

**A D E M E**



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Energie

# Vers l'autonomie énergétique en Zone Non Interconnectée à l'horizon 2030

## La Guadeloupe

En partenariat avec:



ORDECSYS



# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions



- ✓ Loi de transition énergétique : objectif d'autonomie énergétique des ZNI à l'horizon 2030
- ✓ Révision des PPE

L'ADEME lance 4 études sur les ZNI qui ont pour but d'alimenter les réflexions dans le cadre de la révision des PPE:

### Etude: Vers l'autonomie énergétique



### Etude « Petite MDE »: un outil de chiffrage des coûts évités + une évaluation du gisement de MDE

- Travail mené en parallèle avec les Cadres Territoriaux de Compensation

### Etude « Transport »: 25 fiches actions chiffrées sur sobriété, efficacité, EnR

- Terminée en février 2018

### Etude « Impacts emplois »:

- Terminée en juillet 2018



## Objectifs

Evaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques d'un mix électrique très fortement renouvelable en ZNI.

Contribuer à apporter des réponses aux questions suivantes :

- ✓ Est-il possible de fournir une électricité 100% renouvelable sur un territoire insulaire en 2030 ?
- ✓ Quel serait alors le parc de production optimal ?
- ✓ Quelle serait la répartition géographique des moyens de production ?
- ✓ Quel serait l'impact sur la CSPE et le coût de l'électricité pour le consommateur ?
- ✓ Quels seraient les besoins en termes d'infrastructure de réseau ?
- ✓ Quels seraient les besoins en moyens d'équilibrage et de services système ?

**Ces travaux sont prospectifs, apolitiques et n'ont pas vocation à écrire les PPE, mais à renseigner les décideurs afin qu'ils puissent faire leurs meilleurs choix**



## Equipe projet

### Artelia

- Simulation des réseaux électriques
- Energies renouvelables
- Modélisation énergétique territoriale
- Modélisation économique

### Ordecys

- Modélisation du système énergétique
- Optimisation économique

### Enerdata

- Modélisation de la demande énergétique

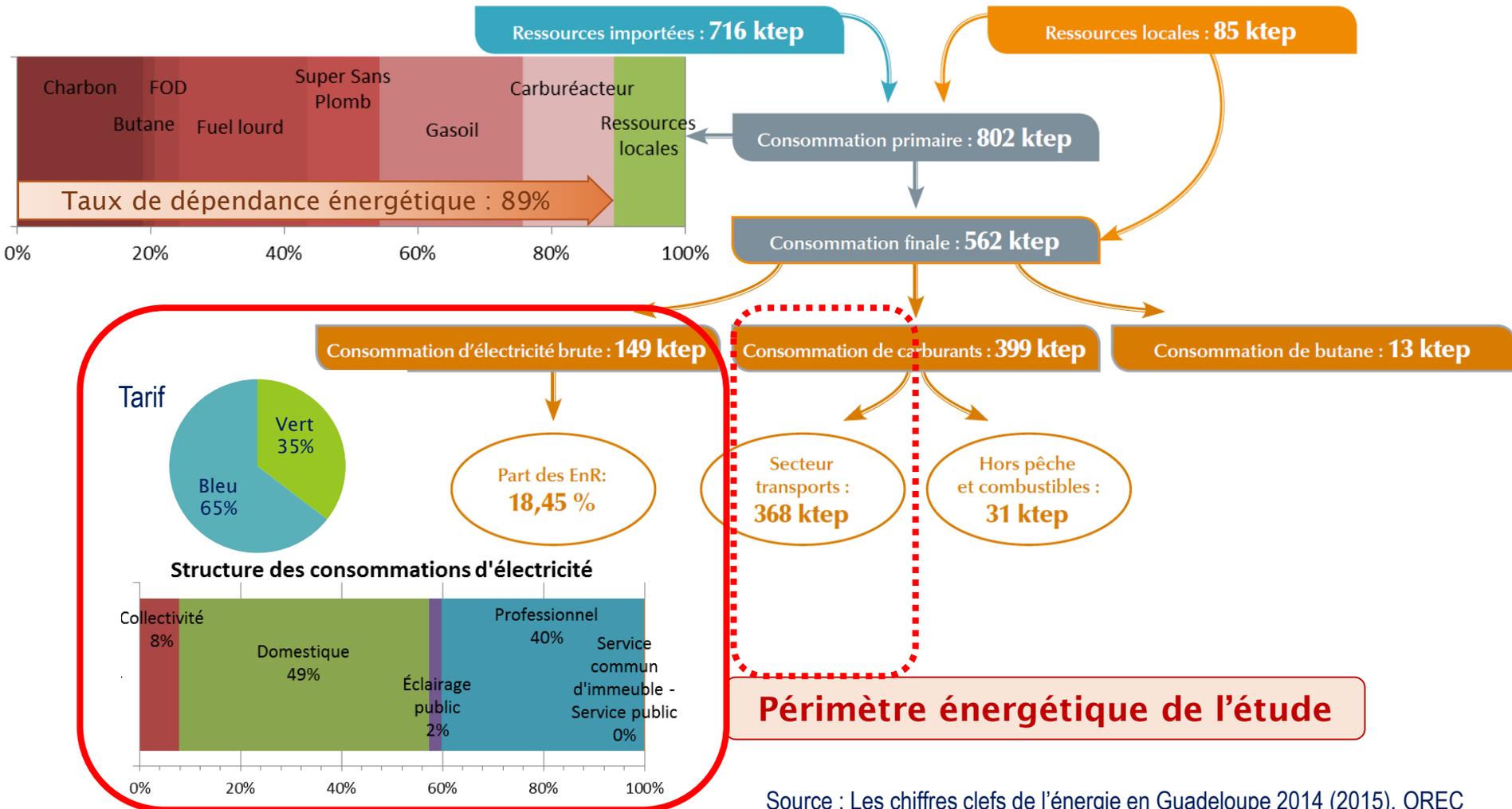
Coordination ADEME  
Pilotage: CPS local

# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- **Éléments méthodologiques**
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions



## Périmètre énergétique





# Eléments méthodologiques



## 1 Construction du jeu de données

### Moyens de production



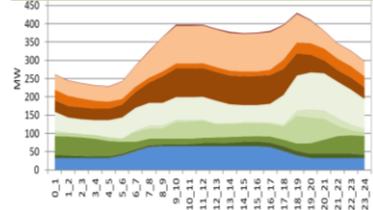
Source : Wikimedia

### Réseau électrique



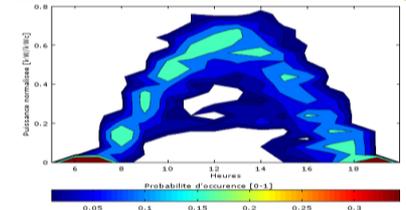
Source : EDF SEI

### Caractérisation de la demande



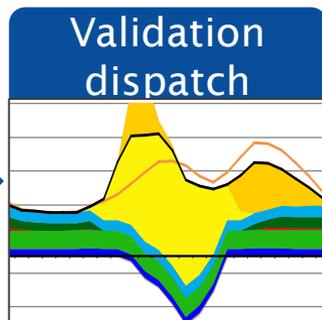
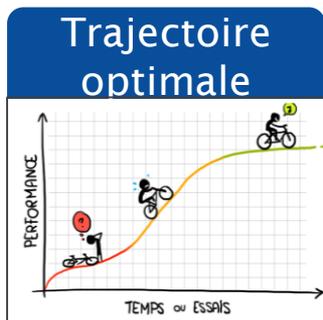
Source : Enerdata

### Caractérisation des potentiels ENR



Source : Artelia

## 2 Elaboration et validations des 5 scénarios



Source : Ordecsys

### Validation statique

### Validation dynamique

## 3 Analyse des impacts économiques



Renforcement réseau de distribution



2

## Elaboration et validation des cinq scénarios

### 2.1 Modélisation et validation sur l'état actuel du réseau électrique

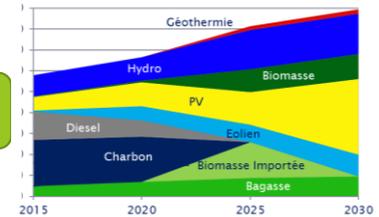
2.2

ETEM-GR

### Optimisation du SE de l'état actuel à 2030

#### Trajectoire optimale

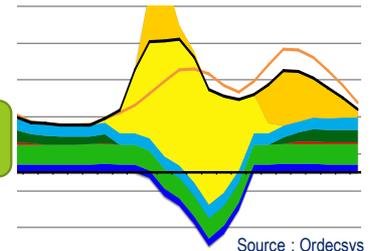
réseau électrique, mix de production, capacité de stockage, ...



2.3

Dispatch

### Dispatch horaire sur une année complète



Ajustement des paramètres de l'optimisation

PowerFactory

### Validation statique et dynamique du réseau à 2030

2.4

2.5

### Validation statique du réseau de 2010 à 2030

PowerFactory

**Statique** : Validation de l'écoulement des charges et du plan de tension sur les horaires les plus contraignants de journées types

**Dynamique** : Simulation d'un évènement d'exploitation



## Optimisation du système électrique

Système actuel  
(capacités résiduelles)

Demandes et prix des énergies importées  
(tirent le modèle)

Catalogue des technologies  
(disponibilité)

Objectifs



Contraintes

### Evolution du système

- Expansion de capacité
- Activités (opération)
- GES et émissions polluantes
- Imports & exports de formes d'énergie
- Coût marginal (électricité, carbone, etc.)
- Puissance active/réactive dans le réseau
- Besoins de réserve

- Horizon: 2015-2045
- Périodes: 6 périodes de 5 années

- Tranches horaires:
  - Trimestres: T1, T2, T3, T4
  - Types de journées: jour WE / Jour semaine
  - Heures de la journée: h0, h1, ..., h23



### Minimisation du coût systémique entre 2015 et 2030

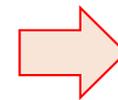
- Coûts O&M des unités de production
- Coûts d'investissements dans les nouveaux moyens de production
- Coûts d'investissements dans le stockage
- Coûts de renforcement des lignes de transmission
- Coûts d'importations des énergies

### Satisfaisant un ensemble de contraintes

- Demandes horaires pour les 8 journées types (semaine et week-end par trimestres)
- Besoins de réserve pour garantir la couverture des aléas de la production et de la demande
- Limites physiques sur les flux de puissance au pas de temps horaire
- Limites sur les potentiels par filière/technologie/poste source
- Objectif ENR, autonomie

### Optimisation 1 : logique d'investissement

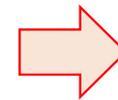
- Minimisation du coût total actualisé
- Anticipation des coûts de production
- Satisfaction de la demande et des autres contraintes



Détermine  
le parc installé

### Optimisation 2 : appels des moyens de productions

- Merit-order : production au moindre coût
- Dépend des contraintes physiques du modèle



Détermine  
le mix de production  
à chaque pas de temps

Validation

calcul  
d'un  
dispatch  
horaire  
sur une  
année

Simultanément  
sur l'ensemble  
de la trajectoire



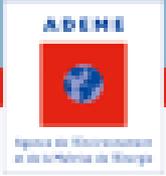
## Description d'une technologie

### 9 données caractérisant une technologie

- Facteur de conversion input/output [%]
- Facteur de disponibilité [%]
- Capacité résiduelle installée [GW]
- Durée de vie [année]
- Disponibilité d'une technologie future [année]
  
- Coûts d'investissement [M€/MW]
- Coûts fixe de maintenance et opération [M€/MW]
- Coûts variables de maintenance et opération [M€/GWh]
  
- Potentiel [GW]

Ces données sont actualisées par pas de 5 ans.

Le facteur de disponibilité est donné au pas horaire.



