postes de consommation, tels que l'usine de dessalement, l'incinérateur ou certaines consommation électriques domestiques, ne sont pas intégrés à ces calculs qui ne portent que sur environ 50% de la demande totale.

Modélisation de l'évolution de la consommation par poste (MWh/an)

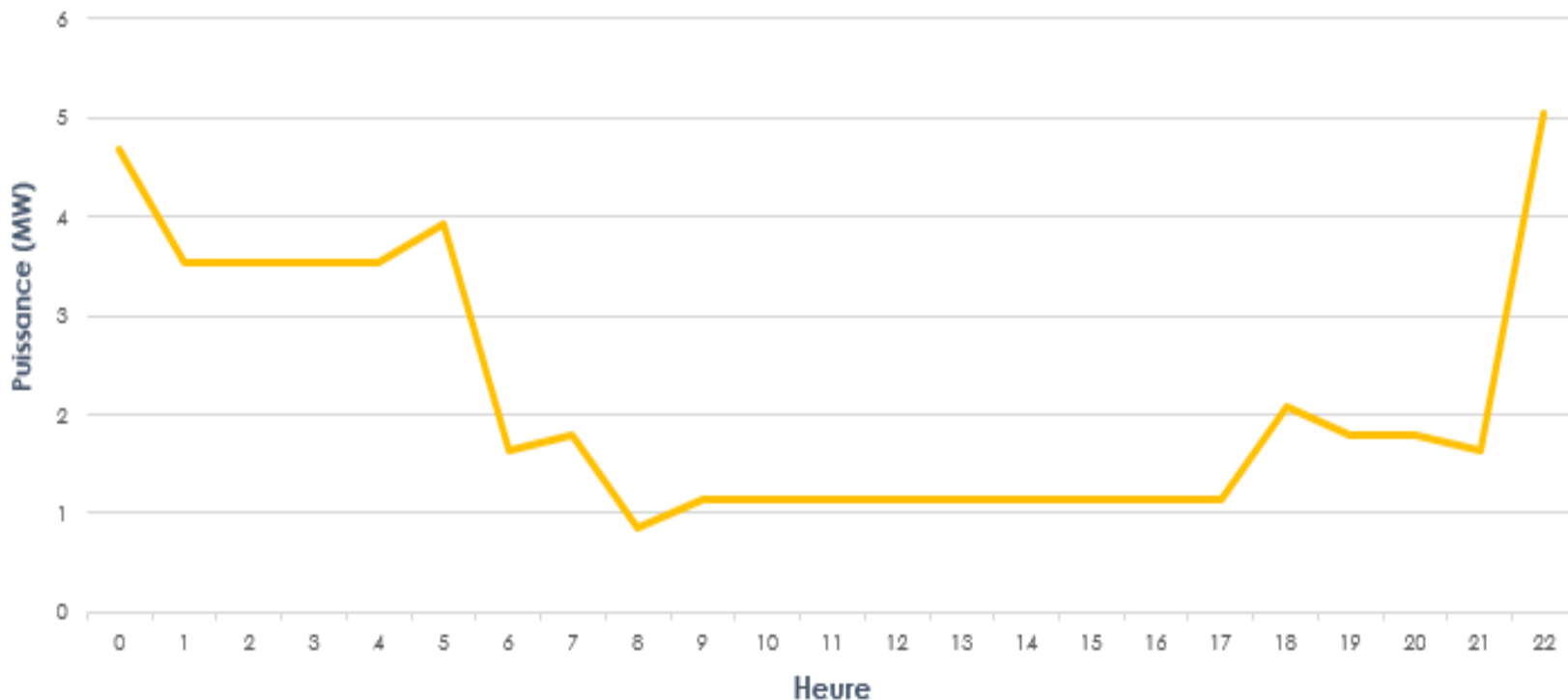


## Une possibilité de stabilisation de la consommation électrique de Saint Barthélemy dans les prochaines années :

- La climatisation est et restera le principal poste de consommation électrique
  - **A niveau de confort égal et à coût nul, la sensibilisation et l'adoption de mesures peuvent permettre de stabiliser** ce poste de consommation sur la période, même avec une hausse du nombre de bâtiments et une hausse du taux d'équipement:
    - Utilisation de **climatiseurs plus performants**, à compléter par une sensibilisation des utilisateurs et l'utilisation de technologies domotiques ;
    - La **combinaison avec de l'isolation** pourrait permettre des gains encore plus importants.
- Les chauffe-eaux thermodynamiques mais surtout **solaires sont particulièrement pertinent et rentables lorsqu'on prend en compte les coûts réels de l'énergie.**
- L'adoption et la diffusion de la **technologie LED** permet globalement une baisse de la consommation électrique liée à l'éclairage sur la période.



Profil journalier moyen de la MDE en 2025



Courbe obtenue en combinant les hypothèses sur le taux de pénétration des différentes mesures de MDE considérées à l'horizon 2025 et le profil de fonctionnement journalier des équipements concernés.

# La RT Guadeloupe: un exemple d'outil réglementaire pour la promotion de la MDE en milieu tropical insulaire

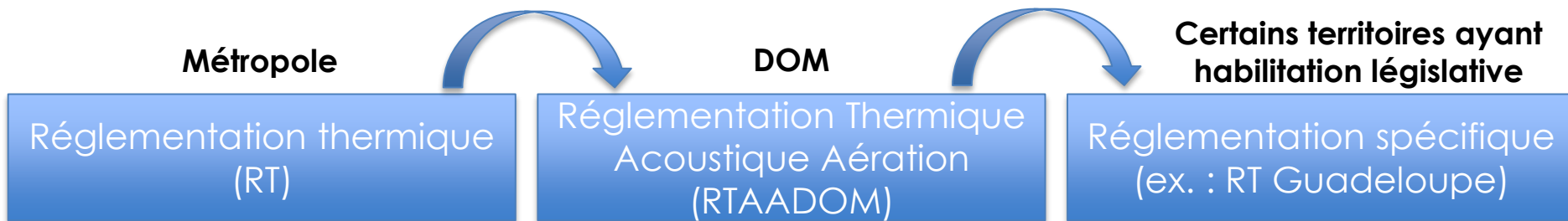


Section 3

cesce

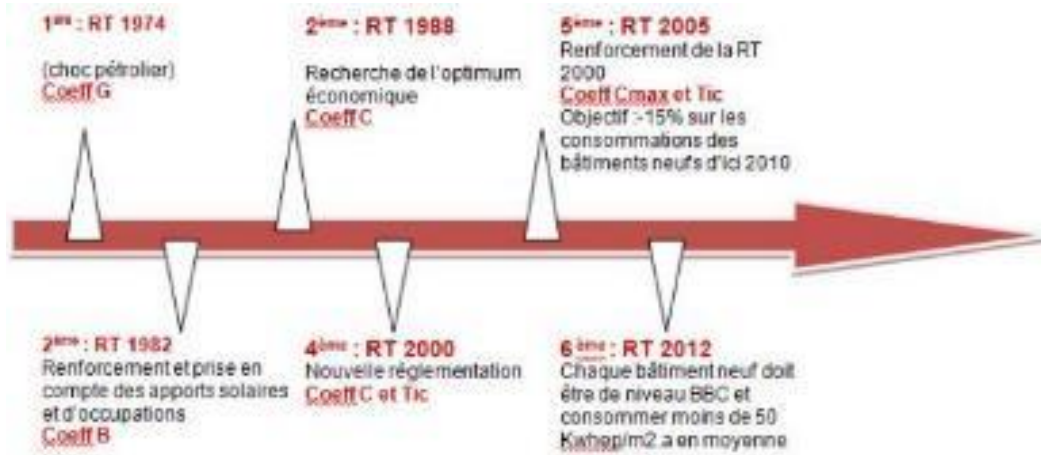
Conseil Economique Social Culturel & Environnemental

- En France, au niveau thermique, les bâtiments neufs sont soumis à une réglementation thermique
  - Existence de différence de réglementation selon les territoires :



- Malgré l'importance de leur nombre, les bâtiments existants ne sont pas tous soumis à cette réglementation, et parfois seulement dans certain cas (ex. : réalisation de travaux, changement de propriétaires)
  - ❑ Depuis 2007, application de la réglementation thermique s'il y a des travaux de rénovation **dans certains cas**
  - ❑ Depuis 2010, obligation de réalisation de travaux d'amélioration de la performance énergétique dans les bâtiments existants à usage tertiaire ou dans lesquels s'exerce une activité de service public d'ici 2020
  - ❑ Inscription dans un objectif de rénover 500 000 logements rénovés par an à l'horizon 2017 (plan de rénovation énergétique de l'habitat), avec la **mise en place de moyens associés** (ex. : financement)

- **Existence d'une réglementation thermique en France depuis 1974** (choc pétrolier), qui a connu plusieurs évolutions
  - La dernière RT en date est celle de 2012 (classe énergétique A), la prochaine prévue pour 2020 (bâtiment à énergie positive)



- Une réglementation aux objectifs multiples :
  - **Réduire la consommation**, en fixant pour les bâtiments neufs une limite de consommation énergétique pour le chauffage, la ventilation, la climatisation, la production d'eau chaude sanitaire et l'éclairage
  - Contribuer à **l'indépendance énergétique**
  - Favoriser le développement de nouvelles solutions
  - La rénovation des bâtiments existants reste soumise à la réglementation précédente

	Exigences	Indicateurs
Résultats	Efficacité énergétique du bâti <ul style="list-style-type: none"> <li>Exigence de limitation simultanée du besoin en énergie pour les composants liés au bâti (chauffage, refroidissement et éclairage)</li> </ul>	Besoin bioclimatique ou « Bbiomax » <ul style="list-style-type: none"> <li>Un indicateur qui rend compte de la qualité de la conception et de l'isolation du bâtiment, indépendamment du système de chauffage.</li> <li>Un indicateur qui valorise la conception bioclimatique (accès à l'éclairage naturel, surfaces vitrées orientées au Sud...) et l'isolation performante</li> </ul>
	Exigence de consommation maximale <ul style="list-style-type: none"> <li>5 usages pris en compte : chauffage, production d'eau chaude sanitaire, refroidissement, éclairage, auxiliaires (ventilateurs, pompes)</li> </ul>	Cmax <ul style="list-style-type: none"> <li>Consommations maximales d'énergie primaire (objectif de valeur moyenne de 50 kWh/m<sup>2</sup>/an)</li> <li>La prise en compte des différentes zones climatiques</li> </ul>
	Exigence de confort en été	<ul style="list-style-type: none"> <li>Température intérieure atteinte au cours d'une séquence de 5 jours chauds</li> </ul>
Moyens	Garantie la qualité de mise en œuvre <ul style="list-style-type: none"> <li>Traitement des ponts thermiques</li> <li>Traitement de l'étanchéité à l'air</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Test de la « porte soufflante » obligatoire dans le collectif</li> </ul>
	Garantie du confort d'habitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Surface minimale de baies vitrées</li> </ul>
	Accélération du développement des énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> <li>Généralisation en maison individuelle</li> <li>Utilisation d'au moins une énergie dite renouvelable pour la construction de la maison particulière (raccordement à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50 % par des énergies renouvelables, capteurs solaires thermiques pour la production d'eau chaude sanitaire, panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité, chaudière ou poêle à bois)</li> </ul>
	Bon usage du bâtiment	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mesure ou estimation des consommations d'énergie par usage (5 usages)</li> <li>Information de l'occupant</li> </ul>
	Qualité énergétique globale	<ul style="list-style-type: none"> <li>Production locale d'énergie non prise en compte au-delà de l'autoconsommation</li> </ul>

## La RTAADOM: une réglementation thermique adaptée aux spécificités de l'Outre-Mer

- Constat: la Réglementation Thermique nationale est inadaptée aux spécificités des territoires d'outre-mer
  - ❑ Problématiques thermiques différentes (ex. : chauffage vs. refroidissement) et acoustiques différentes
- Depuis 2010, entrée en vigueur de la RTAADOM (Réglementation Thermique Acoustique Aération pour les DOM), avec pour objectifs, pour les constructions neuves:
  - ❑ Améliorer les performances énergétiques des bâtiments
  - ❑ Limiter le recours à la climatisation
  - ❑ Garantir la qualité de l'air à l'intérieur du logement
  - ❑ Protéger la santé des occupants
  - ❑ Promouvoir les énergies renouvelables
  - ❑ Garantir un confort d'usage minimal, acoustique comme hygrothermique

La RTAADOM inclut 3 volets spécifiques applicables aux constructions neuves:  
**thermique, acoustique et aération**

	OBJECTIFS	MOYENS	MESURES
<b>Réglementation THERMIQUE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Économies d'énergie</li> <li>▪ Limitation du recours aux énergies fossiles / Recours aux énergies renouvelables</li> <li>▪ Confort hygrothermique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ventilation naturelle de confort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ouvertures spécifiques sur au moins deux façades d'orientations différentes et dans chaque pièce principale</li> <li>▪ Taux d'ouverture minimal des façades</li> <li>▪ Exigences sur les ventilateurs de plafond</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Protection solaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Facteurs solaires maximaux pour les parois opaques et les baies</li> <li>▪ Interdiction des fenêtres en toiture</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Énergie solaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Utilisation de panneaux solaires pour l'eau chaude sanitaire</li> </ul>
<b>Réglementation ACOUSTIQUE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confort acoustique</li> <li>▪ Santé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Protection contre les bruits intérieurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Isolation acoustique des murs séparatifs et des planchers</li> <li>▪ Distance minimale entre les baies des logements</li> <li>▪ Niveaux sonores maximaux pour les équipements</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Protection contre les bruits extérieurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Exigences sur l'isolement acoustique des bâtiments</li> </ul>
<b>Réglementation AÉRATION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Confort hygrothermique</li> <li>▪ Qualité de l'air</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ventilation naturelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Surface minimale d'ouverture des baies dans les pièces de service</li> <li>▪ Présence d'entrées d'air en façade</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Prise en compte de l'isolement acoustique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Débits minimaux d'air extérieur entrant</li> </ul>

- En 2008, passage de la loi d'orientation pour l'Outre-Mer et **définition d'une stratégie énergétique guadeloupéenne** (maîtrise de l'énergie, ENR) en 3 phases
  - ❑ Réalisation d'un bilan des émissions de GES : 85 % de la consommation électrique provient des bâtiments
  - ❑ Définition d'objectifs en lien avec le Grenelle
  - ❑ Elaboration d'un plan d'actions
- A l'entrée en vigueur de la RTAADOM, choix du Conseil Régional de **développer une réglementation spécifique à la Guadeloupe pour associer confort et économies d'énergie**
  - ❑ RTAADOM portant pour le CR sur des objectifs de moyens, volonté de ne pas brider les acteurs sur les solutions à employer et de fixer plutôt des objectifs de résultats
  - ❑ Une portée jugée trop restrictive, volonté d'aller plus loin et de s'adapter aux futures évolutions de la RT en métropole et aux objectifs nationaux et européens (ex. : paquet climat)
- Une **volonté politique forte**, avec une démarche partant du constat de **vulnérabilité de l'île** (montée des eaux) et portant sur le **devoir d'exemplarité de l'île** (et donc la baisse des émissions de GES), mais aussi sur un positionnement, avec la volonté de **développer des savoir-faire exportables**.



# La Réglementation Thermique Guadeloupe

## Quel processus de développement ?

- **Un processus de développement d'une année**, en plusieurs phases :
  - ❑ Etat de l'art, études sur les comportements
  - ❑ Concertation et animation de plusieurs groupes de travail
  - ❑ Corédaction de la réglementation, à partir des objectifs fixés par le CR
- **Un accompagnement par une assistance à maîtrise d'ouvrage** sur les volets techniques, juridiques et d'animation :
  - Implication du CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, acteur public indépendant de référence pour le bâtiment en France)
- Des freins existants, mais pas insurmontables :
  - La **sensibilisation des acteurs**, adressée au travers du travail de concertation
  - Le **coût financier de l'élaboration d'une réglementation**, du fait de l'absence de compétences techniques
  - Le **contrôle de la mise en œuvre de la réglementation**, avec la responsabilité de l'Etat pour le contrôle d'une réglementation qu'il n'a pas édicté
  - **L'acceptation par les élus que la voie réglementaire** est un recours nécessaire pour la réalisation du dernier pas

# La Réglementation Thermique Guadeloupe

## Quelles modalités ?

- Les volets « acoustique » et « aération » de la RTAADOM pleinement applicables.
- Pour le volet « thermique », passage d'un statut obligatoire à un statut de solution technique parmi d'autres.

RTAADOM	OBJECTIFS	MOYENS	MESURES
Réglementation THERMIQUE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Économies d'énergie</li> <li>• Limitation du recours aux énergies fossiles / Recours aux énergies renouvelables</li> <li>• Confort hygrothermique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ventilation naturelle de confort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ouvertures spécifiques sur au moins deux façades d'orientations différentes et dans chaque pièce principale</li> <li>• Taux d'ouverture minimal des façades</li> <li>• Exigences sur les ventilateurs de plafond</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protection solaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facteurs solaires maximaux pour les parois opaques et les baies</li> <li>• Interdiction des fenêtres en toiture</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Énergie solaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilisation de panneaux solaires pour l'eau chaude sanitaire</li> </ul>
Réglementation ACOUSTIQUE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Confort acoustique</li> <li>• Santé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protection contre les bruits intérieurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Isolation acoustique des murs séparatifs et des planchers</li> <li>• Distance minimale entre les baies des logements</li> <li>• Niveaux sonores maximaux pour les équipements</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protection contre les bruits extérieurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exigences sur l'isolement acoustique des bâtiments</li> </ul>
Réglementation AÉRATION	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Confort hygrothermique</li> <li>• Qualité de l'air</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ventilation naturelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surface minimale d'ouverture des baies dans les pièces de service</li> <li>• Présence d'entrées d'air en façade</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prise en compte de l'isolement acoustique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Débits minimaux d'air extérieur entrant</li> </ul>

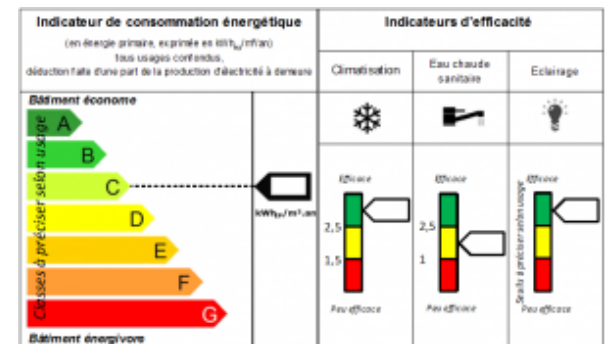
Passage d'un statut obligatoire (RTAADOM) à statut de solution technique (RTG)

Identique dans la RTAADOM et la RTG

# La Réglementation Thermique Guadeloupe

## Quelles modalités ?

- **Un périmètre élargi :**
  - ❑ Application à la **construction tertiaire neuve**, exclue de la RTAADOM
  - ❑ La **production d'eau chaude sanitaire dans le tertiaire**
  - ❑ La création d'un **diagnostic de performance énergétique (DPEG)**, similaire à l'étiquette énergétique métropolitaine, mais adaptée aux spécificités locales (consommation)
  - ❑ Inspection des **systèmes de climatisation**
  - ❑ Réglementation sur l'efficacité énergétique des **climatiseurs individuels**
  - ❑ Etude de faisabilité sur l'approvisionnement énergétiques des **bâtiments >1000m<sup>2</sup>**
- Dans le même temps, **sensibilisation des propriétaires** et mise en place de **moyens financiers (EDF/ADEME/FEDER)** pour faciliter la rénovation énergétique des bâtiments
  - ❑ Démonstrations de matériels / méthodes constructives
  - ❑ Interventions en surcoût pour les entreprises



- Une réglementation **bien accueillie par les acteurs économiques** (car résultant de la concertation)
  - ❑ Mise en place d'outils de suivi, tels que l'Observatoire Régional de l'Energie
- Du fait des modes constructifs (culture « coup de main »), une **réglementation plus difficile à contrôler chez les particuliers**:
  - ❑ Un travail pédagogique à poursuivre, notamment auprès des particuliers
  - ❑ En parallèle à la réglementation s'adressant aux bâtiments neufs, des modalités de sensibilisation, d'accompagnement et de financement à poursuivre en rénovation
- Une certaine **flexibilité de la réglementation** appréciée par les acteurs:
  - ❑ Par exemple une préférence affichée pour la ventilation naturelle, mais la possibilité néanmoins d'installer la climatisation (obligations d'espaces étanches)

# La Réglementation Thermique Guadeloupe

## Quels résultats ? (2/2)

- L'observation d'une **décorellation entre croissance du PIB et consommation énergétique** (qui s'est stabilisée depuis quelques années)
- La Guadeloupe, un **territoire modèle pour d'autres îles de la Caraïbe**, qui viennent voir ce qui est réalisé et veulent coopérer avec le territoire pour mettre en place des réglementations similaires
- En conclusion, un bon outil de la palette permettant d'aller d'enclencher la transition énergétique dans le bâtiment, mais des efforts additionnels encore nécessaires pour atteindre les objectifs.



## Conclusions

1

**La Guadeloupe a mis en place une réglementation thermique (RTG) adaptée au contexte insulaire tropical** et qui constitue une source d'inspiration très riche pour le développement d'un outil similaire à Saint-Barthélemy.

2

**La mise en place d'une réglementation thermique de ce type nécessite d'être accompagné par des experts** car les problématique techniques et réglementaires sont complexes et difficilement appréhendables par les élus et les services territoriaux. .

3

**Une réglementation constitue l'un des outils important (parmi d'autres) pour la Transition Energétique de Saint Barthélemy.** Les bâtiments neufs, adressé en priorité par les règlementation thermiques constituent un enjeux prioritaire à Saint Barthélemy du fait du nombre important de nouvelles constructions chaque année.

4

**Il est plus difficile de traiter les bâtiment existants.** La mise en place d'un accompagnement technique et financier semble nécessaire pour motiver les propriétaire à rénover.

# Proposition de plan de déploiement pour l'infrastructure de recharge du véhicule électrique



Section 4

1

Le véhicule électrique (VE) contribue à **l'amélioration de la qualité de vie à Saint- Barthélemy** en atténuant le bruit de la circulation, les nuisances olfactives, la pollution locale et les émissions de CO<sub>2</sub>. Il aide ainsi à **renforcer l'attractivité de Saint Barthélemy et à en préserver les spécificités.**



2

Le véhicule électrique est **parfaitement adapté aux besoins de mobilité à Saint- Barthélemy**. Ses limitations intrinsèques en termes d'autonomie n'y sont pas pénalisantes du fait des **distances très réduites**. En outre les technologies de régénération permettant de recharger les batteries dans les descentes permettent en outre au VE de s'accommoder des dénivelés de l'île.

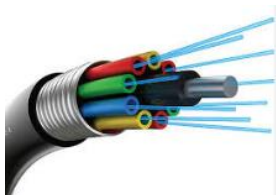
3

Le véhicule électrique offre des **synergies potentielles très pertinentes avec les ENR** grâce aux capacités de stockage des batteries. Avec le déploiement d'une infrastructure de recharge intelligente, il sera un **levier supplémentaire pour l'intégration des ENR dans le système électrique de l'île.**



4

Les conditions sont idéales pour le déploiement d'une **infrastructure de recharge intelligente de très haute technologie**, s'appuyant sur de fortes synergies avec les NTI et le réseau de fibre optique existant et s'intégrant parfaitement dans le futur smart grid de Saint Barthélemy.





# Comment bien planifier le déploiement d'une infrastructure de recharge pour les VE ?

Bien poser le problème: la planification d'une infrastructure de recharge pour les véhicules électriques qui soit adaptée aux besoins, spécificités et volontés du territoire soulève **5 grandes problématiques** liées entre elles.

- Quel(s) standard de prises de recharge ?
- Comment éviter les « lock-in » technologiques dans un environnement industriel en évolution rapide?

**1** **Interfaçage véhicules**



- Bornes publiques et/ou privées?
- Quels coûts/revenus?
- Bornes payantes/gratuites?
- Quelles modalités de facturation?
- Quel modèle économique?
- Quel structure de gouvernance et de portage?

- Recharge normale standard?
- Recharge normale accélérée?
- Recharge rapide?

**2** **Types de bornes**




**5** **Modèle économique et gouvernance**



- Impacts de la recharge sur le système électrique?
- Bornes intelligentes, communicantes?
- VE utilisé pour le stockage d'énergie (V2G, V2H)?
- Temps de recharge limité? Limitation de la recharge à certaines heures de la journée (incitation et/ou réglementation)

**3** **Interfaçage réseaux (électrique et télécom)**











**4** **Localisation et densité du réseau de bornes**



- Nb bornes Vs. Nb de véhicules
- Localisations optimales?








# Infrastructure de recharge électrique

## Les standards de prises de recharge (1/2)

Types de charge	Socle côté véhicule	Socle côté infrastructure	Illustrations	Possibilité de recharge intelligente	
Charges normale standard et normale accélérée	Dépend du modèle du véhicule: type 1 (universel), CHAdeMO, Combo – Voir diapo suivante	➤ <b>Type E</b> socle de prise type « domestique »			
		<b>Prise domestique « universelle »</b> (mais peu conseillée pour raison de sécurité)			
		➤ <b>Type 2</b> compatible avec les puissances élevées – standard européen			
		➤ <b>Type 2S</b> type 2 sécurisé (avec obturateurs mécaniques)			
		<b>Standards privilégiés par les constructeurs</b>			
		➤ <b>Type 3</b> va disparaître, progressivement remplacé par le type 2S			

# Infrastructure de recharge électrique

## Les standards de prises de recharge (2/2)

Types de charge	Socle côté infrastructure	Socle côté véhicule	Illustrations	Recharge intelligente	Exemple de VE compatibles	
Charge rapide	Câble attaché à la borne	➤ <b>Connecteur type 2</b>			Renault ZOE	
		<b>Standard privilégié pour la recharge rapide sur courant alternatif</b>				
		➤ <b>Connecteur type « CHAdeMO »</b> standard japonais initialement			Nissan Leaf, Mitsubishi i-Miev, Citroën C-Zéro, Peugeot iOn	
		<b>Standard privilégié par les constructeurs asiatiques</b>				
		➤ <b>Connecteur type « Combo 2 » (CCS)</b> standard recommandé par l'UE pour la charge rapide			BMW i3...	
<b>Standard privilégié par les constructeurs européens et américains</b>						
		➤ <b>Spécifique Tesla Supercharger</b>			Tesla model S	

# Infrastructure de recharge électrique

## Types de bornes

Types de bornes	Niveau de puissance	Temps de recharge	Type de câble	Socle côté véhicule	Socle côté infrastructure
<b>Normale standard</b>	<b>3,7 kVA ou 7 kVA</b> <i>16A ou 32A monophasé</i>	6-8h (3,7 kVA) 3-4h (7 kVA)	Nomade	Types 1, 2, CHAdeMO, ou Combo 2 selon le modèle	Type E ( <i>limité à 8A sur prise domestique</i> ) Type 2 Type 2S
<b>Normale accélérée</b>	<b>3,7 – 22 kVA</b> <i>32A triphasé</i>	1-2h	Nomade	Types 1, 2, CHAdeMO, ou Combo 2 selon le modèle	Type E Type 2 Type 2S
<b>Rapide</b>	<b>43 kVA</b> <i>63A triphasé</i>	20-30min	Câble AC connecteur type 2 attaché à la borne	➤ Type 2	Câble attaché à la borne
	<b>50 kW</b> <i>DC</i>	20-30min	Câble DC connecteur type « CHAdeMO » attaché à la borne	➤ Type CHAdeMO	Câble attaché à la borne
	<b>50 - 200 kW</b> <i>DC</i>	20-30min	Câble DC connecteur type « Combo 2 » attaché à la borne	➤ Type Combo 2	Câble attaché à la borne
	<b>120 kW</b> <i>DC</i>	20-30min	Câble Tesla Supercharger attaché à la borne	➤ Spécifique Tesla	Câble attaché à la borne

# Infrastructure de recharge électrique

## Caractéristiques des VE et VHR\* sur le marché

Techno	Marque	Modèle	Date	Charge normale	Charge normale accélérée	Charge rapide	Socle de prise pour charge rapide (côté véhicule)
VE	BMW	I3	2013	✓		✓	Combo 2
VE	Bolloré	Bluecar	2011	✓			
VE	Citroën	Berlingo	2013	✓		✓	CHAdEMO
VE	Citroën	C-Zéro	2010	✓		✓	CHAdEMO
VE	Daimler	Class B	2014	✓		✓	Combo 2
VE	Daimler	Smart	2013	✓	✓		
VE	Ford	Focus Elec	2014	✓			
VE	Kia	Soul EV	2015	✓		✓	CHAdEMO
VE	Mia Electr	Mia	2011	✓			
VE	Mitsubishi	i-Miev	2010	✓		✓	CHAdEMO
VE	Nissan	e-NV200	2014	✓		✓	CHAdEMO
VE	Nissan	Leaf	2011	✓		✓	CHAdEMO
VE	Peugeot	iOn	2010	✓		✓	CHAdEMO
VE	Peugeot	Partner	2013	✓		✓	CHAdEMO
VE	Renault	Fluence ZE	2011	✓			
VE	Renault	Kangoo ZE	2011	✓			
VE	Renault	Zoé	2012	✓	✓	✓	Type 2
VE	Tesla	S	2012	✓		✓	Spécifique Tesla supercharger
VE	VW	e-UP	2014	✓		✓	Combo 2
VE	VW	Golf-E	2015	✓		✓	Combo 2
VHR	Mitsubishi	Outlander	2013	✓		✓	CHAdEMO
VHR	Opel	Ampera	2011	✓			
VHR	Porsche	Panamera	2013	✓			
VHR	Toyota	Prius	2013	✓			
VHR	VW	Gte	2014	✓			

\*VE: Véhicule Electrique, VHR: Véhicule Hybride Rechargeable

Types de bornes	CAPEX		OPEX			Risque surcoût réseau électrique
	Coût de la borne	Coûts d'installation	Maintenance	Electricité	Accès au site	
<b>Normale standard</b>	450-3000 \$	250-10200 \$	10% du coût de la borne			Faible
<b>Normale accélérée</b>	450-3000 \$	250-10200 \$	10% du coût de la borne			Moyen
<b>Rapide</b>	12-35 k\$	17-46 k\$	10% du coût de la borne			Important

### Dépend de:

- Niveau d'intelligence de la borne (modem: 500-1000€)
- Intérieur Vs extérieur (socle)
- Type de socle: écran ? Tactile ?
- Surcoût possible en fonction du climat
- Esthétique/design
- Fournisseur

### Dépend de:

- Modalité de raccordement électrique (surtout recharge rapide)
- Localisation: maison, parking, trottoir, etc.
- Coût de main d'œuvre locale

### Incertitude 1

(externe à Saint Barthélemy)

Il existe aujourd'hui un **foisonnement de standards de recharge**, reflet de la lutte commerciale que se livrent les acteurs industriels du secteur. Certaines tendances semblent se dégager au niveau international mais **une certaine part d'incertitude demeure quant à la nature exacte des standards qui s'imposeront à moyen et long-terme.**



### Incertitude 2

(interne à Saint-Barthélemy)

Il existe également aujourd'hui un **fort degré d'incertitude sur la nature des véhicules électriques qui seront importés** sur Saint-Barthélemy dans les années à venir et a fortiori sur les standards de recharge qui seront associés.



Un contexte marqué par **l'incertitude** appelant à une **stratégie flexible et évolutive** afin d'éviter les lock-in technologiques sur des standards qui deviendrait rapidement obsolètes.



Nous recommandons des bornes de recharge **combinant plusieurs standards**

#### Standards

<b>Bornes de recharge normale et accélérée</b>	2 prises par borne: Type E, Type 2 ou 2S
<b>Borne de recharge rapide</b>	3 cordons par borne: Type 2, CHAdeMO, Combo

### Description de la technologie



- Concept vague – mais en général signifie que les bornes de recharge sont **connectées à un réseau de communications** (en général cellulaire)

- Pour être “communicante”, une borne doit être **équipée d’un modem et d’un logiciel de communication** (généralement sous protocole “OCPP”)
- L’opérateur doit mettre en place un système de gestion de réseau

### Maturité technologique:

R&D

Démo.

Com.

- Plusieurs réseaux en place en Europe, Amérique du nord, etc. (ChargePoint, Circuit Électrique, Tesla, etc.)
- Tous les fabricants principaux de bornes (ABB, Schneider, AddÉnergie, Signet, Fuji etc.) offrent des modèles « communicants ».

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- Le modem etc. ajoute **500-1000 euros** au coût d’achat de la borne
- Possibilité de réduction de coûts à moyen terme (effets de volume)
- L’installation de bornes étant fortement subventionnée (par le secteur public et/ou les constructeurs), il est difficile de connaître le coût réel de ces technologies.

### Bénéfices systémiques



Permet une **utilisation plus efficace du réseau de bornes** mais pas de bénéfices pour le système électrique à proprement parler :

- Permet l’identification des usagers (gestion des accès, facturation)
- Permet aux utilisateurs de localiser et réserver les bornes disponibles (applications mobiles, etc.)
- Permet aux opérateurs de réseau d’optimiser le service après-vente (surveillance et contrôle à distance, mises à jour des logiciels, etc.)
- Permet aux opérateurs, autorités publiques, etc. de collecter des données (consommation d’électricité, comportements de recharge, etc.)



### Description de la technologie



- Les bornes sont non seulement connectées à un réseau mais aussi **pilotables par une autorité externe** (avec contrôle partiel ou total sur la borne)

- Permet une **allocation plus optimale de la puissance** (en fonction des pointes de demande, ou de la disponibilité d'électricité décarbonée, ou pour profiter des tarifs de nuit, etc.)
- Concept fortement associé au **Smart Grid**
- Peut se faire à l'échelle d'un bâtiment voire en micro-réseau.

#### Maturité technologique:

R&D

Démo.

Com.

- Encore au stage de démonstration. Par exemple, projet de Renault-Eneco
- La croissance des ventes de VÉ pourrait encourager plus d'investissements dans cette technologie.

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- Le modem etc. ajoute **500-1000 Euro** au coût d'achat de la borne.
- A ces coûts il faut ajouter le cout de développement du système de gestion du parc de bornes (développement software).

### Bénéfices systémiques



- La charge des VE est ajustée pour **préserv**er l'équilibre offre-demande.
- Stabilisation du réseau en tension.
- **Évite les investissements en réserves de puissance** supplémentaires.
- **Evite certains investissements en renforcement de réseau** (ex: transformateurs de quartier, etc.)
- Économies potentielles pour usagers : des essais réalisés par Eneco aux Pays-Bas mettent en évidence une économie du coût de l'électricité allant jusqu'à 15 % pour les utilisateurs de l'application. Ces économies dépendent évidemment de l'existence d'une tarification intelligente en fonction de l'heure.

### Description de la technologie



- La recharge intelligente avancée peut être **appliquée à de micro-réseaux, par exemple pour des flottes captives** (véhicules de location, taxis, etc.) ou les bornes sur lieu de travail

### Maturité technologique:

R&D

Démo.

Com.

- Offert notamment par AddÉnergie (Canada).

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

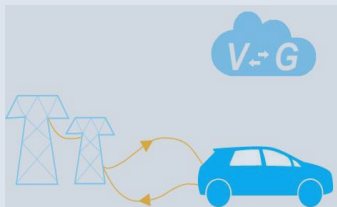
- Le modem etc. ajoute **500-1000 Euro** au coût d'achat de la borne.
- A ces coûts il faut ajouter le cout de développement du système de gestion du parc de bornes (développement software).

### Bénéfices systémiques



- Permet de **réduire le coût d'installation**, puisque le dimensionnement des circuits de dérivation et des câbles d'alimentation est le même quel que soit le nombre de véhicules branchés.
- Permet aussi de gérer l'influence des bornes sur la facturation en limitant leur effet sur la puissance maximale appelée.