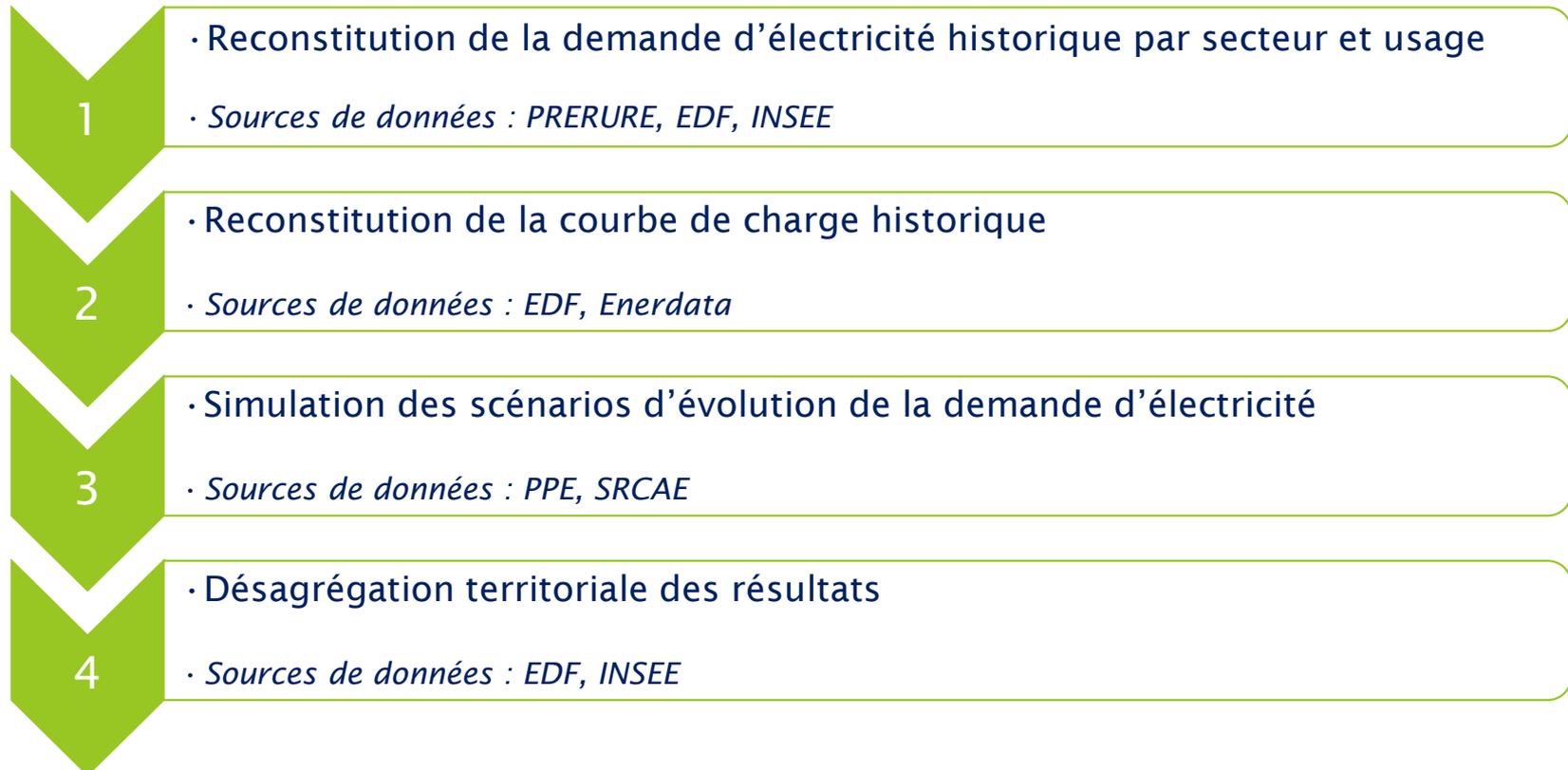
# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- **Evaluation de la demande**
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions



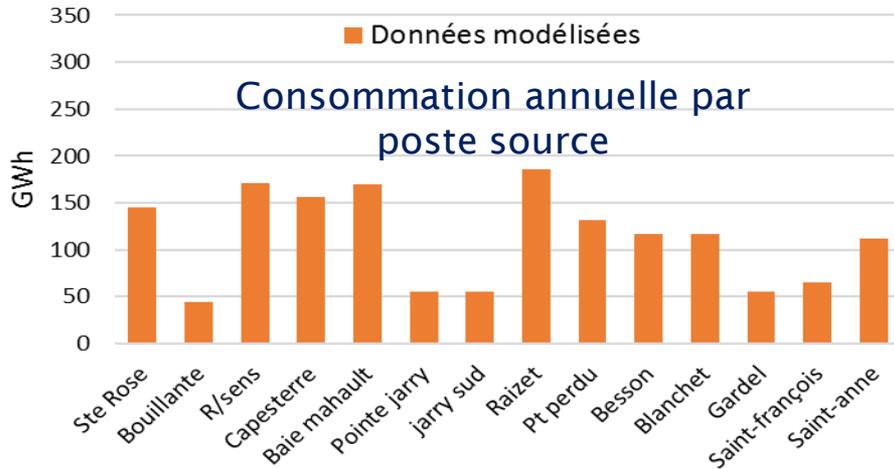
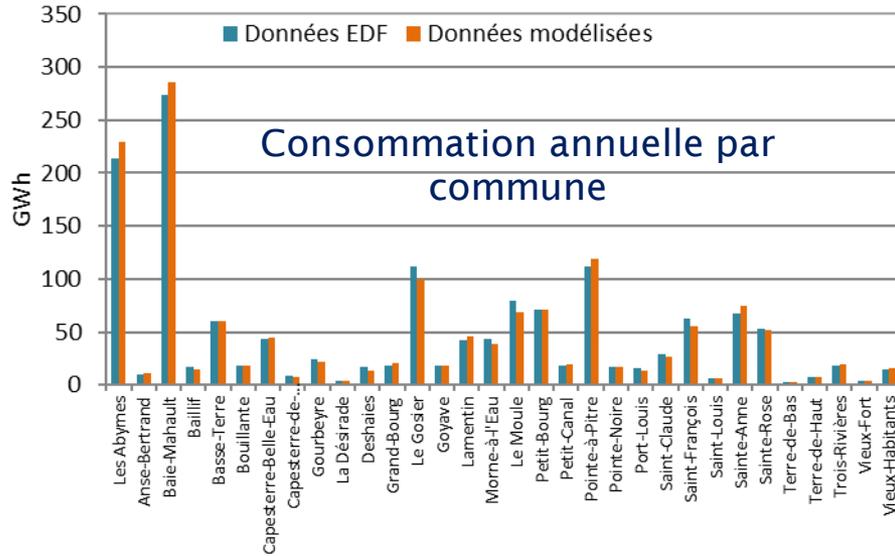
## Modélisation de la demande d'électricité - Méthodologie

- Modélisation technico-économique de la demande d'électricité :
  - Utilisation du logiciel technico-économique MedPro
  - Demande désagrégée par secteur et par usage

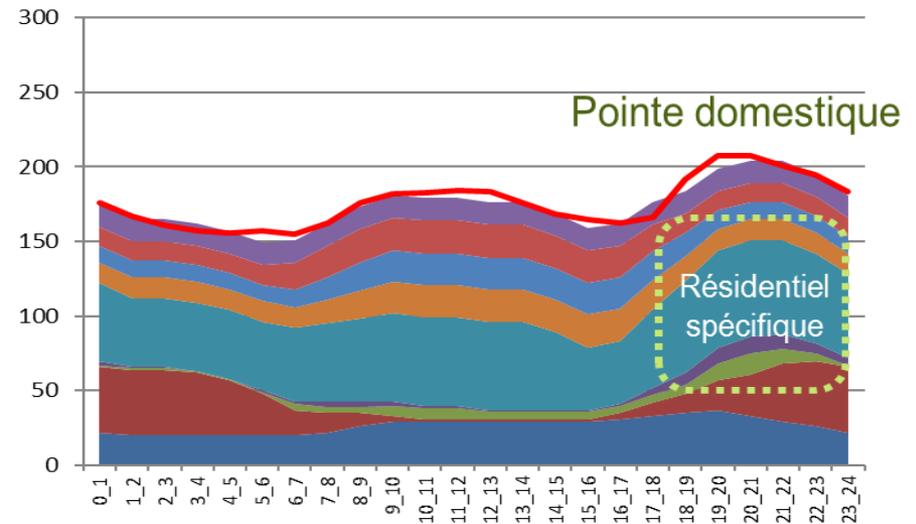
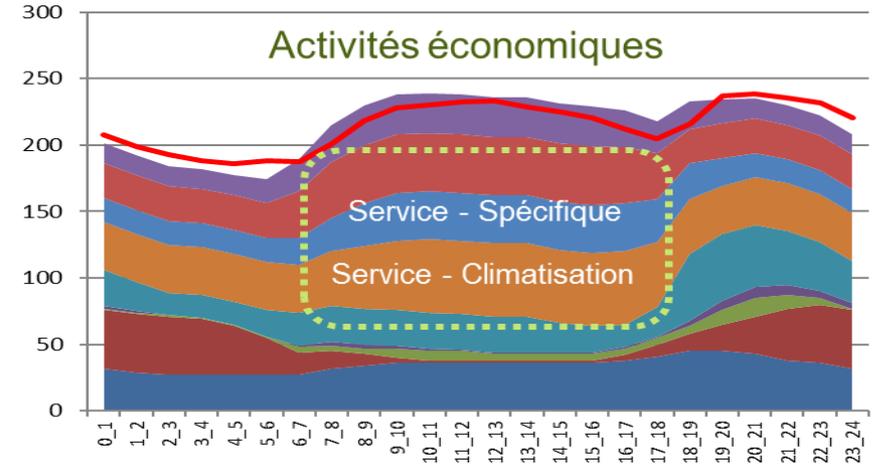




## Désagrégation territoriale



## Désagrégation par usages





## Projection 2030 Hors VE

### Hypothèses macro-économiques

Source : **Scénario PPE**

PIB : 1,7%/an entre 2015 et 2020, 1,9%/an entre 2020 et 2025 puis 1,7%/an jusqu'en 2030

Structure constante de la valeur ajoutée

Révision à la baisse des projections de population par rapport à la PPE

### Hypothèses de maîtrise de l'énergie

Source : **Scénario PPE**

Référence MDE et MDE renforcée

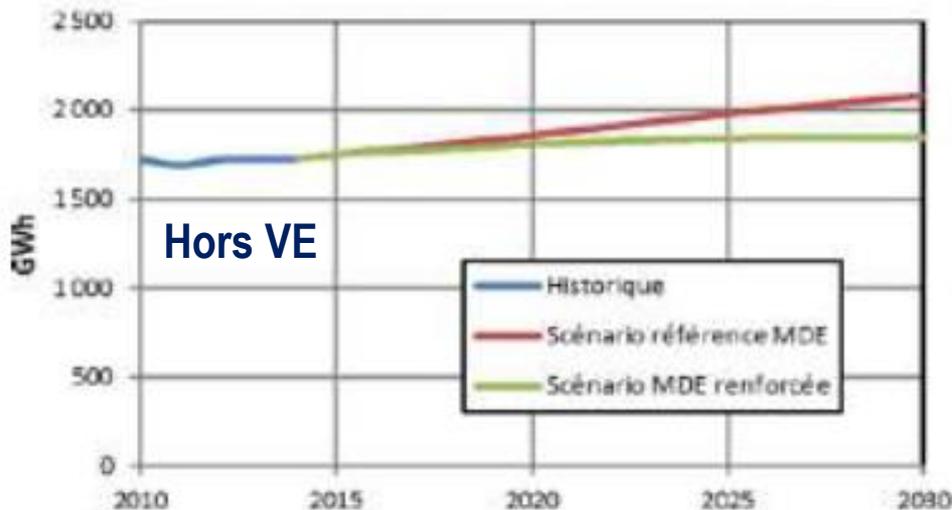
### Hypothèses nouveaux usages

Dynamique de pénétration des VE

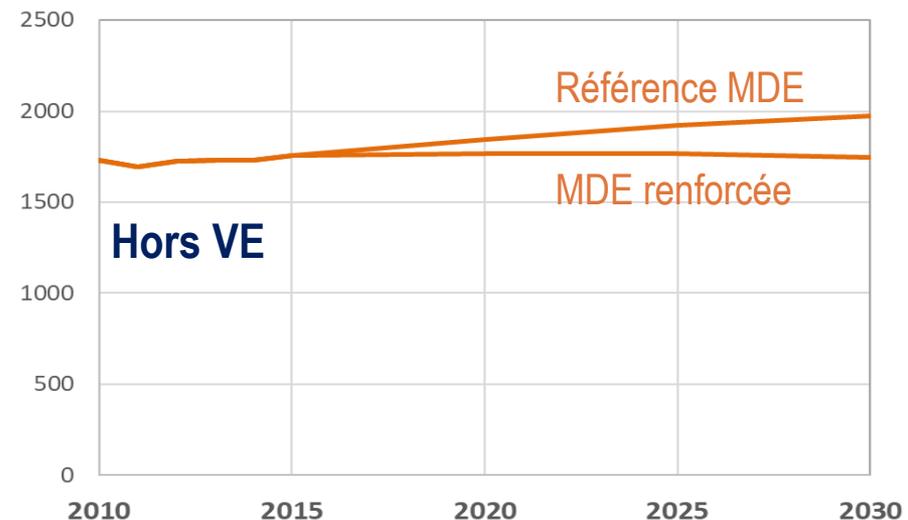
Part pilotable des VE

### Cadrage PPE

#### Prévisions de l'énergie annuelle moyenne



### Résultat de la modélisation





## Modélisation du parc de Véhicules Electriques

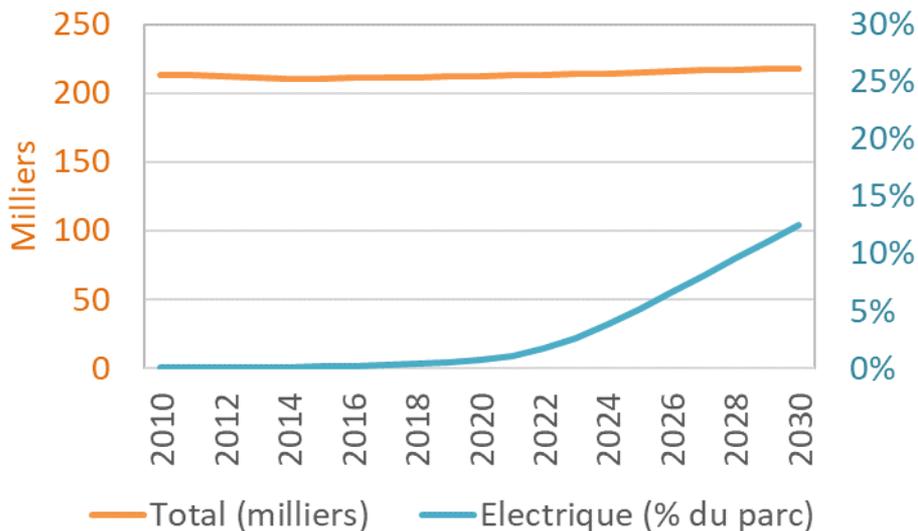
## Projection VE 2030

|  | Basse<br>Avantage thermique<br>Tendanciel | Haute<br>Avantage technologique<br>Tous feux verts | Vers<br>l'autonomie<br>énergétique |
|--|---|--|------------------------------------|
| Dynamique de pénétration<br>[% des ventes en 2030] | 25%                                       | 50%  | 100%<br>du parc                    |
| Part pilotable<br>[% du parc en 2030]              | 25%                                       | 50%  | 50%                                |

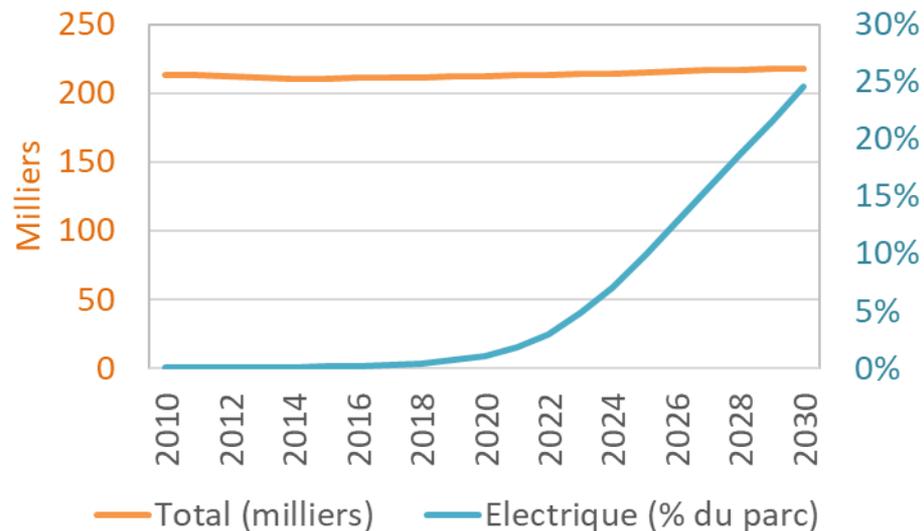
### Parc de véhicules personnels (VP)

Parc hypothétique nécessitant un renouvellement complet du parc

#### Basse



#### Haute





## Modélisation de la demande électrique des VE

Kilométrage annuel moyen : 13 000 km/an

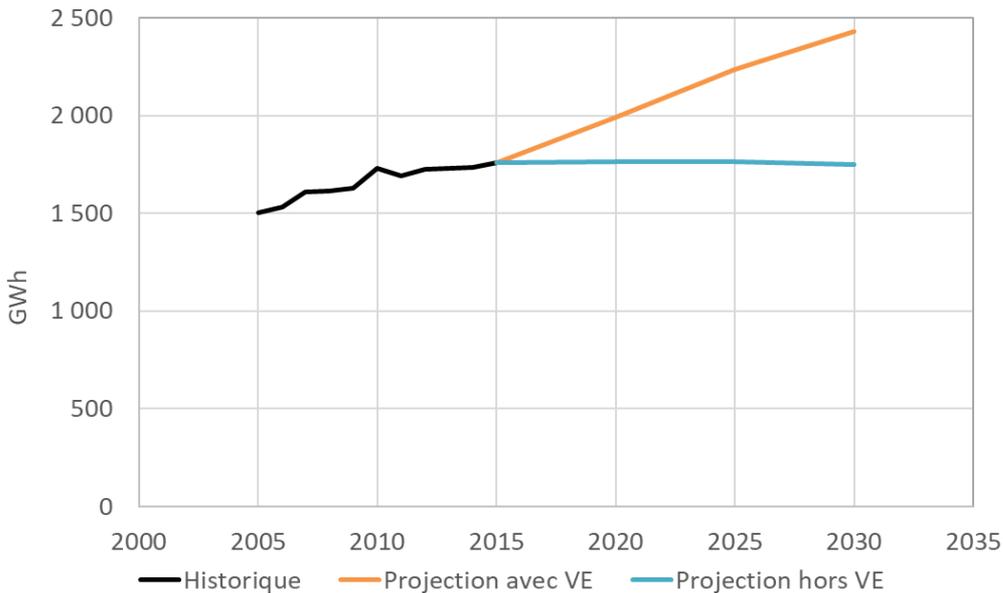
- véhicules particuliers : 35 km/jour, semaine et week-end
- VUL: 52 km/jour, semaine seulement

Autonomie : 150 km

1 « plein » : 25 kWh

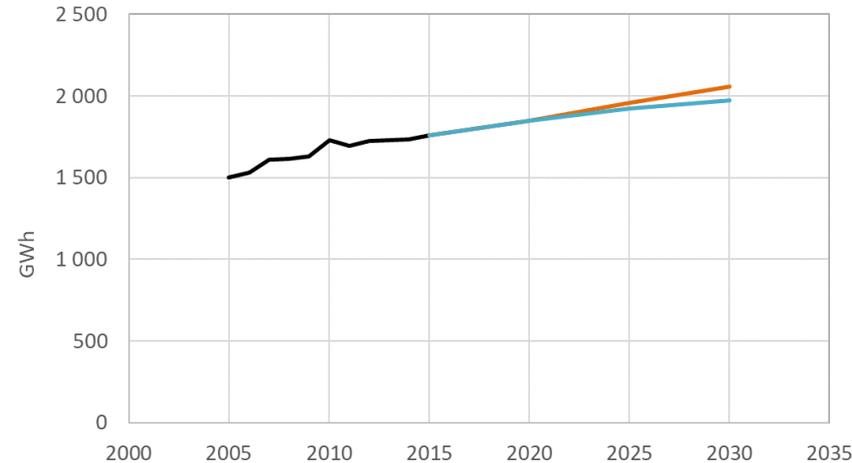
Consommation spécifique : 17 kWh/100km

### Autonomie énergétique

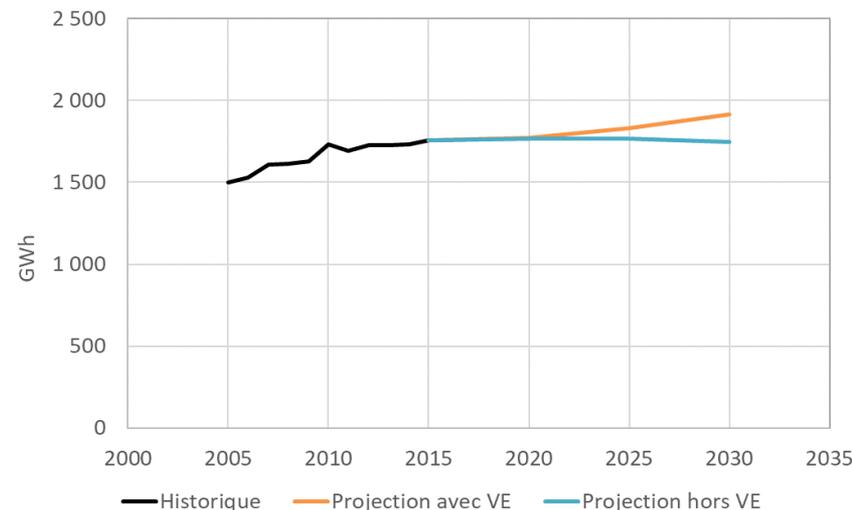


## Projection 2030 avec VE

### Haute



### Basse



# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- **Evaluation des potentiels ENR**
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions

# Evaluation des potentiels ENR



## Filières Considérées

|   |  |  |   |
|---|--|--|---|
| Hydraulique barrage                               | Hydraulique fluviale   | Micro turbinage (eau potable, eaux usée) | STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) |
| Biomasse énergie (Bois-énergie, canne fibre, ...) | Biomasse sous-produits (bagasse, canne enrichie, ...)                | Déchets (incinération, enfouissement)    | Méthanisation                                     |
| Solaire photovoltaïque au sol et plan d'eau       | Solaire photovoltaïque en toiture (résidentiel, tertiaire, ombrière) | Eolien terrestre                         | Eolien offshore                                   |
| Hydrolien   | Houlomoteur  | ETM (Énergie Thermique des Mer)          | Géothermie profonde                               |

Quels potentiels, projets, enjeux et contraintes, à quels coûts ?

# Evaluation des potentiels ENR



## Méthodologie :

### Collecte des données

- Déterminants physiques du potentiel
- Caractéristiques de la ressource
- Propriétés technico-économiques des technologies
- Arbitrages politiques

### Maillage du territoire

- Zonage géographique selon la ressource
- (Des-)Agrégation au poste source

### Modèle

- Quantification des déterminants du potentiel
- Loi 1 : Fraction accessible de la ressource
- Loi 2 : Rendement de la chaîne de conversion



1

## Cartographie des potentiels

- Identification des sites potentiels (BD Topo) et estimation des puissances potentielles par carreau et maille (SIG, octave)

2

## Dimensionnement

- Définition d'installations types par typologie de situation (Artelia)

3

## Météo

- Construction des fichiers météo par carreau par interpolation sur les données satellites Helioclim 3 et données Météonorm (SIG, octave)

4

## Simulation PV

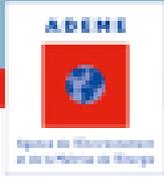
- Simulation de toutes les configurations PV par carreau et agrégation par poste source (PVSyst, octave)

5

## Profils type

- Génération des profils unitaires types par période de temps (octave)





### Photovoltaïque : Modélisation des typologies photovoltaïque

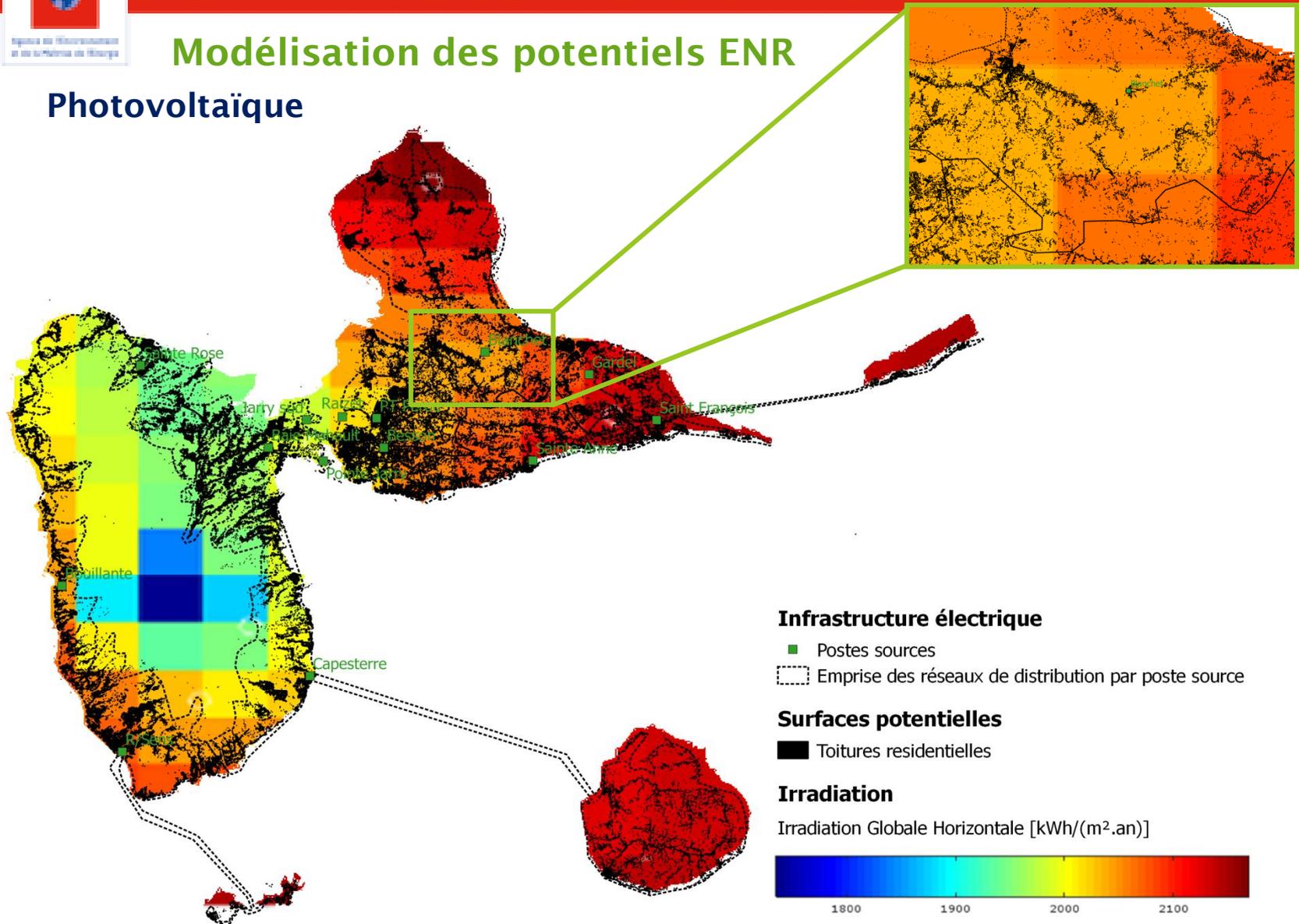
- **9 typologies d'installations PV**
- **Caractéristiques des installations modélisées par typologie :**
  - **Résidentiel** : inclinaison 15°, Puissance crête : 9 kWc, Orientation Nord et Est-Ouest
  - **Petite toiture tertiaire** : inclinaison 15°, Puissance : 114 kWc, Orientation N et E-O
  - **Grande toiture tertiaire** : inclinaison 5°, Puissance : 297 kWc, Orientation N et E-O
  - **Ombrière de parking** : inclinaison 5°, Puissance : 4,4 MWc, Shed, Orientation N
  - **Centrale au sol** : inclinaison : 15°, Puissance crête : 4,4 MWc, Orientation N et E-O
- **Chaque installation type est simulée sur l'ensemble du territoire.**  
(PVSyst en Batch).
- **Chaque profil est normalisé en W/Wc pour être indépendant du dimensionnement initial.**
- **Chaque profil normalisé est appliqué sur la puissance PV de chaque maille pour chaque typologie.**