### Description de la technologie



- Le V2G (vehicle-to-grid) implique la **bi-directionnalité des flux d'énergie**, entre le réseau électrique et le parc de VE
- Les VE deviennent ainsi un **moyen de stockage d'énergie** pour le réseau.

- Dans les cas de VE ayant une génératrice (hybrides rechargeables, FCV), les VE deviennent une source de production d'électricité
- Concept fortement associé à la recharge intelligente et au *Smart Grid*.

### Maturité technologique:



- Quelques demonstrations dont le projet Nissan –ENEL, les travaux du prof. Kempton (U. Delaware), etc.

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- Usure accélérée des batteries
- Nécessite des chargeurs bidirectionnels : >800 €
- Nécessite un systèmes de gestion de flottes (Smart Grid)
- Pertes d'énergie (charge-décharge des batteries, conversion AC-DC)

### Bénéfices systémiques



- Permet une **intégration encore plus optimale des VE avec le réseau électrique.**
- **Source d'appoint durant les pointes de consommation** (écrêtage des pointes).
- Source de revenus pour les propriétaires de VE
- Le V2G comme complément des sources d'électricité intermittentes : pourrait potentiellement permettre un système d'électricité entièrement basé sur des sources renouvelables, sans avoir à investir dans le stockage d'électricité à grande échelle

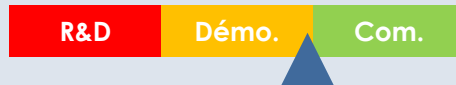
### Description de la technologie



- Le V2H (vehicle-to-home) et le V2B (vehicle-to-building) transforme les VE en source d'électricité de secours, voir en moyen d'optimiser la consommation d'électricité du bâtiment.

- Contrairement au V2G, le V2H/V2B ne nécessite pas de systèmes de gestion complexe, ou de masse critique de VE. Le V2H/V2B est généralement perçu comme un investissement privé, du même titre que les groupes de secours, etc.

### Maturité technologique:



- Offert en option par Nissan, Mitsubishi Motors, etc.

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- Usure accélérée des batteries
- Nécessite des chargeurs bidirectionnels : >€800
- Systèmes plus complexe (Power Control System comme celui de Nissan-Nichicon) : €4000-5000

### Bénéfices systémiques



- Source d'électricité indépendante en cas de pannes d'électricité
- Permet d'iloter les bâtiment pendant les pointes (effacement)
- Permet de réduire la facture électrique du bâtiment (mode V2H/V2B durant périodes spécifiques - périodes de tarification élevée)
- Si combiné avec un système PV ou autre renouvelable intermittent, permet de se déconnecter du réseau ou du moins de réduire les achats d'électricité du bâtiment.

### Description de la technologie



- Bornes (ou stations) de recharge **connectées directement à un dispositif de panneaux solaires photovoltaïques (PV).**

- Les panneaux solaires sont habituellement installés sur une ombrière, permettant ainsi d'optimiser l'emprunte au sol.
- Pour assurer une alimentation d'électricité stable, ces systèmes incluent généralement un **dispositif de batteries, pour stocker l'électricité produite pendant que la borne n'est pas utilisée**, et pour servir de tampon entre le PV et le chargeur du VÉ.

#### Maturité technologique:

R&D

Démo.

Com.

- Solutions offertes par Envision Solar (US), SolarWatt (Europe).
- Certaines stations de recharge Tesla en sont équipées.

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- Coût du système PV (incluant onduleur)
- Batteries
- Exemple : Envision Solar - Electric Vehicle Autonomous Renewable Charger (\$40k-55k)

### Bénéfices systémiques



- Possibilité de **bornes autonomes du réseau**
- **Source d'appoint** durant périodes de congestion du réseau
- Point important : si la borne peut être connectée au réseau électrique, il est préférable de déployer des bornes intelligentes et les PV séparément pour optimiser les coûts (évite l'investissement en stockage au niveau des bornes en utilisant la capacité d'absorption du réseau + l'empreinte CO<sub>2</sub> reste la même).
- Cependant, la recharge solaire peut avoir un impact important en termes de visibilité (effet marketing).

Au-delà des aspects purement technologiques des approches « low tech » reposant sur des incitants financiers et des leviers réglementaire peut permettre **d'orienter les utilisateurs vers une recharge minimisant l'impact sur le système électrique sans investissement supplémentaire dans l'infrastructure**



### Approches incitatives

Une **tarification intelligente**, avec la mise en place de tarifs d'électricité plus élevés à certaines heures pourrait encourager des comportements « intelligents » de recharge sans avoir à investir dans des systèmes de communications et de gestion de bornes.

→ Quid de la compatibilité avec les tarifs pratiqués par EDF-SEI?



### Approches réglementaire

La mise en place d'une réglementation concernant les périodes de recharge et les types d'équipement admissibles pourrait permettre de faciliter la gestion de la pointe électrique.

	Avantages	Inconvénients
<b>Recharge intelligente (basique)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permet de gérer les accès et de facturer les usagers</li> <li>Permet la localisation et réservation des bornes disponible via applications mobiles, etc.</li> <li>Optimisation de la maintenance des bornes</li> <li>Permet la collecte et analyse de données</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts additionnels (modem, etc.).</li> <li>Augmente la probabilité de problèmes techniques (bornes en panne)</li> </ul>
<b>Recharge intelligente (avancée) – réseau national ou régional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Écrêtage des pointes</li> <li>Stabilisation de la fréquence et de la tension du réseau, permet d'éviter certains investissements</li> <li>Économies pour les usagers (en présence de tarifs différenciés)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts additionnels –hardware ET software</li> <li>Peut embêter certains usagers, si la recharge n'est pas complétée au moment voulu.</li> </ul>
<b>Recharge intelligente avancée - flottes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permet de réduire les coûts d'installation</li> <li>Permet d'éviter les le dépassement de la puissance maximale appelée du bâtiment.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts additionnels (hardware et software)</li> <li>Ne permet pas une gestion optimisée des bornes du point de vue national ou régional.</li> </ul>
<b>V2G</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permet une intégration encore plus optimale des VE avec le réseau électrique</li> <li>Source d'appoint durant les pointes de consommation (écrêtage des pointes), ou quand il y a peu d'électricité décarbonée de disponible</li> <li>Source de revenus pour les propriétaires de VE</li> <li>Le V2G comme complément des sources d'électricité intermittentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Usure des batteries accélérée</li> <li>Coûts additionnels (hardware, systèmes de gestion de flottes</li> <li>Pertes d'énergie</li> <li>Complexité !</li> </ul>



	Avantages	Inconvénient
<b>V2H/V2B</b>	<p>Source d'électricité indépendante en cas de pannes d'électricité</p> <p>Économies sur la facture d'électricité du bâtiment</p> <p>Possibilité d'autonomie (avec un système PV etc.)</p>	<p>Usure des batteries</p> <p>Coût du hardware, software</p>
<b>Recharge solaire</b>	<p>Possibilité de bornes autonomes du réseau</p> <p>Source d'appoint durant périodes de congestion du réseau</p> <p>Effet marketing</p>	<p>Coût du hardware, software</p> <p>Complexité</p>
<b>Approches incitatives et réglementaires</b>	<p>Permet des comportements « intelligents » de recharge sans la complexité et les coûts des technologie « High Tech » présentées par ailleurs</p>	<p>Peut déranger certains usagers</p>



**4 approches stratégiques possibles** suivant le degré de volontarisme de la Collectivité et le choix des composants technologiques formant l'infrastructure (consolidation et évaluation en cours et pour discussion avec le CESCE lors des réunions de février).

## Approche réactive

## Approche proactive

### Approche « Low Tech »

- Stratégie reposant principalement sur l'initiative du secteur privé (loueurs, hôtels...).
- Quelques bornes de recharge normale publiques installées sur la voirie.
- Pas de recharge intelligente, pas d'incitants, pas de réglementation.

- Stratégie volontariste de déploiement d'un réseau complet de borne de recharge à l'échelle de l'île, en plus des initiatives privées.
- Investissement de la COM dans bornes de recharge normale.
- Pas de recharge intelligente, ni autres technologies « High Tech ».
- Mise en place d'incitants et de réglementation pour optimiser la recharge.

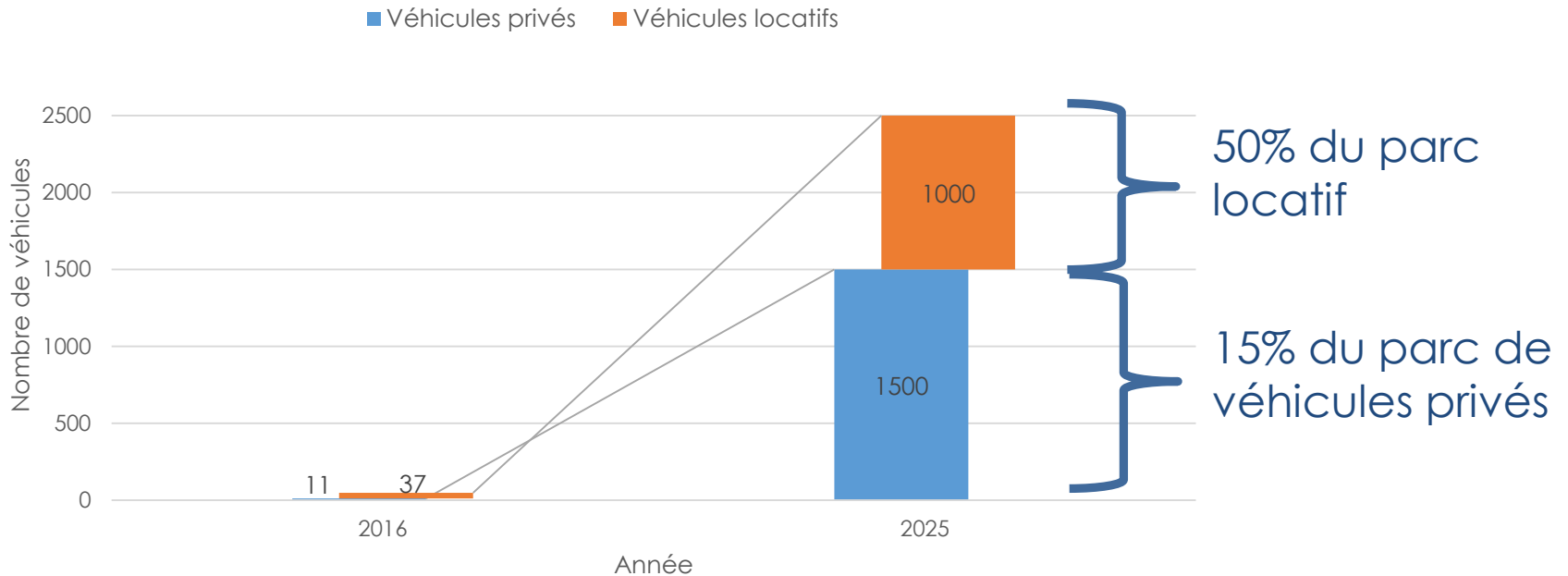
### Approche « High Tech »

- Stratégie reposant principalement sur l'initiative du secteur privé (loueurs, hôtels...).
- Quelques bornes publiques de recharge normale et rapide
- Travail avec le secteur privé et EDF pour la promotion de la recharge intelligente, du V2H/V2B, et autres technologies High Tech
- Réglementation, incitations et financements mis en place par la Collectivités à destination des opérateurs privés pour le déploiement des technologies

- Stratégie volontariste de déploiement d'un réseau complet de borne de recharge à l'échelle de l'île, en plus des initiatives privées.
- Investissement de la COM dans des bornes de recharges normale + quelques bornes de recharge rapide à des endroit stratégiques.
- Investissement de la COM dans des composants « High Tech »: recharge intelligente, V2H, etc.




# Hypothèse de travail : 2500 véhicules électriques à Saint Barthélemy en 2025

**Nombre de Véhicule Electrique à Saint Barthélemy en 2016 (chiffres réels) et 2025 (hypothèse)**



Nous nous basons sur un scénario d'introduction volontariste du VE qui représenterait **20% du parc roulant de Saint Barthélemy à l'horizon 2025, soit 2500 unités.**

Les contraintes du système électrique de Saint Barthélemy impose de **déployer principalement des bornes de recharge lentes et à proscrire les recharge accélérées et rapides**

Type de recharge	Temps de recharge	Puissance <i>Hypothèses utilisées dans les calculs</i>	
Recharge normale	6-8 heures	3,7kW	≈  1 ballon d'eau chaude
Recharge accélérée	1-2 heures	14,4kW	≈  1 logement
Recharge rapide	20-30 min	50kW	≈  1 quartier

Compte tenu des contraintes du système électrique de saint Barthélemy :

- Les **recharges normales** sont à **prioriser**
- Les **recharges accélérées et rapides directement connectées au réseau** sont à **proscrire** (risque pour la stabilité du système électrique, risque pour l'équilibrage offre-demande notamment à la pointe...)

1

## Caractéristiques des batteries & des bornes



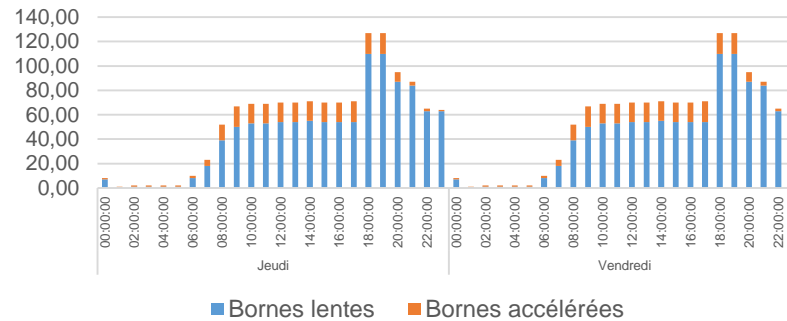
4

## Définition d'un « jour 0 »

Nombre de VE à 50% de charge en jour 0      % de la flotte 50% de charge en jour 0

VE privés	750	50%
VE locatifs	50	50%

## Nombre de branchement pour par heure par jour

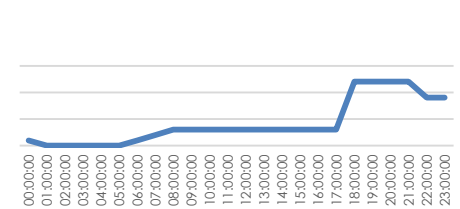


Résultat fourni par le modèle et interprétation:  
 Nombre de branchements maximum dans la semaine par type de bornes = nombre minimum de bornes requises

2

## Répartition de la probabilité de branchement par type de population & de bornes

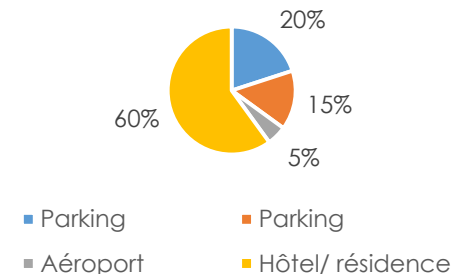
### Profil de branchement journalier du parking de l'aéroport



3

## Clé de répartition de la population

### Probabilité de branchement des touristes en fonction de la localisation des bornes

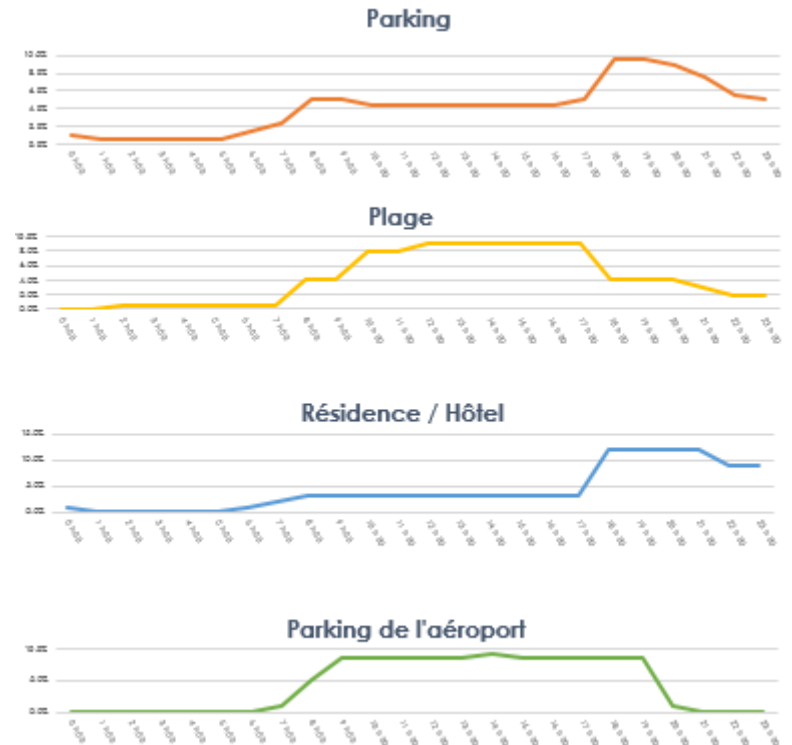


Clé de répartition de la probabilité de branchement	Parking	Plage	Aéroport	Hôtel/ Résidence
Probabilité de branchement d'un touriste	20%	15%	5%	60%
Probabilité de branchement d'un résident	10%	0%	0%	90%

## HYPOTHESES DE CALCUL

Capacité de chargement d'une borne normale (kW/h)	3,7
Capacité de chargement d'une borne accélérée (kW/h)	14,4
Flotte de véhicules électriques privés	10 000
Flotte de véhicules électriques locatif	2 000
Taux de chargement de la batterie à partir duquel l'utilisateur se branche	50%
Nombre moyen de kilomètres par jour	40
Capacité de chargement d'une borne normale (kW/h)	3,7

### Distribution de probabilité de branchement journalière en fonction de la localisation de la borne



Hypothèse jour 0: En t0, on suppose que 50% des EV sont déchargés à hauteur de 50%. A t+1 50% des véhicules en parc chercheront à se charger

Pour 2500 VE

Localisations	Nombre minimum de bornes* requises	Recommandations
Parkings publics	55	
Aéroport	13	50
Plages	28	
Hôtels	120	120
Résidences et villas	370	2000

\* 1 borne = 2 prises (sauf pour les bornes résidentielles)

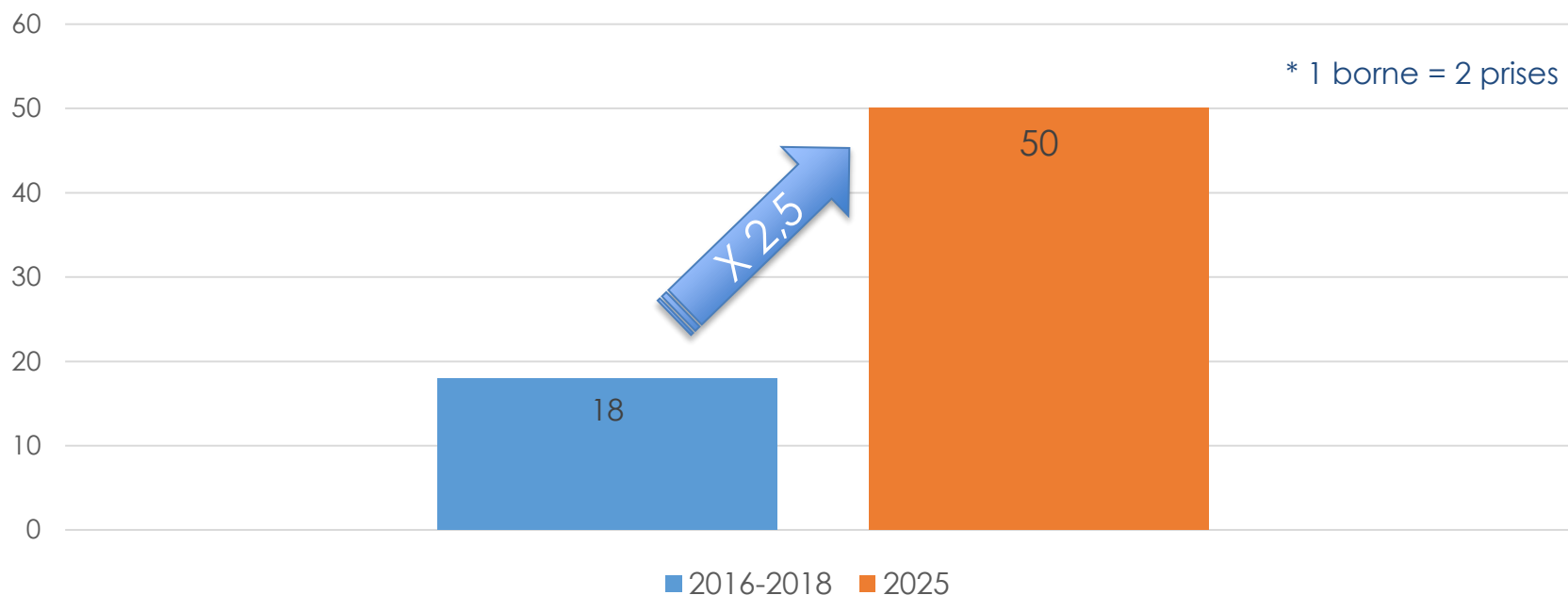
Les hypothèses **très conservatrices** de notre modélisation et son **approche déterministe** implique que ces nombre de bornes requises doivent être considérées comme des **maximas**.

En effet, la possibilité systématique de recharge au lieu de résidence (hôtels, villas...) combinée aux faibles distances parcourues quotidiennement **réduit considérablement le besoin d'infrastructures dans l'espace public.**

Pour le parc privé de VE:  
 1 voiture = 1 borne résidentielle

**20 bornes publiques à court terme** sont suffisantes pour un parc de 200 VE.  
Avec un déploiement des bornes individuelles, **50 bornes à l'horizon 2050** suffiront

## Evolution du nombre de bornes publiques entre 2016 et 2025 à Saint Barthélemy



**A court terme**, pour un parc émergent de quelques centaines de véhicules électriques, la consultation avec les parties prenantes nous porte à penser qu'une **vingtaine** de bornes seront suffisantes.

Afin d'accompagner la montée en puissance du véhicule électrique, un déploiement **régulier de bornes est à prévoir**. Cet accompagnement devrait tendre vers l'installation d'une **cinquante** de bornes en **2025**.





A court-terme, **une vingtaine de prises publiques à déployer sur les points névralgiques** de l'île : parking publics, principales plages et aéroport. A plus long terme, le déploiement passera par une **densification de l'infrastructure sur ces mêmes points**. Des places de parking dédiées sont un levier incitatif très puissant et favorable vu les problèmes de stationnement de l'île.



# Cartographie des besoins d'infrastructures de recharger à court-terme (2/2)

Localité	Localisation	Nombre de bornes (prises)
Gustavia	Parking collectivité	2 (4)
Gustavia	Parking rue de la République	2 (4)
Gustavia	Parking rue du Bord de Mer	2 (4)
Saint-Jean	Parking de la plage	2 (4)
Saint-Jean	Parking du Hideaway	2 (4)
Saint-Jean	Parking de l'aéroport et autour de l'aéroport	4 (8)
Lorient	Parking Oasis	2 (4)
Saline	Parking de la plage	2 (4)
Gouverneur	Parking de la plage	2 (4)

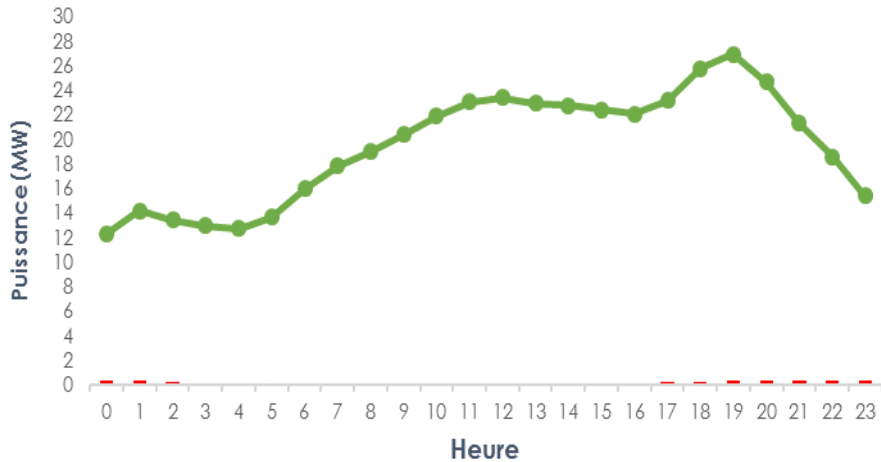
# Le véhicule électrique : une demande faible mais potentiellement problématique

Zoom VE (changement d'échelle)



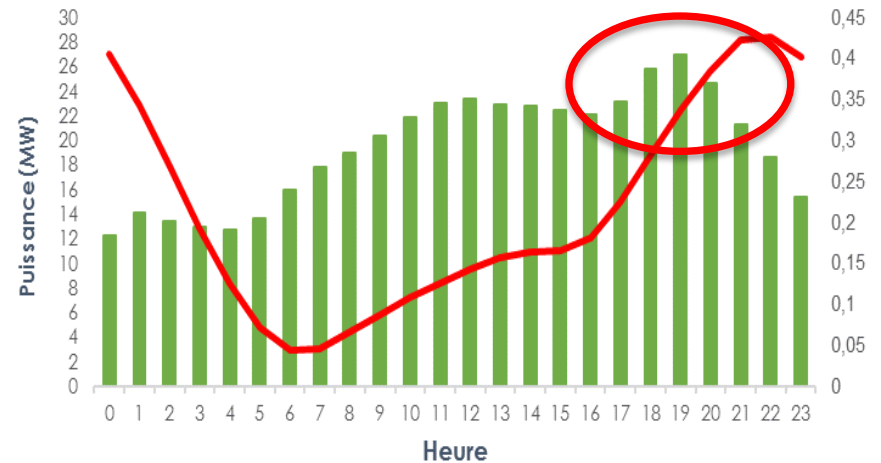
**Pointe électrique**

**Demande horaire moyenne du VE par rapport à la demande totale du Scénario TE**



— Average of Demande VE (MW) — Average of Demande Sc. TE (MW)

**Demande horaire moyenne du VE par rapport à la demande totale du Scénario TE**



■ Average of Demande Sc. TE (MW) — Average of Demande VE (MW)

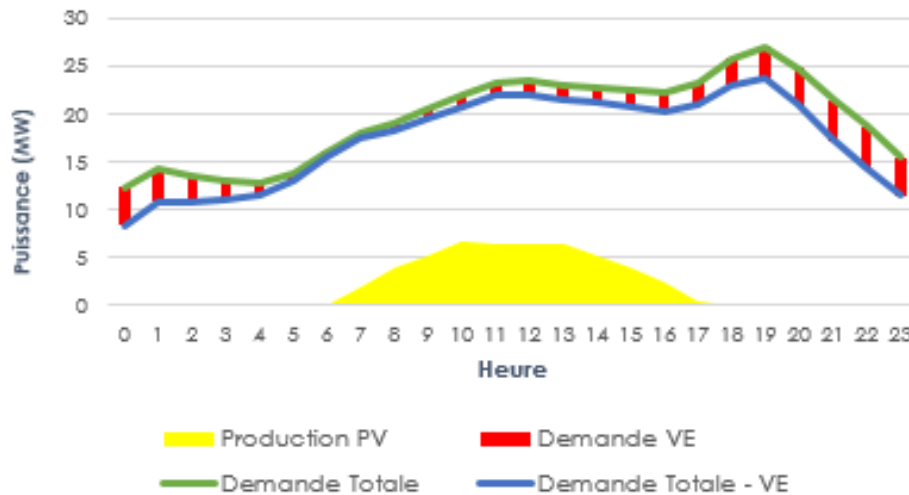
Le déploiement du VE n'affecte que très marginalement la courbe de charge globale dans un scénario de 2000 véhicules.

Le véhicule électrique accentue toutefois le problème de la pointe électrique de fin de journée. De plus, le véhicule électrique augmente la demande de fin de journée.

La recharge intelligente est souhaitable pour atténuer le problème de la pointe et permettre des synergies avec les ENR

**Sans recharge intelligente**

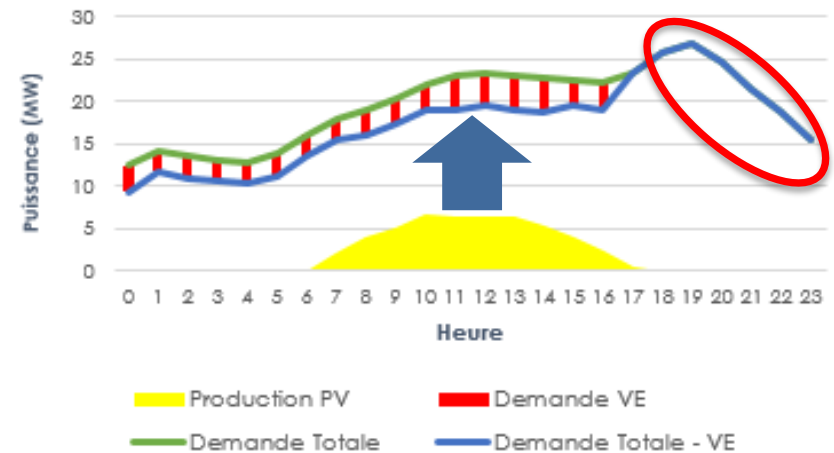
Représentation illustrative de la consommation du VE dans la demande d'électricité totale journalière



- Une augmentation de la demande de pointe
- Peu de synergie avec la production photovoltaïque

**Avec recharge intelligente**

Représentation illustrative de la consommation du VE dans la demande d'électricité totale journalière



- Pas d'augmentation de la demande de pointe
- Synergie avec la production d'électricité photovoltaïque

Nous recommandons le déploiement d'une **infrastructure de recharge intelligente** pour **lisser la pointe de demande** et **absorber la pointe de production de PV**.

2016

2025



Après 2020, **le V2H pourra potentiellement permettre de remplacer une partie des groupes diesel des villas** et d'offrir un degré de flexibilité supplémentaire (ex : décalage de la pointe) à l'opérateur du système. A ce titre, le choix dès à présent de **chargeurs bidirectionnels** pour les prises dans les villas faciliterait le déploiement de ce modèle par la suite.

# Evaluation des gisements d'ENR à Saint Barthélemy



Section 4

cesce

Conseil Economique Social Culturel & Environnemental

## Sources ENR évaluées:

- PV en toiture
- PV au sol
- Eolien terrestre
- Energies marines :
  - Eolien en mer
  - Hydrolien
  - Houlomoteur
  - Organic Rankine Cycle (ORC)*
  - Energies Thermiques des Mer (ETM)
- Géothermie
- Bioénergie

Chaque source ENR est décrit via une fiche regroupant les informations suivantes :

- Description de la technologie
- Niveau de maturité technologique
- Coûts de la technologie – *A ce stade, seul des ordres de grandeur sont fournis afin de permettre une sélection des ENR les plus pertinentes. Des calculs de coûts plus précis seront faits dans la suite de l'étude.*
- Impacts sur le système électrique (variabilité, etc.)
- Impacts environnementaux
- Estimatif du gisement de Saint Barthélemy *(reposant sur les informations disponibles)*

A noter que l'analyse a été démarrée mais reste à consolider pour les bioénergies (déchets, sargasse, etc.).

Un certain nombre de critères-clés sont excluants et sont indiqués dans les fiches par la mention « NO GO » surlignée en rouge. Ces critères clés sont les suivants:

- **Le gisement** : les technologies pour lesquelles aucun gisement n'existe à Saint Barthélemy sont exclues pour des raisons évidentes.
- **Coût de production** : seuls les technologies offrant des perspectives de coûts de production proches ou inférieurs aux coûts réels de production sur l'île sont retenues.
- **Ticket d'entrée** : les technologies pour lesquelles les tickets d'entrée dans les projets sont très élevés (plusieurs dizaines ou centaines de millions d'euros sont écartées pour des raisons évidentes de faisabilité économique).
- **Maturité technologique** : la finalité de cette étude étant de fournir une feuille de route économiquement soutenable pour Saint Barthélemy, le choix est fait de se concentrer sur les technologies matures ou presque matures et d'écarter les autres.
- **Impact environnemental** : les impacts visuels ont été considérés comme excluants basé sur les premières discussions avec le CESCE et les parties-prenantes locales. L'éolien terrestre, notamment est exclu pour cette raison. Ce choix devra être rediscuté et validé par le CESCE.

Toutes les technologies sont analysées mais pour des raisons d'efficacité, les efforts et l'analyse (notamment sur la détermination du gisement) sont concentrés sur les technologies ENR ne faisant ressortir aucun critère excluant.



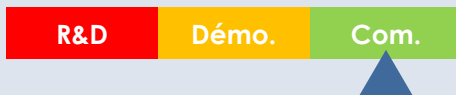
### Description de la technologie



- **Valorisation du rayonnement solaire** pour la production d'électricité
- **Installation en toiture de bâtiments** (habitations, bâtiments publics, tertiaires, usines, etc.).

- **Installation de petite taille** : quelques kWc pour les logements, jusqu'à 100kWc pour les grand bâtiments
- Pour **autoconsommation ou raccordé** au réseau.
- Ajout possible d'une **batterie** (plomb ou lithium-ion) pour l'autoconsommation (non pris en compte ici).
- Puissance max.: **200 W/m<sup>2</sup>** (hypothèse considérée)
- Rendement: **20%** (hypothèse considérée)

Maturité technologique:



### Contraintes environnementales



- Emissions de CO2 et autres polluants dues à la fabrication et au transport des panneaux
- Impact visuel relativement faible

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 2000 €/kWc
- OPEX: négligeable
- Coût de production : 120 €/MWh
- Ticket d'entrée: **Faible (xk€)**

### Intégration système électrique



- Variabilité: **Forte** (red), Moy. (yellow), Faible (green). A blue triangle points to 'Forte' with the word 'Minute' below it.
- Dispatchabilité: **NON** (red), OUI (green). A blue triangle points to 'NON'.

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



Contrainte forte: inclinaison des toitures de Saint Barth non adaptée

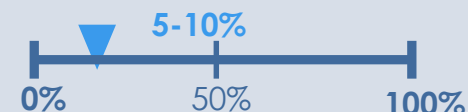
→ Toits en terrasse uniquement / potentiel limité.

Gisement puissance (est.):



Gisement énergie (est.):

Voir diapositive suivante



Une estimation des autres **principaux sites (parking, toitures...)** de Saint Barthélemy exploitables pour le **PV distribué** à été effectué. Les résultats sont présentés ci-dessous pour chaque site potentiel.