Les terrains retenus pour les centrales au sol sont hors zone protégée, sans usage agricole ou forestier. Les plans d'eau peuvent être retenus dans le potentiel.



## Modélisation des potentiels ENR

### Photovoltaïque





## Modélisation des potentiels ENR

### Photovoltaïque : méthodologie d'estimation des potentiels

#### ▪ Sources

BDTopo, IGN, 2016

Puissances raccordées au réseau SOeS, 2015, EDF, 2016

Journal du PV, 2011 à 2016

Exploitants des centrales, 2017

**Hypothèses retenues** : Descente d'échelle:

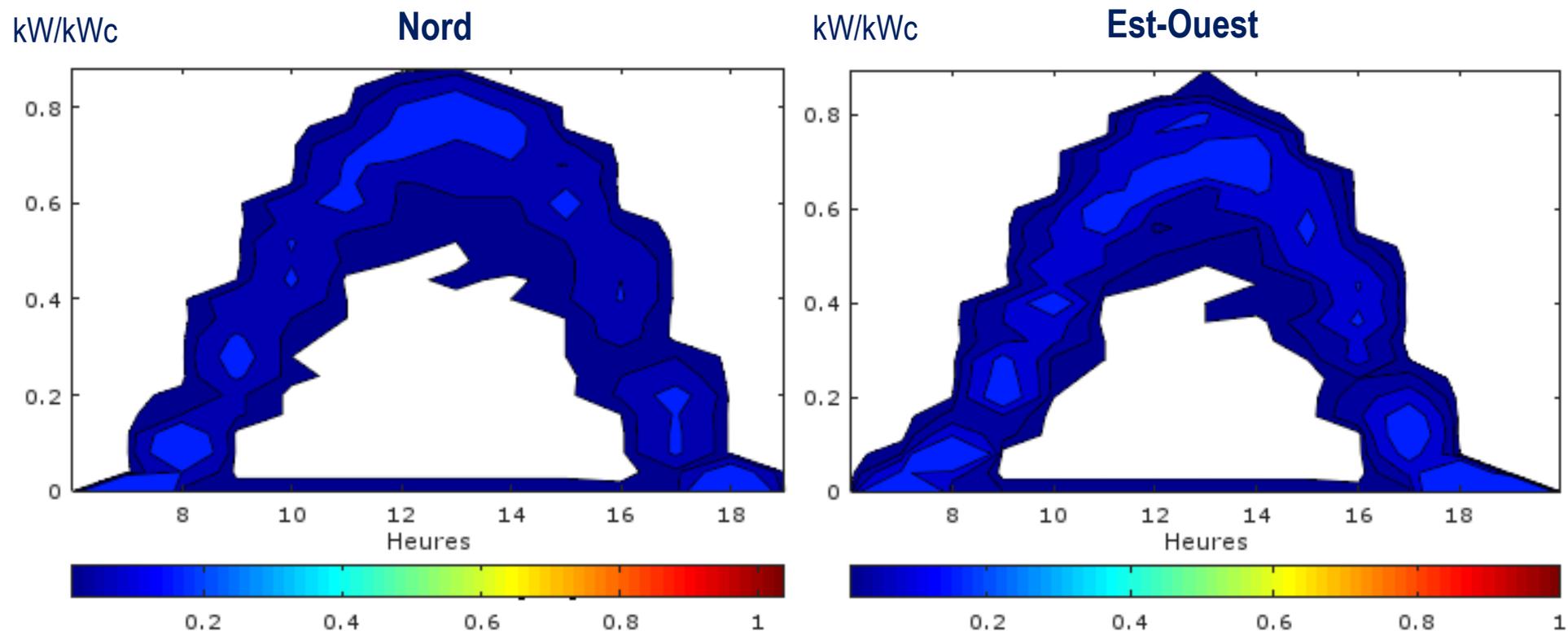




## Modélisation des potentiels ENR

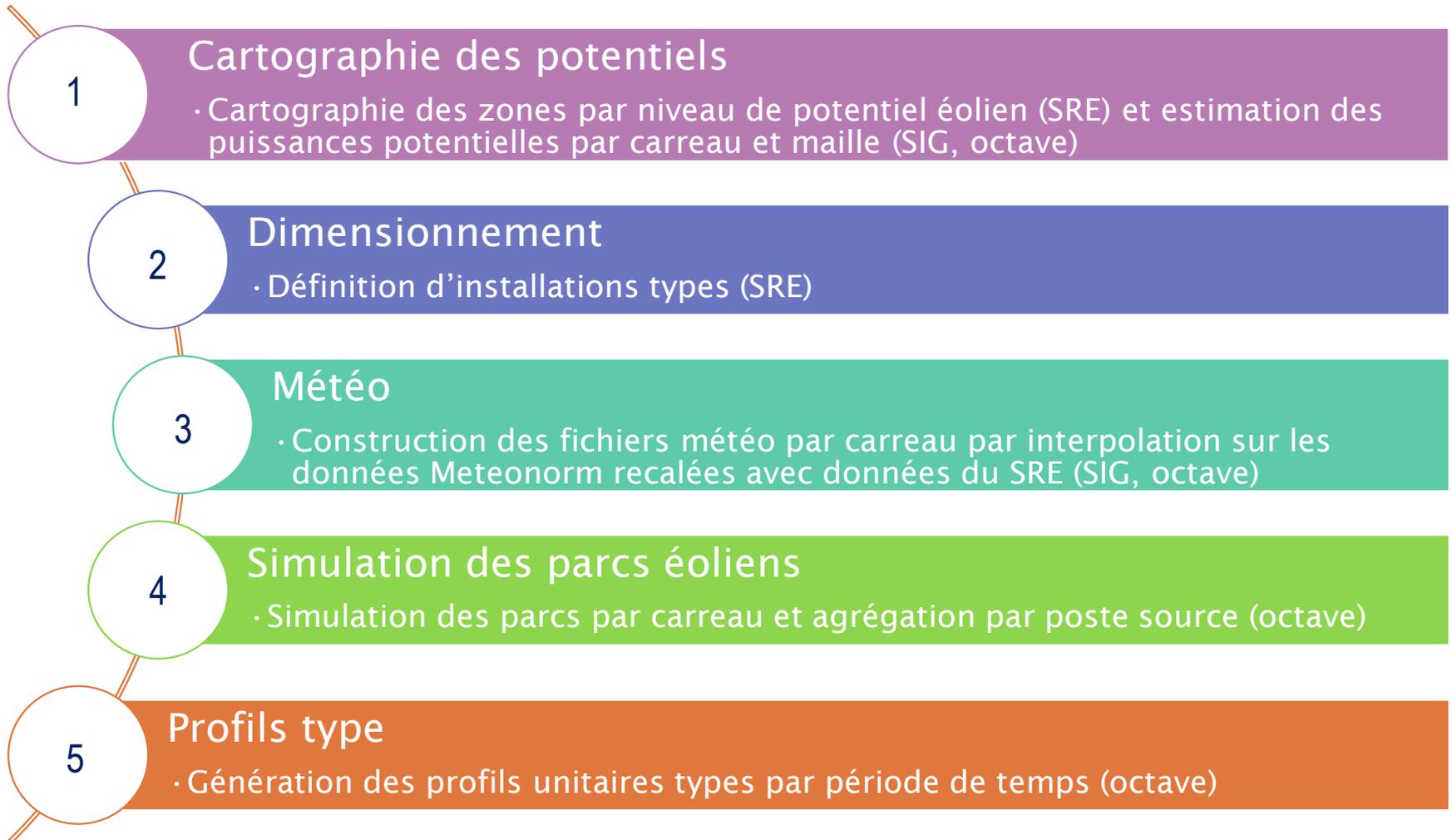
### Photovoltaïque : Profils types – distribution de probabilité horaire

- Exemple : Sol, Poste source : Capesterre



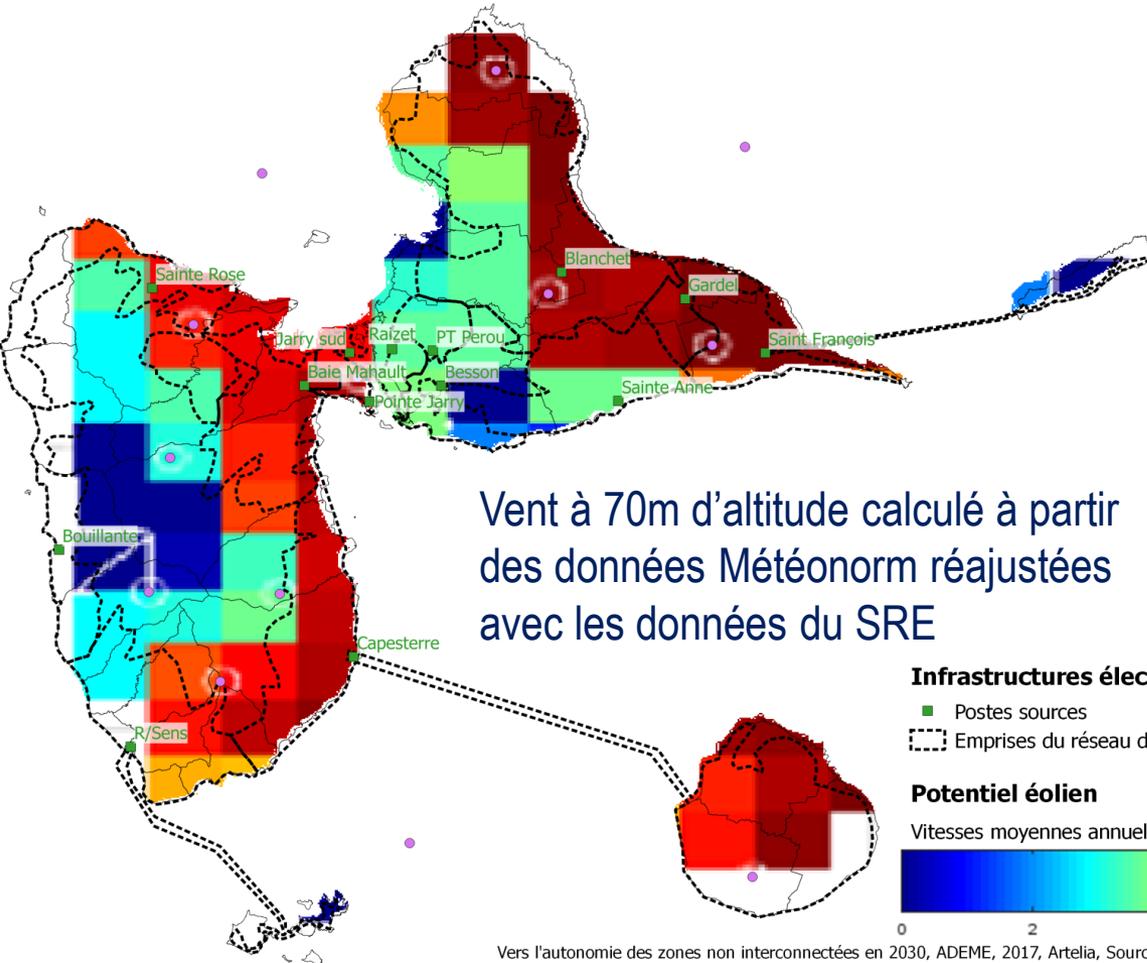


## Méthodologie

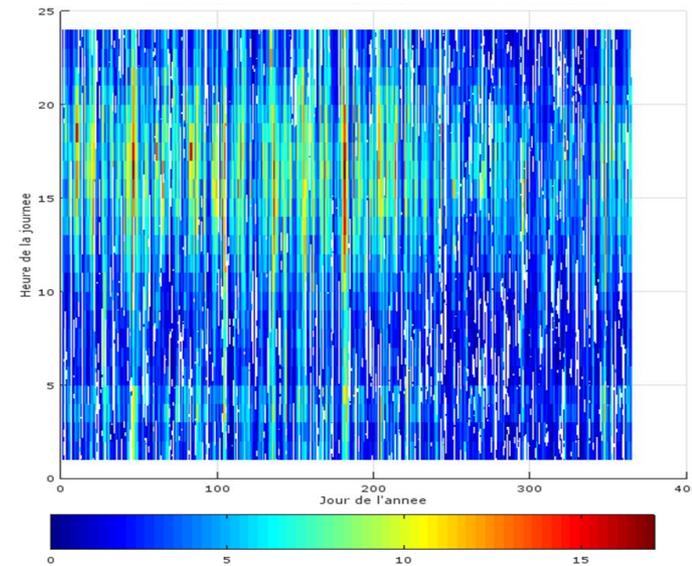


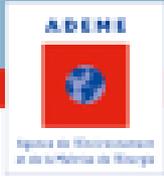


## Vitesses moyennes annuelles de vent sur la Guadeloupe



## Chroniques horaires annuelles générées sur un carreau

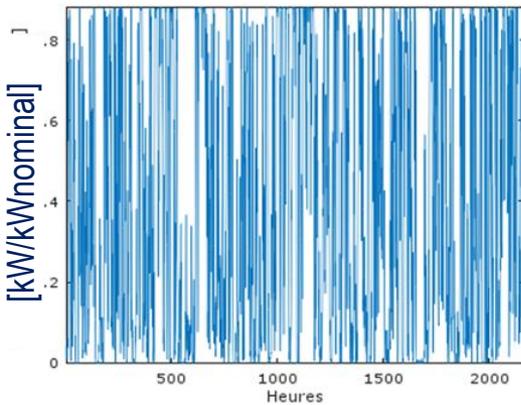




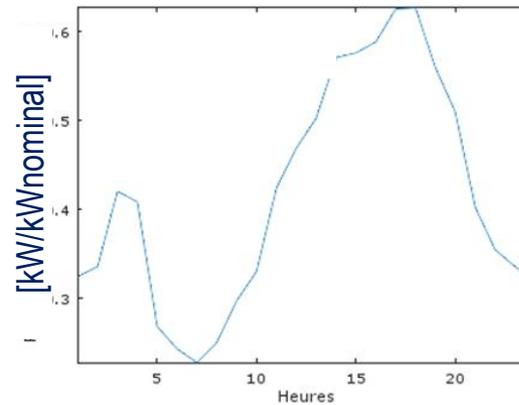
## Eolien - exemple de résultats

Blanchet, du 01/01 au 31/03

Chronique de production - standard

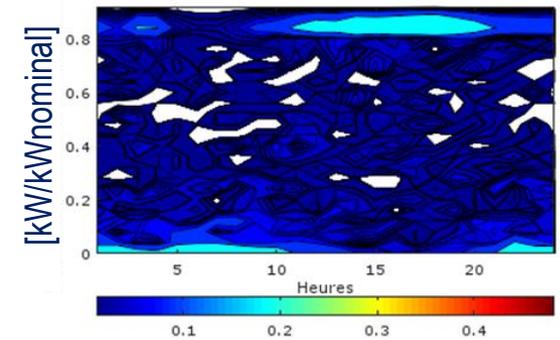


Profil journalier moyen - standard

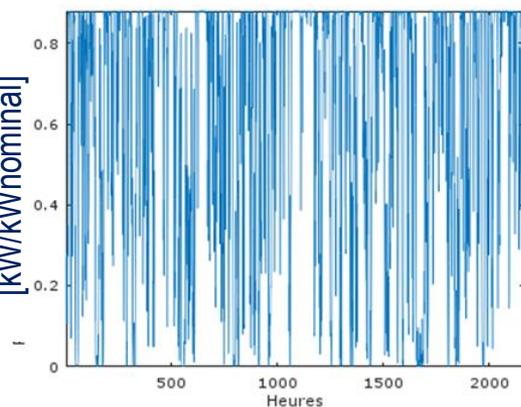


## Standard vs Surtoilé

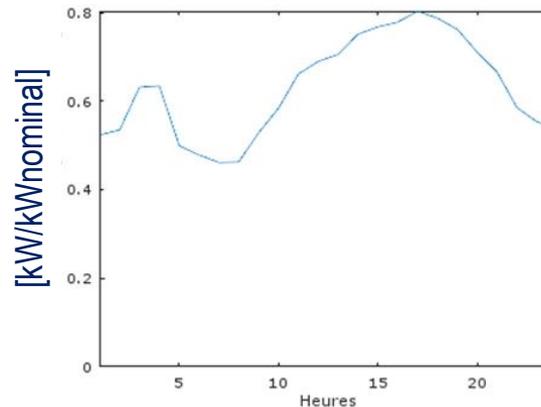
Distribution de probabilité sur la journée  
type de la production - standard



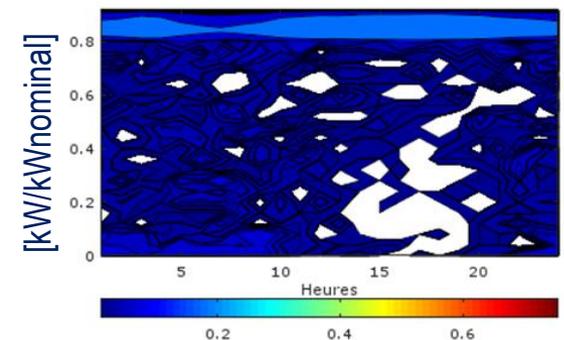
Chronique de production - surtoilé



Profil journalier moyen - surtoilé



Distribution de probabilité sur la journée  
type de la production - surtoilé





## Méthodologie

1

### Cartographie des potentiels

- Compilation et cartographie des puissances potentielles : Office de l'eau, SRCAE, Exploitants (SIG)

2

### Désagrégation par poste source

- Croisement cartographique des cours d'eau et des mailles par poste source (SIG)

3

### Données météo

- Construction de chroniques annuelles de débit à partir des historiques disponibles des stations de mesures de débit, DEAL (SIG, Octave)

4

### Profils type

- Génération des profils unitaires types par période de temps (octave)



## Hydroélectricité – sites potentiels

## Données horaires sources

Chronique de débits par station de mesure  
(DEAL, Banque Hydro)

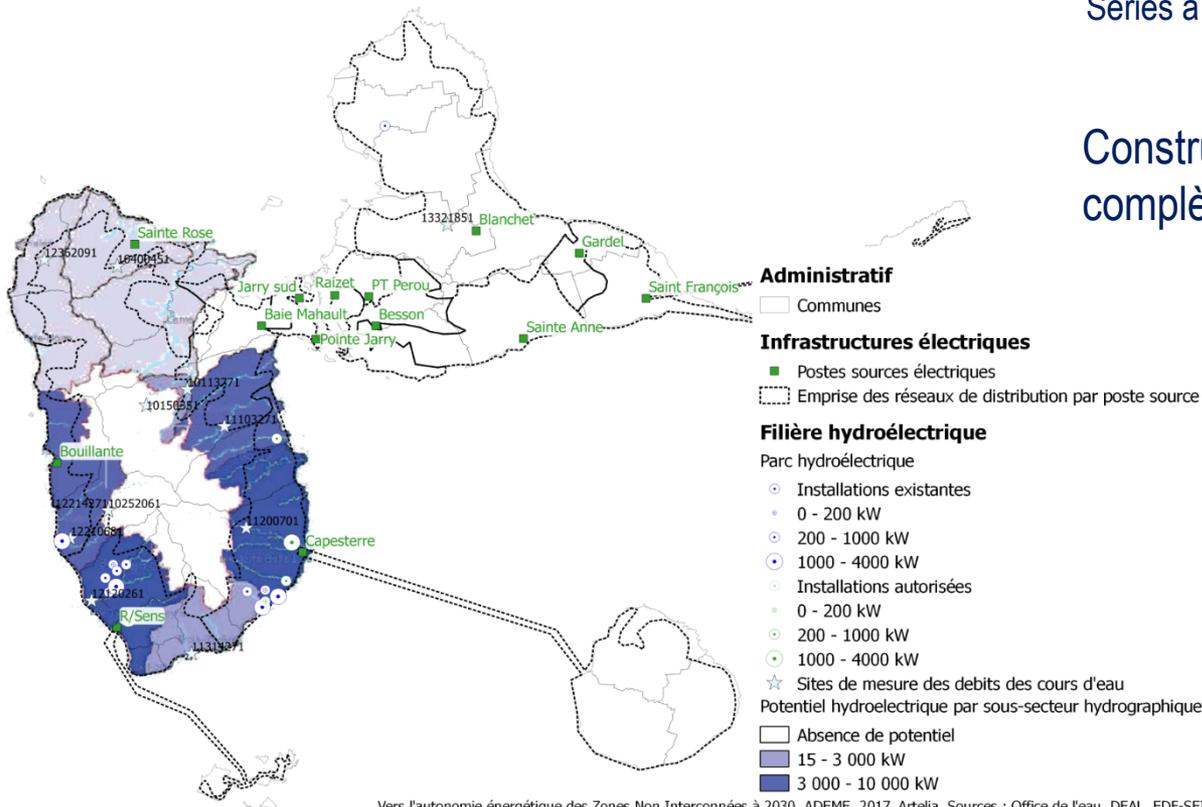
Séries à pas de temps horaire contenant de nombreux trous  
de données

sur un historique variable selon le site

Construction de chroniques horaires annuelles  
complète

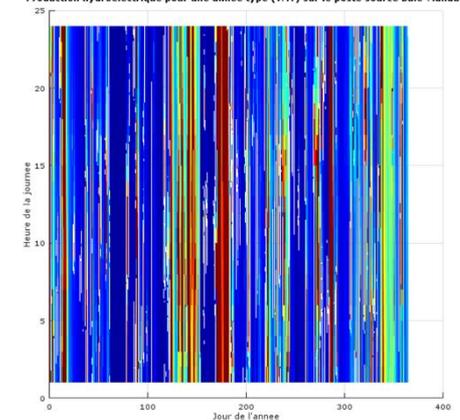
Principe de l'année météorologique type (tmy).