Colombier

Surface disponible recensée

810 m<sup>2</sup>

Gisement - Puissance

**162 kWc**  
 (0.45% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

**0,22 GWh/an**  
 (.21% de la consommation totale annuelle)



Flamand

2375 m<sup>2</sup>

**475 kWc**  
 (1.32% de la puissance de pointe actuelle)

**0,64GWh**  
 (.62% de la consommation totale annuelle)



Surface disponible recensée

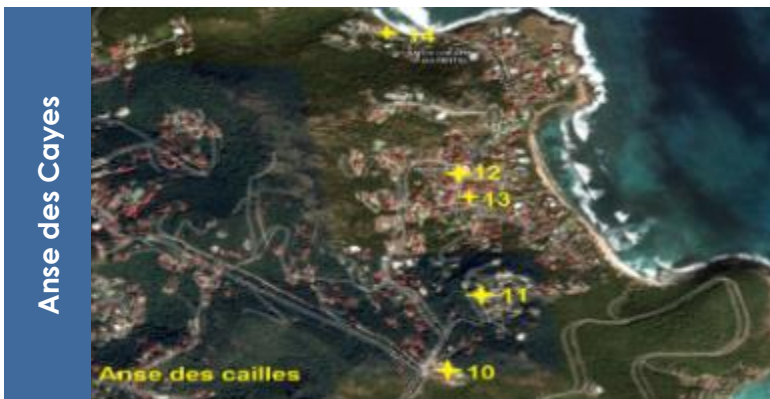
500 m<sup>2</sup>

Gisement - Puissance

**100 kWc**  
 (.28% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

**0,14 GWh/an**  
 (.13% de la consommation totale annuelle)



1310 m<sup>2</sup>

**262 kWc**  
 (.73% de la puissance de pointe actuelle)

**0,35 GWh**  
 (0,34% de la consommation totale annuelle)





Gouverneur

Gouverneur

Surface disponible recensée

300 m<sup>2</sup>

Gisement - Puissance

60 kWc

(.17% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

0,08 GWh/an

(.08% de la consommation totale annuelle)



Saint Jean

Saint-Jean

6995 m<sup>2</sup>

1 399 kWc

(3.89% de la puissance de pointe actuelle)

1,89 GWh

(1.82% de la consommation totale annuelle)



Lorient

Surface disponible recensée

750 m<sup>2</sup>

Gisement - Puissance

**150 kWc**  
 (.42% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

**0,2 GWh/an**  
 (.2% de la consommation totale annuelle)



Salines

1675 m<sup>2</sup>

**335 kWc**  
 (.93% de la puissance de pointe actuelle)

**0,45 GWh**  
 (0.44% de la consommation totale annuelle)



Surface disponible recensée

**300 m<sup>2</sup>**

Gisement - Puissance

**60 kWc**  
 (.17% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

**0,08 GWh/an**  
 (.08% de la consommation totale annuelle)



**2650 m<sup>2</sup>**

**530 kWc**  
 (1.47% de la puissance de pointe actuelle)

**0,72 GWh**  
 (0.69% de la consommation totale annuelle)



Pointe Milou/Marigot

Pointe-Milou

Surface disponible recensée

285 m<sup>2</sup>

Gisement - Puissance

**57 kWc**  
 (.16% de la puissance de pointe actuelle)

Gisement - Energie

**0,08 GWh/an**  
 (.07% de la consommation totale annuelle)



Gustavia

5450 m<sup>2</sup>

**1090 kWc**  
 (3,03% de la puissance de pointe actuelle)

**1,47 GWh/ an**  
 (1.42% de la consommation totale annuelle)



	Surface disponible recensée	Gisement - Puissance	Gisement - Energie
➔ <b>TOTAL</b>	<b>32 225 m<sup>2</sup></b>	<b>6,445 MW</b> <i>(17,9%)</i>	<b>8,7 GWh</b> <i>(8.40%)</i>

**Les gisements de PV diffus de Saint Barthélemy** sont inégaux. 2 sites couvrent 40% de la production potentielle de PV diffus:

- Saint-Jean (1.56 GWh)
- La zone de l'aéroport (2 GWh)

Nom de la zone	Espace disponible (m2)*	Puissance surfacique (kWc)	Puissance productible potentielle annuelle (kWh)
Ecole de Colombier	500	100	135.000
Point de vue	110	22	29.700
Radio SBH	75	15	20.250
Petite Colombe	125	25	33.750
Roc Flamand	125	25	33.750
SBH Isle de France	450	90	121.500
Cool Rental	1400	280	378.000
Parking plage Colombier	400	80	108.000
Parking de la plage	500	100	135.000
MyCar	450	90	121.500
Moto Racing/Tendance	110	22	29.700
Top Loc	600	120	162.000
Bravo Market	75	15	20.250
Entrepôt des lézards	75	15	20.250
Plage Gouverneur	300	60	81.000
Parking de l'aéroport	1700	340	459.000
Parking Marché U	470	94	126.900
Parking à côté de Marché U	2000	400	540.000
Avis Car rental	1125	225	303.750
H/L FBM	100	20	27.000
Supérette de l'aéroport arrière	850	170	229.500
Parking stade de football	700	140	189.000
Parking Morgue	450	90	121.500
Parking plage de Saint Jean	1250	250	337.500
Parking terrain de tennis	175	35	47.250
Dojo sportif	200	40	54.000
Cool rental	600	120	162.000
Location voiture (a côté du Diamand Restaurant)	1200	240	324.000
Maurice Car rental	200	40	54.000

Nom de la zone	Espace disponible (m2)*	Puissance surfacique (kWc)	Puissance productible potentielle annuelle (kWh)
Discovery Saint Barth	200	40	54.000
Parking plage de Saint Jean Eden Rock	350	70	94.500
Parking staff Eden Rock	200	40	54.000
Les Terrasses de Saint Jean	600	120	162.000
Parking derrière hangar de l'aéroport	250	50	67.500
Parking Client Eden Rock	200	40	54.000
Emeraude	200	40	54.000
Parking Nikki Beach	125	25	33.750
Parking Hideaway	150	30	40.500
Location voiture (a côté de la boucherie)	900	180	243.000
Espace Neptune	225	45	60.750
Boulangerie Choisy	125	25	33.750
Oasis Market	250	50	67.500
Stade foot Lorient	200	40	54.000
Global Distribution	100	20	27.000
Station services	75	15	20.250
Terrain Vague (Angle Saline/St Jean)	1000	200	270.000
Le Tamarin	125	25	33.750
Plage de Salines	550	110	148.500
Parking plage Grand-fond	75	15	20.250
Hotel le Toiny	225	45	60.750
Plage de Petit cul de Sac	400	80	108.000
Garage Turbé car rental	1800	360	486.000
Le Guanahani	450	90	121.500
Christopher	160	32	43.200
Monoshop	125	25	33.750
Parking Hall au poisson	450	90	121.500
Parking payant	1200	240	324.000
Parking collectivité	700	140	189.000
Parking la Pointe	600	120	162.000
Parking au dessus de la Police territorial	250	50	67.500
Parking rue du bord de mer	800	160	216.000
Parking rue Samuel Fahlberg	450	90	121.500
Parking La Poste	200	40	54.000

Nom de la zone	Espace disponible (m2)*	Puissance surfacique (kWc)	Puissance productible potentielle annuelle (kWh)
Parking Hopital de Bruyn	800	160	216.000
Budget	500	100	135.000
Parking droit de quai	100	20	27.000
Parking RMP/Sas	400	80	108.000
Parling CC PF	200	40	54.000
Parking EDF	200	40	54.000

\* Données issues d'un relevé de Lapelec et Hinicio.

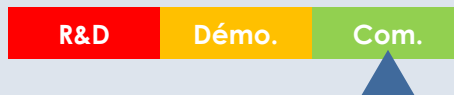
### Description de la technologie



- **Valorisation du rayonnement solaire** pour la production d'électricité
- **Installation au sol**
- Installation du grande taille (>100 kWc)

- Toujours raccordé au réseau
- Puissance max.: **150 W/m<sup>2</sup>** (hypothèse considérée)
- Rendement: **12%** (hypothèse considérée)

Maturité technologique:



### Contraintes environnementales



- Emissions de CO2 et autres polluants dues à la fabrication et au transport des panneaux
- Impact visuel
- Occupation des sols (voir exemple sur la diapositive suivante)

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 1500 €/kWc
- OPEX: négligeable
- Coût de production: 130 €/MWh
- Ticket d'entrée: **Moyen (x00k€)**

### Intégration système électrique



- Variabilité: **Forte** (red) | Moy. (yellow) | Faible (green)
- Dispatchabilité: **NON** (red) | OUI (green)

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



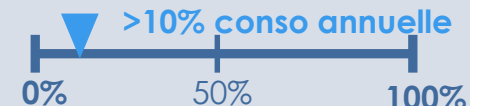
Contrainte forte: inclinaison des toitures inclinée de Saint Barth non adaptée  
 → Toits en terrasse uniquement / potentiel limité.

Gisement puissance (est.):

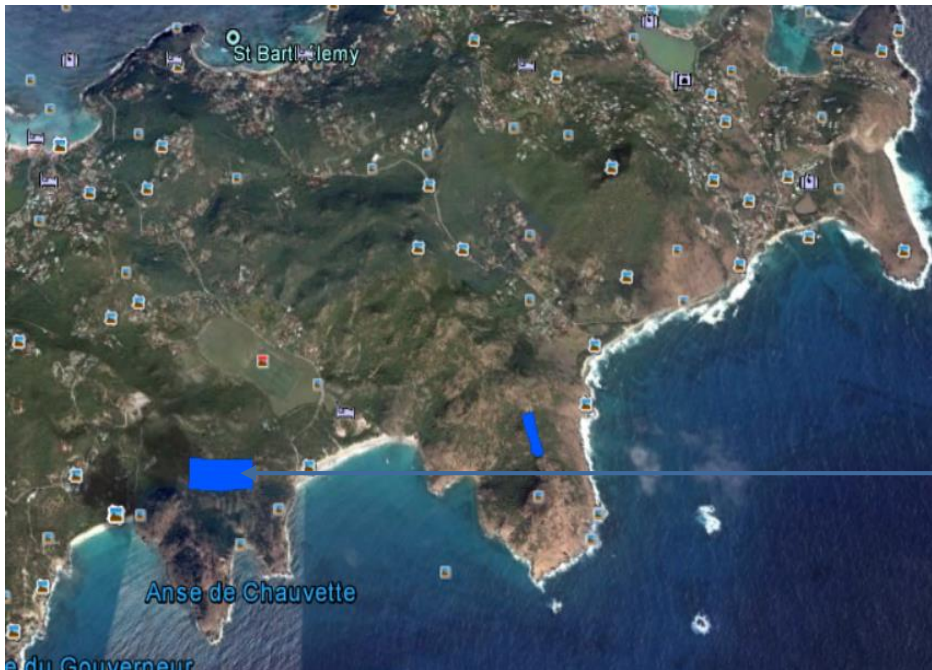


Gisement énergie (est.):

Voir diapositive suivante



Une centrale PV au sol de **8MW** occupant une surface de **40 800m<sup>2</sup>** permettrait de produire **10% de la consommation électrique annuelle** de Saint Barthélemy



Exemple:

- ☐ Centrale au sol de 8 MW
- ☐ Surface occupée: 40 800m<sup>2</sup>
- ☐ Production: 11 GWh/an
- ☐ CAPEX indicatif: 12,2M€

### Description de la technologie

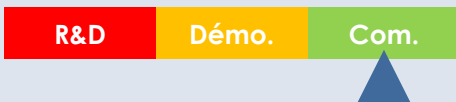


- Valorisation de l'**énergie cinétique du vent**
- Installation dans des zones fortement ventées
- Toujours raccordé au réseau

#### Hypothèse techniques:

- 2900 heures de fonctionnement
- Facteur de charge : 30 – 40%

#### Maturité technologique:



### Contraintes environnementales



- **Impact visuel important** **NO GO?**
- Occupation des sols (voir exemple sur la diapositive suivante)

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 2000 €/kW
- OPEX: 23 €/MWh
- Coût de production: 100 €/MWh
- Ticket d'entrée: **Elevé (xM€)**

### Intégration système électrique

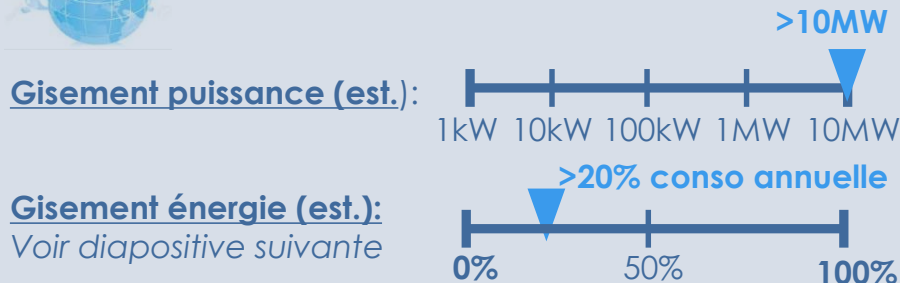


- **Variabilité:** Forte Moy. Faible  
 Heure + saisonnalité
- **Dispatchabilité:** NON OUI

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy

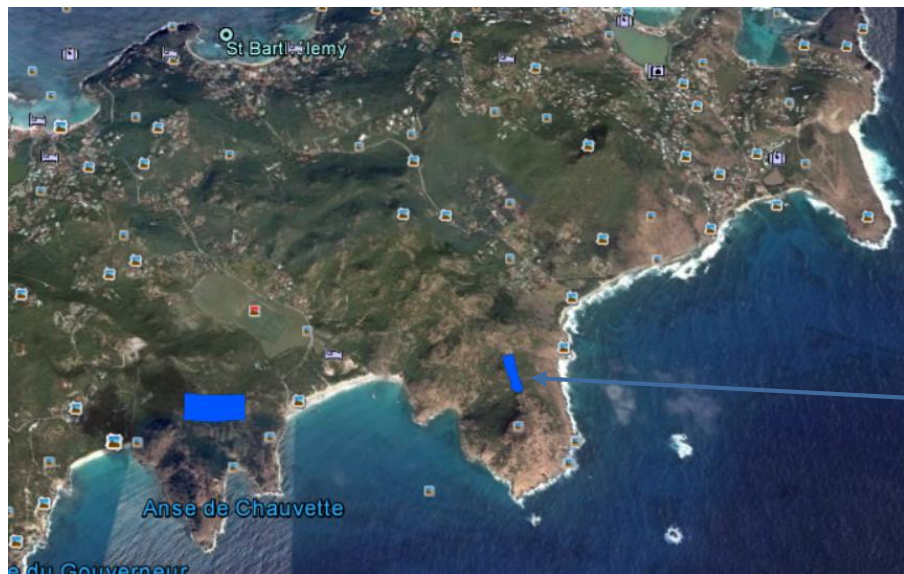


Implantation proposée en exemple dans la zone la plus ventée au sud de l'île.





Une centrale éolienne terrestre de 6 turbines pour un total de **9MW** occupant une surface de **6000m<sup>2</sup>** permettrait de produire **20% de la consommation électrique annuelle** de Saint Barthélemy



### Exemple:

- ❑ Centrale de 6 turbine de 1,5MW chacune
- ❑ Turbines: mat de 80m, pâles de 50m
- ❑ Surface occupée: 6000m<sup>2</sup>
- ❑ Production: 23,5GWh/an
- ❑ CAPEX indicatif: 18M€



### Description de la technologie



- Valorisation de l'**énergie cinétique du vent**
- Installation en pleine mer de préférence dans des zones peu profondes
- Vitesses de vent plus élevées et plus constante par rapport à l'éolien terrestre

- Toujours raccordé au réseau

Hypothèse techniques:

- 2900 heures de fonctionnement
- Facteur de charge : 40 – 50%

Maturité technologique:



### Contraintes environnementales



- **Impact visuel important** **NO GO?**
- Occupation des sols (voir exemple sur la diapositive suivante)

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 4500€/kW
- OPEX: 48 €/MWh
- Coût de production: 190 €/MWh
- Ticket d'entrée: **Très élevé (x00M€)** **NO GO**

### Intégration système électrique



- Variabilité: **Forte** **Moy.** **Faible**  
 Faible par rapport à l'éolien terr., saisonnalité
- Dispatchabilité: **NON** **OUI**

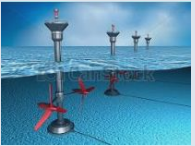
### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



Gisement puissance (est.): INCONNU

Gisement énergie (est.): INCONNU

### Description de la technologie



- Transformation de l'énergie cinétique des courants marins en énergie électrique
- Existence de différents concepts technologiques
- Technologie de niche car gisement limité géographiquement à quelques zones au niveau mondial: Raz Blanchard, Ecosse, Chili...
- Toujours raccordé au réseau
- Rendement de 40-50 %
- Facteur de charge : 46-57 %



Pilotes pré-commerciaux en cours de développement. Maturité commerciale attendue en 2020-2025

### Contraintes environnementales



- Effets encore inconnus des technologies sur le milieu marin
- Potentiels conflits d'usage (ex. : pêche, plaisance)
- Effets sur la sédimentation
- Utilisation d'antifouling

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 2,5 – 4 k€/kW
  - OPEX: 160 k€/MWh/an (forte incertitude)
  - Coût de production: 300-550€/MWh
  - Ticket d'entrée: **Très élevé (>50M€)**
- NO GO**

### Intégration système électrique



- **Variabilité:** Forte Moy. Faible
- Faible par rapport à l'éolien terr., saisonnalité
- **Dispatchabilité:** NON OUI

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



**Gisement puissance (est.):** INCONNU

**Gisement énergie (est.):** INCONNU

### Description de la technologie



- Production d'énergie électrique à partir de la houle
- Gisement énergétique gigantesque au niveau mondial.
- Foisonnement technologique (des dizaines de concepts): bouées (ondulation), colonnes ou panneaux oscillants posés sur le sol (translation), capteur de pression (variation de hauteur d'eau).
- Retard de développement techno par rapport aux autres EMR du fait de problème de durabilité/fiabilité (contraintes mécanique provoquées par les vagues)
- Toujours raccordé au réseau
- puissance théorique de 10 kW par mètre linéaire de front de vague dans les Caraïbes.
- Facteur de charge : 30 - 50%

**Maturité technologique:** R&D **Démo.** **NO GO** Com.

### Contraintes environnementales



- Effets encore inconnus des sur le milieu marin (bruit sous-marin, champs électromagnétiques). A minima, perturbation des écosystèmes pendant la phase de construction
- Conflits d'usage (pêche, plaisance...)
- Utilisation d'antifouling

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 3-5000 €/kW
- OPEX: : 30-73 k€/MWh/an (forte incertitude)

**NO GO**  
 • Coût de production: 330-630€/MWh  
 • Ticket d'entrée: **Très élevé (>50M€)**

### Intégration système électrique



- **Variabilité:** **Forte** **Moy.** **Faible**  
 Forte prévisibilité (une semaine)  
 Fonctionnement quasi-continu
- **Dispatchabilité:** **NON** **OUI**

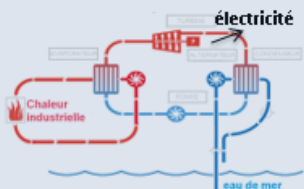
### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



**Gisement puissance (est.):** INCONNU

**Gisement énergie (est.):** INCONNU

### Description de la technologie



- Valorisation de la chaleur perdue issue de procédés industriels (ici la centrale EDF de Gustavia) grâce au potentiel thermique de la mer (captation d'eau de surface).

- **Technologie ORC** (Organic Rankine Cycle, utilisée dans la géothermie ou l'Energie Thermique des Mers) appliquée à la valorisation de chaleur perdue
- **Très site-specific car lié aux caractéristiques de la chaleur disponible:** de 2 à 5% d'électricité additionnelle à partir de la chaleur des systèmes de refroidissement moteur.
- La proximité de la mer est un atout majeur.
- Excellente disponibilité.

**Maturité technologique:**



### Contraintes environnementales



- Valorisation des des rejets thermiques de la centrale EDF.
- Réduction de la consommation énergétique de la centrale (réduction des besoins de refroidissement)
- Technologie compacte: faible empreinte au sol sur la parcelle d'EDF SEI.

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 10-15M€/MW installé
- OPEX: ~14 €/kW/an
- Coût de production: ~ 250€/MWh
- Ticket d'entrée: **Elevé (~10M€)**

### Intégration système électrique



- **Variabilité:** Forte (rouge), Moy. (orange), Faible (vert). Energie non intermittente ▲
- **Dispatchabilité:** NON (rouge), OUI (vert). La production suit celle de la centrale diesel ▲

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



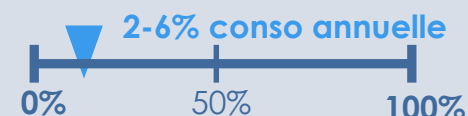
Estimations basées sur les chiffres disponible dans le Bilan Prévisionnel. L'incertitude est dû à l'absence de donnée sur la température des rejets de la centrale.

**0,5 – 2 MW**

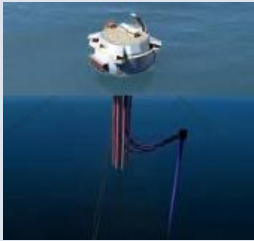
**Gisement puissance (est.):**



**Gisement énergie (est.):**



### Description de la technologie



- Production d'énergie électrique à partir de l'utilisation du **différentiel de température entre les eaux de surfaces (source chaude) et les eaux profondes (source froide, >1000m de fond)**

- Différentiel de température de +/-20° C: plus le différentiel est élevé plus la production est élevée.
- Deux configurations technologiques:
  - ETM offshore, avec plateforme en mer et atterrage d'un câble électrique
  - ETM onshore, avec plateforme en mer et atterrage de tuyaux d'eau chaude (surface) et d'eau froide (profonde)

### Maturité technologique:



### Contraintes environnementales



- Risque de perturbation de la faune et de la flore, notamment lors des rejets d'eau
- Potentiels conflits d'usage (ex. : pêche, plaisance)
- Utilisation d'antifouling

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 5-13M€/MW installé
- OPEX: 250-400 k€/MWh/an
- Coût de production: >200€/MWh

**NO GO**  
 • Ticket d'entrée: **Très élevé (>>50M€)**

### Intégration système électrique



- **Variabilité:** Forte Moy. Faible  
 Forte prévisibilité et disponibilité en continu en zone intertropicale
- **Dispatchabilité:** NON OUI

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



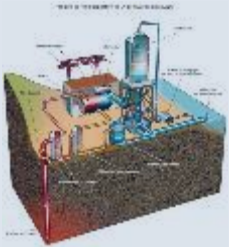
La bathymétrie (profondeur de la mer) de Saint Barthélemy n'est pas adaptée à l'ETM. L'isobath 1000 se situant à plus de 25km de la côte.

**NO GO**

**Gisement puissance (est.): PAS DE POTENTIEL REALISTE**

**Gisement énergie (est.): PAS DE POTENTIEL REALISTE**

### Description de la technologie



- **Exploitation du différentiel thermique** de l'écorce terrestre pour extraire de la chaleur pour le chauffage ou la production d'électricité

- 3 types de géothermie : **profonde (électricité)**, moyenne et basse énergie (chauffage) et superficielle (chauffage et climatisation)
- Forage de plusieurs kilomètres de profondeur pour la production d'électricité
- 30 % de conversion thermique / électrique
- 5-10 % de rendement de production électrique

**Maturité technologique:** R&D (red) | Démo. (yellow) | **Com.** (green) ▲

### Contraintes environnementales



- Creusement de plusieurs puits
- Nuisances liées à un site industriel (bruit, impact paysager, vibrations)
- Micro-sismicité induite par la réinjection d'eau

### Coûts de la technologie



(Chiffres actuels)

- CAPEX: 1-10 k€/kW
- OPEX: 12-40 €/MWh
- Coût de production: 50€/MWh (brownfield) - 100€/MWh (greenfield)
- Ticket d'entrée: **Elevé (~10M€)**

### Intégration système électrique



- **Variabilité:** Forte (red) | Moy. (yellow) | **Faible** (green) ▲  
 Disponibilité en continue
- **Dispatchabilité:** **NON** (red) | **OUI** (green) ▲

### Estimatif du gisement de Saint-Barthélemy



Aucune donnée disponible sur le potentiel géothermique de Saint-Barthélemy

**Gisement puissance (est.):** INEXISTANT

**Gisement énergie (est.):** INEXISTANT **NO GO**



La valorisation des bio-énergies à Saint Barthélemy : **bien poser le problème**

### Chaîne complète de valorisation



**QUESTIONS  
 ESSENTIELLES A  
 SAINT BARTH!!**



### Questions clés

- Quel nature de gisement (bois, déchets, etc.)?
- Quel contenu énergétique?
- Quelle taille de gisement?
- Quelle disponibilité?
- Quelle localisation?

- Quels modes de collecte / transport?
- Quelle distance ?
- Quelle organisation de tournées?
- Quels coûts de collecte/transport?

- Quel site de conversion?
- Quels choix technologiques?
- Quels coûts?

- Quelle énergie secondaire?
- Biogaz
  - Biodiesel
  - (bio méthane)

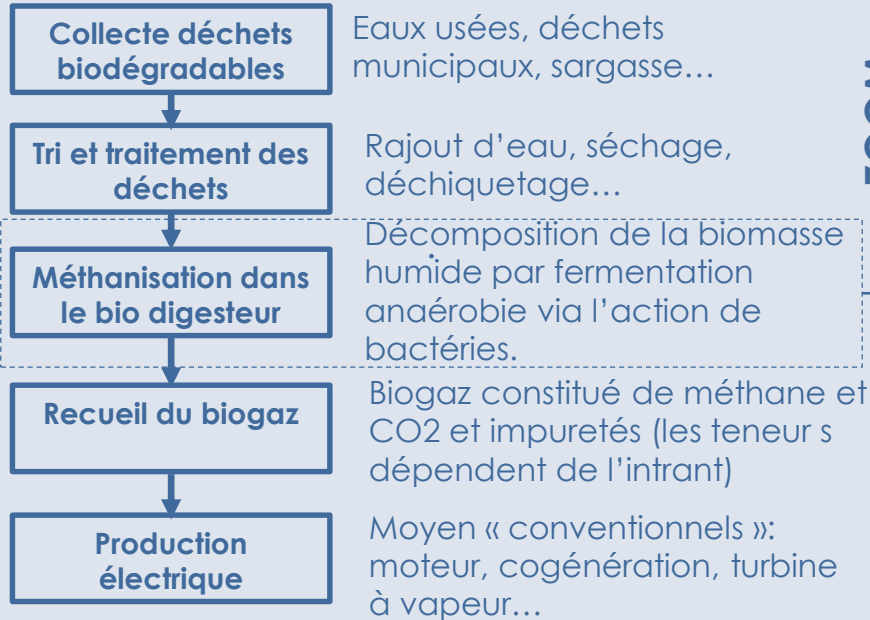
- Quelle énergie finale, quelle technologie de conversion et quels coûts?
- Electricité
  - Chaleur
  - Mobilité (énergie mécanique)

Une forte limitation au niveau des gisements de bioénergies disponibles sur Saint-Barthélemy

	Contenu énergétique	Disponibilité à Saint-Barthélemy?	Applications possibles	Conflits d'usage	Commentaire
Algues (Sargasse)	Faible	Oui mais quantité inconnue et diffus (collecte coûteuse)	Biogaz	Incinérateur? (production eau potable)	Ne justifie pas seule une filière bioénergie locale
Déchets agricoles (végétaux, bois & copaux)	1 m3 de Biogaz ordures ménagères: 6 KWH PCI		Biodiesel, biogaz	Incinérateur (chaleur utilisée pour production eau potable)	Seuls les déchets non collectés et/ou au delà de la capacité de l'incinérateur peuvent être valorisés
Déchets ménages (biodégradables)	Idem		Biodiesel, biogaz	Idem	Idem
Autres déchets (Broyats, cartons)	Idem		Biodiesel, biogaz	Idem	Idem
Eaux usées	Faible	2500 EH* déjà collectés/traités donc valorisable	Biogaz	Non	Très faible potentiel: quelques kWél
Bois	Bon	Non ou conflit d'usage	Biodiesel, biogaz	Incinérateur	
Canne à sucre (bagasse)	Bon	Non	Biodiesel, biogaz	N/A	



### Description de la chaîne globale



**Maturité technologique:**

R&D

Démo.

Com.

### Contraintes environnementales

- Rejets polluants mineurs (<1% de la composition du biogaz) : BTEX, dichloroéthylène, cyclohexane, trichloroéthène, paraffines, oléfines, C10H16
- L'impact visuel et odorant de l'installation est limité car l'installation serait située à côté de la STEP

### Types de bio digesteurs:

On distingue différentes technologies de méthanisation (procédés continus ou discontinus, digesteurs à deux phases...). Les biodigesteurs, qui catalysent la réaction de méthanisation se différencient en fonction de la température.

#### Caractéristiques

<b>Psychrophile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&lt; 25° C</li> <li>Temps de rétention long</li> <li>Rendement de production de biogaz faible</li> </ul>
<b>Mésophile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Température entre 30 et 40° C</li> <li>Plus forte stabilité des micro-organismes de décomposition des intrants</li> </ul>
<b>Thermophile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Température entre 50 et 55° C</li> <li>Temps de rétention faible</li> <li>Stérilisation des intrants</li> <li>Sensitivité forte aux variations de température &amp; de Ph</li> </ul>

Le choix des différentes technologies de méthanisation s'opère en fonction de plusieurs paramètres:

- Le type d'intrant (matière sèche/matière humide)
- La disponibilité de l'intrant
- La taille du gisement
- La valorisation énergétique

**Dans le cas de Saint-Barthélemy, le choix se porterait sans doute sur un réacteur mésophile pour une meilleure flexibilité vis-à-vis d'intrants sans doute multiples.**

Il existe également d'autres compléments technologiques optionnels (ex/ « mixeur » pour mélanger le digestat à l'intérieur du biodigesteur afin d'augmenter la vitesse de production de méthane).

### Hypothèses technico-économiques



Système:

- Unité de production mésophile
- Taux de disponibilité 95%
- 2500EH collecté sur la station actuelle



- CAPEX: 4,000€/kWel (donnée HINICIO)
- OPEX: 27,000 EUR\*\* (donnée HINICIO)
- Taux d'actualisation: 8%

Dans cet exemple, le coût du transport des eaux usées et du processus de tri est considéré hors périmètre car relevant des fonctions existantes de la station d'épuration. Cependant, le transport des déchets représente souvent un poste de coûts déterminant dans la rentabilité des systèmes de bio digestion.

Hypothèse simplificatrices :

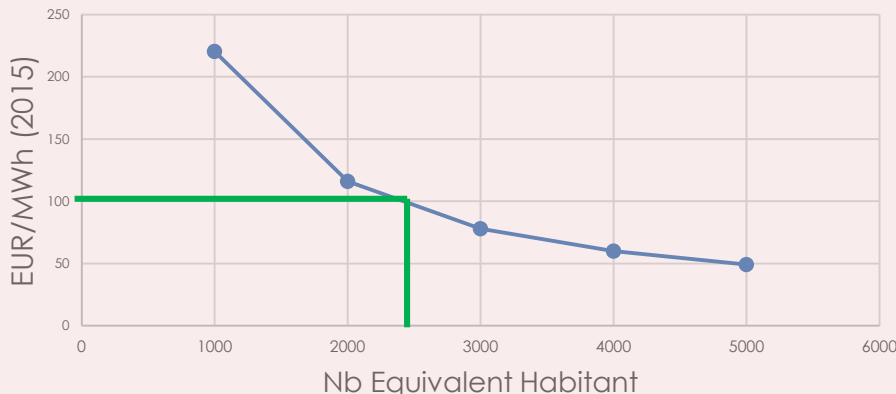
1 Equivalent-Habitant (EH) correspond à:

- 12.6 kWh/an de chaleur\*
- 15.4 kWh/ an d'électricité\*

Source: Syndication National des entreprises du traitement de l'eau



**Un coût de production électrique potentiellement attractif (+/- 100€/MWh)...**



Coût de production électrique à partir de boues d'épuration en fonction du nombre d'EH

**...mais un gisement très limité en taille**

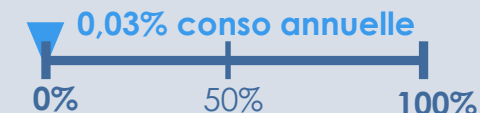


Estimations basées sur la capacité actuelle de la station d'épuration (2500EH)

Gisement puissance (est.):











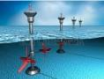



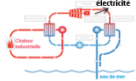







Gisement énergie (est.):



**→ Même en collectant la totalité des eaux usées de l'île le potentiel serait limité à quelques dizaine de kW NO GO**

Les premiers éléments d'analyse font ressortir les conclusions préliminaires suivantes:

- **Le gisement de bioénergie de Saint Barthélemy semble très limité** et ne permettrait pas d'obtenir plus de 200 kW de capacité de production d'électricité.
- **La majorité du gisement est sujette à un conflit d'usage.** Les déchets servent actuellement à fournir l'énergie nécessaire à l'usine de désalinisation d'eau de mer. Cela réduit d'autant le potentiel réellement exploitable.
- **La possibilité de développer des cultures (ex: algues ou canne à sucre) ou d'importer ces ressources ne semblent pas envisageables à ce stade.** D'une part la superficie de Saint Barthélemy et le coût du foncier sont très limitants. D'autre part, les coûts du transport des déchets d'autres îles vers Saint-Barthélemy réduiraient considérablement l'intérêt économique de ces technologies.
- La valorisation de la biomasse pourrait, potentiellement, servir dans la réduction de la consommation de la station d'épuration. Mais cet usage aurait un **impact très marginal sur la consommation énergétique de Saint-Barthélemy.** Il n'est donc pas à la hauteur de l'ambition requise par la transition énergétique.

		Gisement Saint Barth (Excluant)	Coût de production (Excluant)	Ticket d'entrée (Excluant)	Maturité techno (Excluant)	Intégration système électrique	Impact environnement (Excluant?)	GO / NO GO ?
PV distribué		>3MW 3-5% conso	~170€/MWh	Faible x0k€	Commercial	Var: forte Disp: NON	Faible	
PV au sol		>5MW >10% conso	~100€/MWh	Moyen X00k€	Commercial	Var: forte Disp: NON	Impact visuel + occup. sol	
Eolien terrestre		>10MW >20% conso	~100€/MWh	Elevé xM€	Commercial	Var: moy Disp: NON	Impact visuel + sol	
Eolien en mer		Inconnu	~190€/MWh	Très élevé x00M€	Commercial	Var: moy Disp: NON	Impact visuel	
Hydrolien		Inconnu	300- 500€/MWh	Très élevé >50M€	Démo	Var: moy Disp: NON	Conflit usage...	
Houlomoteur		Inconnu	350- 630€/MWh	Très élevé >50M€	Démo	Var: faible Disp: NON	Conflit usage...	
ORC		0,5-2MW 4-13% conso	100- 250€/MWh	Elevé 10M€	Démo/com	Var: NON Disp: OUI	Faible	
ETM		Inexistant	>200€/MWh	Très élevé >50M€	Démo	Var: NON Disp: NON	Conflit usage...	
Géothermie		Inexistant	50- 100€/MWh	Elevé 10M€	Commercial	Var: faible Disp: OUI	Faibles	
Bioénergies		Très limité (conflit usage)	Dépend techno	Dépend techno	Commercial	Var: NON Disp: OUI	Faibles	

Au vu des spécificités de Saint-Barthélemy, nous recommandons une transition énergétique basé sur le solaire photovoltaïque et l'investigation des possibilités d'installation d'un ORC

# Intégration des ENR dans le système électrique de Saint Barthélemy: faisabilité technique et impact économique



Section 6

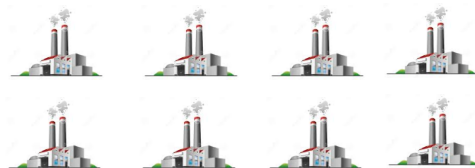
cesce

Conseil Economique Social Culturel & Environnemental

**RAPPEL**

**2025**

**Scenario de référence\***



**100% diesel**

\*Basé sur le scenario dit « MDE » du Bilan Prévisionnel 2015 d'EDF SEI pour Saint Barthélemy

**Transition  
Énergétique**



**Production: Diesel + ENR**  
**Consommation: MDE + VE**

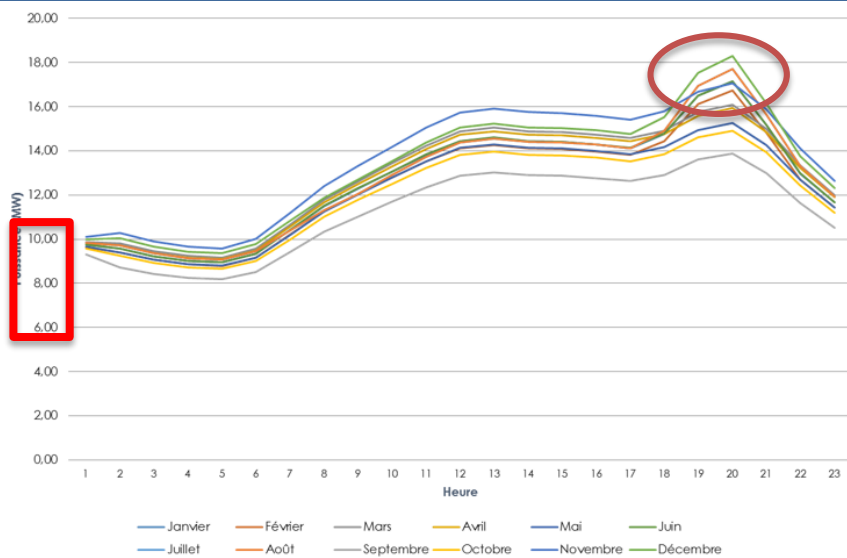
**Comparaison des scenarios:**

- Equilibre offre-demande au pas horaire (MW/MWh)
- Coûts d'investissement (€)
- Coût de production (€/kWh)

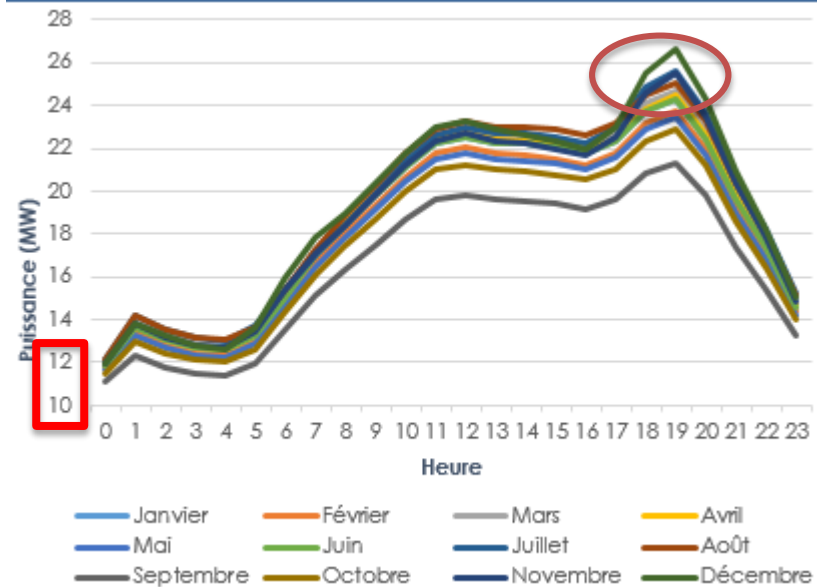
Note: pour les deux scenarios, nous considérons que l'intégralité des investissements sont effectués au 31/12/2024 (overnight costs), que l'ensemble du parc est opérationnel au 01/01/2025 et fournit la demande de 2025 pendant toute la durée de vie des moyens de production.