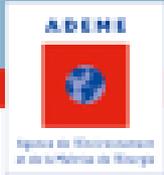
Zones de potentiel hydroélectrique et installations existantes



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées à 2030, ADEME, 2017, Artelia. Sources : Office de l'eau, DEAL, EDF-SEI

Production hydroélectrique pour une année type (TMY) sur le poste source Baie-Mahault

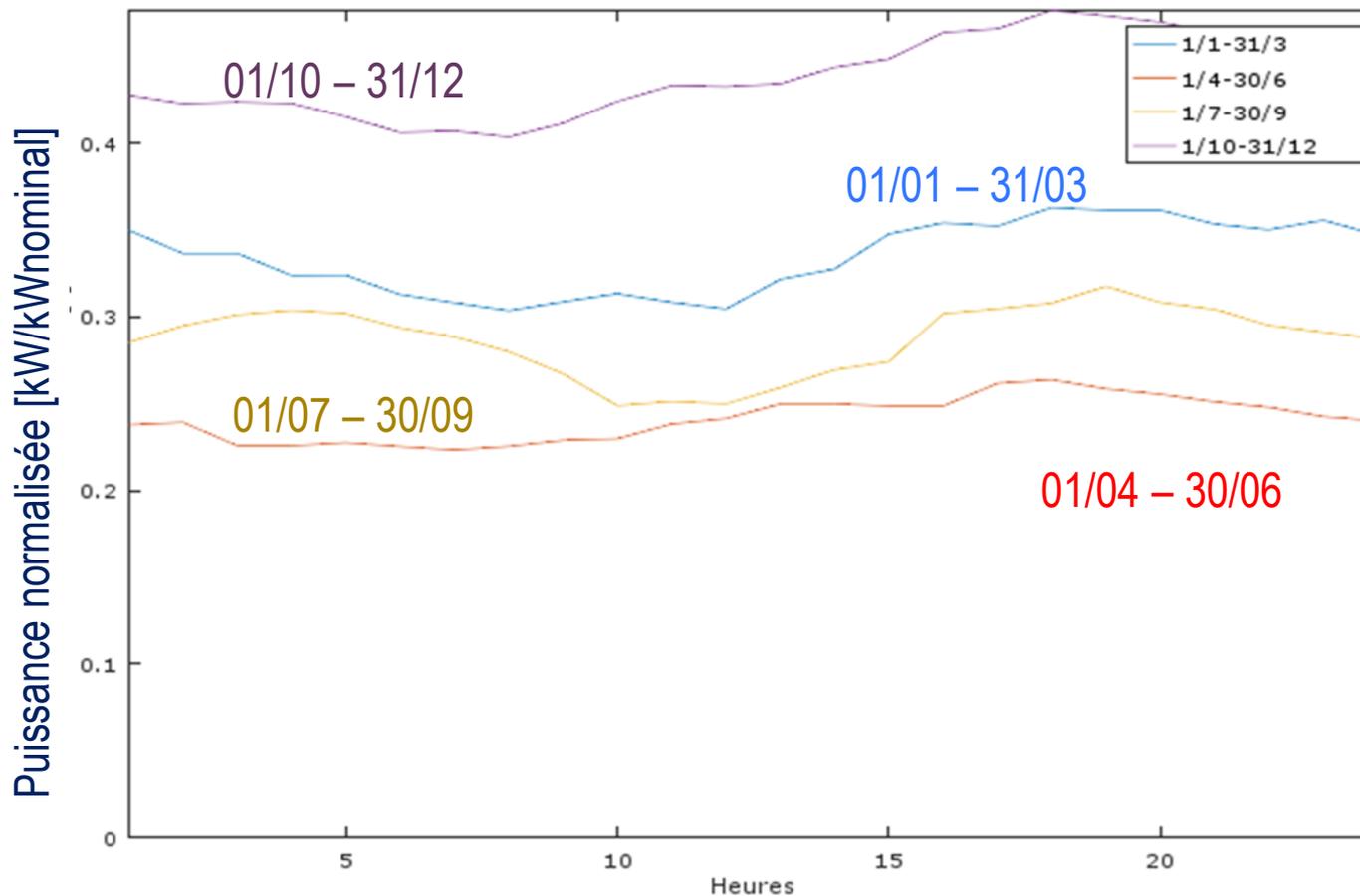




## Modélisation des potentiels ENR

Hydroélectricité – Exemple : Rivière Saint-Denis, du 01/01 au 31/03

Profil moyen par journée type





## Méthodologie

1

### Cartographie des potentiels par filière

- Analyse bibliographique : compilation, cartographie des gisements
- Calcul des potentiels énergétiques (électrique et biogaz) par filière et par EPCI

2

### Cartographie des installations existantes

- Analyse bibliographique et cartographie (SIG)

3

### Désagrégation des potentiels par poste source

- Allocation des gisements par poste source (SIG).

4

### Profils type

- Analyse saisonnalité des ressources



### Modélisation des potentiels ENR

#### Biomasse – Potentiels [MW]

| Poste source   | Paille de canne | Déchets verts | Encombrants | Emballages ménagers | Bois et sous-produits | Ordures Ménagères Résiduelle (OMR) et Assimilés | Canne fibre | Biomasse importée | Total      |
|----------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------|-----------------------|---|-------------|-------------------|------------|
| Blanchet       | 0,0             | 0,2           | 0,1         | 0,0                 | 0,1                   | 0,9   | 0           | 0                 | 1          |
| Bouillante     | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Capesterre     | 1,4             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,2   | 49          | 0                 | 51         |
| Jarry Sud      | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Riviere Sens   | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 14          | 0                 | 14         |
| Saint François | 0,0             | 0,3           | 0,1         | 0,0                 | 0,1                   | 1,7   | 0           | 0                 | 2          |
| Sainte Rose    | 2,1             | 0,3           | 0,1         | 0,0                 | 0,1                   | 1,5   | 0           | 0                 | 4          |
| Baie-Mahault   | 0,2             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Petit perou    | 0,0             | 0,4           | 0,2         | 0,0                 | 0,2                   | 2,2   | 0           | 0                 | 3          |
| Gardel         | 6,9             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 41                | 48         |
| Raizet         | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Besson         | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Sainte Anne    | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| Pointe Jarry   | 0,0             | 0,0           | 0,0         | 0,0                 | 0,0                   | 0,0   | 0           | 0                 | 0          |
| <b>Total</b>   | <b>10,7</b>     | <b>1,3</b>    | <b>0,6</b>  | <b>0,1</b>          | <b>0,6</b>            | <b>6,5</b>                                      | <b>63,2</b> | <b>41,1</b>       | <b>124</b> |

Part réellement exploitable ?

Plusieurs filières avec un gisement trop faible pour être exploité, sauf si proximité forte avec une centrale



## Méthodologie

1

### Cartographie des potentiels

- Analyse bibliographique

2

### Identification des postes sources concernés

- Croisement cartographique avec les mailles par poste source (SIG)

3

### Planning de déploiement des infrastructures

4

### Profils type

- Hypothèses IEA - WEO 2014 - Europe décalés de 2012 - 2035 à 2025 - 2040



## Modélisation des potentiels ENR

### Géothermie – Cartographie des gisements et potentiels associés

Ressource locale : Bouillante

#### ▪ Installations existantes :

|              | Puissance [MW] | Date de mise en service |
|--------------|----------------|-------------------------|
| Bouillante 1 | 5              | 1986                    |
| Bouillante 2 | 10             | 2005                    |

Taux de charge moyen : 50%

#### ▪ Projet :

– Bouillante 3 : 30 MW

Taux de charge moyen : 100% (!)

Ressource importée : La Dominique

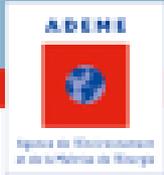
#### ▪ Interconnexion électrique:

Guadeloupe - Dominique – Martinique

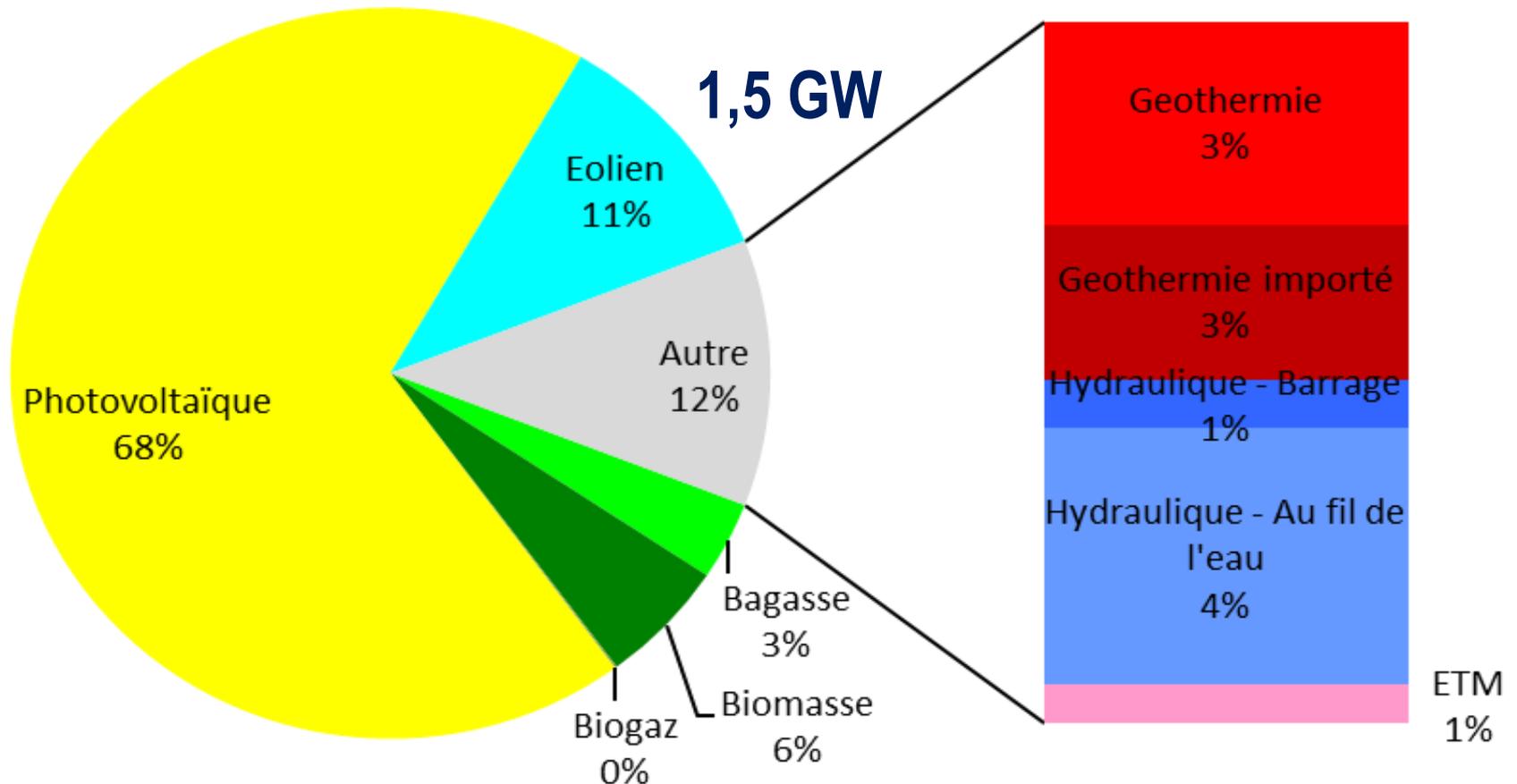
**Puissance : 40 MW**

Taux de charge moyen : 85%



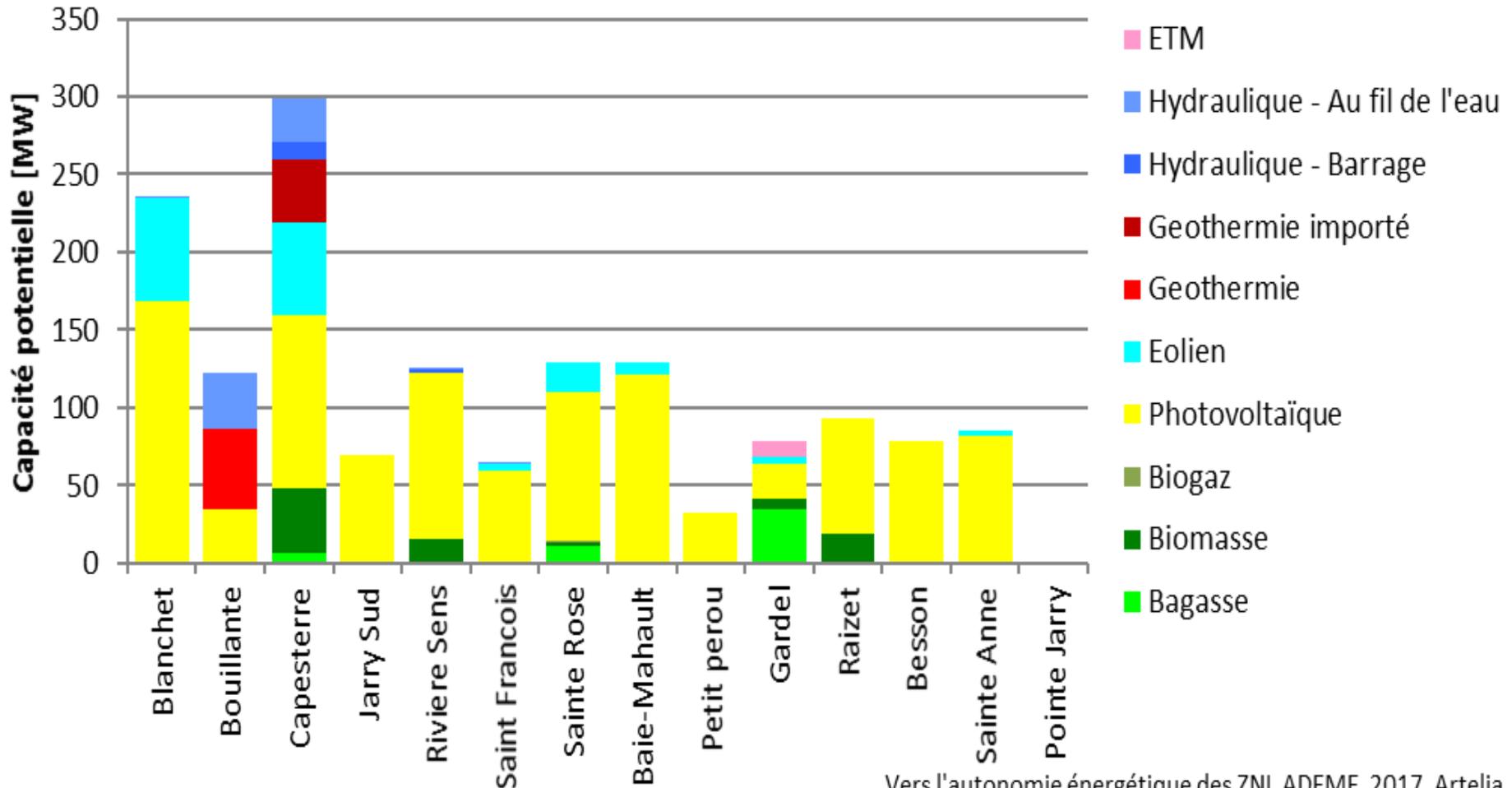


### Distribution des capacités ENR totales potentielles 2030





### Capacités ENR totales potentielles par poste source à 2030



# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- **Construction des scénarios**
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions



## Scénarios étudiés

### Les 5 scénarios diffèrent selon:

- L'évolution des demandes électriques
- La part de demande VE pilotable
- Les potentiels par filière
- L'Efficacité et disponibilité des ENR
- Les objectifs ENR et Autonomie
- Les prix des énergies et taxes carbone

**Contrainte commune à l'ensemble des scénarios**

**Seules des ENR peuvent être mises en œuvre à partir de 2015**



## Scénarios étudiés

### Scénario Tendanciel

- Contexte découlant des choix et contraintes actuels.