Note importante: Le scenario de Transition Énergétique proposé **ne remet pas en question le calendrier d'investissement d'EDF SEI dans les nouveaux moteurs**, qui contribuent à la sécurisation du système dans un contexte de variabilité croissante de la production, et dont les coûts sont essentiellement liés à la consommation de carburant.

## 2015



## 2025



### Note méthodologique

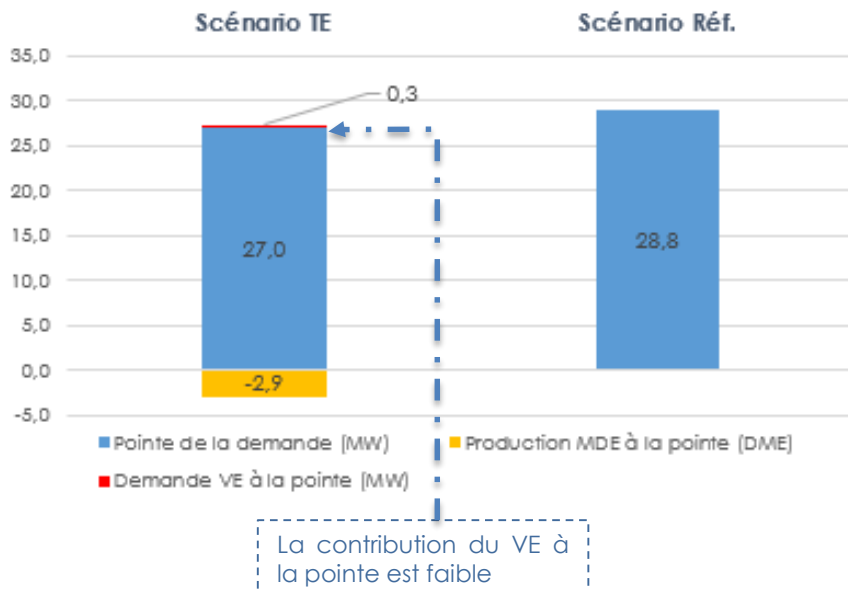
La courbe de charge 2015 est basée sur des informations fournies par EDF SEI. Elle est ensuite **ajustée mois par mois** pour refléter la saisonnalisation de la consommation d'électricité.

La courbe de charge de 2025 a été construite en reprenant **la consommation totale (156 GWh) et la pointe de demande (28 MW) à l'horizon 2025 du bilan prévisionnel de SEI**. En partant de la courbe de demande 2015 et avec ces deux points de repères, la courbe de charge 2025 a été approximée. Cette méthode permet de tendre vers des valeurs proches des prévisions de SEI.

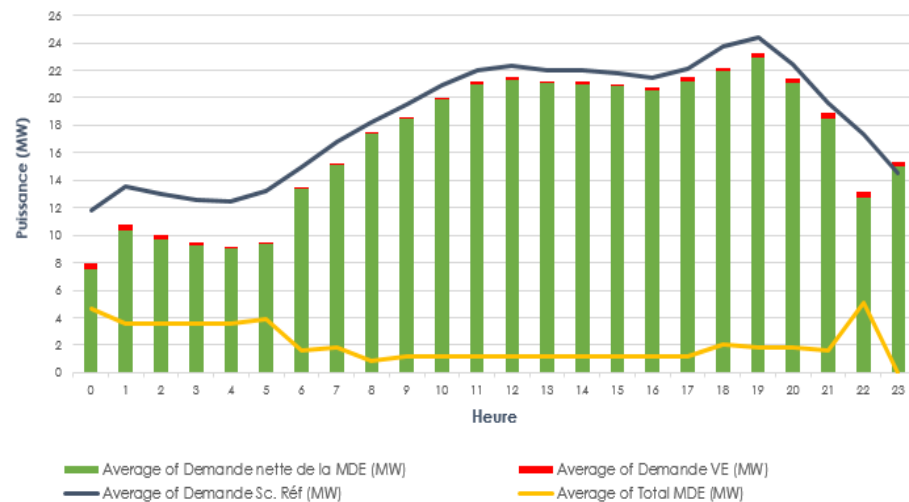
Cette courbe de charge 2025 est ensuite ajustée mois par mois en appliquant les mêmes ratios de consommation pour chaque mois qu'en 2015.



Evolution de la pointe annuelle de la demande



Comparaison de la demande nette journalière du scénario TE et de Référence en 2025



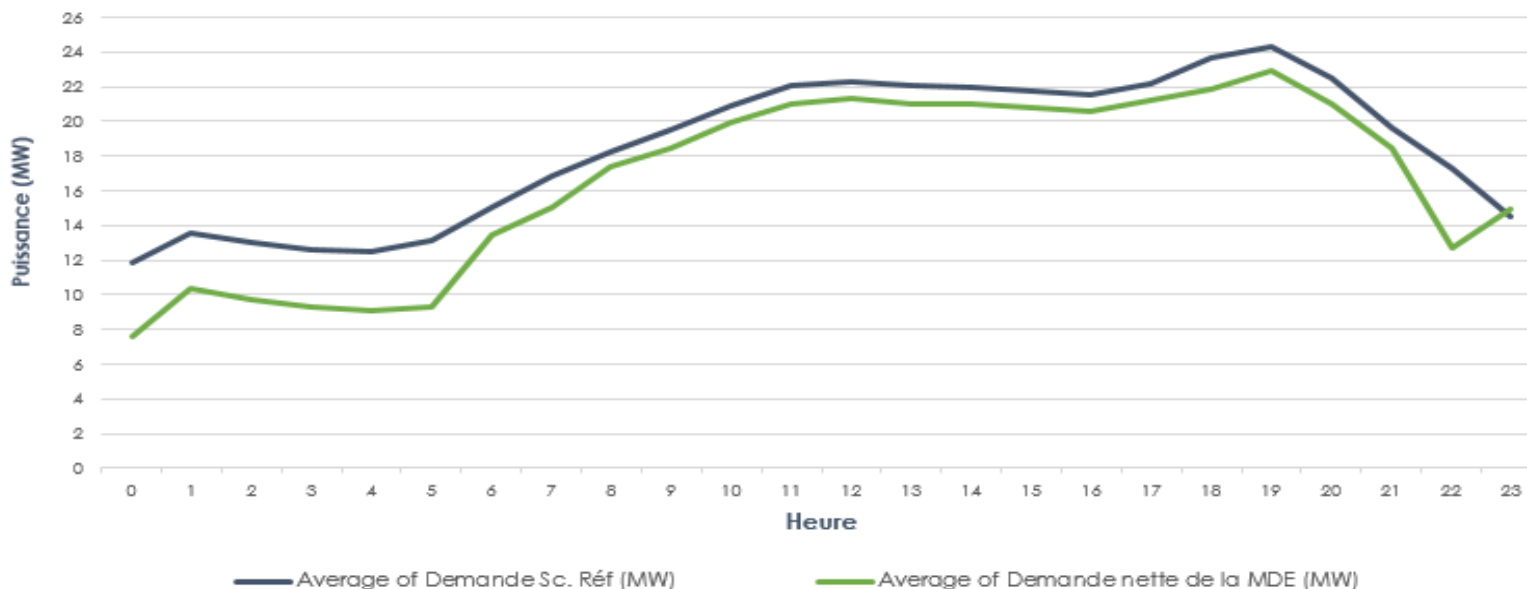
Dans le scénario de Transition Energétique, le véhicule électrique augmente la demande de manière très **marginale**, mais **tend néanmoins à renforcer le problème de la pointe électrique.**

Cette augmentation de la demande est néanmoins largement **compensée par les mesures d'efficacité énergétique.**

	Demande annuelle	Impact sur la pointe annuelle
Véhicule électrique	+ 1 900 MWh (1,15%)	+ 340 kW (1,17%)
MDE	-18 090 MWh (11%)	- 2 MW (6,9%)



**Demande moyenne journalière du Scénario de Référence par rapport au Scénario Transition Energétique**



**Une baisse de la demande électrique totale et de la demande de pointe par rapport au scénario de référence**

	Scenario de référence	Transition énergétique
<b>Pointe annuelle</b>	28,5 MW	25,6 MW (-10%)
<b>Demande annuelle</b>	163 GWh	146 GWh (-10%)



	<b>Moteurs diesel « anciens »*</b> (Wartsila)	<b>Moteurs diesel « nouveaux »**</b> (Wartsila)
Capacité unitaire (MW)	8,7	4
Nb d'unités	2	5
Consommation spécifique (g/kW)		182 ***
Perte de rendement (%/an)		-0,1% ****
Durée de vie		30 ans
Coût d'investissement (EUR/kW)		450-720 ****
Coûts fixes (EUR/kW/an)		13,5 ****
Puissance maximale / Puissance minimale (MW)	8,6 / 4	5 / 2,5
Ramp up (MW/min) / Ramp down (MW/min)	0,3 / 0,3	0,16 / 0,16
Startup time (mins) / Shutdown time (mins)		30 / 30

\* Les moteurs dits « anciens » correspondent aux moteurs de 8,7MW déjà installés dans le parc actuel. Ils sont considérés comme prioritaires dans le « merit order ».

\*\* Les moteurs « nouveaux » correspondent aux moteurs envisagés dans le Bilan Prévisionnel entre 2016 et 2025. Par hypothèse, nous considérons qu'il s'agit également de moteur Wartsila.

\*\*\* Données constructeur

\*\*\*\* Données internes HINICIO

	Moteurs diesel anciens	Moteurs diesel nouveaux	PV sol	PV sur ombrière	PV toiture	PV résidentiel *****	ORC
Capacité unitaire (MW)	8,7	4	8,16	6,345	0,1	0,003 (3kW)	0,826
Nb d'unités	2	5	1 parc	N/A	1	1100 logements	1
Consommation spécifique (g/kW)	182 ***		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Perte de rendement (%/an)	-0,1% ****		-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,7%	0%
Durée de vie	30 ans		20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	30 ans
Coût d'investissement (EUR/kW)	450-720 ****		1350-1630 ***	1800-2500 ***	1800-2500 ***	3500-4800 *****	12000 -13-5000 ****
Coûts fixes (EUR/kW/an)	13,5 ****		10 ***	12,5 ***	12,5 ***	18 *****	14 ****

\*\*\* Données constructeur

\*\*\*\* Données internes HINICIO

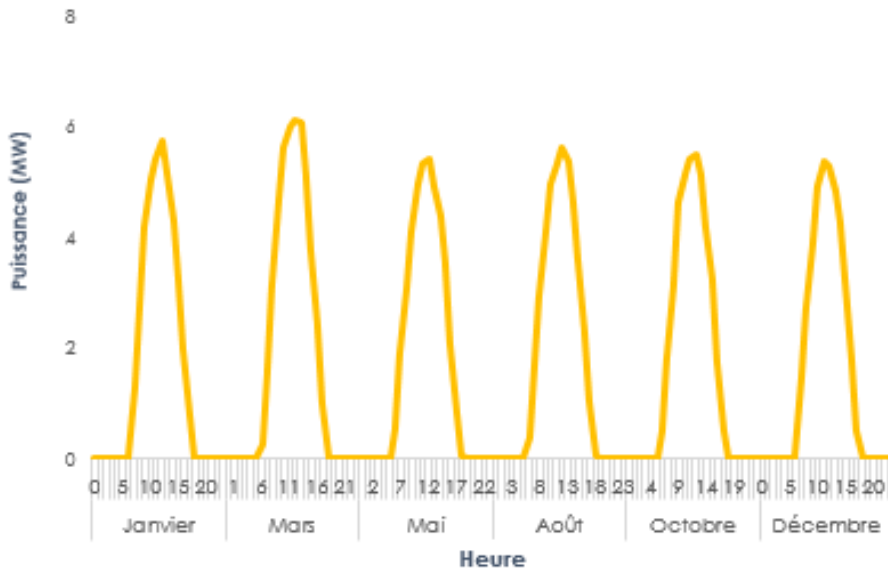
\*\*\*\*\* Panneaux de type Dual-Sun

Les ENR sont **prioritaires** dans le « merit order » car **leur coût marginal de production est quasi-nul.**

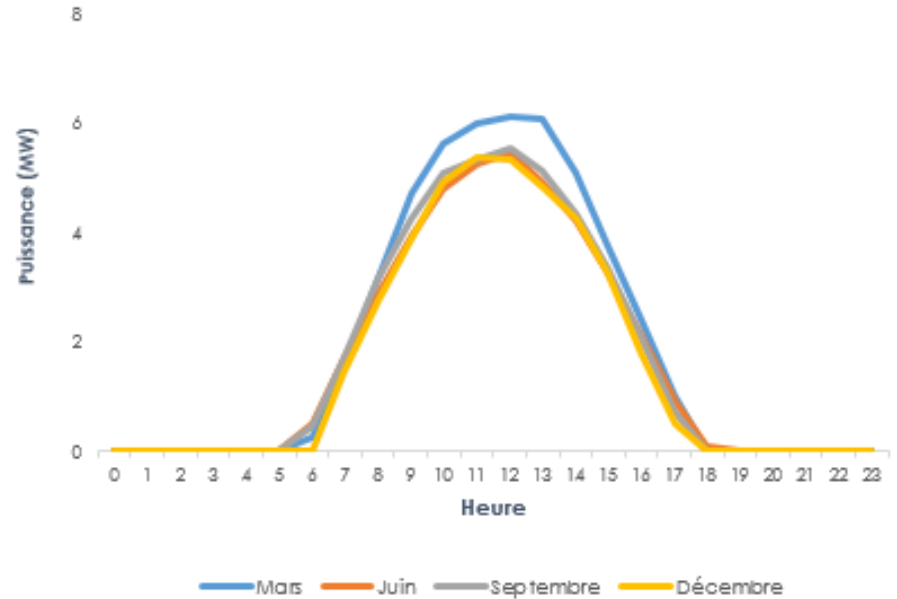
Nous considérons l'installation de solaire PV résidentiel sur 1100 logements du parcs de logements existants et à construire entre 2016 et 2025

# Les hypothèses d'ensoleillement à Saint Barthélemy

Courbes d'ensoleillement journalières moyennes par mois en 2025



Courbes d'ensoleillement journalières moyennes par mois en 2025



Données: modèle HOMER, issues de la NASA

L'introduction d'énergies renouvelables dans le systèmes électrique de Saint Barthélemy pose **trois enjeux principaux** qui seront traité dans le cadre de cette étude.

## Les enjeux liés à l'énergie

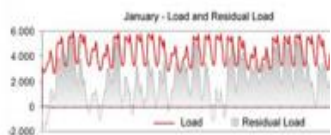
### Enjeux n° 1: les gisements ENR



**Les gisements d'EnR doivent être en mesure de fournir une quantité non négligeable d'électricité à l'île** au regard de la quantité totale d'électricité consommée chaque année, en fort croissance. Une première évaluation des gisements disponibles est proposée dans ce rapport.

## Les enjeux liés à la puissance – Equilibre offre demande\*

### Enjeux n° 2: suivi de charge résiduelle



**Le parc de production non renouvelable doit être capable de compenser les variations** combinées de la demande et de la production à base d'énergie renouvelables variables. Les variations imposées aux moteurs diesel deviennent plus fréquentes et plus profondes.

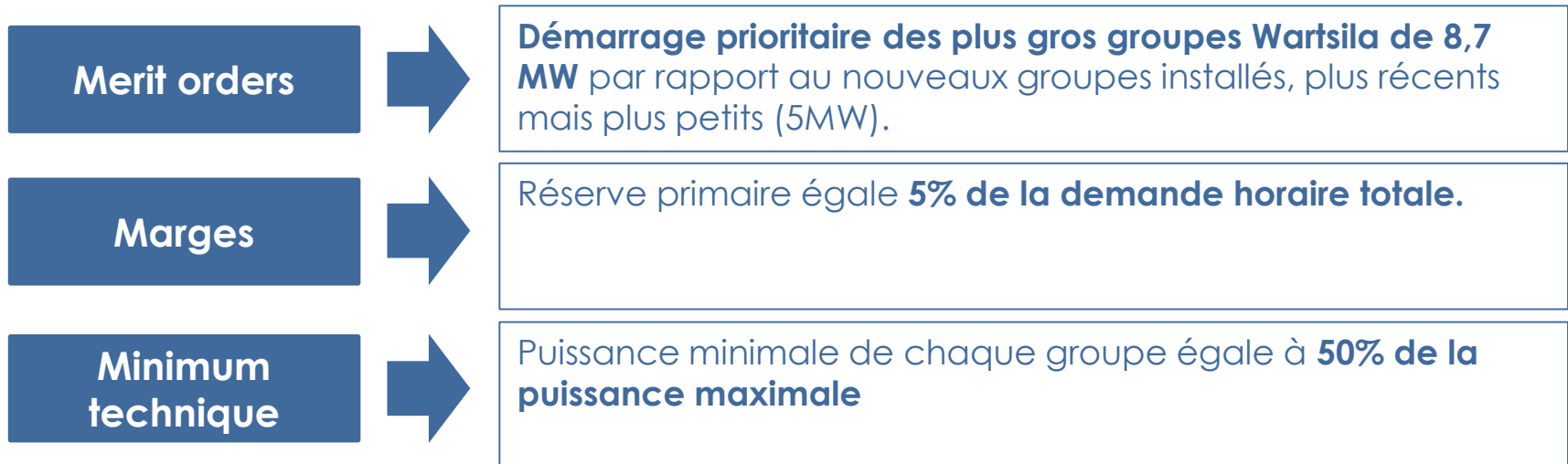
### Enjeux n° 3: les réserves de puissance



**Le parc de production non renouvelable doit pouvoir fournir au système électrique les réserves de puissance nécessaires** à son fonctionnement en présence de production renouvelable variable. Notamment, les groupes diesels étant utilisés à des niveaux de puissance plus bas, certains flirtent de plus en plus souvent avec leur minimum technique, ce qui peut compromettre l'EOD (risque fort par exemple lors de la remontée de consommation du matin lorsque le PV produit à pleine puissance).

\*La modélisation de l'équilibre offre demande sera effectuée dans une phase ultérieure de l'étude. Les enjeux liés à l'inertie et à la stabilité du système ne font pas partie du périmètre de l'étude

Hypothèses pour la modélisation du parc de production de Saint Barthélemy:

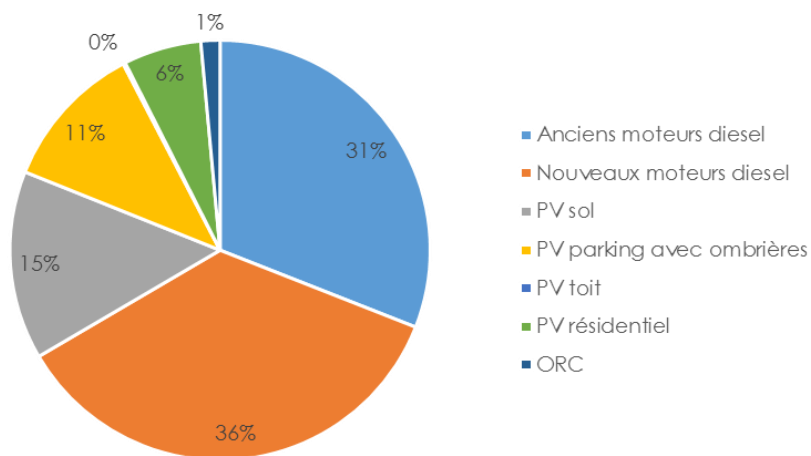


## Définitions:

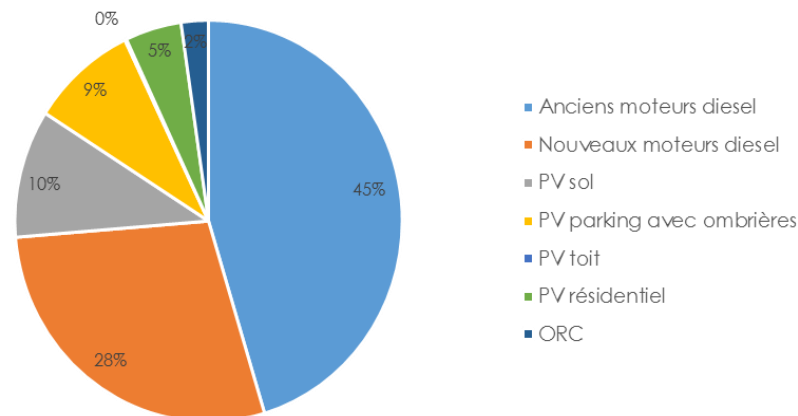


- Les parcs de production électrique sont en général opérés sur la logique dite des merit orders qui consiste à faire appel aux différentes unités de production au fur et à mesure en fonction des coûts marginaux de production croissants: les moins coûteux en premier, les plus coûteux ensuite.
- Afin d'assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant, des marges de sécurité à la hausse et à la baisse, appelées « réserves tournantes » doivent être conservées à chaque instant sur les moyens de production pilotables (« dispatchables »).
- Le minimum technique est une fraction de la puissance maximale d'un moyen de production en dessous de laquelle l'opérateur décide de l'éteindre (notamment car du fait de la dégradation rapide du rendement).

Capacités installées en 2025



Part de la production d'électricité par type de technologie en 2025 dans le sc. TE



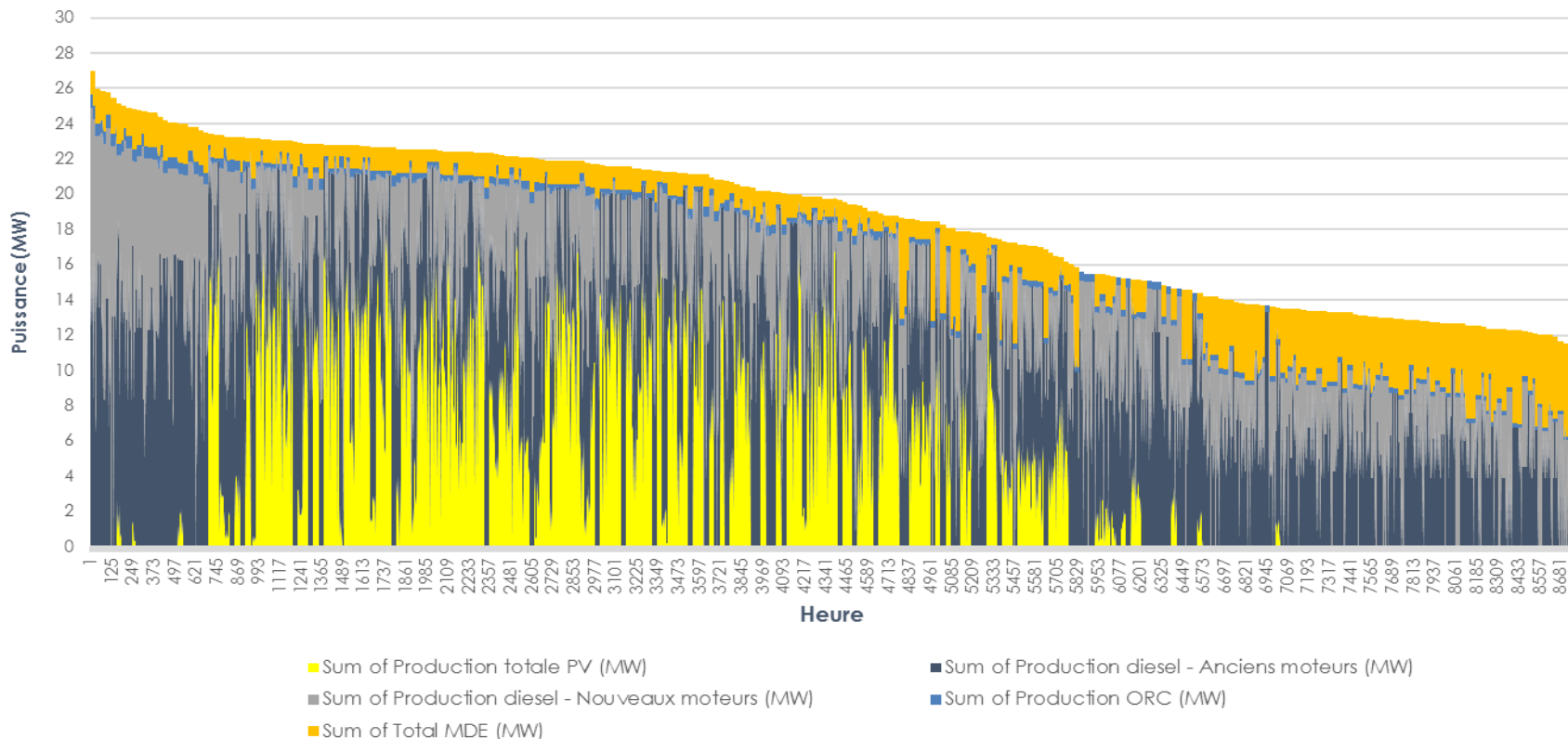
	Par de la production en 2025
<b>Moteurs diesel</b>	74%
<b>PV</b>	24%
<b>ORC</b>	2%

En 2025, les ENR produisent un peu **plus de 25%** de la production d'électricité.

La production d'électricité à partir de groupes diesel demeure majoritaire.



## Monotone de production du Scénario Transition Energétique en 2025

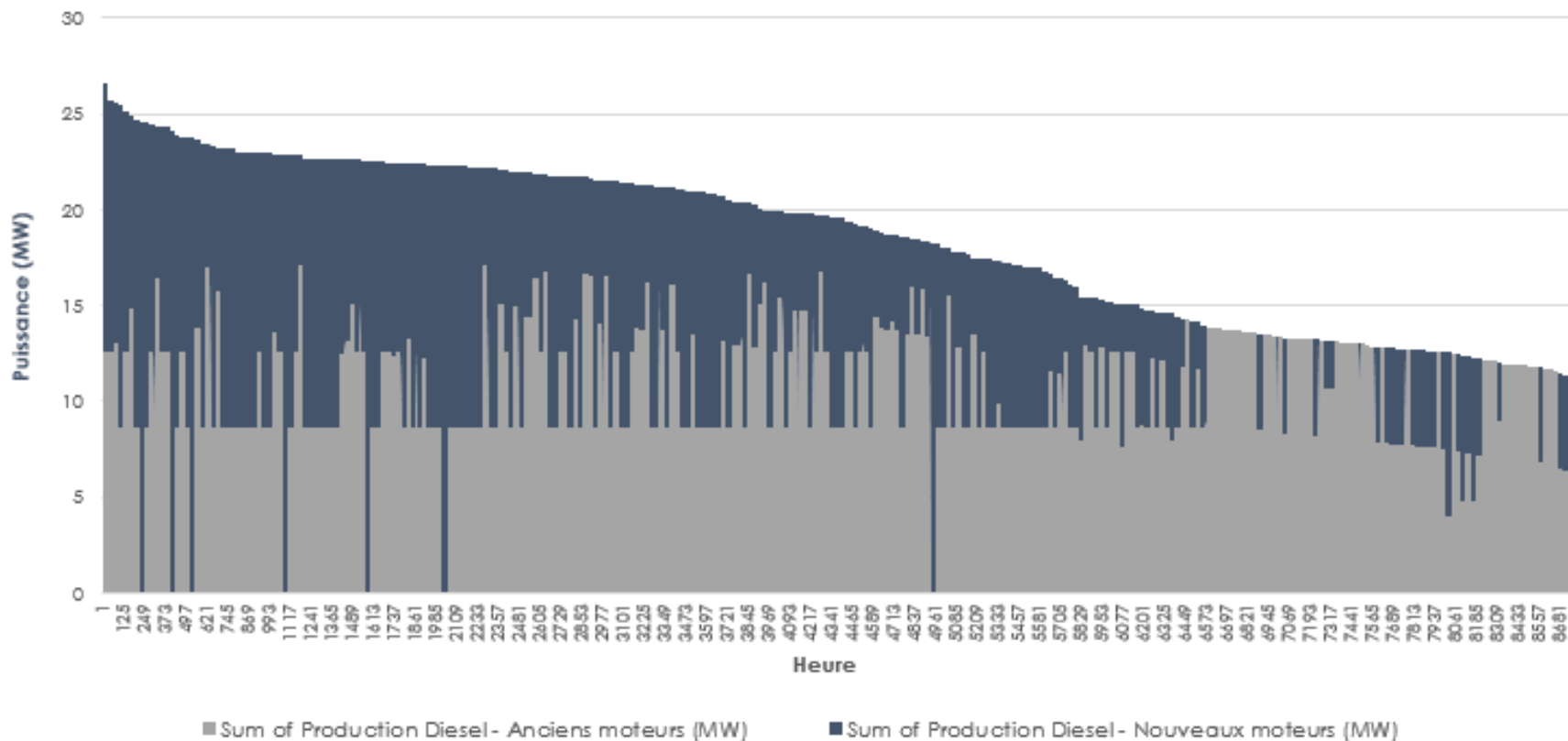


Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

L'intégration d'ENR dans la production d'électricité permet un équilibre offre demande **optimal**, respectant les critères de sécurité prédéfinis en amont.

La production d'électricité des ENR n'a pas besoin d'être limitée. Les moteurs diesel peuvent fonctionner suivant l'**optimum économique** et compte tenu de leurs **contraintes techniques**.

## Monotone de production du Scénario de Référence en 2025



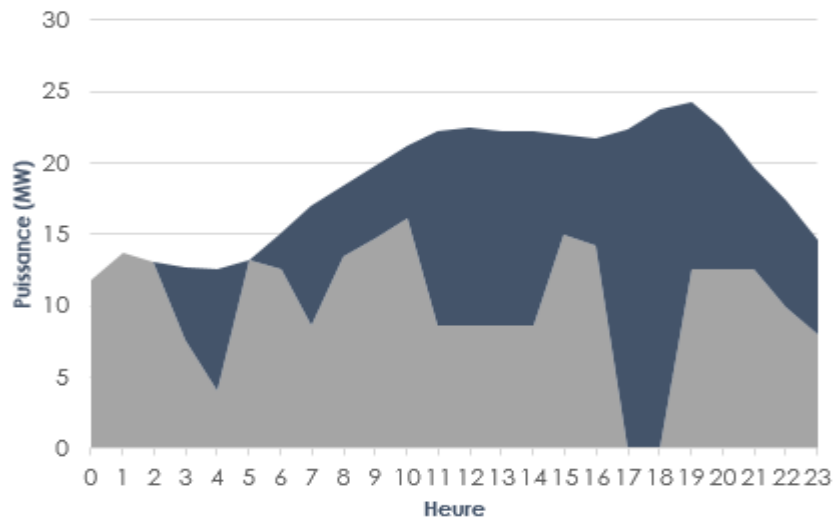
Note: les moteurs diesel nouveaux peuvent être les uniques moyens de production d'électricité lorsque la demande totale est inférieure au minima de fonctionnement des moteurs diesel anciens dont la capacité est plus importante. Il est également possible que les moteurs nouveaux produisent de l'électricité alors que les moteurs anciens sont éteints pour accroître la capacité de réserve primaire ou parce que ce fonctionnement est plus optimal compte tenu des caractéristiques techniques des moteurs.