### Scénario Avantage Thermique

- Contexte économique favorable aux énergies conventionnelles.
- Efforts tendanciel de maîtrise de la demande énergétique.

### Scénario Avantage Technologique

- Contexte technique optimiste :
  - Accès à de nouvelles technologies ENR.
  - Meilleure diffusion des technologies de maîtrise de la demande d'énergie.

### Scénario Tous Feux Verts

- Libère les contraintes réglementaires et sociales non rédhibitoires.
- Force l'atteinte d'un mix 100% ENR à 2030 : **autonomie électrique.**

### Scénario Autonomie Energétique

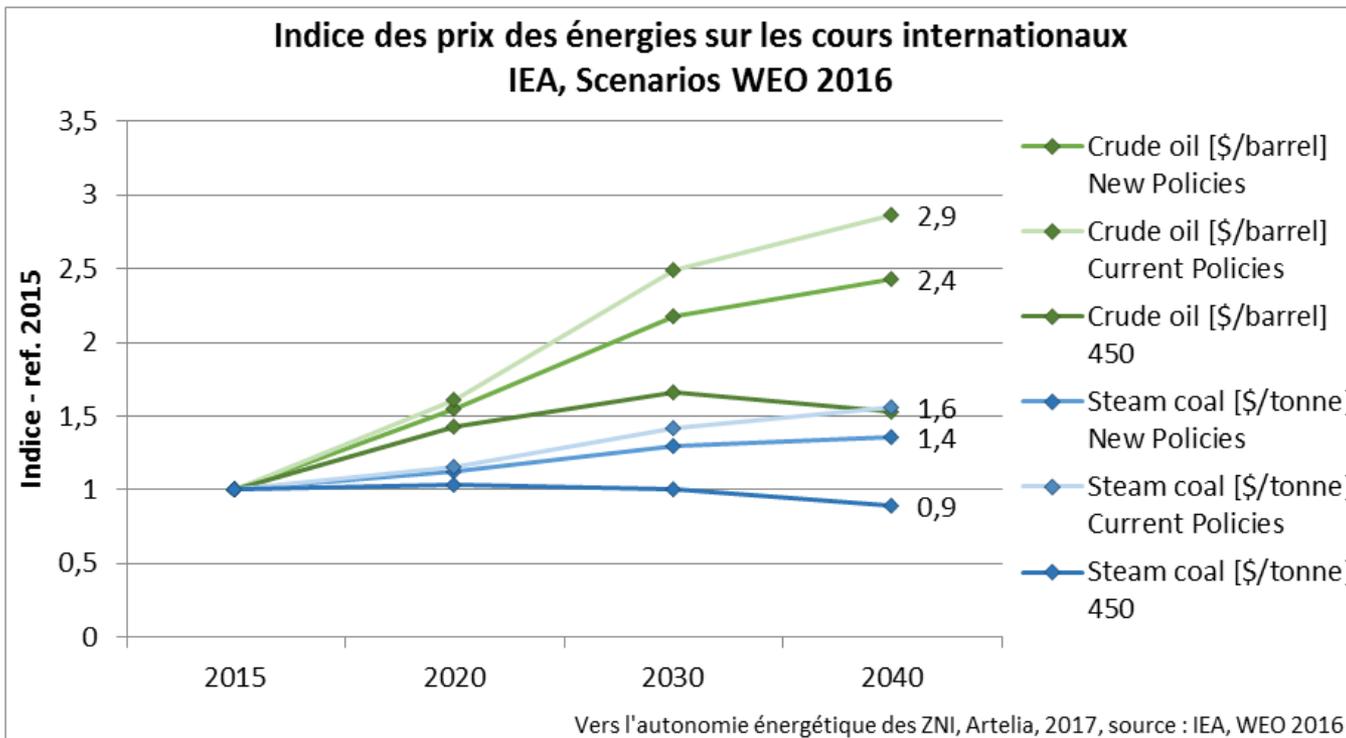
- Convertit le secteur des transports routier (hors poids lourds) en véhicules électriques.
- Force l'atteinte d'un mix 100% ENR à 2030 : **autonomie électrique + transport**



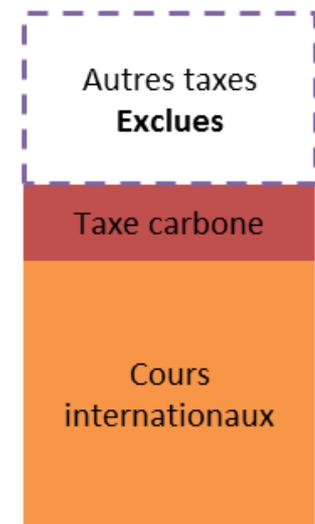
## Compléments : Coûts des énergies

### Données

- Importations en 2013 (douane): volumes, coûts
- World Energy Outlook (WEO 2016, AIE): indices des prix
- Taxe carbone fixée dans la loi de transition énergétique



### Périmètre retenu pour le coût des énergies



Un scénario 100% ENR impose une révision en profondeur de la fiscalité des énergies



- Les coûts sont calculés hors impôts, taxes et marges à l'exception de la taxe carbone qui constitue un paramètre des scénarios.
- Une surcote d'environ 44% peut être appliquée pour tenir compte de ces éléments.
- Année de référence 2015 (actualisation et cumul)
- Taux d'actualisation: base 8% ; effectif 5,9%
- Taux de rémunération: base 11% ; effectif 8,8%

$$\text{Coût complet moyen de production} = \frac{\text{Coût Total Non Actualisé}_{\text{année}}}{\text{Production}_{\text{année}}}$$

$$\text{Le LCOE d'une installation } LCOE = \frac{\text{Somme des coûts actualisés de l'année 1 à } n}{\text{Somme des productions actualisées de l'année 1 à } n}$$

Ce calcul réalisé pour une technologie et un poste source donné peut être moyenné sur l'ensemble du parc

**Coût total sur une période (actualisé ou non)** = somme de l'ensemble des coûts sur cette même période : amortissements et rémunération des capitaux, coûts échoués, charges fixes et variables.

**Coûts échoués** = Capital restant à amortir à la date du déclassement.

Répartis de façon identique à l'amortissement initialement programmé et tiennent compte de la rémunération du capital immobilisé, au taux fixé par la Commission de Régulation l'Énergie.



## Éléments de contexte

|   | Tendanciel              | Avantage thermique | Avantage technologie | Tous feux verts | Vers l'autonomie énergétique |
|---|-------------------------|--------------------|----------------------|-----------------|------------------------------|
| Objectif EnR                                    | Optimisé                | Optimisé           | Optimisé             | <b>100%</b>     | <b>100%</b>                  |
| Cours du pétrole                                | <b>Current policies</b> | New policies       | New policies         | 450 Scénario    | 450 Scénario                 |
| Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]               | 60                      | <b>40</b>          | 60                   | <b>100</b>      | <b>100</b>                   |
| Evolution de la demande (Ref. PPE)              | MDE Standard            | MDE Standard       | MDE Renforcée        | MDE Renforcée   | MDE Renforcée                |
| VE dynamique de pénétration [% des ventes 2030] | 25%                     | 25%                | <b>50%</b>           | <b>50%</b>      | <b>100%*</b>                 |
| VE - part pilotable [% du parc]                 | 25%                     | 25%                | <b>50%</b>           | <b>50%</b>      | <b>50%</b>                   |



## Potentiels ENR additionnels maximum à 2030

|   | Tend.      | Avantage thermique | Avantage technologie | Tous feux verts | Vers l'autonomie énergétique |
|---|------------|--------------------|----------------------|-----------------|------------------------------|
| Photovoltaïque [MW]                                   | 602        | 602                | <b>988</b>           | <b>988</b>      | <b>988</b>                   |
| Eolien [MW]   | 116        | 116                | <b>166</b>           | <b>166</b>      | <b>166</b>                   |
| Eolien surtoilé                                       | <b>Non</b> | <b>2030</b>        | 2020                 | 2020            | 2020                         |
| Eolien offshore                                       | <b>Non</b> | <b>Non</b>         | 2030                 | 2030            | 2030                         |
| Hydraulique [MW]                                      | 8          | 8                  | 8                    | <b>69</b>       | <b>69</b>                    |
| Hydraulique - sous condition strictes                 | Non        | Non                | Non                  | <b>2020</b>     | <b>2020</b>                  |
| Hydraulique - difficilement mobilisable               | Non        | Non                | Non                  | Non             | Non                          |
| Hydraulique - STEP marine                             | <b>Non</b> | 2030               | 2030                 | 2030            | 2030                         |
| Biomasse [MW]   | 173        | 173                | 173                  | <b>117</b>      | <b>117</b>                   |
| Biomasse - importations                               | Oui        | Oui                | Oui                  | <b>Non</b>      | <b>Non</b>                   |
| Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]** | 50%        | 50%                | 50%                  | <b>100%</b>     | <b>100%</b>                  |
| Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]           | 0%         | 0%                 | 0%                   | 0%              | 0%                           |
| Géothermie [MW]                                       | 37.8       | 37.8               | <b>77.8</b>          | <b>77.8</b>     | <b>77.8</b>                  |
| Géothermie - année de disponibilité                   | 2030       | 2030               | <b>2025</b>          | <b>2025</b>     | <b>2025</b>                  |
| ETM - année de disponibilité                          | <b>Non</b> | 2025               | 2025                 | 2025            | 2025                         |

# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- **Résultats des optimisations**
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- Conclusions

# Résultat des optimisations

## Scénario « Tendanciel » Bilan technique

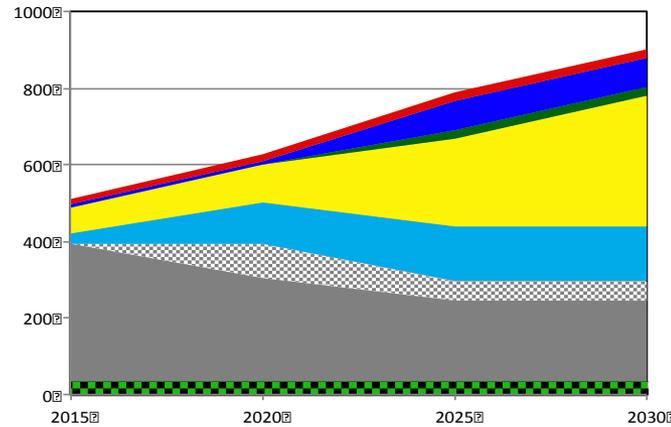


### Tendanciel

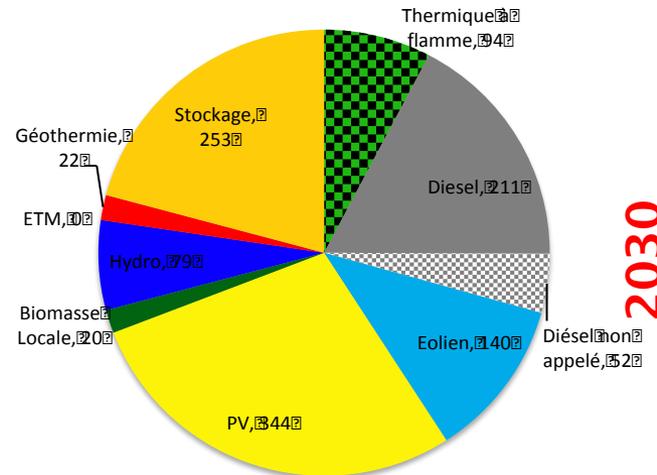
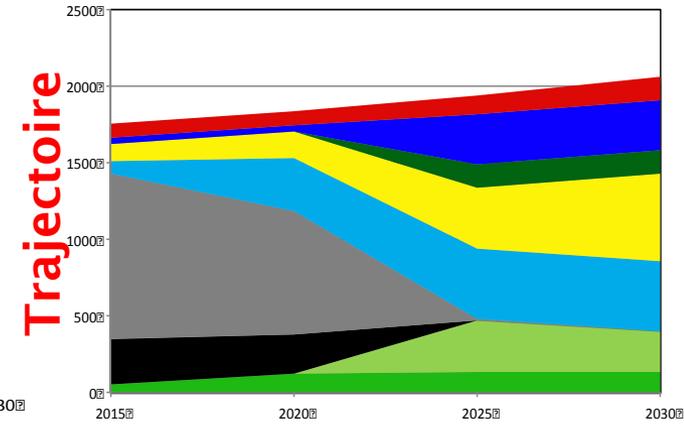
|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| <b>Demande</b>         | <b>1741 GWh</b> |
| Dont VE                | 73 GWh          |
| <b>Taux ENR du MIX</b> | <b>100%</b>     |
| Dont ENR locales       | 87%             |
| Dont ENR variables     | 50%             |
| <b>Parc ENR</b>        | <b>664 MW</b>   |
| Dont ENR variables     | 497 MW          |
| <b>Stockage</b>        | <b>253 MW</b>   |
| Dont stockage 2h       | 76 MW           |
| Dont stockage 4h       | 177 M           |
| Dont STEP              | 0 MW            |
| <b>Renforcement</b>    | <b>8 MW</b>     |