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Janvier 2025

Scenario de référence

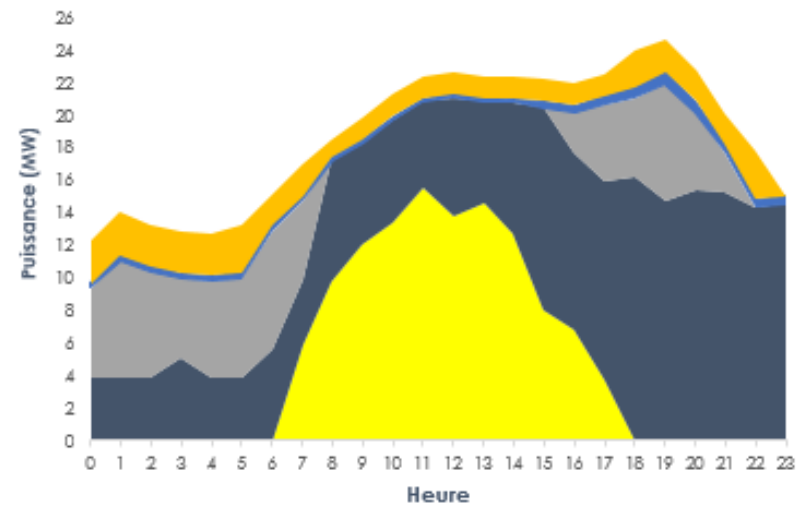
Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Janvier 2025



■ Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)  
 ■ Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)

Production d'électricité par type de technologie le 15 Janvier 2025



■ Sum of Total MDE (MW)  
 ■ Sum of Production ORC (MW)  
 ■ Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)  
 ■ Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)  
 ■ Sum of Production totale PV (MW)

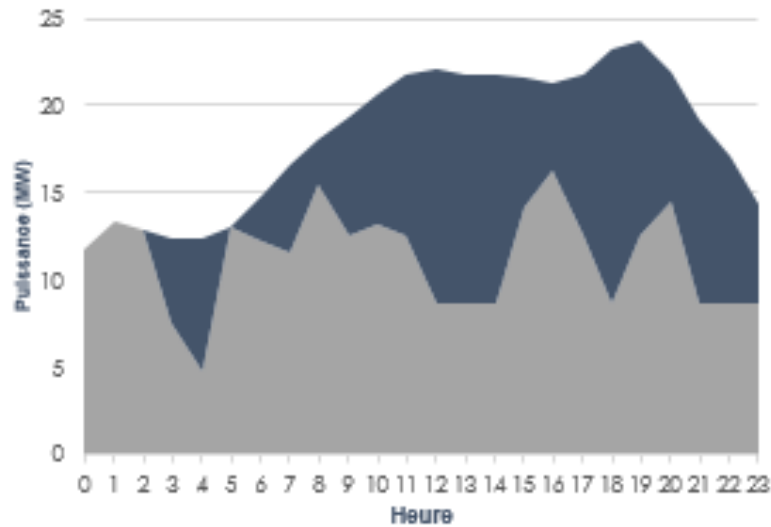
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Février 2025

Scenario de référence

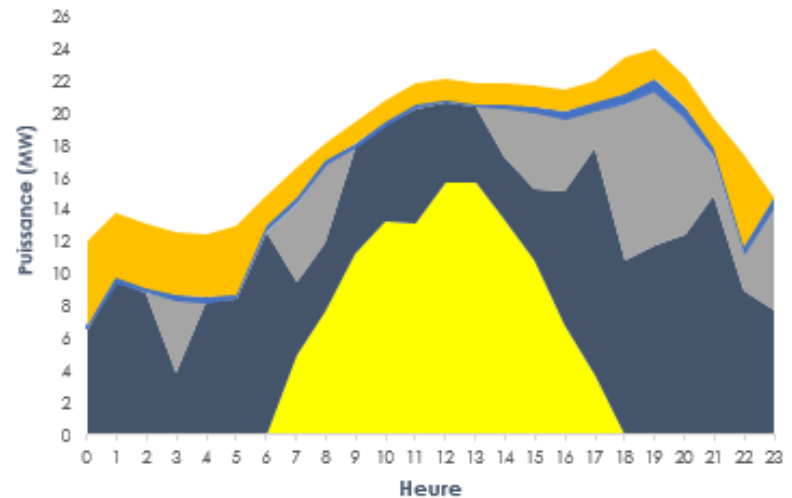
Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Février 2025



- Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)
- Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)

Production d'électricité par type de technologie le 15 Février 2025



- Sum of Total MDE (MW)
- Sum of Production ORC (MW)
- Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)
- Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)
- Sum of Production totale PV (MW)

Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

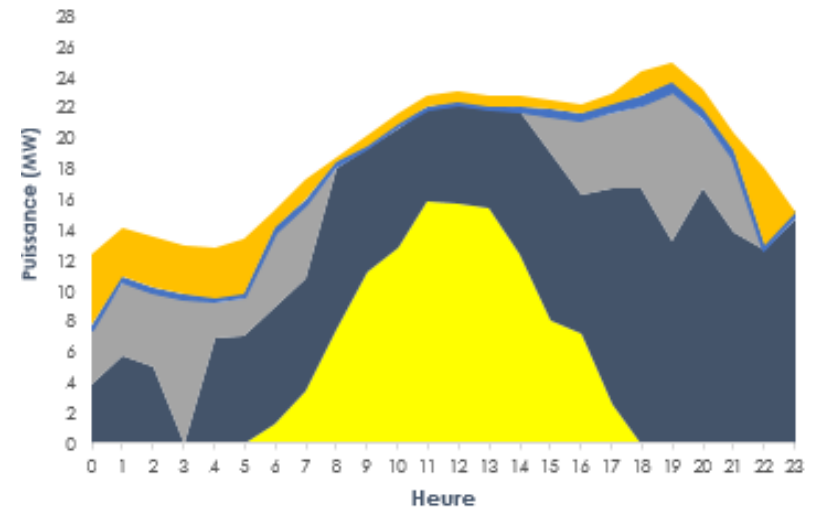
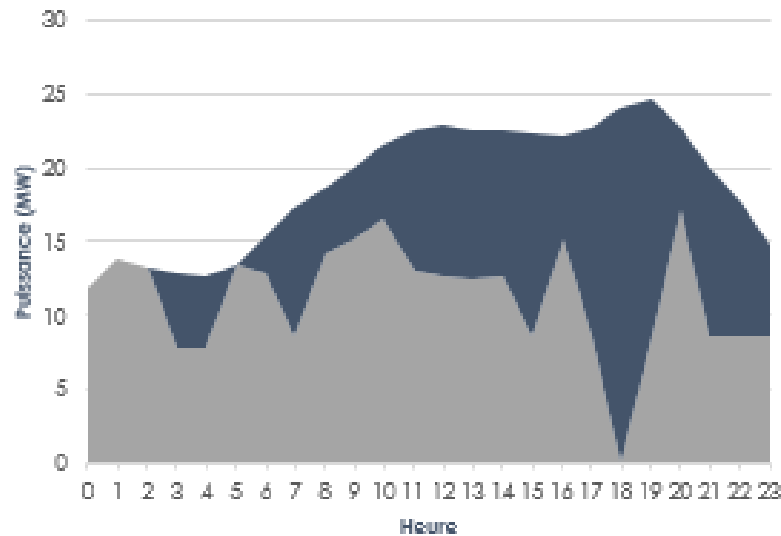
# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Mars 2025

Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Mars 2025

Production d'électricité par type de technologie le 15 Mars 2025



- Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)
- Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)

- Sum of Total MDE (MW)
- Sum of Production ORC (MW)
- Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)
- Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)
- Sum of Production totale PV (MW)

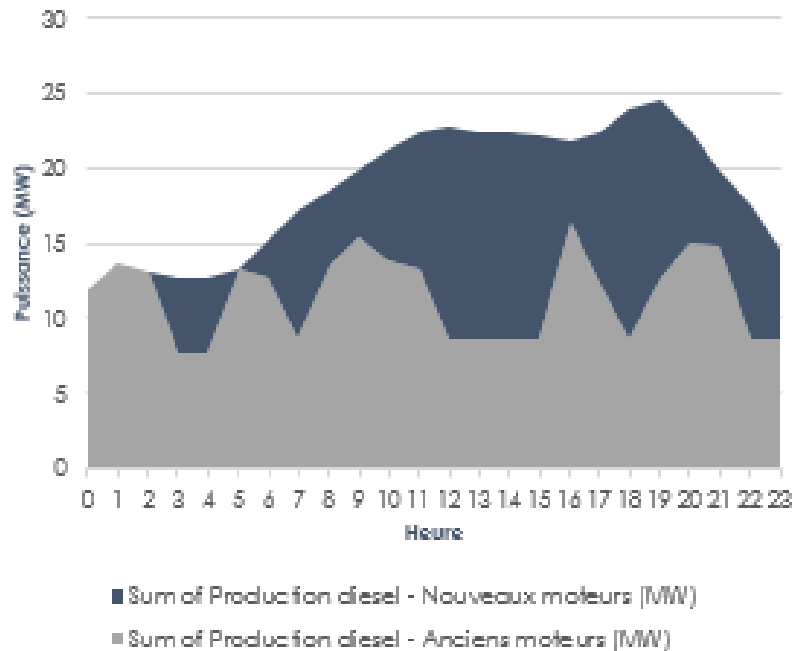
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Avril 2025

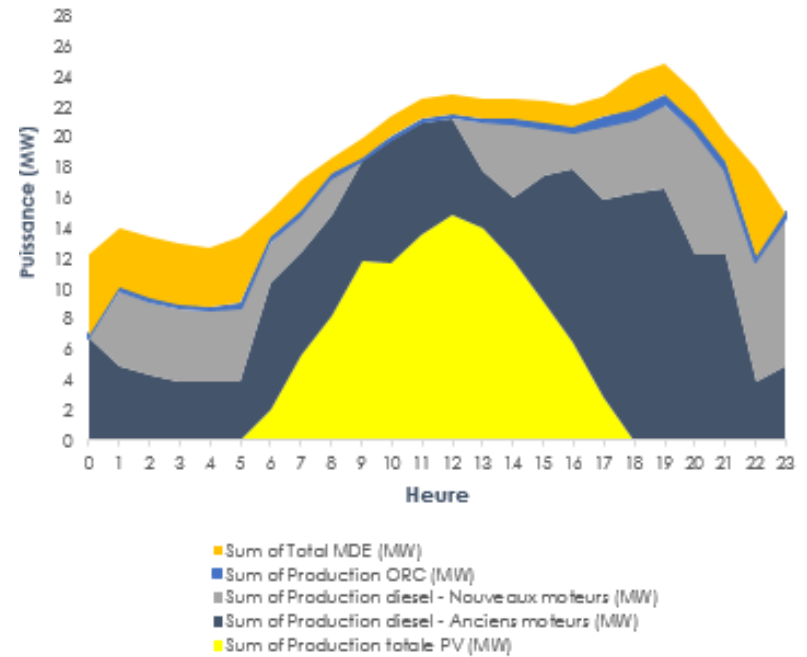
Scenario de référence

Transition  
Énergétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Avril 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Avril 2025



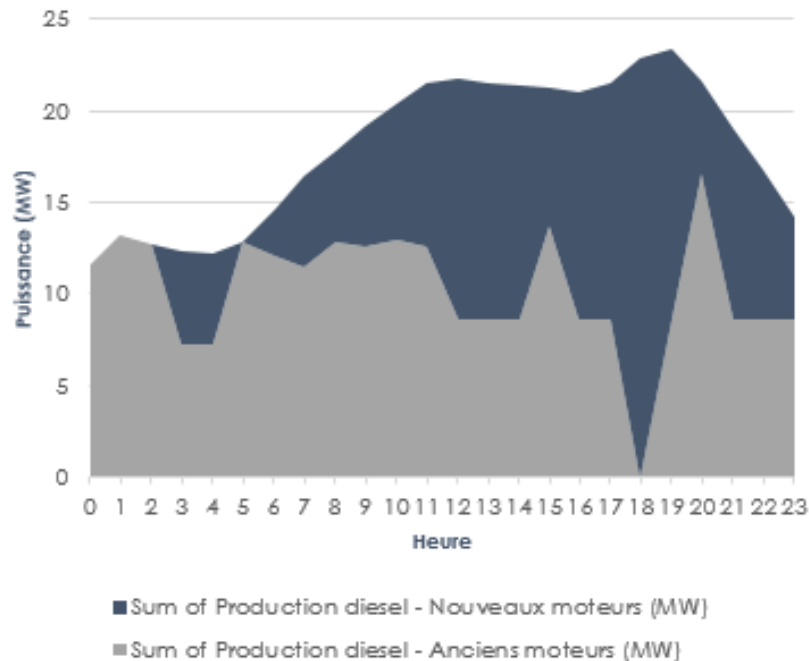
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Mai 2025

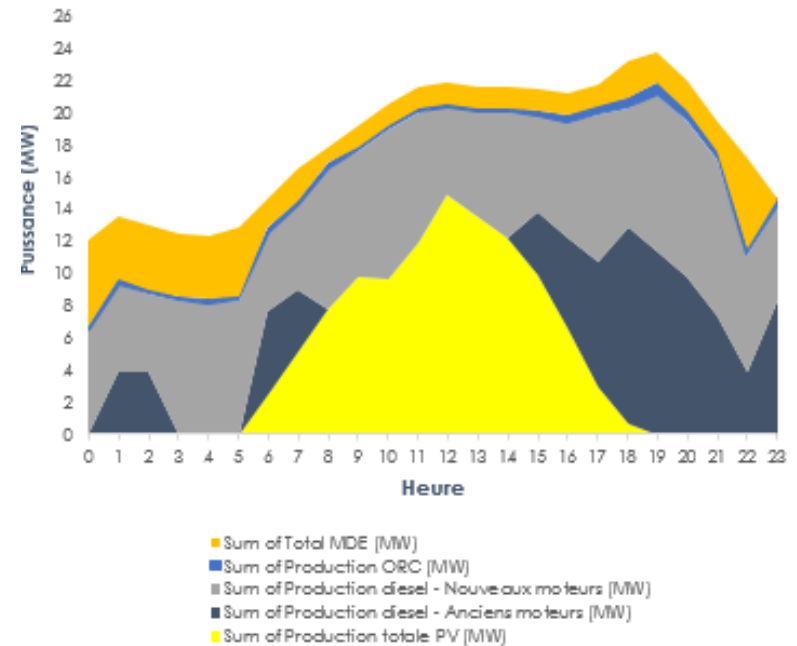
Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Mai 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Mai 2025



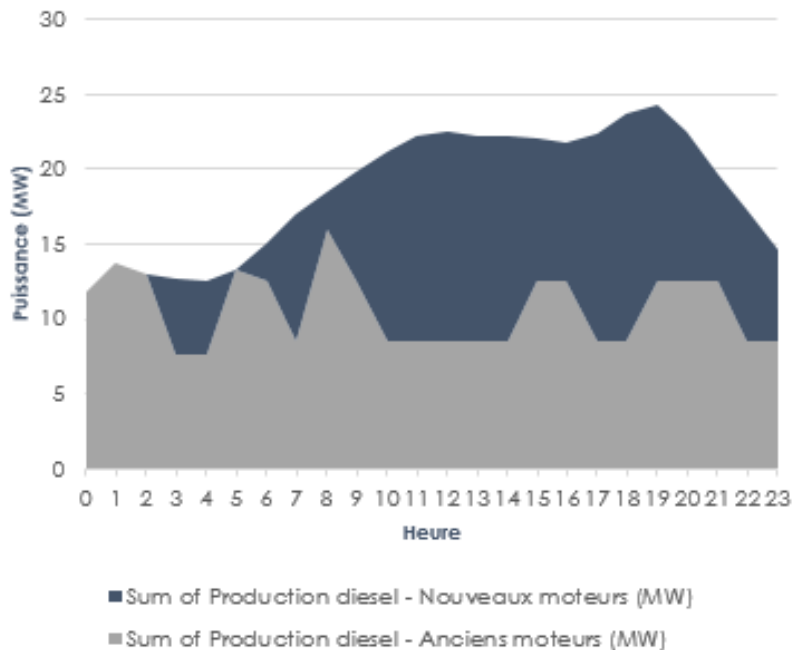
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Juin 2025

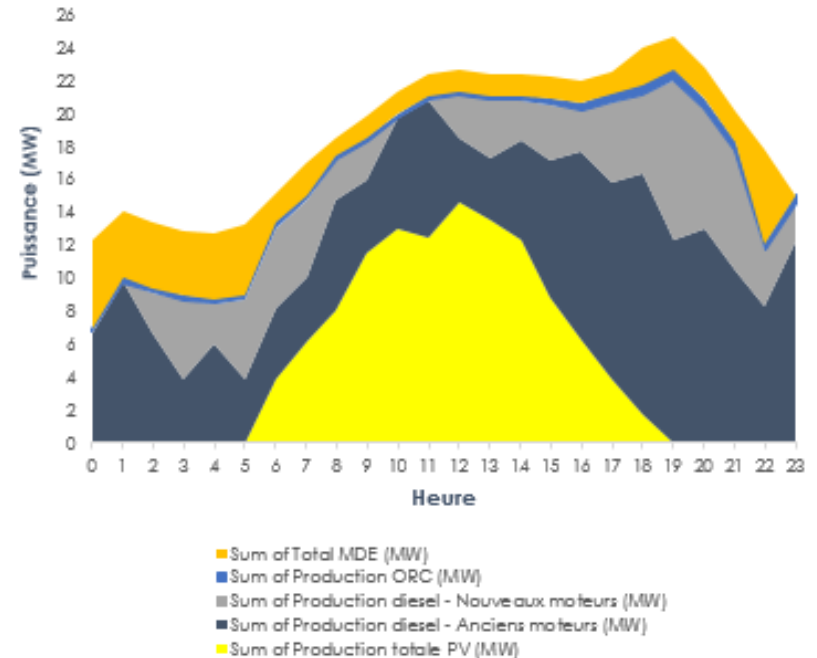
Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Juin 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Juin 2025



Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

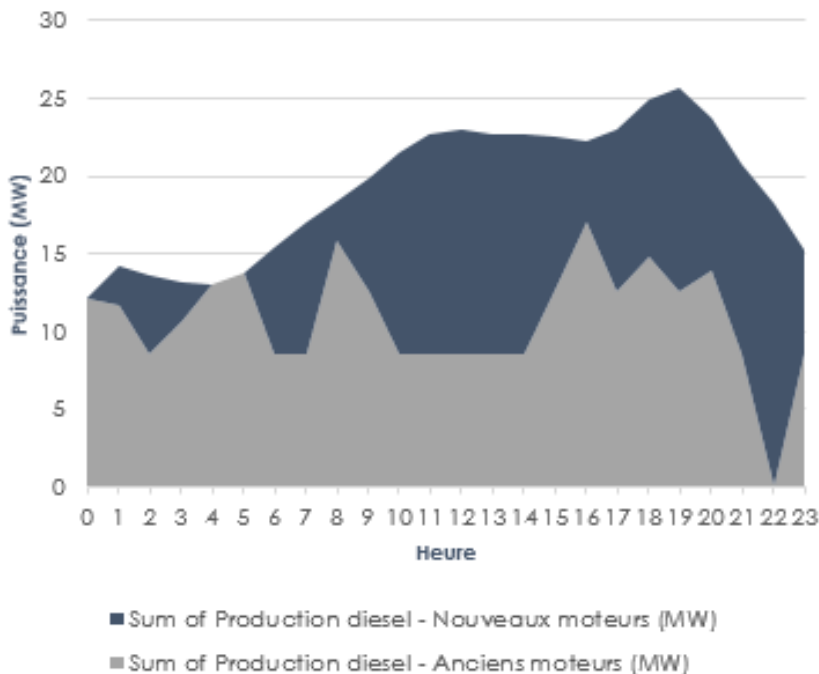


# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Juillet 2025

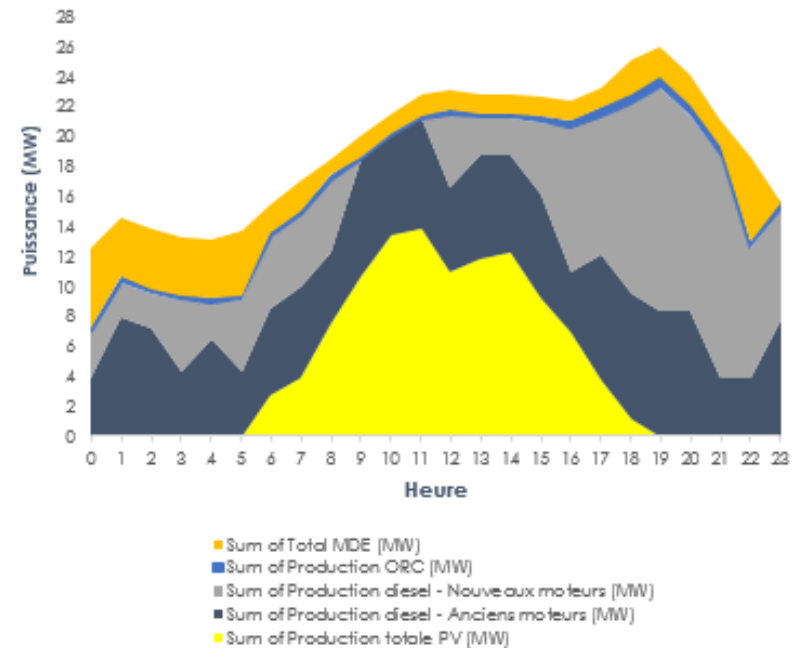
Scenario de référence

Transition  
Énergétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Juillet 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Juillet 2025

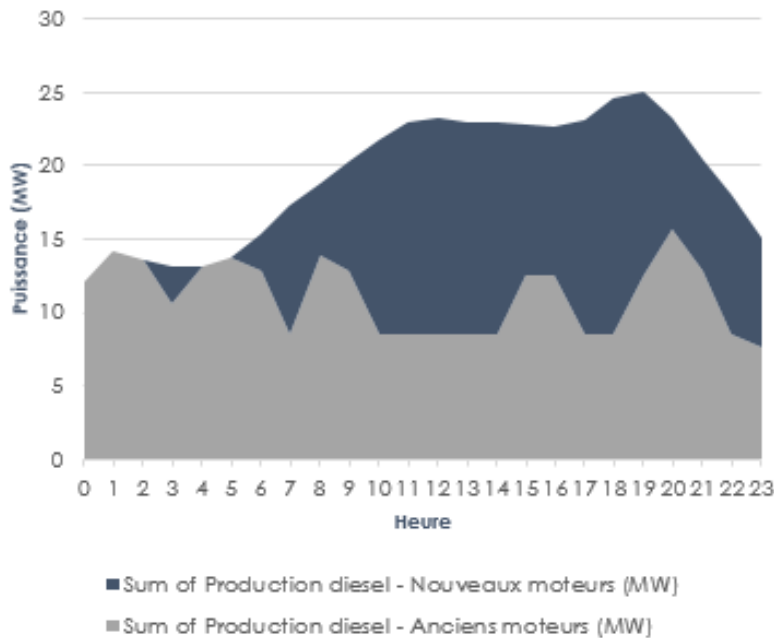


Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Août 2025

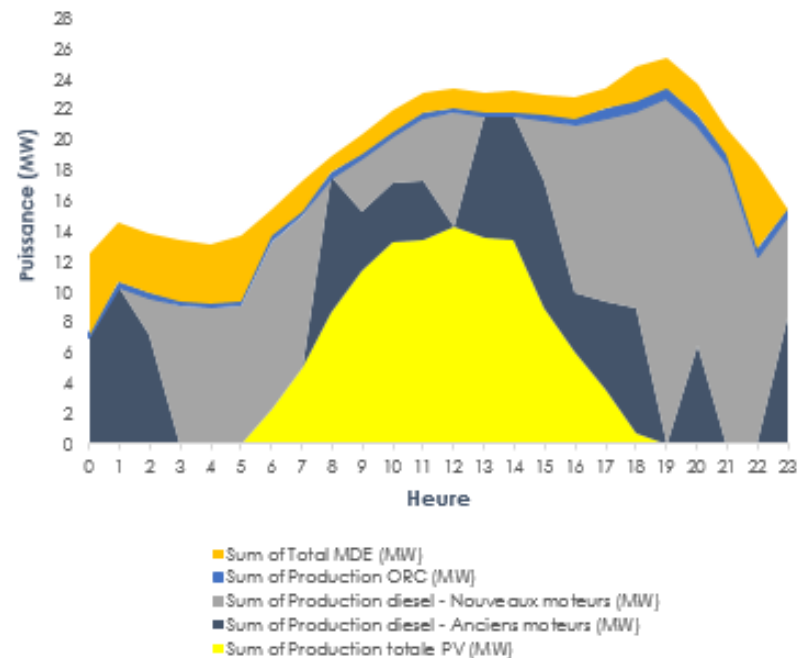
Scenario de référence

Production d'électricité par type de technologie le 15 Août 2025



Transition  
 Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Août 2025



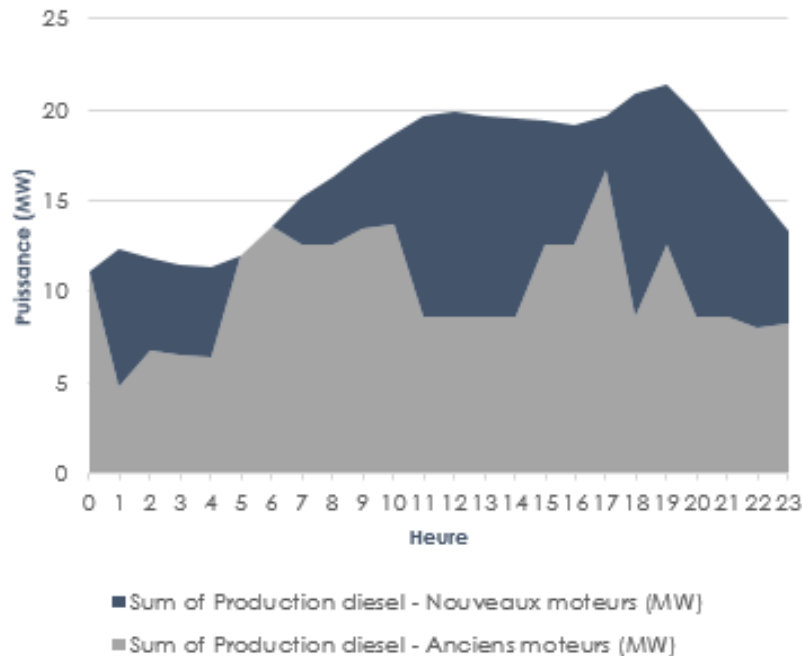
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Septembre 2025

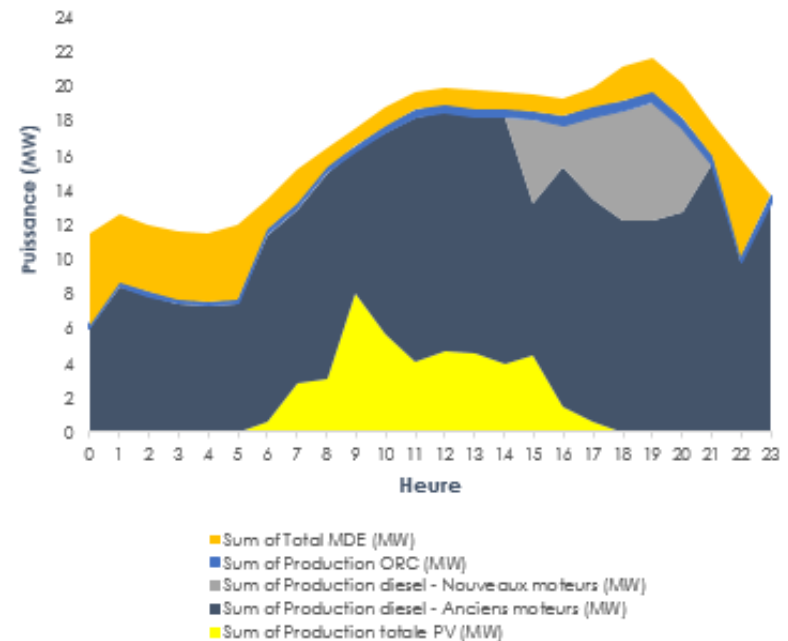
Scenario de référence

Transition  
Énergétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Septembre 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Septembre 2025



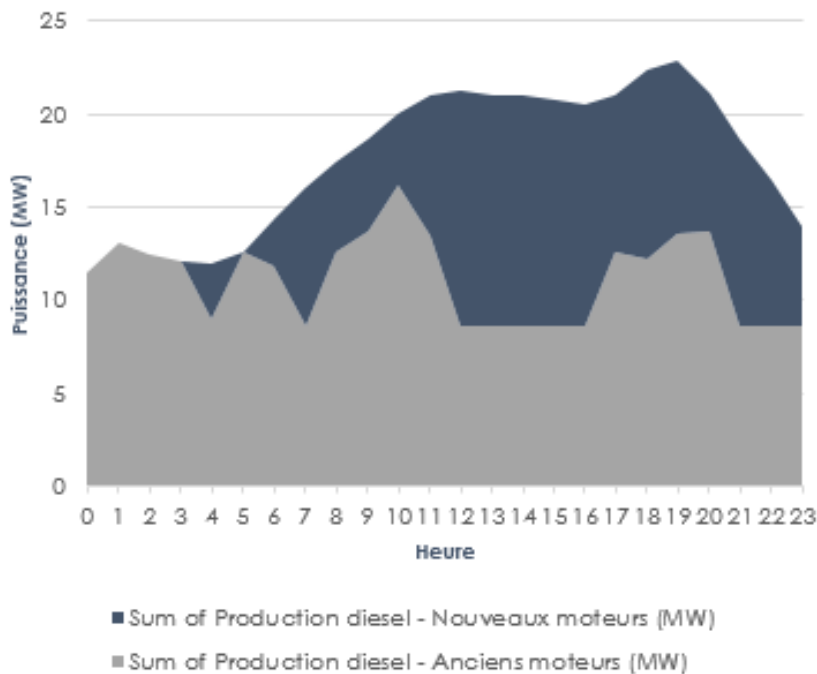
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Octobre 2025

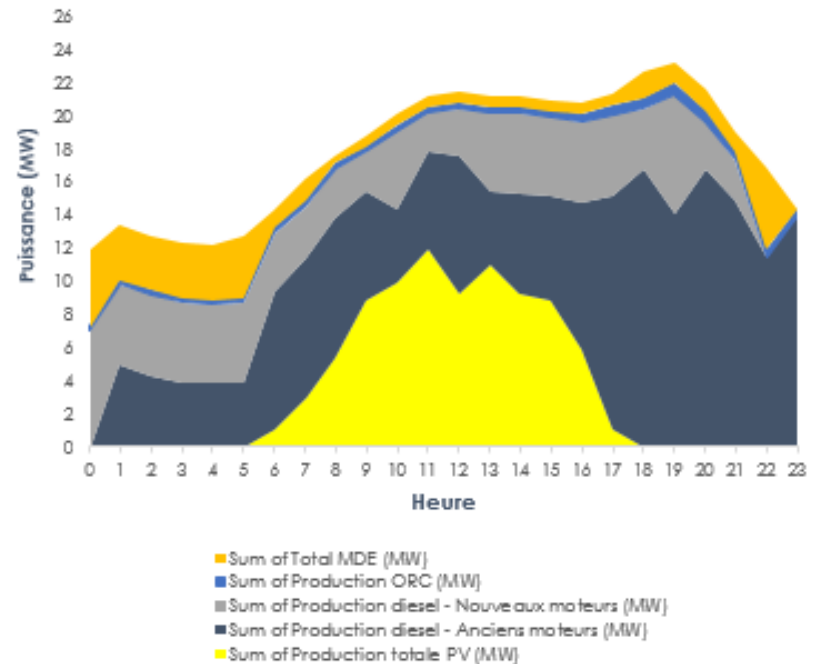
Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Octobre 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Octobre 2025



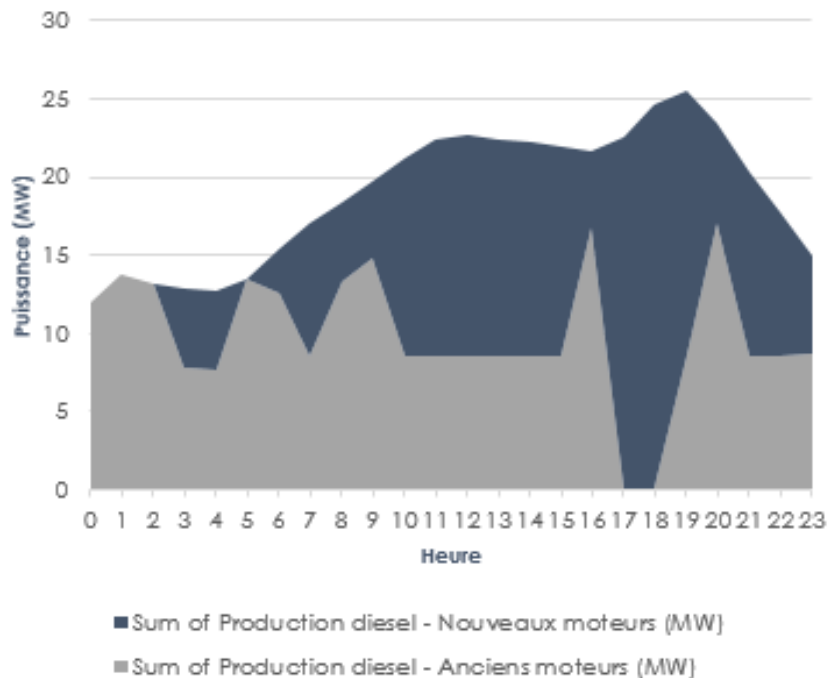
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Novembre 2025

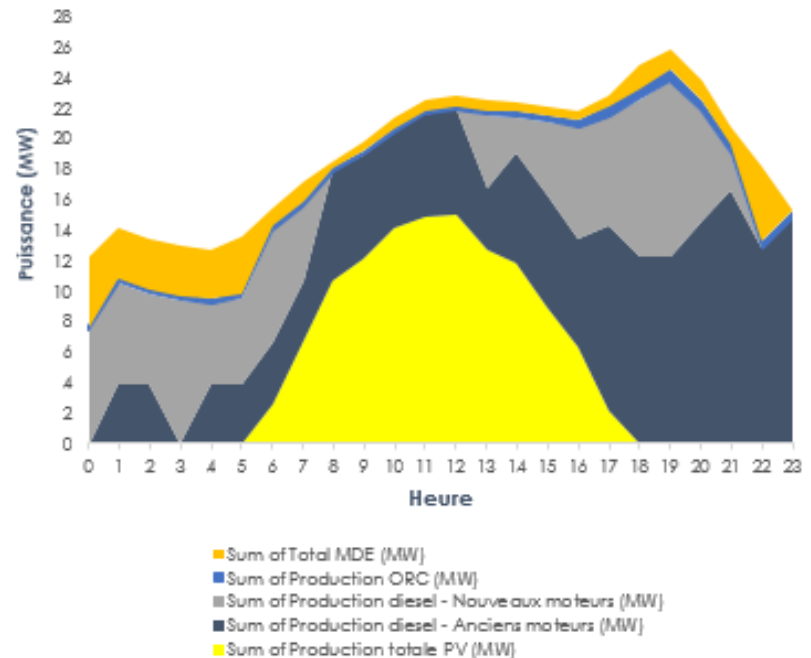
Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Novembre 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Novembre 2025



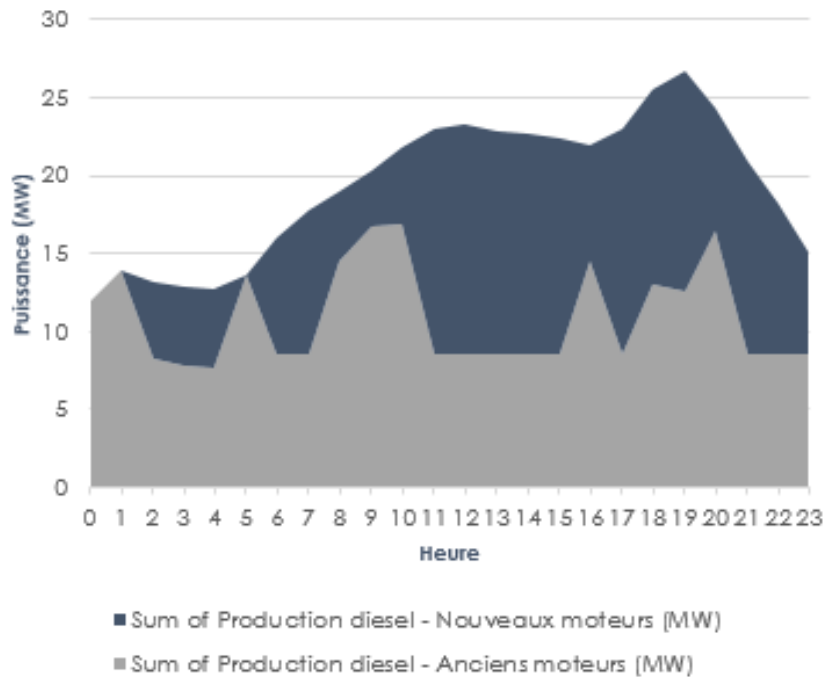
Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

# Résultats de la modélisation : Equilibre Offre-Demande, Décembre 2025

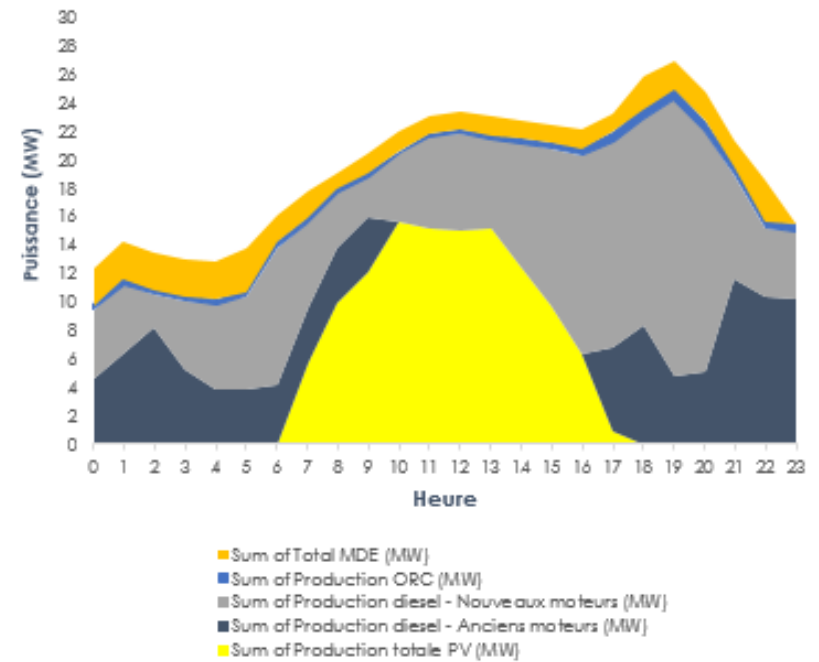
Scenario de référence

Transition  
Energétique

Production d'électricité par type de technologie le 15 Décembre 2025



Production d'électricité par type de technologie le 15 Décembre 2025



Note : la part orange correspond à une énergie économisée par la MDE, donc à un énergie qu'il n'est pas nécessaire de produire

## Les enjeux liés à l'énergie

### Enjeux n° 1: les gisements ENR

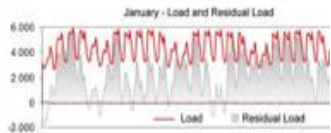


Les gisements d'EnR identifiés permettent de couvrir 25% de la demande électrique à l'horizon 2025 (dans un scénario intégrant MDE et VE)



## Les enjeux liés à la puissance – Equilibre offre demande\*

### Enjeux n° 2: suivi de charge résiduelle



La modélisation effectuée indique que le parc de moteurs diesel est en mesure de compenser les variations imposées par le portefeuille de renouvelables proposé au pas de temps horaire. Aucune capacité ENR n'est déconnectée (« curtailed ») durant l'année de modélisation. Néanmoins, ceci constitue une première itération et les enjeux de stabilité en fréquence et d'inertie du système devront être étudiés à un stade ultérieur. Des besoins spécifiques en stockage (réserve rapide, etc.) seront alors probablement identifiés.



### Enjeux n° 3: les réserves de puissance

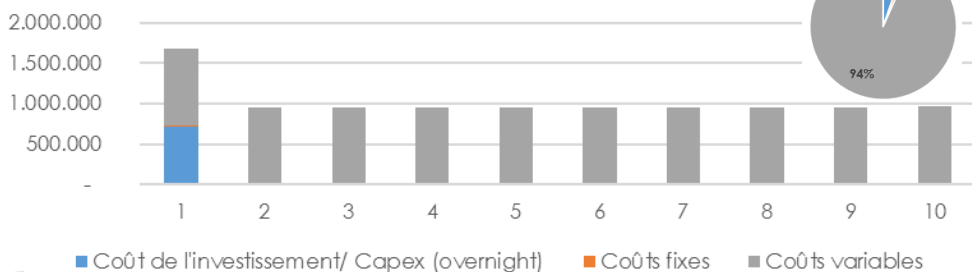


Le critère de réserve imposé en entrée (5%) est respecté à chaque heure de l'année sans avoir besoin de déconnecter des ENR.

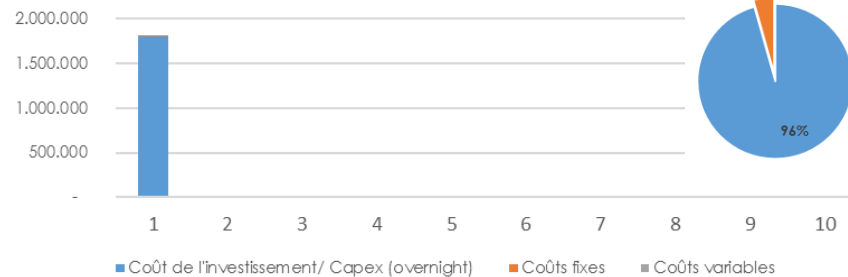


### Structure de coûts des différents moyens de production

**Moteur Diesel (1 MW)**

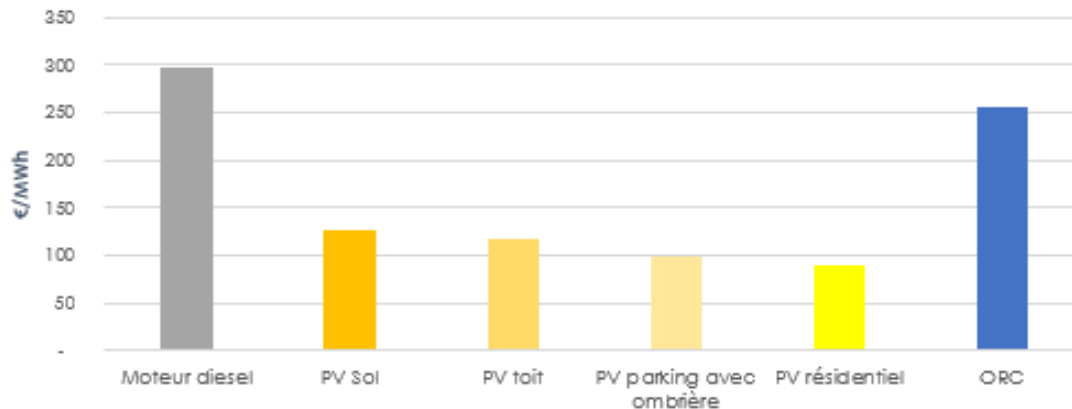


**Centrale PV au sol (1MW)**



### Coûts Marginaux de Long-Terme

**Coûts marginaux de long terme**

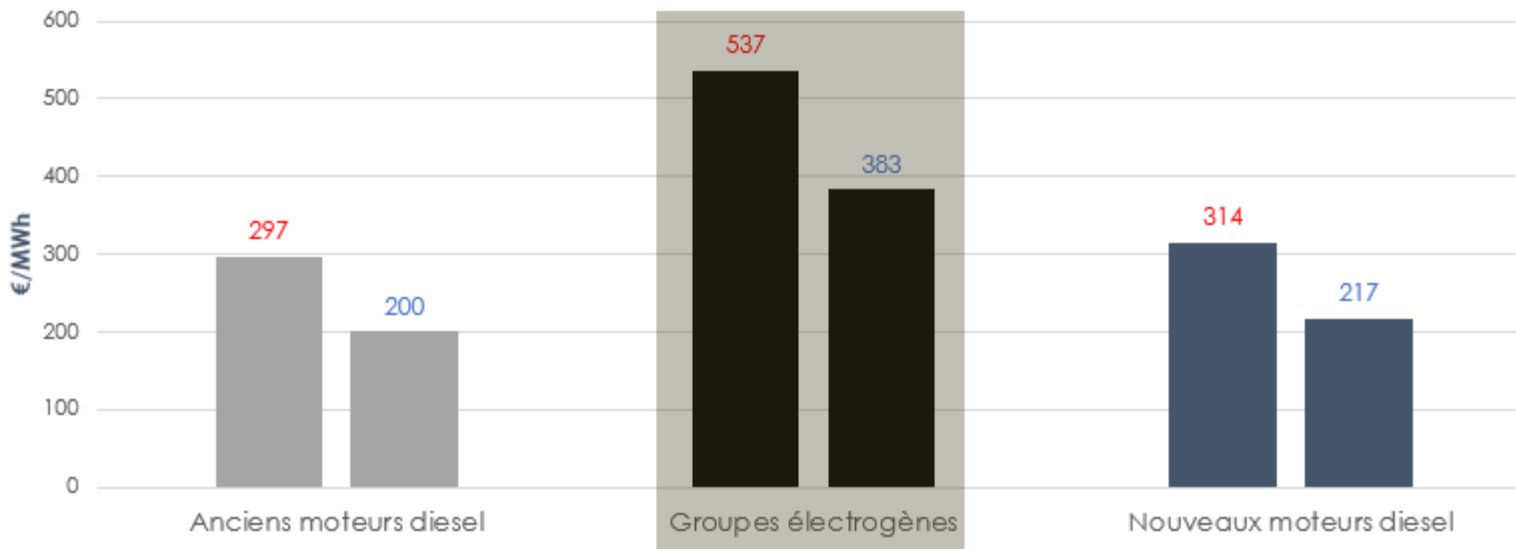


**Définition: Coût marginal de Long Terme (CMLT)**

Somme des coûts de production de l'énergie (investissement, coûts fixes, coûts variables)/ l'ensemble de la production sur la durée de vie du projet actualisés.



Coût marginal de long terme des moyens de production diesel



@prix du diesel élevé

@prix du diesel faible

Note sur les hypothèses:

La capacité installée des groupes électrogènes (1,3 MW) est basée sur des discussions avec experts.

Le coût du capital est fixé à 7%.

Le rendement des groupes électrogènes est fixé à 290 gr/kWh basé sur des discussions avec experts.

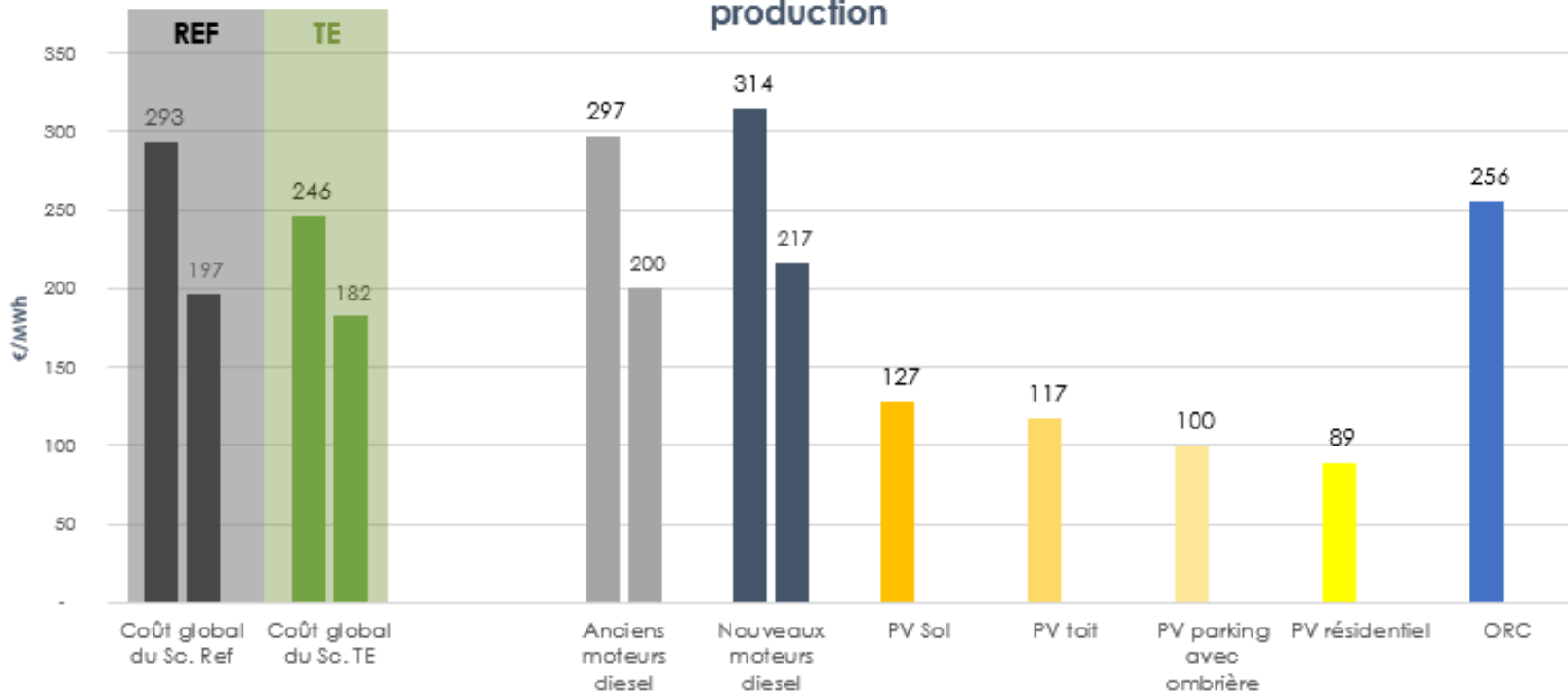
Diesel bas: 0,82 €/l (plus bas historique depuis 2007, prix entrée centrale, valeur estimée basée sur les entretiens)

Diesel haut: 1,27€/l (plus haut historique depuis 2007, prix entrée centrale, valeur estimée basée sur les entretiens)

Le coût de production du MWh des groupes électrogènes est plus élevé de **50 – 80%** par rapport aux anciens moteurs diesel: **l'électron produit par les groupes électrogènes est le plus cher de l'île !**

Cas	Référence	Référence																
	Diesel bas 1	Diesel haut 2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
CAPEX PV	Elevé					Bas					Elevé	Bas	Elevé	Moyen				
CAPEX diesel	Elevé				Bas	Elevé	Bas					Bas	Elevé					
Coût du capital	7%		5%	10%	7%					5%	10%	5%		7%	5%	10%		
Prix du diesel	Bas	Elevé					Bas	Elevé			Bas	Elevé	Bas	Elevé	Bas	Elevé		Bas
Prix du CO2 (EUR/t)	0								30	90	0							

## Coûts marginaux de long terme des deux scénarios et des technologies de production



Note: les valeurs hautes et basses pour chacun des scénarios de référence, de Transition Énergétique ainsi que pour les moteurs diesels individuels correspondent à des scénarios haut et bas du prix du diesel.

Diesel bas: 0,82 €/l (plus bas historique depuis 2007, prix entrée centrale, valeur estimée basée sur les entretiens)

Diesel haut: 1,27€/l (plus haut historique depuis 2007, prix entrée centrale, valeur estimée basée sur les entretiens)

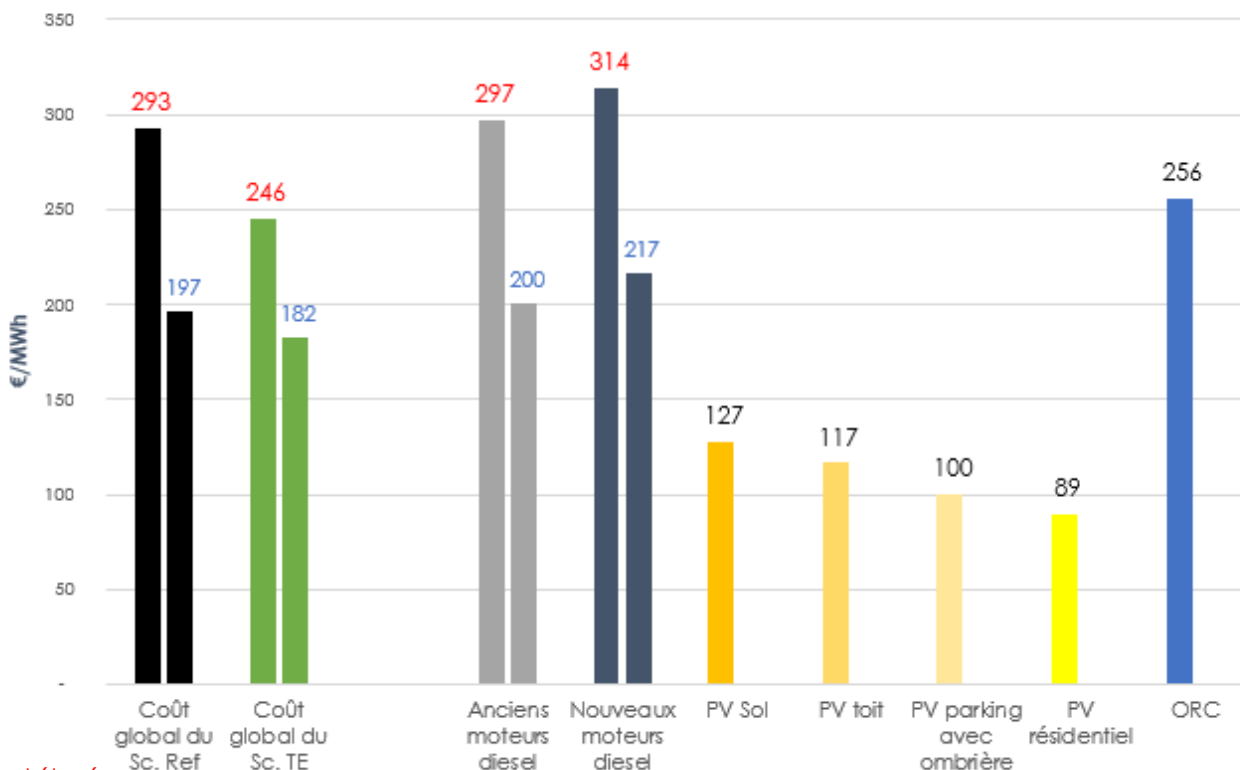
Le coût marginal de long terme du PV résidentiel intègre les économies d'énergie réalisées par la production thermique des panneaux Dual Sun.

Selon le jeu d'hypothèses d'entrée, le scénario de transition énergétique permet des économies de coûts de production moyenne de **13%** avec un minima à **2%** et un maxima de **21%** par MWh

## Coûts marginaux de long terme des deux scénarios et des technologies de production

### HYPOTHESES:

- Coût du capital: 7%
- Coût de l'investissement initial pour les ENR: Elevé
- Coût de l'investissement pour les moteurs diesel: Elevé



@prix du diesel élevé  
 @prix du diesel faible

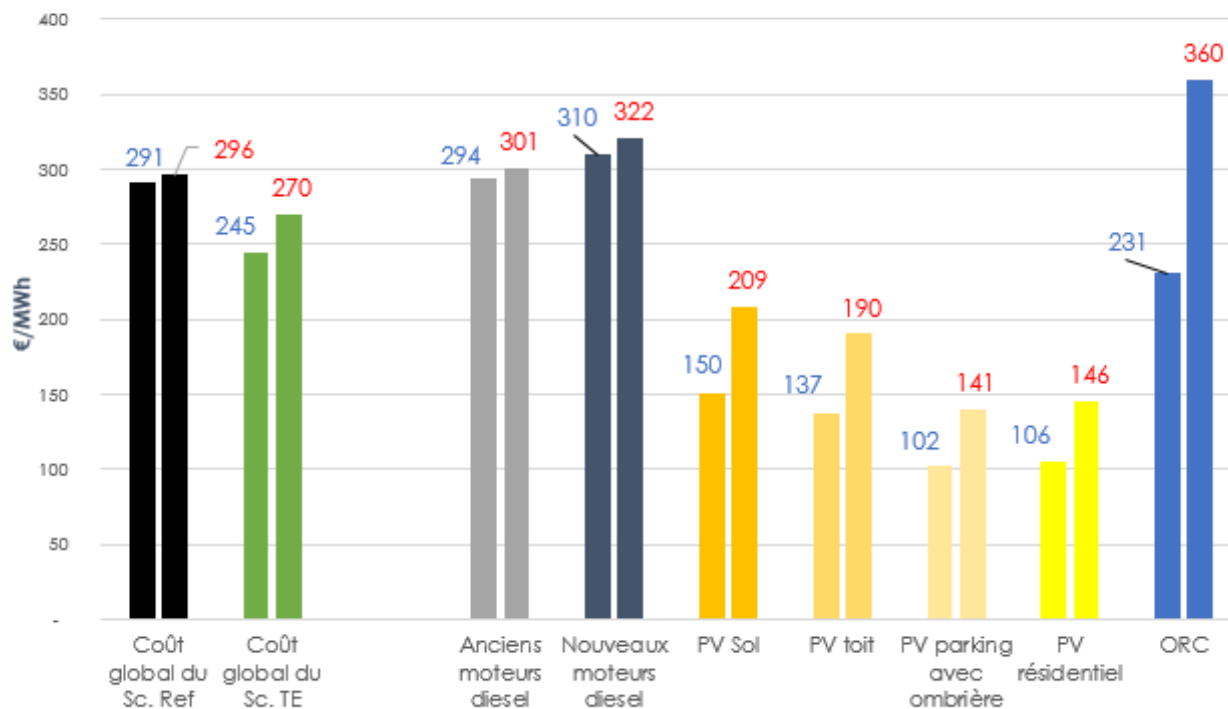
Quelque soit le prix du diesel et malgré un coût d'investissement élevé, **le scénario de Transition Energétique est plus économe que le scénario de référence:**

- Avec un prix du **diesel bas** (de 0,82 €/l) l'économie réalisée est de **5 €/MWh (2%)**
- Avec un prix du **diesel haut** (1,27 €/l), l'économie réalisée est **de 38 €/MWh (13%)**

## Analyse de sensibilité: l'impact du coût du capital

### HYPOTHESES:

- Prix du diesel: Elevé
- Coût de l'investissement initial pour les ENR: Elevé
- Coût de l'investissement pour les moteurs diesel: Elevé



@coût capital élevé

@coût capital faible

Quelque soit le coût du capital retenu, le coût du scénario de Transition Energétique est plus faible que celui du Scénario de Référence:

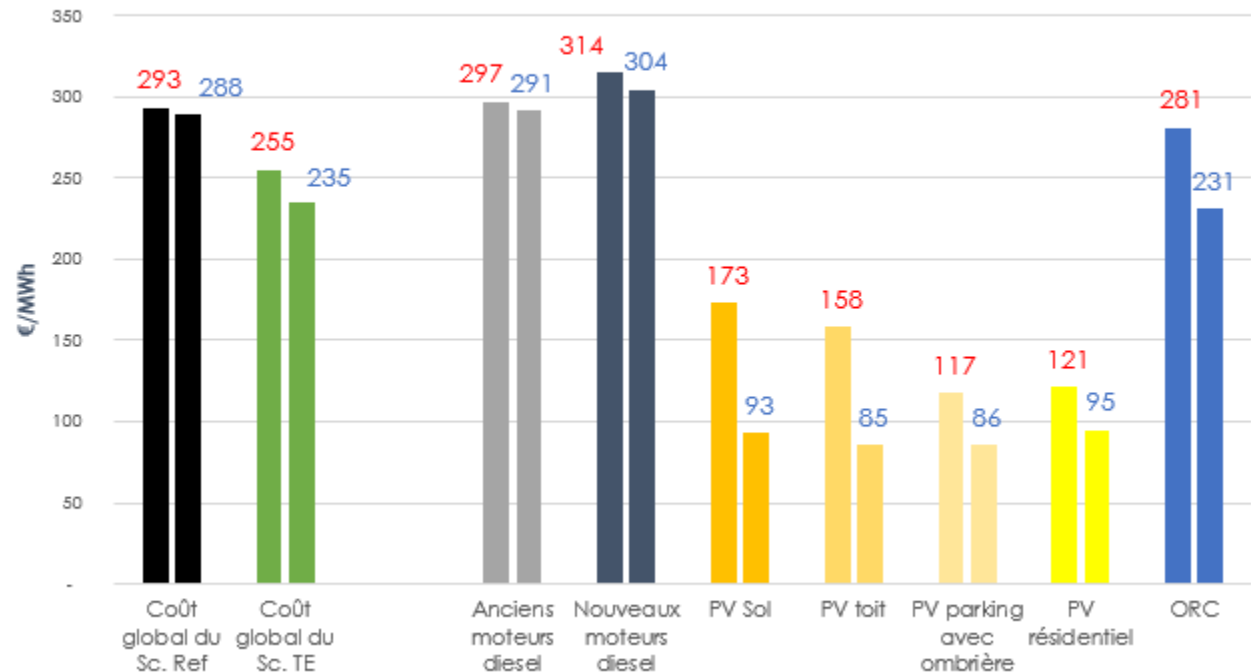
- Avec un coût du **capital bas** (de 5%) l'économie est de **46 €/MWh (16%)**
- Avec un prix du **capital élevé** (de 10%), l'économie est de **26 €/MWh (9%)**

**Cependant, le coût du capital joue un rôle non négligeable dans le prix du MWh des ENR car celles-ci sont fortement capitalistiques**

## Analyse de sensibilité: l'impact du coût de l'investissement

### HYPOTHESES:

- Prix du diesel: Elevé
- Coût du capital: 7%



@coût d'investissement élevé  
@coût d'investissement faible

Quelque soit les hypothèses de CAPEX, le coût marginal de long terme du Scenario de Transition Energétique est plus bas que celui du Scenario de Référence:

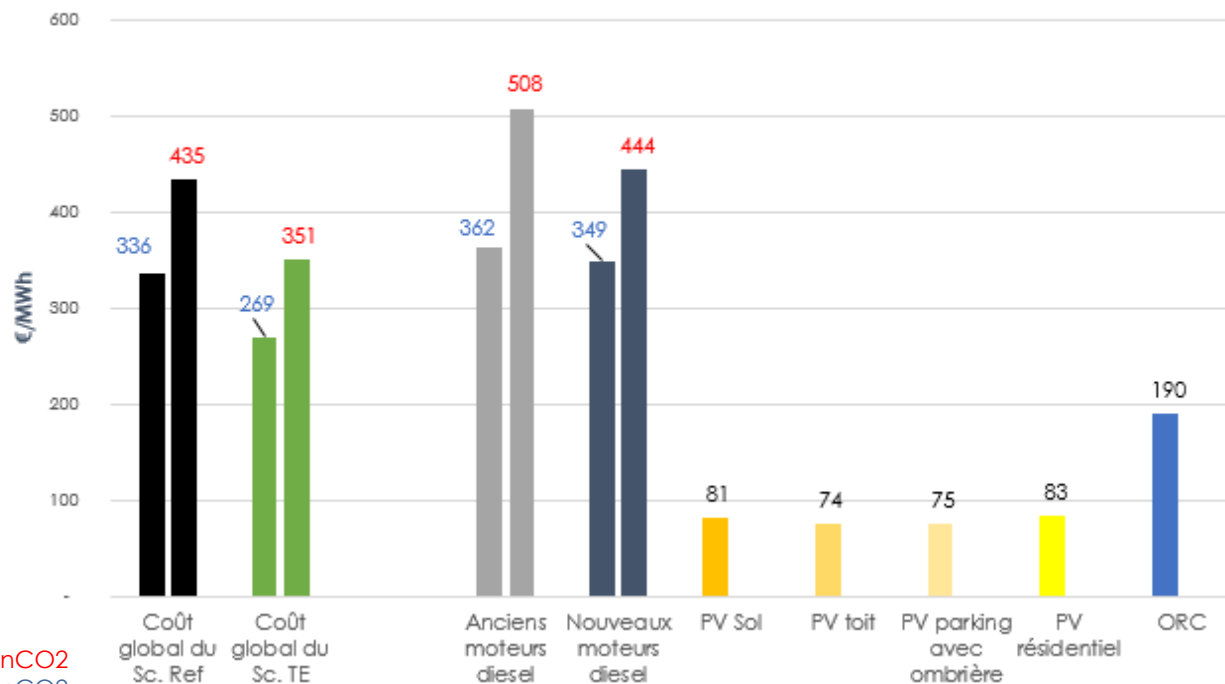
- Avec un coût **d'investissement faible** (voir tableau d'hypothèses) l'économie est de **54 €/MWh (19%)**
- Avec un coût **d'investissement élevé** (voir tableau d'hypothèses), l'économie est **de 38 €/MWh (13%)**

*Il convient de noter que ce cas correspondant à des coûts élevés est assez improbable pour les ENR car le coût des technologies ne cesse de baisser (et en général nettement plus rapidement qu'anticipé...).*

## Analyse de sensibilité: l'impact d'un prix du carbone

### HYPOTHESES:

- Coût du capital: 5%
- Prix du diesel: bas
- Coût de l'investissement initial pour les ENR: Bas
- Coût de l'investissement pour les moteurs diesel: Bas



@30€/tonCO2  
 @90€/tonCO2

Avec un prix de carbone, le coût marginal de long terme du Scénario de Transition Energétique reste plus bas que celui du Scénario de Référence:

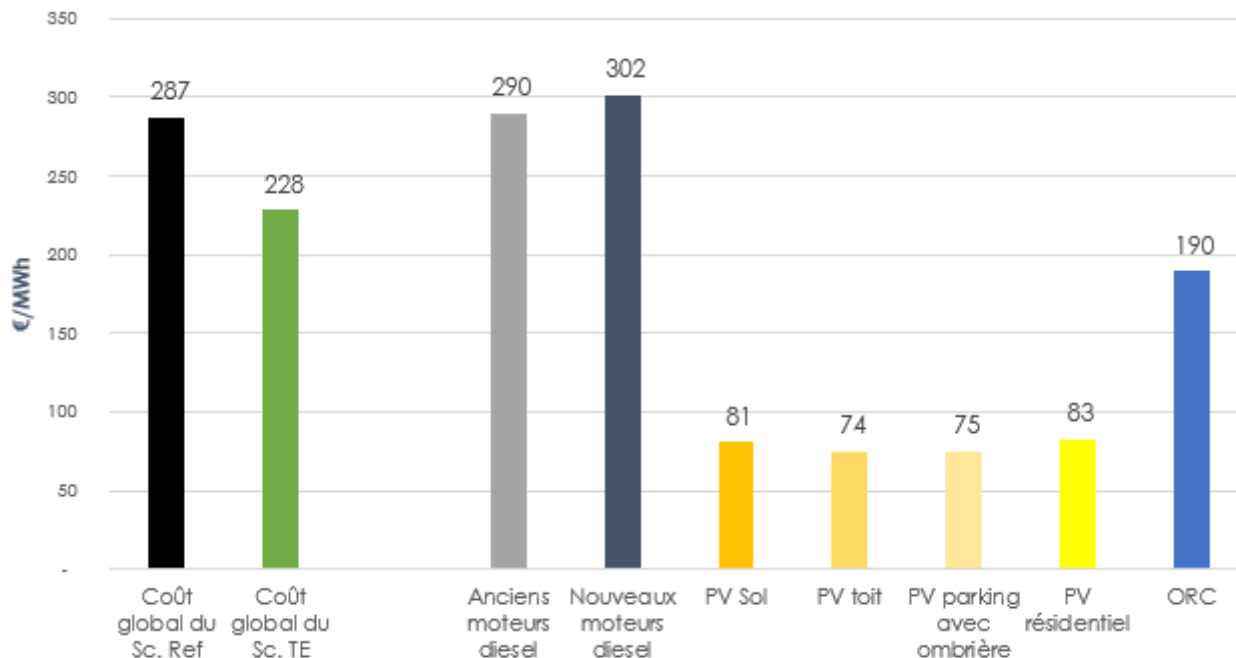
- Avec un coût **de la tonne carbone à 90 €**, l'économie est de **83 €/MWh (20%)**
- Avec un coût **de la tonne carbone à 30 €**, l'économie est de **67 €/MWh (20%)**

**L'introduction d'un prix de la taxe carbone augmenterait le prix de la production d'électricité quel que soit le scénario. Cependant, les ENR permettent d'amortir le choc.**

## Cas favorable au Scénario Transition Energétique

### HYPOTHESES:

- Coût du capital: 5%
- Prix du diesel: Elevé
- Coût de l'investissement initial pour les ENR: Bas
- Coût de l'investissement pour les moteurs diesel: Bas



Dans ce cas favorables au sc. TE, l'économie réalisée par rapport au sc. Ref est **59 €/MWh** ou **21%**.

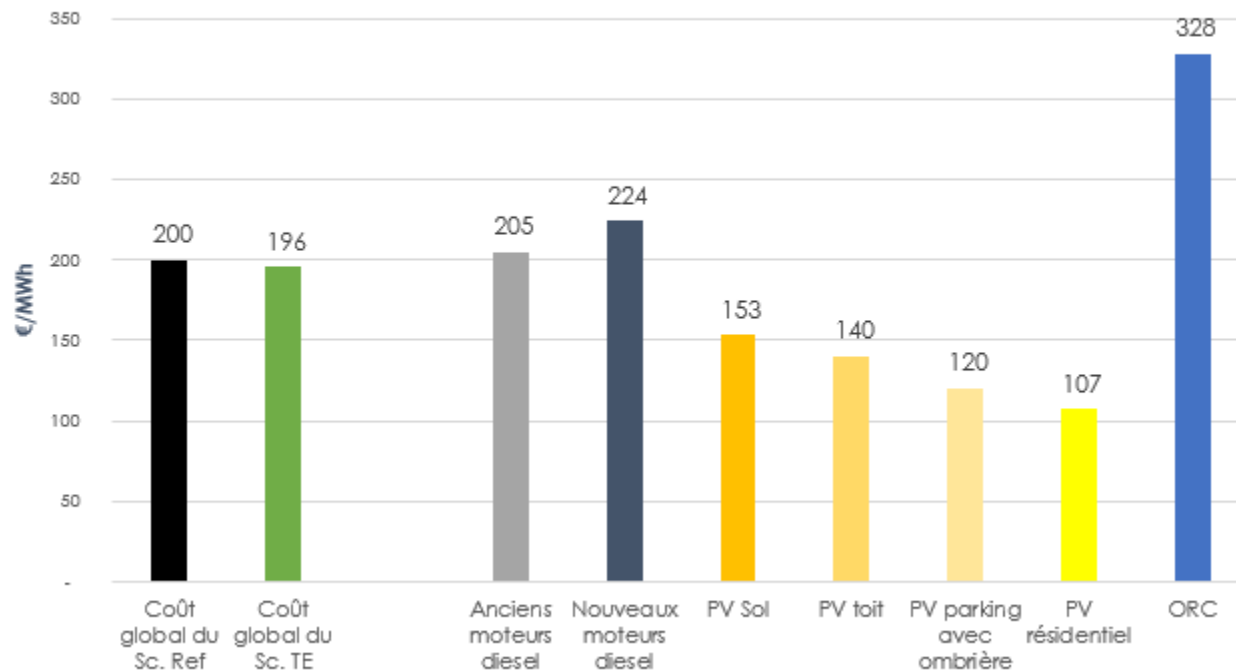
Ce scénario n'est pas un cas irréaliste. Considérer que les prix des ENR tendront vers leur minima actuel, que les prix de moteurs diesel déclineraient et que le prix du diesel tendra vers un prix de 1,2 €/l pourrait même être considéré comme conservateur.



## Cas défavorable au Scénario Transition Energétique

### HYPOTHESES:

- Coût du capital: 10%
- Prix du diesel: bas
- Coût de l'investissement initial pour les ENR: Elevé
- Coût de l'investissement pour les moteurs diesel: Bas



Dans ce cas d'étude, très défavorable aux ENR, **le Scénario de Transition Energétique demeure moins coûteux que le Scénario de Référence (4 €/MWh, soit 2%).**

Ce cas d'étude est peu probable. Il implique que le **coûts des technologies d'énergies renouvelables stagnent au niveau actuel** jusqu'à 2025 et que le **prix du diesel demeure très bas.**

Recommandations à  
l'attention de la  
Collectivité pour le  
portage politique  
***Synthèse des résultats***



Section 7

# Principal enseignement de l'étude : il faut créer la **Compagnie pour l'Autonomie Énergétique de Saint Barthélemy**

1

Un modèle économique innovant, rentable sous régime CSPE, sans subvention ni contrainte réglementaire, bâti sur une tarification intelligente de l'électricité



2

Une baisse globale de la facture électrique avec des ENR et une MDE potentiellement gratuites pour les consommateurs



6

Une **amélioration de la qualité de vie** pour la préservation des spécificités de Saint Barthélemy



**Compagnie pour l'Autonomie Énergétique de Saint Barthélemy (CAESB)**

*Opérateur de Smart Grid*

3



Une **autonomie énergétique** renforcée pour Saint Barthélemy

5

La Transition Énergétique est une **opportunité économique unique** pour Saint Barthélemy.



Une **diversification économique**, et un **rayonnement international** basé sur les nouvelles énergies et les NTI

4

Une possible **nouvelle source de revenus (commerciaux)** pour la **COM** et de nouvelles marges de manœuvre budgétaires



## Production électrique



**Centrale diesel de Gustavia**  
Puissance installée: 36MW

Indépendance  
énergétique

~0%

## Une stratégie d'approvisionnement électrique très risquée pour l'économie de SBH:

- Quid d'une rupture d'approvisionnement diesel ?
- Quid d'un incident à la centrale de Public (incendie, inondation, accident...)?
- Quid de l'impact d'une réduction/disparition de la CSPE à long-terme sur l'économie locale?

## Réseau électrique



Transport



Distribution

Contraintes en puissance, coupures fréquentes et instabilité en tension (affectant la durée de vie des équipements).

*Note: l'instabilité en tension semble néanmoins s'être quelque peu atténué ces dernières années*

## Consommation



Résidentiel

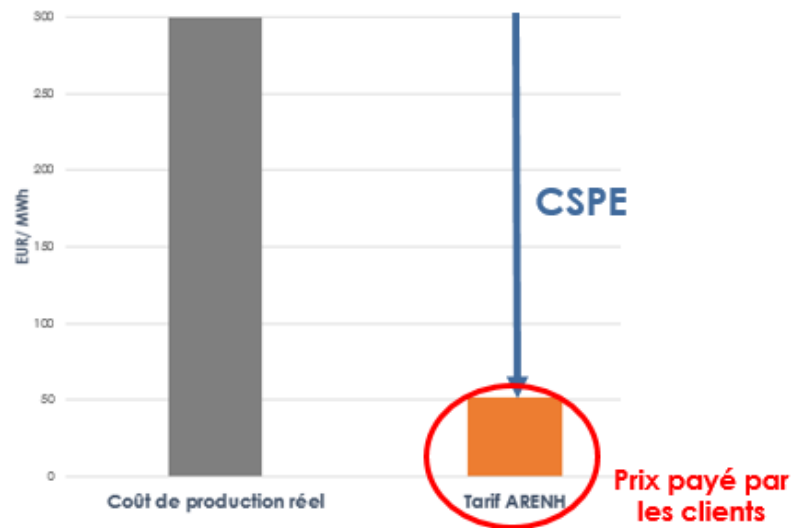


Tertiaire  
(dont villas)



Industrie

Illustration du mécanisme de compensation de la CSPE à Saint Barthélemy



Graphique illustratif se plaçant de manière arbitraire à 300€/kWh de coût de production électrique. Cette illustration n'inclut pas les coûts d'acheminement (TURPE), ni les coûts commerciaux d'EDF SEI, ni les taxes qui ne donnent pas lieu au mécanisme de compensation de la CSPE

# La Transition Energétique à Saint Barthélemy est parfaitement faisable techniquement

## Scenario de Transition Energétique à SBH - 2025

25% ENR



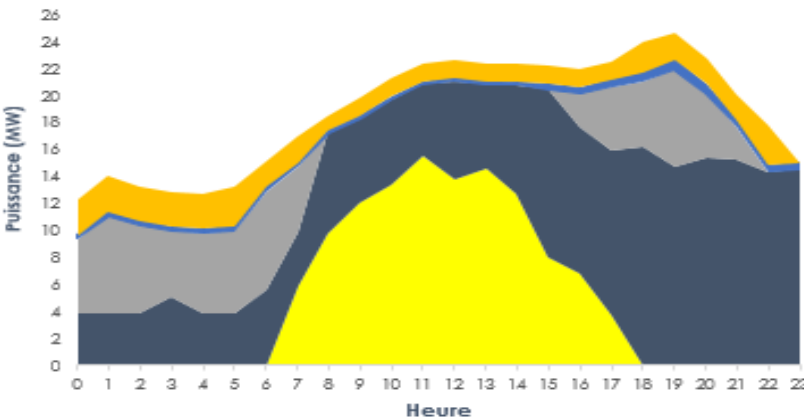
10% MDE



2 500 VE (+ infra)



Production d'électricité par type de technologie le 15 Janvier 2025

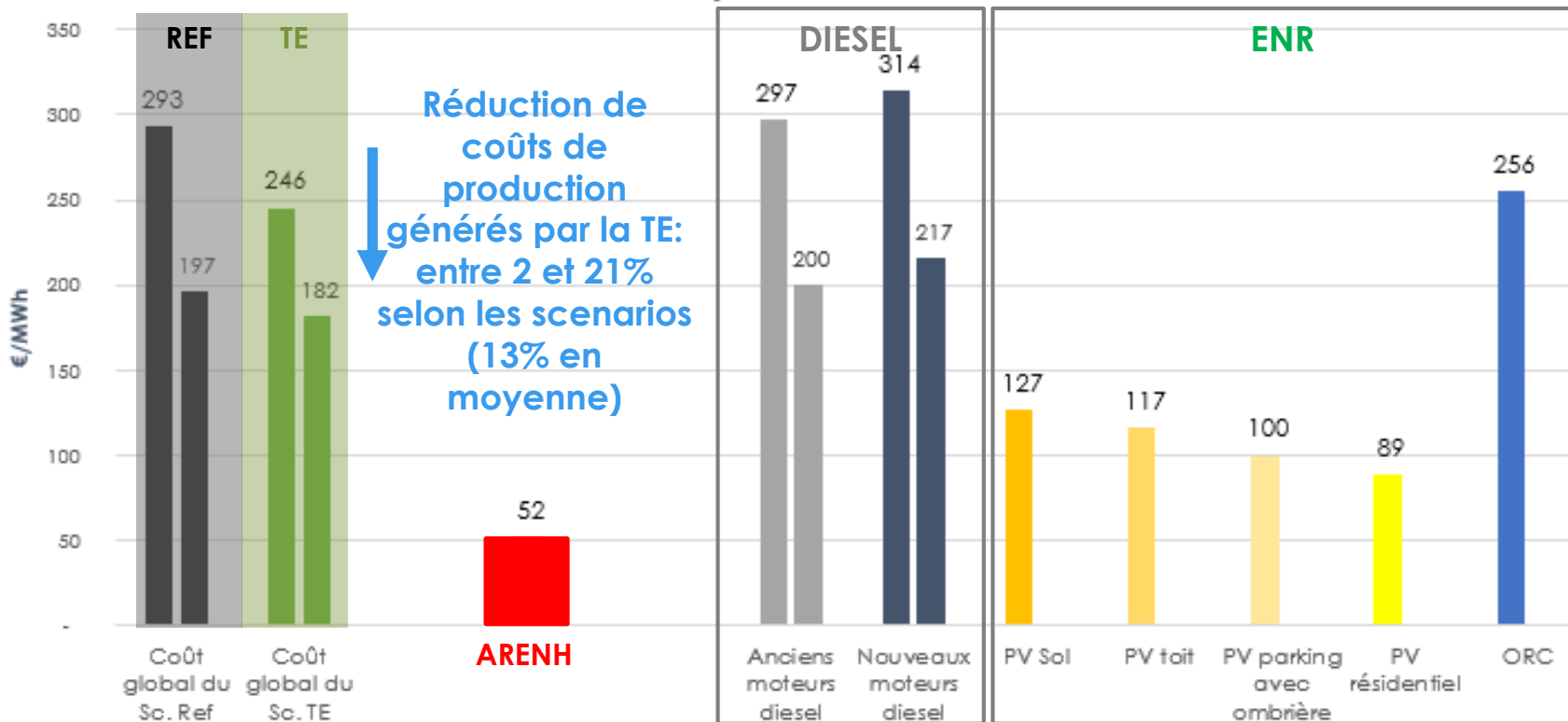


■ Sum of Total MDE (MW)  
■ Sum of Production ORC (MW)  
■ Sum of Production diesel - Nouveaux moteurs (MW)  
■ Sum of Production diesel - Anciens moteurs (MW)  
■ Sum of Production totale PV (MW)

- Un **équilibre offre-demande** maintenu à chaque heure de l'année ;
- **Critères techniques et de sécurité respectés ;**
- **Pas de remise en question** du calendrier d'investissements d'EDF SEI dans les nouveaux moteurs, qui **contribuent à la sécurisation du système** pour pallier à la variabilité des ENR.

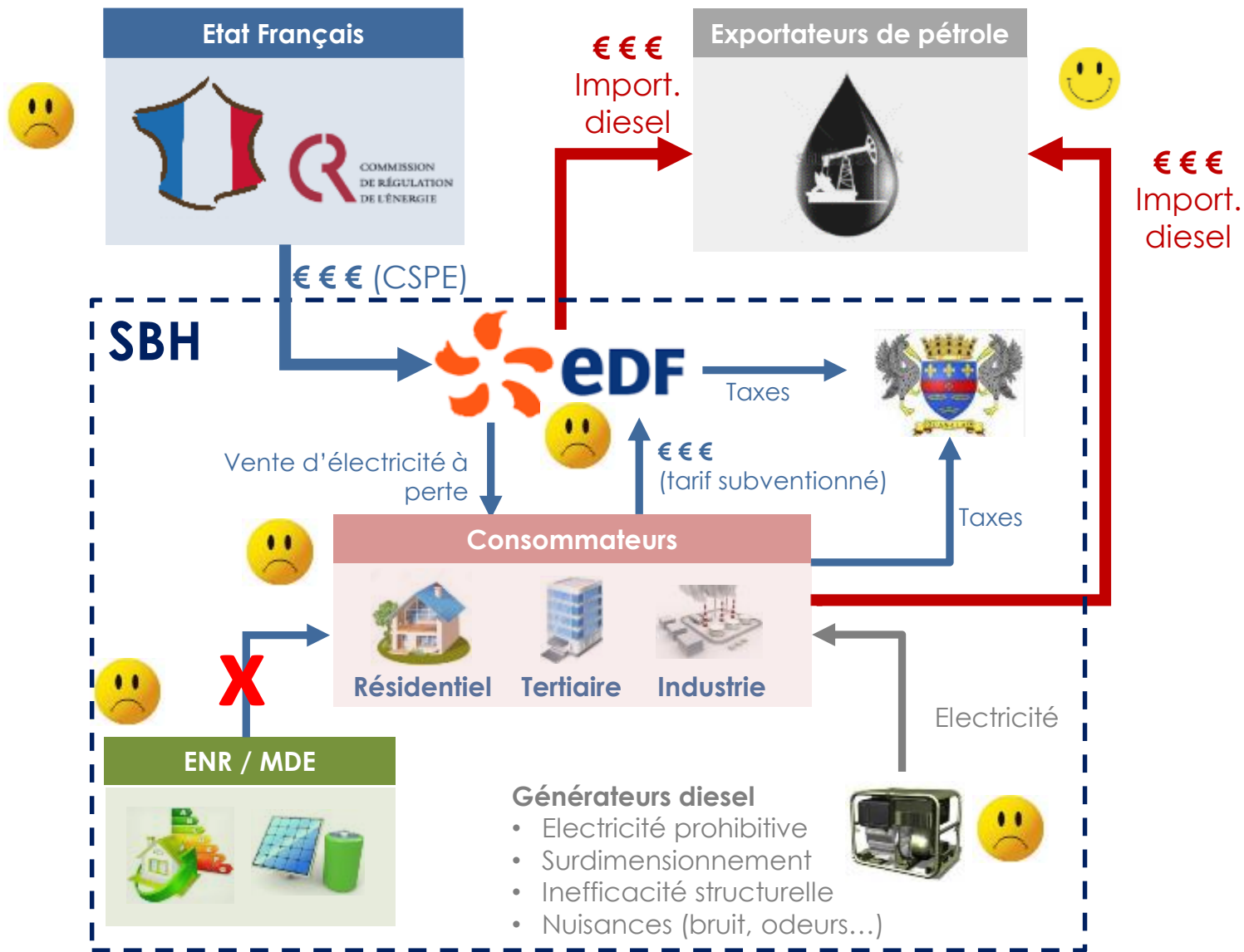
Note importante: des analyses complémentaires, notamment dynamiques seront nécessaires dans une second itération pour confirmer la stabilité du système (inertie) et évaluer notamment le besoin éventuel de stockage d'énergie par exemple sous forme de batteries (réserve rapide...), au-delà du seuil des 30%. L'autoconsommation semble, à ce titre, une voie assez prometteuse.

**Coûts marginaux de long terme des deux scénarios et des technologies de production**

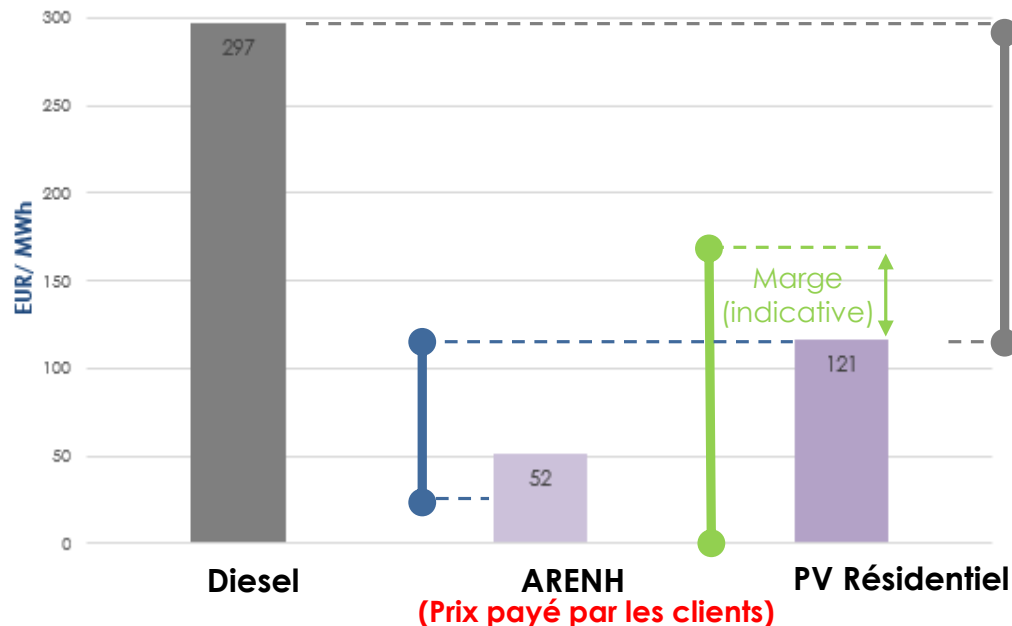


1. Le système de tarification en vigueur sous le régime de péréquation tarifaire crée une défaillance de marché qui **empêche l'optimisation économique du système électrique de Saint Barthélemy**.
2. Le **potentiel d'optimisation économique du système est considérable** mais reste totalement **inexploité** à ce jour.

# Une situation loin d'être optimale pour l'économie de Saint Barthélemy et le contribuable français



Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé (sans batterie)



Rémunérations possibles des porteurs de projets ENR/MDE par EDF SEI  
Exemples pour le PV autoconsommé

- 1 Option 1:**  
Prime à l'autoconsommation  
*Versement d'une prime permettant de faire passer le prix perçu des ENR autoconsommées sous le prix de l'électricité du réseau*
- 2 Option 2:**  
Tarif de rachat de flexibilité  
*Versement d'un tarif de rachat de l'électricité autoconsommée similaire au tarif de rachat usuels des ENR injectées sur le réseau.*
- 3 Option 3:**  
Reversement de CSPE évitée  
*Mécanisme déjà prévu par la CRE pour les actions de MDE dans les ZNI. Le porteur de projet touche tout ou partie de la CSPE économisée grâce à son action.*

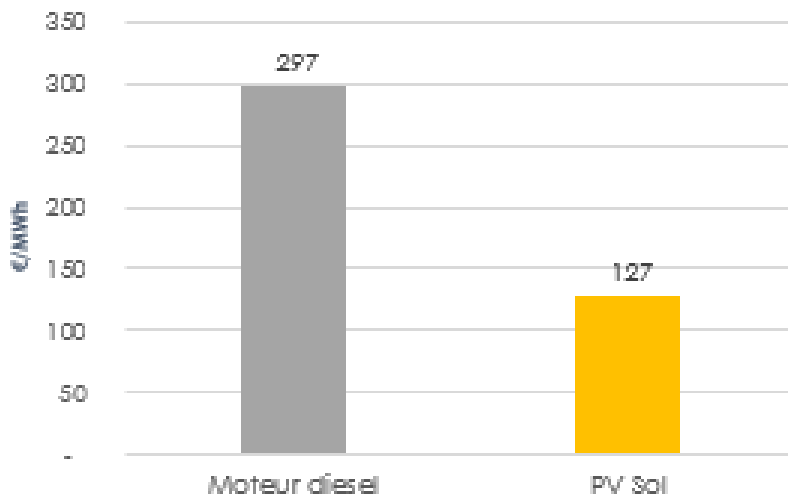
- La mise en place de mécanismes innovants de tarification permettrait de corriger la défaillance de marché induite par la péréquation tarifaire, de réduire les flux de CSPE et de **reverser une partie des gains générés par la Transition Energétiques aux acteurs économiques de Saint Barthélemy**, créant de fait un **contexte attractif pour les investissements**.
- Bien d'autres options de structuration sont possibles pour ces tarifs et doivent donner lieu à une évaluation approfondies par la COM en interaction avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et EDF SEI



Néanmoins, bien que les ENR peuvent offrir un retour sur investissement substantiel à Saint Barthélemy, **elles restent très capitalistiques**

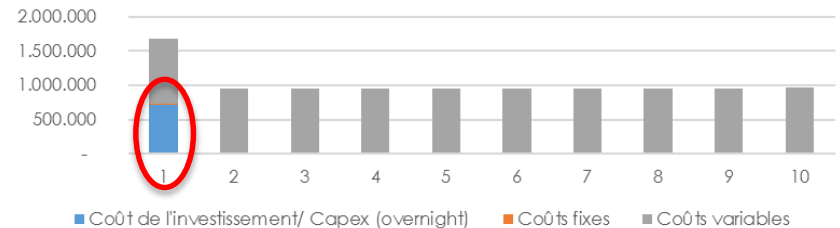
**Le coût complet des ENR sur leur durée de vie est beaucoup plus faible que celui du diesel...**

**Exemple illustratifs de coûts marginaux de Long-terme (calculs HINICIO)**

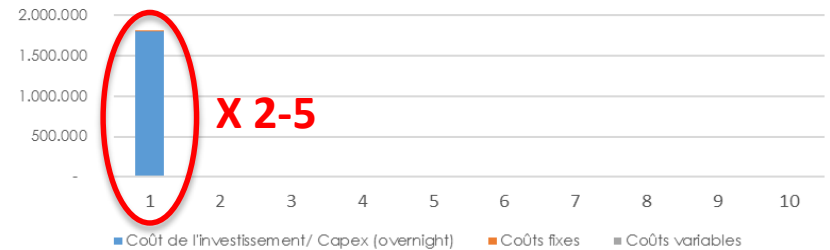


**... mais elles sont nettement plus capitalistiques**

**Moteur Diesel (1 MW)**



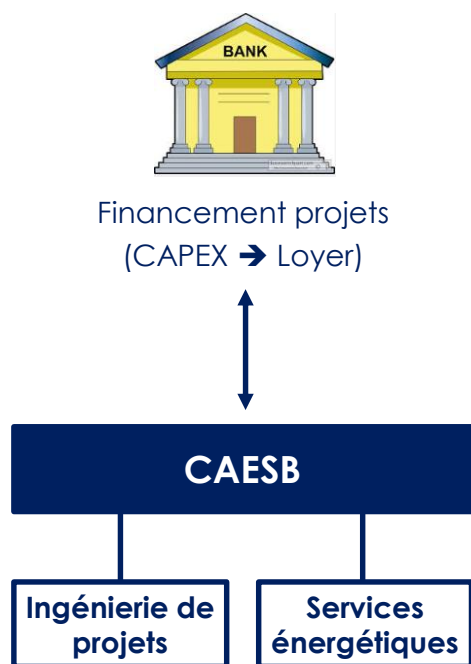
**Centrale PV au sol (1MW)**



Une tarification adaptée est une condition nécessaire mais non suffisante à la Transition Energétique à Saint Barthélemy car **les besoins capitalistiques des ENR et de la MDE demeureront dissuasifs pour la majorité** malgré la rentabilité des investissements dans le temps.

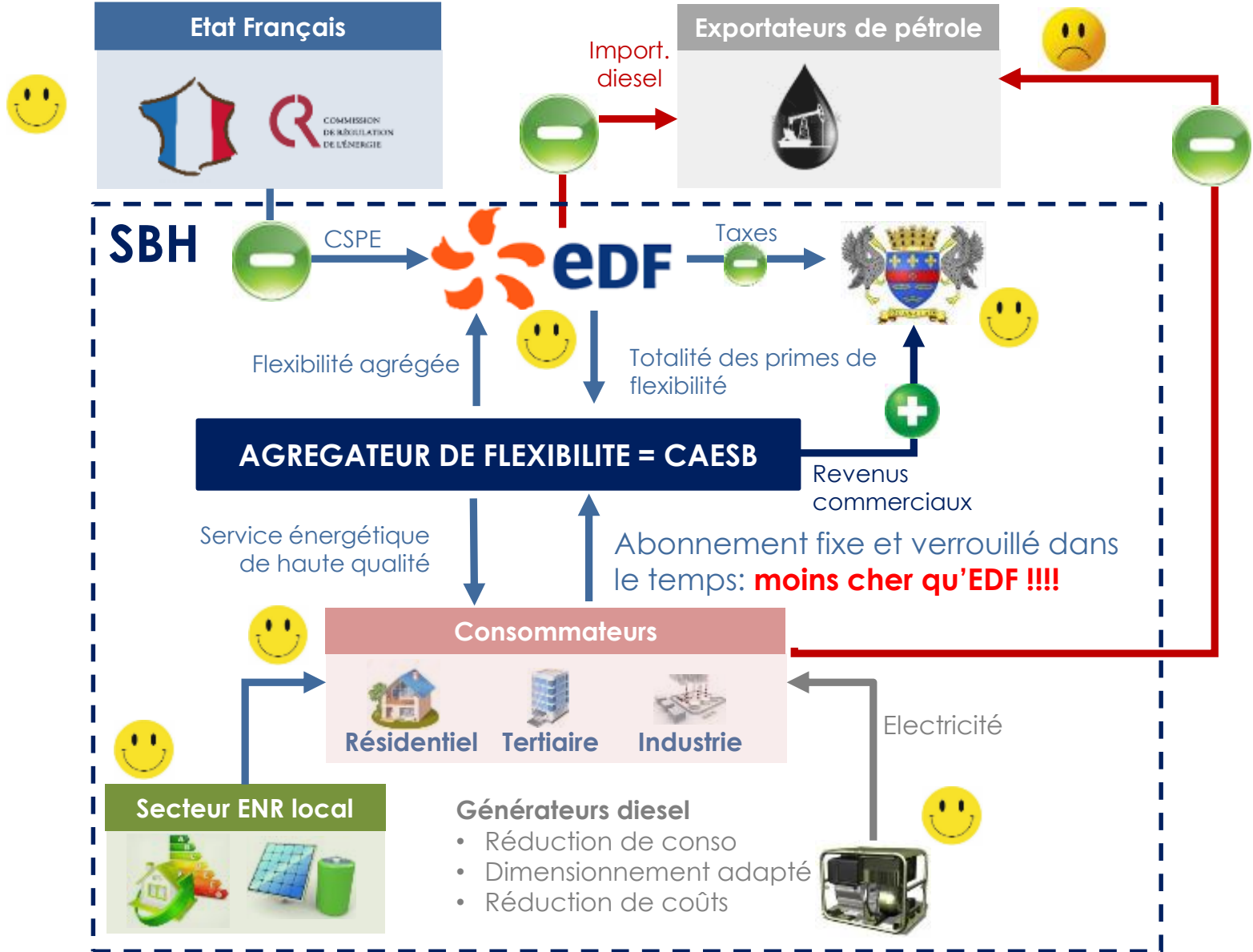
La création d'un agrégateur de flexibilité adossé au secteur bancaire permettrait de surmonter cette barrière à l'investissement et maximiser les gains économiques locaux

La **Compagnie pour l'Autonomie Energétique de Saint Barthélemy (CAESB)**, l'outil de portage de la COM pour maximiser les retombées économiques locales de la Transition Energétique:



## La CAESB

- **Agrégateur de flexibilité** (opérateur de *smart grid*) : ENR, stockage et MDE, en lien avec EDF SEI ;
- **Modèle économique intrinsèquement viable** : capte les bénéfices de la Transition Energétique ;
- **Présence forte possible de la COM à l'actionariat** - structure juridique à définir (SEM, SPL...).
- **Facilitateur de financement** de la Transition Energétique, en lien avec le secteur bancaire pour « transformer les CAPEX en loyers » (tiers financeur ou tiers de confiance);
- Outil puissant d'**autonomie énergétique** ;
- Vecteur de **développement économique** pour Saint Barthélemy ;
- Pour la COM, la possibilité de transformation partielle d'un revenu fiscal (taxes diesel) en **revenu commercial** (dividendes CAESB).



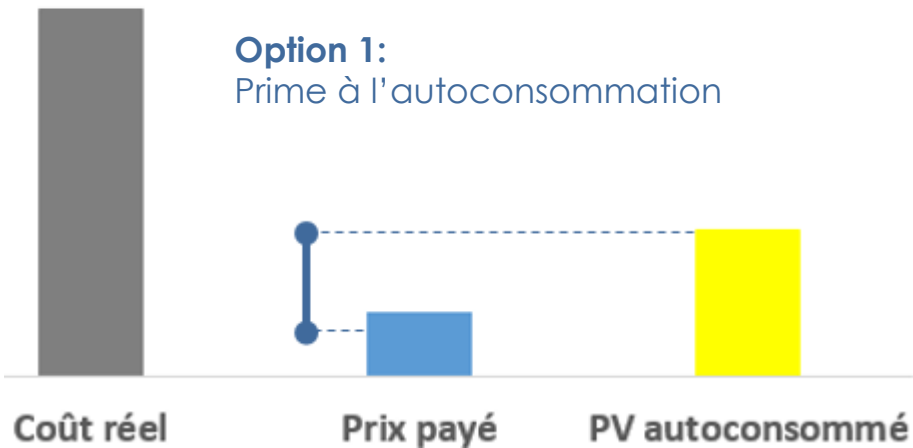
# Des ENR et de la MDE potentiellement gratuites pour le consommateur final

Le modèle économique de la CAESB **dépendra du système tarifaire mis en place** – Exemples:

## Exemple 1: « Opérateur mobile »

Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé

**Option 1:**  
Prime à l'autoconsommation



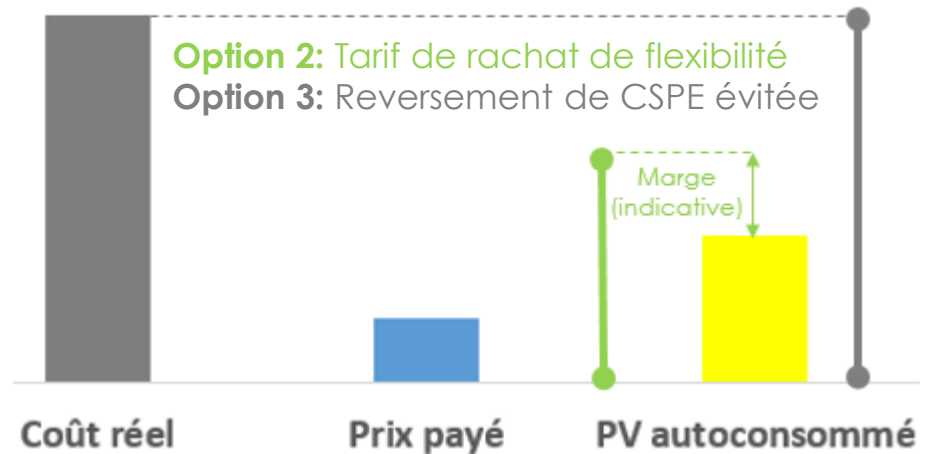
Proposition de valeur:

- Service énergétique de **meilleure qualité**
- **ENR et MDE moins chères** que l'abonnement EDF

## Exemple 2: « Utility 2.0 »

Exemple illustratif: cas du PV autoconsommé

**Option 2:** Tarif de rachat de flexibilité  
**Option 3:** Reversement de CSPE évitée



Proposition de valeur:

- Service énergétique de **meilleure qualité**
- **ENR et MDE potentiellement\* gratuites** pour l'autoconsommateur.

Note : ces propositions de valeur ne valent que pour la partie d'électricité générée par les ENR. Pour le différentiel, le consommateur continue d'avoir un contrat avec EDF SEI.

\* Voir diapositive suivante

- Les tarifications innovantes proposées ici concerne uniquement la partie « production » de la facture de l'utilisateur.
- En cas de transition globale vers un *smart grid* composé de *micro-grids* à l'échelle du quartier, les coûts de réseaux pourront possiblement être réduits également.
- La mécanique tarifaire permettant de matérialiser économiquement ces baisses de coûts pour les différents acteurs du système reste à construire mais si cette baisse de coût est avérée, alors la « solution de l'équation » tarifaire existera également pour la partie réseau (au moins théoriquement, son implémentation légale étant toujours soumise à l'accord des autorités compétentes).
- Néanmoins, dès à présent, les charges de réseau (et autres charges hors production) peuvent être vues comme un « curseur » sur lequel jouer pour contrôler le rythme de la transition:
  - En effet, elles pourraient délibérément être réduites à zéro pour les auto-consommateurs, afin de rendre les ENR autoconsommées totalement gratuites (dans le business model « utility 2.0 ») , ce qui les rendraient encore plus attractives et accélérerait la transition, mais nécessiterait un « rebasculé » de ces charges vers les électrons du réseau.
  - Elles pourraient aussi être maintenues à leur niveau actuel pour les auto-consommateurs qui resteraient connectés au réseau (celui-ci assurant toujours, à court-terme, le rôle d'assurance, tant que le smart grid n'est pas arrivé à maturité). Dans ce dernier cas, les ENR seraient moins chères que l'électricité du réseau mais l'utilisateur continuerait à payer les charges de réseau et les autres charges hors production pour ses électrons « verts ».
  - Toutes les combinaisons intermédiaires sont évidemment possibles.

Compte de résultats simplifié de la CAESB (approche simplifiée basée sur différentes hypothèses de prix du diesel, coûts des technologies et coût du capital)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Scénario médian</b>	Chiffre d'affaire	478.425 €	1.327.261 €	1.923.499 €	2.668.131 €	3.437.718 €	4.207.304 €	4.976.890 €	5.746.476 €
	Coûts annuels	348.761 €	1.308.143 €	1.684.421 €	2.121.175 €	2.543.490 €	2.938.176 €	3.307.043 €	3.651.777 €
	<b>Marge brute</b>	<b>129.663 €</b>	<b>19.118 €</b>	<b>239.078 €</b>	<b>546.957 €</b>	<b>894.228 €</b>	<b>1.269.127 €</b>	<b>1.669.848 €</b>	<b>2.094.699 €</b>
<b>Scénario favorable</b>	Chiffre d'affaire	764.323 €	2.120.410 €	3.072.949 €	4.262.560 €	5.492.038 €	6.721.515 €	7.950.993 €	9.180.470 €
	Coûts annuels	262.917 €	1.076.506 €	1.382.242 €	1.750.874 €	2.112.767 €	2.457.427 €	2.785.675 €	3.098.291 €
	<b>Marge brute</b>	<b>501.406 €</b>	<b>1.043.904 €</b>	<b>1.690.707 €</b>	<b>2.511.686 €</b>	<b>3.379.271 €</b>	<b>4.264.088 €</b>	<b>5.165.318 €</b>	<b>6.082.179 €</b>

**Pertes fiscales annuelles estimées: entre 950k€ et 1,7M€ selon les prix du diesel**

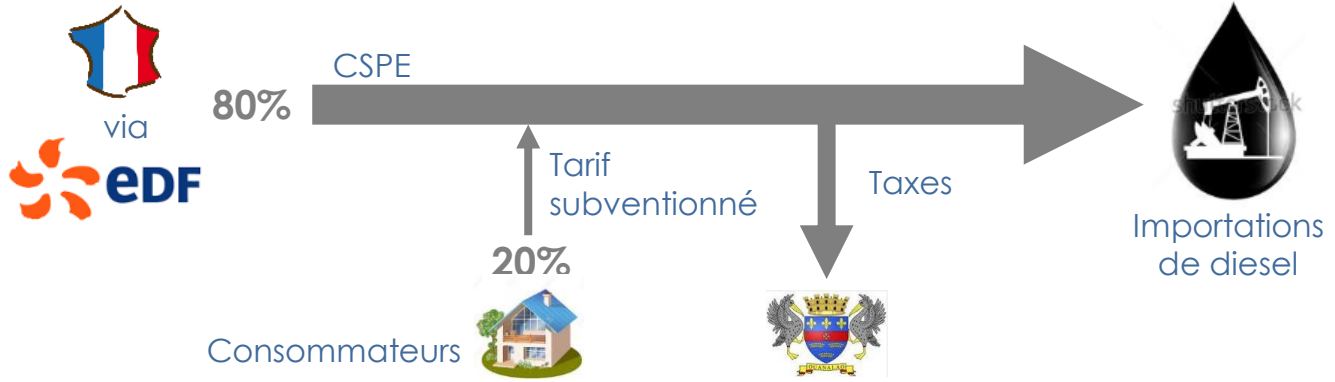


Grâce à la CAESB, Saint Barthélemy peut devenir l'un des seuls territoires au monde, importateur net de pétrole, **dont les revenus augmentent avec la hausse des prix du pétrole!**

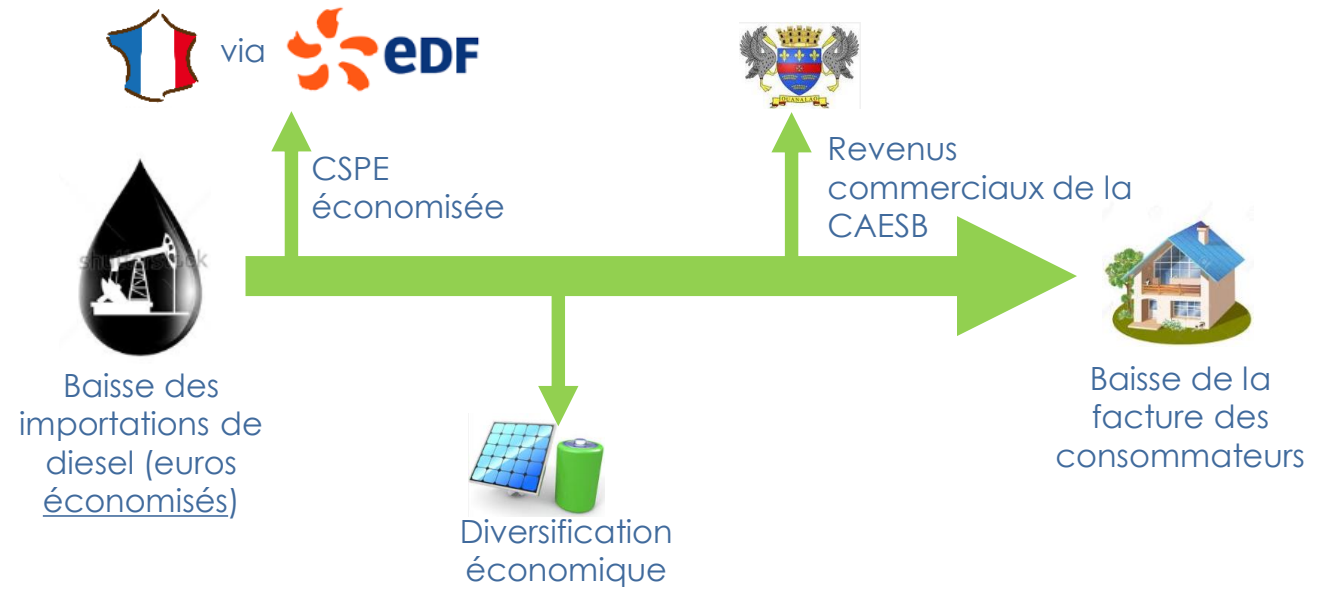
# Une Transition Énergétique pour les Saint Barths par les Saint Barths

Le problème est la solution: la Transition Énergétique sera **autofinancée** par la **baisse des importations de diesel** et ses **bénéfices économiques** seront **partagés** par tous les acteurs **locaux**.

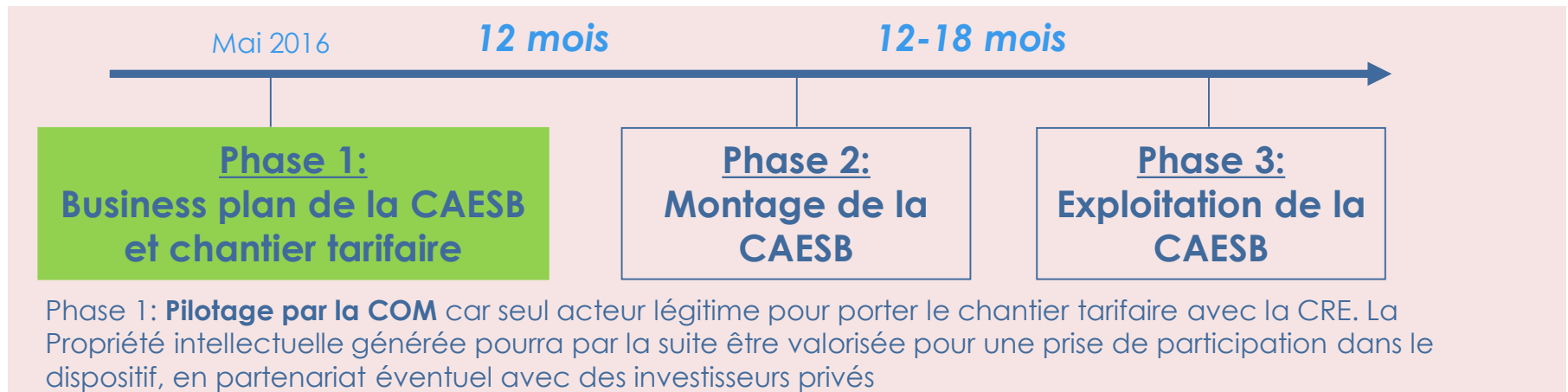
**Aujourd'hui**



**Demain**

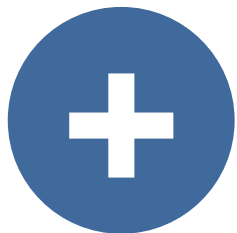


- 1 Recommandation 1 : **Business plan et montage de la CAESB**
- 2 Recommandation 2 : **Lancement du chantier tarifaire**, en concertation avec EDF SEI et la CRE, pour la **mise en place d'une tarification adaptée**



Leviers (optionnels) pour optimiser le modèle économique de la CAESB:

- **Réglementation:** Réglementation Thermique...
- **Fiscalité:** droit de quai...
- **Moyens humains** pour le contrôle et application des textes...
- **Formations** des différents corps de métier
- **Projets emblématiques** menés par la COM
- **Communication** et sensibilisation de la population





# La mise en place d'un cadre réglementaire adapté permettra d'**accélérer le développement de la CAESB** et de **viabiliser son business model**

De manière **optionnelle mais complémentaire**, la mise en place d'un cadre réglementaire adapté permettrait **d'augmenter les gains économiques pour l'ensemble du système** : baisse de la CSPE, baisse de la facture des consommateurs, augmentation des revenus de la CAESB, développement économique local...

Types de levier	Mesures proposées
Politique fiscale	<b>Utiliser pleinement les droits de quai comme levier</b> pour orienter les achats en faveur des technologies de la Transition Energétique
Réglementation	<b>Limitier la puissance des groupes diesel commercialisés</b> par la délivrance d'un certificat (obligatoire) par la CAESB ou une autre entité compétente , correspondant à un dimensionnement optimisé pour les besoins du bâtiment considérés (sauf services critiques: école, EHPAD...)
Réglementation	<b>Mise en place d'une Réglementation Thermique</b> inspirée de la RT Guadeloupe sur le modèle des normes anticycloniques et d'assainissement déjà en vigueur. Celle-ci concernera à la fois les nouveaux bâtiments et les rénovations et s'appliquera en priorité sur les grandes surfaces. <b>Note: l'effort financier sera indolore grâce au modèle économique proposé</b>
Réglementation	<b>Imposer une part d'énergie autoproduite</b> pour les nouveaux bâtiments. <b>Note: l'effort financier sera indolore grâce au modèle économique proposé</b>
Réglementation	<b>Revisiter les codes de l'urbanisme, de l'environnement</b> pour offrir un cadre adapté à la Transition Energétique
Moyens humains	<b>Renforcer les moyens de contrôle pour la mise en application</b> des dispositions réglementaires susmentionnés par la mise en place de moyens humains adaptés
Formations	Organiser la montée en compétence des acteurs du territoire publics et privés par l'organisation de <b>sessions de formation thématiques par corps de métiers et transversales.</b>
Projets	<b>Lancer les premières opérations exemplaires avec le secteur privé avant même le montage de la CAESB sur base de projets rentables économiquement</b> et communiquer pleinement autour de ces initiatives afin de contribuer à la sensibilisation des parties-prenantes.

- L'ensemble de ces mesures sont envisagées ici dans un contexte de mise en place de la CAESB.
- Néanmoins, elles restent tout-à-fait pertinentes pour enclencher la Transition Energétique si d'aventure la COM décidait de s'orienter vers un autre mode de portage.

## Utiliser pleinement les droits de quai comme levier pour orienter les achats en faveur des technologies de la Transition Energétique

### Justification

- **La baisse des droits de quai sur les technologies de la Transition Energétique et l'augmentation simultanée sur les technologies conventionnelles** est un levier puissant pour orienter les achats des consommateurs **à recettes fiscales constantes** ;
- **Cette mesure peut également être utilisée pour maintenir les recettes fiscales liées aux importations de diesel constantes** dans un contexte de baisse des importations, en augmentant progressivement les droits de quai à mesure que les volumes baissent. **Ceci aurait un impact démultiplié sur la compétitivité du modèle économique de la CAESB** ;
- Une baisse des droits de quai est déjà mise en place temporairement pour les véhicules électriques. Ce type de mesures a d'ailleurs déjà fait ses preuves, par exemple pour les éclairages LED.

### Objectifs

- **Viabiliser le modèle économique de la CAESB** et accélérer son développement ;
- **Diminuer les surcoûts à l'investissement des technologies de la Transition Energétique** (panneaux solaires, batteries, MDE, etc.) pour les rendre encore plus compétitives face aux technologies conventionnelles ;
- Ecarter les technologies non souhaitables pour le territoire.

### Modalités de mise en œuvre

- Sélection des technologies souhaitées Vs non souhaitées en lien avec la feuille de route technologique de la CAESB et en concertation avec EDF SEI ;
- Etablissement d'un barème pour les baisses et les hausses des droits de quai indexé sur les performances des équipements en question ;
- Au besoin, possibilité de compensation des pertes liées à cette suppression par une sur-taxation d'équipements médiocres ou moins prioritaires : groupes électrogènes, chauffe-eaux électriques, climatiseurs de classe énergétique au-delà de C...
- Evaluation de l'impact de la mesure, avant une éventuelle décision de reconduction

## Limiter la puissance des groupes diesel importés et vendus par la délivrance d'un certificat (obligatoire) par la CAESB ou une autre entité compétente, correspondant à un dimensionnement optimisé pour les besoins du bâtiment considéré

### Justification

- Les groupes diesel sont généralement surdimensionnés, notamment ceux des villas, qui fonctionnent en base plus qu'en secours électrique ;
- Les groupes diesel engendrent des nuisances sonores et olfactives pour le voisinage ;
- La CAESB, grâce à ses services d'ingénierie de projets, sera à même de proposer pour chaque bâtiment client un dimensionnement optimal de son bouquet énergétique (MDE, ENR, batterie, abonnement EDF et groupe diesel si besoin) ;
- La présentation obligatoire d'un « certificat de bon dimensionnement » délivrée par la CAESB pour l'achat des groupes permettrait de s'assurer que les nouveaux groupes sont correctement dimensionnés.

### Objectifs

- **Viabiliser le modèle économique de la CAESB** et accélérer son développement ;
- Régler le problème de surdimensionnement structurel des groupes diesel ;
- **Améliorer le confort et la qualité de vie sur l'île**, avec une réduction des nuisances sonores et olfactives.

### Modalités de mise en œuvre

- Information et sensibilisation des parties prenantes ;
- Définition des conditions de limitation (ex. : corrélation entre puissance et nombre de chambres, un seul groupe électrogène par propriété) ;
- En parallèle, mise en place d'une obligation de production d'énergie alternative (ex. : panneaux photovoltaïques, cf. réglementation thermique) ;
- Mise en place d'une interdiction d'entrée à Saint-Barthélemy des groupes électrogènes de forte puissance, sauf dérogation pour bâtiments de la collectivité (ex. : hôpital, école).

## Mettre en place une réglementation thermique

### Justification

- Grâce au modèle économique de la CAESB, **les surcoûts à l'investissement ne seront pas perçus par le consommateur qui ne verra que la baisse de ses factures électriques ;**
- Les bâtiments peu efficaces énergétiquement restent un passif pour le système énergétique de Saint Barthélemy pour plusieurs décennies ;
- Le recours à certaines pratiques (ex. : ventilation naturelle, casquette, isolation...) et l'utilisation d'équipements performants (ex.: chauffe-eaux solaires) devraient être favorisés par la réglementation car ils engendrent des gains économiques pour le système ;
- Le code actuel de la construction ne traite pas assez des problématiques d'efficacité énergétique. Par exemple, il n'existe pour l'instant pas de limitation de la consommation maximale par unité (ex. : surface, nombre de chambres).

### Objectifs

- **Viabiliser le modèle économique de la CAESB** et accélérer son développement ;
- **Adresser à la fois le secteur du neuf et de la rénovation ;**
- **Participer au développement économique de l'île**, en favorisant le développement de nouvelles compétences non délocalisables ;
- **Offrir une opportunité de diversification économique** pour le secteur de la construction.

### Modalités de mise en œuvre

- Réalisation d'une étude détaillée sur les spécificités liées aux bâtiments (ex. : comportements...), en lien avec la phase de business plan de la CAESB ;
- Mise en place d'une concertation et animation de groupes de travail ;
- Rédaction de la réglementation, avec les aspects juridiques et techniques associés ;
- Mise en place d'outils de contrôle, de vérification, de suivi et de sanction ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Imposer une part d'énergie autoproduite pour les nouveaux bâtiments.

### Justification

- Grâce au modèle économique de la CAESB, **les surcoûts à l'investissement ne seront pas perçus par le consommateur qui ne verra que la baisse de ses factures électriques** ;
- L'autoconsommation peut permettre de réduire les coûts du système électrique de Saint Barthélemy et peut donc contribuer potentiellement à une grande part des revenus de la CAESB.

### Objectifs

- **Viabiliser le modèle économique de la CAESB** et accélérer son développement ;
- **Participer au développement et à la diversification économique de l'île**, en favorisant le développement de nouvelles compétences non délocalisables.

### Modalités de mise en œuvre

- Réalisation d'une étude technico-économique détaillée afin de caractériser l'optimum économique du système électrique de Saint Barthélemy, la part représenté par l'autoconsommation dans celui-ci et les conditions optimales de mise en œuvre (tailles des systèmes...). Etude à réaliser en lien avec la CAESB. Mise en place d'une concertation et animation de groupes de travail ;
- Rédaction de la réglementation, avec les aspects juridiques et techniques associés ;
- Mise en place d'outils de contrôle, de vérification, de suivi et de sanction ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Revisiter les codes de l'urbanisme, de l'environnement et de la construction pour offrir un cadre adapté à la Transition Energétique

### Justification

- Les codes de l'urbanisme, de l'environnement et de la construction n'intègre pas à l'heure actuelle les enjeux de la Transition Energétique ;
- Il s'agit donc de les adapter afin d'offrir un environnement réglementaire propice au développement de la CAESB et au déploiement de la Transition Energétique.

### Objectifs

- **Sécuriser le développement de la CAESB** et réduire les incertitudes réglementaires ;
- Améliorer la **qualité de vie** sur Saint Barthélemy et **préserver les spécificités locales**.

### Modalités de mise en œuvre

- Appui extérieur nécessaire de la part d'experts juristes ;
- Mise en place d'une concertation et animation de groupes de travail ;
- Rédaction de la nouvelle version des codes concernés ;
- Mise en place d'outils de contrôle, de vérification, de suivi et de sanction ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Renforcer les moyens de contrôle pour la mise en application des dispositions réglementaires susmentionnés par la mise en place de moyens humains adaptés

### *Justification*

- Certaines dispositions légales en cours ne sont ni contrôlées ni appliquées par manque de moyens humains, par exemple l'obligation de recours à un chauffe-eau solaire ;
- Pour toute nouvelle obligation qui pourrait émerger de ce plan de Transition Energétique, notamment celles suggérées par ailleurs, il est capital que des moyens humains suffisants soient mis en œuvre sur le terrain pour assurer l'application de mesures.

### *Objectifs*

- Assurer la mise en œuvre effectives sur le terrain des dispositions réglementaires proposées ;
- Contribuer par la même au développement de la CAESB.

### *Modalités de mise en œuvre*

- Elargissement du champs de responsabilités des équipes à domaine de compétences connexes. Exemple: les équipes en charge du contrôle des systèmes d'assainissement peuvent parfaitement se charger du contrôle de conformité des chauffe-eaux solaire ;
- Le cas échéant : recrutement de personnels qualifiés.



## Organiser la montée en compétence des acteurs du territoire publics et privés par l'organisation de sessions de formation thématiques par corps de métiers et transversales

### *Justification*

- Il existe pour l'heure un manque de compétences et d'intérêt global dans le tissu économique local pour la mise en œuvre de la Transition Energétique: le tissu de sous-traitants de la CAESB n'est pas encore prêt ;
- Une montée en compétence rapide et en masse de tous les corps de métiers pertinents (construction, installateurs PV, frigoristes, etc.) est nécessaire pour soutenir le développement de la CAESB.

### *Objectifs*

- Assurer une montée en compétence rapide du tissu économique local ;
- Sensibiliser les parties prenantes locales aux enjeux et opportunités de la Transition Energétique.

### *Modalités de mise en œuvre*

- Groupes de travail et sessions de formation thématiques transversaux ou par corps de métiers, en lien avec les organisations professionnelles : les énergies renouvelables dans le bâtiment, les bonnes pratiques d'efficacité énergétique dans la construction, etc.

**Lancer les premières opérations exemplaires en lien avec le secteur privé avant même le montage de la CAESB sur base de projets rentables économiquement et communiquer pleinement autour de ces initiatives afin de contribuer à la sensibilisation des parties-prenantes.**

## **Justification**

- Le montage de la CAESB et l'instruction du dossier tarifaire par la CRE va prendre a minima 2 ans;
- Il faut créer d'ores et déjà la dynamique autour de la Transition Energétique et lancer un signal au marché, sensibiliser la population sur l'engagement de la COM et préparer le lancement commercial de la CAESB ;
- Certains projets emblématiques et à forte visibilité devraient être lancés, en partenariat avec EDF SEI ou avec des acteurs privés. En l'absence de tarif adapté, un portage par EDF SEI facilitera les choses car c'est le seul acteur qui peut aujourd'hui percevoir les gains économiques des ENR et de la MDE ;
- La mise en place d'un guichet géré par EDF SEI pour la validation au coup par coup de projet et le reversement de la CSPE évitée peut être également envisagé.

## **Objectifs**

- Mettre en place des initiatives vitrines porteuses pour Saint-Barthélemy ;
- Renforcer l'attractivité et l'innovation à Saint Barthélemy ;
- Sensibiliser les parties-prenantes locales et les visiteurs aux enjeux et opportunités de la Transition Energétique ;
- Préparer le lancement commercial de la CAESB.

## **Modalités de mise en œuvre**

- Identification des opportunités de projet à fort potentiel de visibilité, en partenariat avec EDF SEI;
- Identification d'éventuels guichets de co-financement (France, Europe...);
- Lancement d'un appel à projets et sélection du projet ;
- Réalisation des projets ;
- Publicité et communication autour du démonstrateur.

Types de levier	Mesures proposées
Déploiement infra	<b>Initier le déploiement d'une infrastructure publique de recharge intelligente</b> limitant l'impact sur le système électrique et en synergie avec les énergies renouvelables
Réglementation / incitation	Mise en place de <b>places de parking dédiées</b> sur les lieux de recharge publics
Réglementation	<b>Instaurer un « droit à la prise » pour les touristes</b> : rendre obligatoire l'installation d'une prise de recharge intelligente dans toutes les nouvelles constructions ainsi que pour toute rénovation dans le parc locatif touristique
Réglementation	Rendre obligatoire <b>l'achat de prises intelligentes</b> (i.e. interdire l'achat de prises basiques) pour les particuliers et les entreprises souhaitant s'équiper.
Incitation	<b>Inciter les hôtels à s'équiper de bornes de recharge intelligentes</b> avec places de parking dédiées sur leurs installations
Gouvernance / modèle économique	Mise en place d'un <b>partenariat public-privé (PPP) avec les sociétés de location de voitures</b> intéressées pour le financement des premières bornes de recharges publiques
Etude et cohérence globale	Réaliser un <b>plan transport global pour Saint Barthélemy</b> pour l'élaboration d'un <b>modèle économique rentable pour la mobilité électrique</b> sur le modèle de la CAESB et incluant mobilité électrique, car-sharing, transport public, etc.

## Initier le déploiement d'une infrastructure publique de recharge intelligente limitant l'impact sur le système électrique et en synergie avec les énergies renouvelables

### Justification

- Le véhicule électrique offre une **solution de mobilité très pertinente sur Saint Barthélemy** pour **réduire les nuisances** sonore et la pollution locale dues au secteur des transport. Leur limitation intrinsèque en termes d'autonomie n'est pas une contrainte dans le contexte de l'île du fait des faibles distances ;
- Néanmoins, **un déploiement irraisonné de la recharge dans système électrique insulaire tel que celui de Saint Barthélemy mettrait en danger la stabilité du système et la sécurité d'approvisionnement** ;
- Dans un contexte de déploiement simultané des ENR, **les véhicules électriques peuvent offrir une solution de flexibilité à fort potentiel pour absorber la variabilité des ENR** ;
- Il s'agit donc de déployer une **infrastructure de recharge découplée au maximum du réseau électrique et couplé aux ENR** (physiquement ou via la couche d'intelligence) et le cas échéant **intelligente pour permettre le pilotage de la recharge par le gestionnaire de réseau ou l'agrégateur** (EDF SEI ou CAESB).

### Objectifs

- Déploiement par la COM d'une infrastructure publique selon le plan et les recommandations techniques proposés dans ce rapport (voir section 7 de ce rapport).

### Modalités de mise en œuvre

- Confirmation des points d'implantation proposé en section 7 de ce rapport ;
- Ecriture de cahiers des charges en cohérence avec les préconisation techniques de ce rapport ;
- Lancement d'appels d'offre et sélection des candidats ;
- Construction et mise en service.

## Mise en place de places de parking dédiées sur les lieux de recharge publics

### *Justification*

- Le stationnement est de plus en plus problématique sur Saint Barthélemy, notamment en haute saison. Les professionnels du tourisme consultés lors de cette étude ont fait part d'un mécontentement grandissant parmi les touristes sur ce point précis. Les résidents interrogés ont également exprimé leur inquiétude ;
- La mise en place de places de parking dédiées pour les véhicules électriques, avec possibilité de recharge, est un levier incitatif très puissant pour promouvoir le véhicule électrique.

### *Objectifs*

- Accélérer l'adoption des véhicules électriques de la part des touristes et des résidents.

### *Modalités de mise en œuvre*

Mesure très simple à mettre en place :

- Rédaction de la réglementation ;
- Mise en place d'outils de contrôle et de sanction (police) ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Instaurer un « Droit à la prise » pour les touristes: rendre obligatoire l'installation d'une prise de recharge intelligente dans toutes les nouvelles constructions ainsi que pour toute rénovation dans le parc locatif touristique

### Justification

- Nous recommandons de **viser en priorité sur les véhicules de location touristique pour les premiers déploiements** de la mobilité électrique à Saint Barthélemy ;
- 70% de l'offre d'hébergement touristique est proposé par les villas de location ;
- **Beaucoup de villas n'offrent pas de prise domestiques accessibles** pour les véhicules garés sur place. La plupart des touristes n'ont donc, de fait, pas la possibilité de choisir un véhicule électrique de location pour leur séjour sur place ;
- Les surcoûts générés par l'installation de prises sécurisée et intelligentes sont **relativement marginaux** lors d'une construction ou d'une rénovation ;
- Il s'agit donc de **promouvoir l'installation de prises accessibles dans les villas**, en conformité avec les recommandations techniques proposées dans ce rapport: ces prises doivent être **intelligentes et permettre un pilotage de la part du gestionnaire de réseau** (et demain de la CAESB).

### Objectifs

- Faciliter l'adoption des véhicules électriques de location par les touristes.

### Modalités de mise en œuvre

- Mise en place d'une concertation et animation de groupes de travail ;
- Rédaction de la réglementation, avec les aspects juridiques et techniques associés ;
- Mise en place d'outils de contrôle, de vérification, de suivi et de sanction ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Rendre obligatoire l'achat de prises intelligentes pour les particuliers et les entreprises souhaitant s'équiper.

### Justification

- Un déploiement irraisonné de la recharge dans système électrique insulaire tel que celui de Saint Barthélemy mettrait en danger la stabilité du système et la sécurité d'approvisionnement ;
- Dans un contexte de déploiement simultané des ENR, **les véhicules électriques peuvent offrir une solution de flexibilité à fort potentiel pour absorber la variabilité des ENR** ;
- Il s'agit donc de déployer une **infrastructure de recharge découplée au maximum du réseau électrique et couplé aux ENR** (physiquement ou via la couche d'intelligence) et le cas échéant **intelligente pour permettre le pilotage de la recharge par le gestionnaire de réseau ou l'agrégateur** (EDF SEI ou CAESB) ;
- **Les prises installés par les particuliers et les entreprises doivent être intelligentes** et permettre un pilotage par le gestionnaire de réseau et demain par l'agrégateur (CAESB).

### Objectifs

- S'assurer que les prises déployées chez les particuliers et par les entreprises s'intègre de manière cohérente dans le système électrique de Saint Barthélemy sans mettre en danger sa stabilité.

### Modalités de mise en œuvre

- Mise en place d'une concertation et animation de groupes de travail ;
- Rédaction de la réglementation, avec les aspects juridiques et techniques associés ;
- Mise en place d'outils de contrôle, de vérification, de suivi et de sanction ;
- Sensibilisation de l'ensemble des parties prenantes.

## Inciter les hôtels à s'équiper de bornes de recharge intelligentes avec places de parking dédiées sur leurs installations

### Justification

- Nous recommandons de **viser en priorité sur les véhicules de location touristique pour les premiers déploiements** de la mobilité électrique à Saint Barthélemy ;
- 30% de l'offre d'hébergement touristique est proposé par les hôtels ;
- **La plupart des hôtels n'offrent pas de prise domestiques accessibles** pour les véhicules de leurs clients. La plupart des clients des hôtels n'ont donc, de fait, pas la possibilité de choisir un véhicule électrique de location pour leur séjour sur place ;
- Il s'agit donc de **promouvoir l'installation de prises dans les hôtels, sur des places de parking réservées**, en conformité avec les recommandations techniques proposées dans ce rapport: ces prises doivent être **intelligentes et permettre un pilotage de la part du gestionnaire de réseau** (et demain de la CAESB).

### Objectif

- Faciliter l'adoption des véhicules électriques de location par les touristes.

### Modalités de mise en œuvre

- Sensibilisation et concertation avec les gérants d'hôtels ;
- Animation de groupes de travail incluant les gérants d'hôtel et les sociétés de location de véhicules positionnées sur le véhicule électrique, avec appui visible et affirmé de la COM.



## Mise en place d'un partenariat public-privé (PPP) avec les sociétés de location de voitures intéressées pour le financement des premières bornes de recharges publiques

### Justification

- Plusieurs sociétés de location de véhicules se sont positionnées de manière très affirmée pour proposer des véhicules électriques à la location pour les touristes ;
- Il est dans l'intérêt objectif de ces acteurs privés qu'un réseau de bornes de recharge publiques se développe sur l'île afin d'être en mesure de commercialiser leurs solutions ;
- Dans ces conditions, nous recommandons la mise en place d'un **Partenariat Public-Privé entre ces acteurs et la COM (éventuellement la CAESB) pour cofinancer les premiers déploiements de bornes de recharge.**

### Objectif

- **Cofinancer le déploiement de bornes de recharge électriques grâce à des capitaux privés** et réduire ainsi la part devant être portée par la COM.

### Modalités de mise en œuvre

- Mise en place d'un groupe de travail incluant la COM et les acteurs privés concernés ;
- Business plan et projection financières ;
- Montage juridique, négociations commerciales, etc.

## Réaliser un plan transport global pour Saint Barthélemy pour l'élaboration d'un modèle économique rentable pour la mobilité électrique sur le modèle de la CAESB et incluant mobilité électrique, car-sharing, transport public, etc.

### Justification

- L'étude a mis en exergue une forte attente de la part de la population et des touristes pour une meilleure organisation des transports sur Saint Barthélemy et une certaine inquiétude devant le trafic routier de plus en plus dense ;
- Bien qu'il apporte clairement des bénéfices en termes de réduction des nuisances et des pollutions locales, le véhicule électrique seul ne permettra pas de réduire le trafic routier ;
- Ceci appelle une réflexion plus large sur les usages, les comportements, l'offre technologique à même de répondre aux besoins de mobilité à confort égal, ainsi que sur le modèle économique de la mobilité sur Saint Barthélemy.

### Objectif

- **Spécifier une offre globale de mobilité sur Saint Barthélemy permettant d'optimiser la mobilité** sur Saint Barthélemy tout en réduisant les nuisances (bruit, odeurs, trafic, parking...) et basé sur un **modèle économique autoporteur financièrement.**

### Modalités de mise en œuvre

- Analyse fine des besoins de mobilité sur Saint Barthélemy (analyse saisonnalité) ;
- Identification des solutions technologiques potentielles les plus pertinentes pour répondre à ces besoins: mobilité électrique, car-sharing, « Uber-like », transport public, etc. ;
- Spécification d'une offre globale de mobilité pour Saint Barthélemy ;
- Elaboration du modèle économique.

# Recommandations à caractère technique pour la Transition Énergétique à Saint Barthélemy



Section 8

- **La MDE doit être considérée comme une priorité absolue car c'est par ce biais que les gains énergétiques et donc économiques sont les plus évidents.** L'accent doit être mis d'abord sur l'installation de climatiseurs efficaces, de chauffe-eau solaires, l'isolation, et dans une moindre mesure l'éclairage LED. Le dispositif proposé ici (CAESB) et la tarification intelligente qui sera adopté se doivent impérativement d'inclure la MDE dans leurs mécanismes de rétribution. En outre, des actions de MDE permettront de réduire la pression à la hausse sur l'approvisionnement électrique et les problématiques afférentes (problème d'espace à Public, délais d'installation de nouveaux moteurs...).
- Du côté des ENR, **nous préconisons que la priorité soit mise sur le solaire PV sur des surfaces facilement accessibles**, par exemple celles identifiées dans ce rapport (parking, toits terrasse, nouvelles constructions...). Plus que probablement au vu de l'attractivité de l'équation économique proposée au consommateur final dans le cadre de la CAESB, **les règles d'urbanisme devront encadrer strictement ces nouvelles installations** afin d'assurer un développement harmonieux dans le cadre paysager de l'île.
- **Nous recommandons également d'étudier, avec EDF SEI, la faisabilité de l'installation d'un ORC sur le site de la Centrale de Public.** Cette technologie innovante, bien que plus coûteuse que le solaire? peut permettre certains gains économiques par rapport aux moteurs diesel. Sa facilité de mise en œuvre (technologie « Plug & Play ») et sa faible empreinte au sol offrent, de plus, une réponse parfaitement adaptée aux enjeux rencontrés à Public, à la fois en termes de contraintes d'espace et de complexité technique inhérente aux opérations d'installation de nouveaux moteurs. Enfin, l'impact visuel sera minimal car la solution sera installée sur une zone déjà industrialisée.

- **Le modèle énergétique proposé ici repose fondamentalement sur une décentralisation de la production** qui se rapproche des lieux de consommation, sur un mode d'autoproduction/autoconsommation. Ceci va nécessairement et rapidement impliquer une évolution vers un **réseau électrique intelligent (smart grid)** pour une gestion optimisée et plus local de l'équilibre offre-demande par l'opérateur historique.
- Le développement de l'autoconsommation, si correctement configuré, peut permettre de **réduire les investissements nécessaires de la COM dans le réseau électrique de l'île** :
  - **L'erreur consisterait à considérer que le réseau doit jouer le rôle de secours total** en cas de défaillance des systèmes de production et de stockage des autoconsommateurs. Dans ce cas, le dimensionnement du réseau restera le même et aucune réduction de coût ne sera possible. Le réseau devrait en effet être en capacité de couvrir l'intégralité des besoins.
  - En revanche, **si le réseau n'intervient qu'en appoint des autoconsommateurs, alors son dimensionnement et donc les coûts pourront être réduits.**
  - Si le réseau n'assure qu'un secours partiel en cas de défaillance des systèmes d'autoproduction, alors la fonction de secours devra être assurée plus localement, à l'échelle du quartier, par le **développement des micro-grids**. Le secours sera alors assuré, de manière intelligente, par les systèmes de production et de stockage voisins (PV, groupes électrogène, batteries, etc.).

- **Grâce au développement des *micro-grids* intelligentes, les besoins d'investissement dans le réseau de l'île pourront donc potentiellement être réduits**, ce qui constitue une nouvelle source d'économie, au-delà des gains au niveau de la production.
- De plus, **le réseau intelligent pourra s'appuyer sur le réseau de fibre** que la COM a prévu de déployer dans les mois qui viennent. Ce dernier offre en effet au territoire un écosystème de télécommunication parfaitement adapté pour déployer la couche d'intelligence nécessaire au *smart grid*. A ce titre, **le déploiement de compteurs intelligents sera une condition nécessaire** au déploiement de ce nouveau modèle énergétique.
- **Des études complémentaires devront être menées en lien étroit avec l'opérateur historique afin de déterminer l'optimum technico-économique du système complet**, d'étudier les aspects de stabilité, les impacts réseau, de définir les besoins en stockage (notamment réserve rapide) et sa place optimale dans le réseau (diffus ou plus centralisé).
- Nous ne pensons pas qu'il soit souhaitable, ni même réaliste, que les groupes diesel soit purement et simplement supprimés ou interdits. Il participe à la redondance et à la résilience du système **mais doivent être correctement dimensionnés et utilisés en priorité pour leur fonction première : le secours électrique** en dernier ressort, en cas de défaillance du réseau (et demain de la micro-grid locale). L'utilisation actuelle de groupes surdimensionnés pour la production de base des villas et des hôtels est d'une inefficacité énergétique, et donc économique, criante dans le système : l'électron produit par les groupes est de très loin le plus cher de l'île. Le dispositif proposé dans cette étude (CAESB) permet de régler le problème des groupes.

## Recommandations spécifiques au déploiement de l'infrastructure de recharge électrique (1/2)

- L'infrastructure de recharge des véhicules électriques est un levier essentiel de la Transition Energétique de Saint Barthélemy. **Une bonne intégration de ces véhicules dans le paysage électrique de l'île est un facilitateur pour le déploiement simultané des ENR.** Cette synergie avec les ENR peut-être très vertueuse car elle permet une mobilité zéro émissions du puits à la roue. **A l'inverse, de mauvais choix d'infrastructure ne feraient qu'accentuer les problèmes actuels et la pression existant tant au niveau de la production que du réseau.**
- **La recharge privée (hôtels et particuliers) doit impérativement être lente, et intelligente afin de donner à l'opérateur du système (EDF SEI) un levier de flexibilité pour contrôler la demande additionnelle.** Ceci est particulièrement crucial au moment de la pointe électrique de fin de journée.
- Sur le domaine public, **la recharge doit être lente, en priorité couplée au ENR, éventuellement avec une batterie, et déconnectée au maximum du réseau.** De nombreux « parking solaires » potentiels ont été identifiés pour cela dans le cours de l'étude. Les faibles besoins de recharge conséquence des faibles distances sur l'île assurent que le nombre de points de recharge sur le domaine public pourra rester très limité.

## Recommandations spécifiques au déploiement de l'infrastructure de recharge électrique (1/2)

- Dans tous les cas, **la recharge accélérée ou rapide connectée au réseau est à proscrire** du fait des pics de demande qu'elle génère.
- Au final, **le véhicule électrique est appelé à devenir partie intégrante du Smart Grid de Saint Barthélemy** car c'est comme cela que les synergies avec les ENR pourront être exploitées au maximum (recharge intelligente, V2H, V2G).



# Liste des personnes interrogées



A n n e x e

cesce

Conseil Economique Social Culturel & Environnemental

# Liste des personnes rencontrées dans le cadre de l'étude

Organisation	Nom	Poste
Agence Territoriale de l'Environnement	Olivier RAYNAUD	Directeur
Agence Territoriale de l'Environnement	Jonas HOCHARD	Technicien
Conseil Régional de Guadeloupe	Céline JULES-SORET	Directrice de l'environnement et du cadre de vie
Collectivité de Saint-Barthélemy	Benoît CHAUVIN	Président de la Commission Environnement, qualité de vie, développement durable
Collectivité de Saint-Barthélemy	Nils DUFAU	Président de la Commission Tourisme-Communication
Collectivité de Saint-Barthélemy	Stéphane CROZATIER	Direction des services techniques
EDF SEI	Sylvain VIDAL	Directeur archipel Guadeloupe
EDF SEI	Pascal MITHOIS	Directeur archipel Guadeloupe
EDF SEI	Simon COCHARD	Adjoint au Chef du Service Système Electrique
EDF SEI	Christophe RUFF	Chef d'exploitation
TIRU	Fred QUESTEL	Directeur d'usine
Sotheby's	Pascale MINARRO-BAUDOIN	Directeur
Le Guanahani	Arnaud BOUCHER	Room Division Manager
Le Manapany	Federico ROY	CEO
EDEN ROCK	Fabrice MOIZAN	Directeur Général
Sunset Hotel		Responsable
Compagnie Commercial du Port-Franc	Davy MAGRAS	
Compagnie Pétrolière du Port-Franc	Jean-Pierre MAGRAS	Responsable du dépôt pétrolier

# Liste des personnes rencontrées dans le cadre de l'étude

Organisation	Nom	Poste
SAS Plasse RCS & SAS 2TR	Eric PLASSE	Président
LAPELEC	Rudy LAPLACE	Manager
Watt Else	Vincent LALANNE	CEO
SOLUTECH	Antoine QUERARD	CEO
Climaction	Benjamin LEPOUTRE	Gérant
BOUZAT C E D	Cédric BOUZAT	Gérant
Pécard Architectes	François PECARD	CEO
ODP	Hugues BOUSQUET	CEO
Bruneau Ghezzi Architectes	Jérémie GHEZZI	Architecte
Bruneau Ghezzi Architectes	Yannick BRUNEAU	Architecte
Valérie FRAYSSE & Carole GALY	Carole GALY	Architecte
Chambre Economique Multiprofessionnelle	Nadège CARTI-SINNAN	
Capitainerie Port de Plaisance de Gustavia	Ernest BRIN	Directeur du Port
AVIS St Barth	Bruno MIOT	Managing director
Hertz	Sébastien LORET	Manager
Hertz	Cristina FURLAN	Responsable commercial
Easy time St barth	Hélène BERNIER	Gérante



technopolis |group|

Your knowledge  
partner on  
sustainable energy  
and transport

Contact point:

Jean-Christophe Lanoix

Director of Projects

[jean-christophe.lanoix@hinicio.com](mailto:jean-christophe.lanoix@hinicio.com)

+33 6 16 21 97 48

Contact point:

Gaëtan Coatanroch

Senior Consultant

[gaetan.coatanroch@technopolis-group.com](mailto:gaetan.coatanroch@technopolis-group.com)

+33 6 62 17 48 26



VISIT OUR WEBSITE  
[www.hinicio.com](http://www.hinicio.com)