- Géothermie
- ETM
- Hydro
- Biomasse Locale
- PV
- Eolien
- Diésel non appelé
- Diesel
- Thermique à flamme

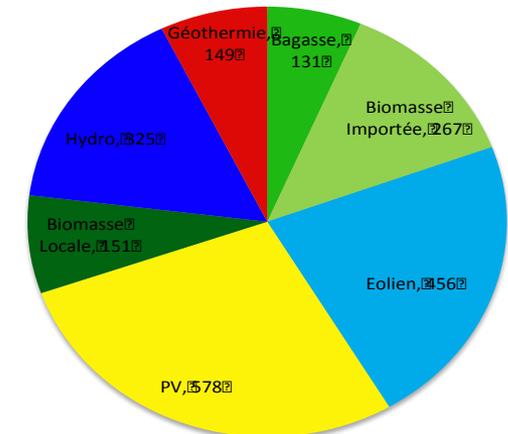
### Parc de production [MW]



### Mix énergétique [GWh]



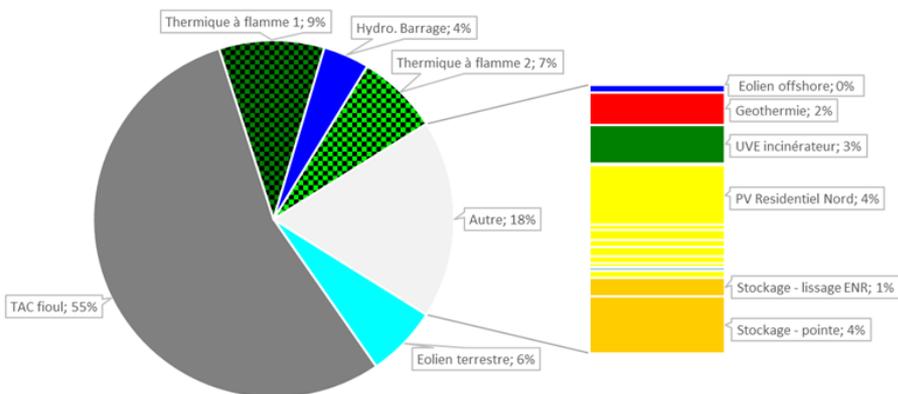
2030



# Résultat des optimisations SCENARIO « Tendanciel » Bilan économique

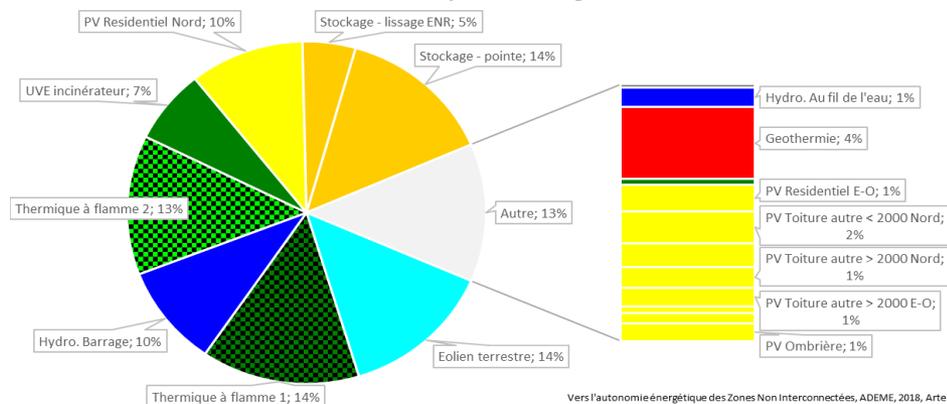


Répartition des coûts totaux actualisés 2015 - 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

Contribution des technologies de production et stockage au coût complet de l'énergie 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

## Année 2030

|                             |     |       |
|-----------------------------|-----|-------|
| Coûts complet de production | 115 | €/MWh |
| Coût marginal moyen         | 176 | €/MWh |

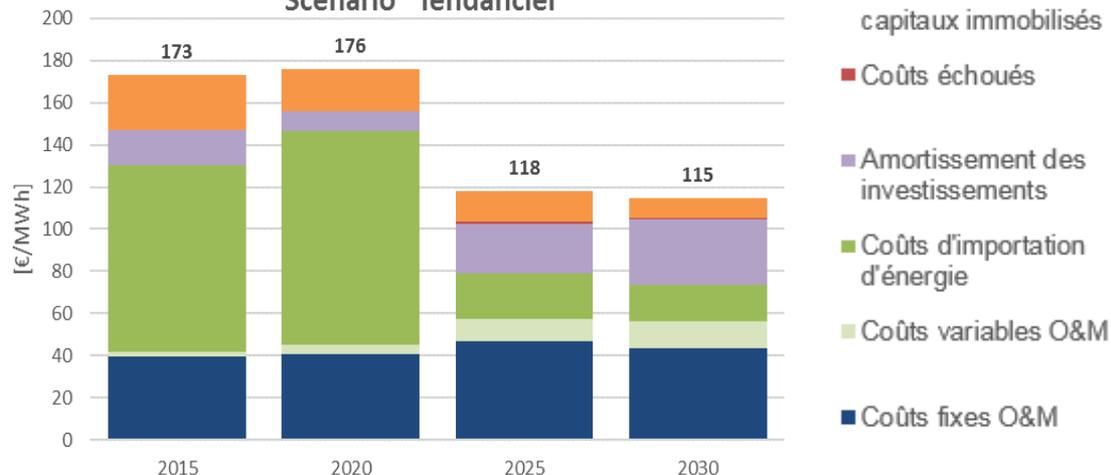
## Sur la période 2015 – 2030

|                             |       |    |
|-----------------------------|-------|----|
| Couts totaux non actualisés | 4 548 | M€ |
| Investissements bruts       | 1 531 | M€ |

## Sur la durée de vie

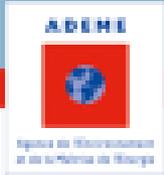
|                           |     |       |
|---------------------------|-----|-------|
| LCOE moyen parc           | 158 | €/MWh |
| LCOE installations neuves | 98  | €/MWh |

Structure des coûts complets de production  
Scénario "Tendanciel"



# Résultat des optimisations

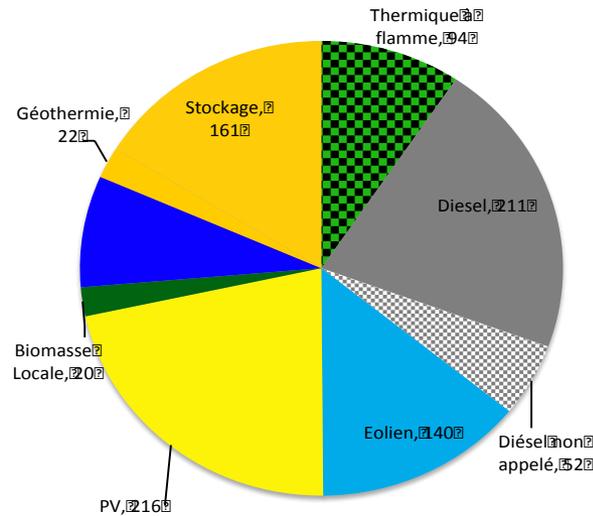
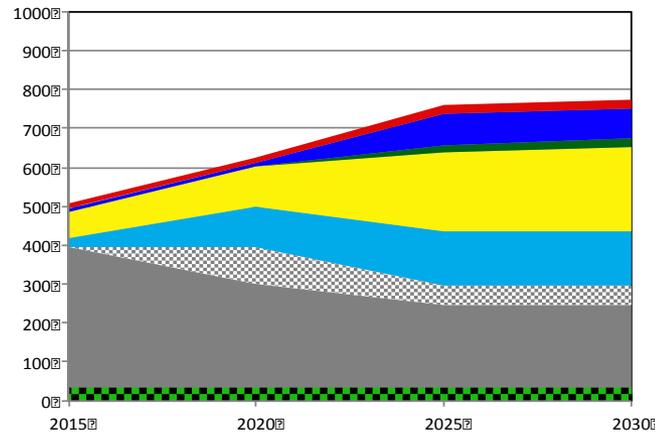
## SCENARIO « Avantage thermique » Bilan technique



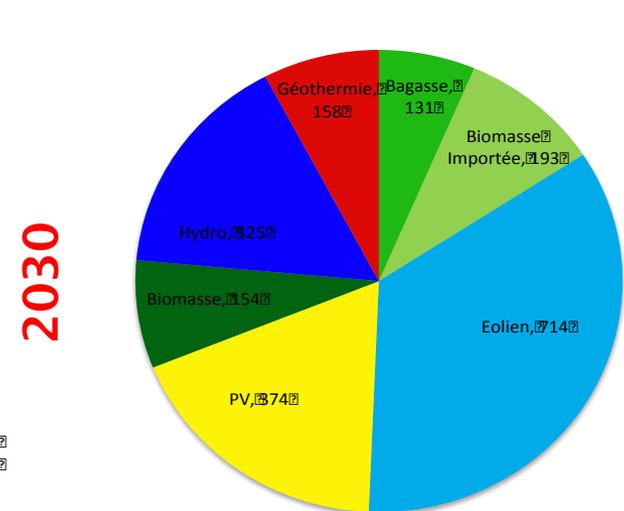
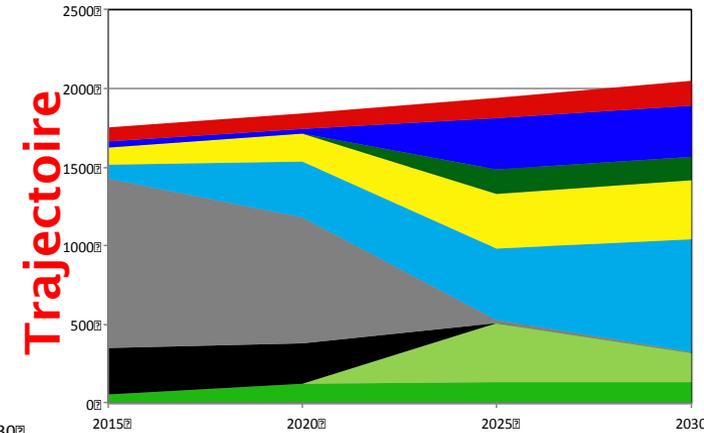
| Avantage Thermique     |                 |
|------------------------|-----------------|
| <b>Demande</b>         | <b>1741 GWh</b> |
| Dont VE                | 73 GWh          |
| <b>Taux ENR du MIX</b> | <b>100%</b>     |
| Dont ENR locales       | 91%             |
| Dont ENR variables     | 53%             |
| <b>Parc ENR</b>        | <b>537 MW</b>   |
| Dont ENR variables     | 369 MW          |
| <b>Stockage</b>        | <b>161 MW</b>   |
| Dont stockage 2h       | 10 MW           |
| Dont stockage 4h       | 151 MW          |
| Dont STEP              | 0 MW            |
| <b>Renforcement</b>    | <b>27 MW</b>    |

- Géothermie
- ETM
- Hydro
- Biomasse Locale
- PV
- Eolien
- Diésel non appelé
- Diesel
- Thermique à flamme

### Parc de production [MW]

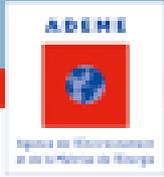


### Mix énergétique [GWh]

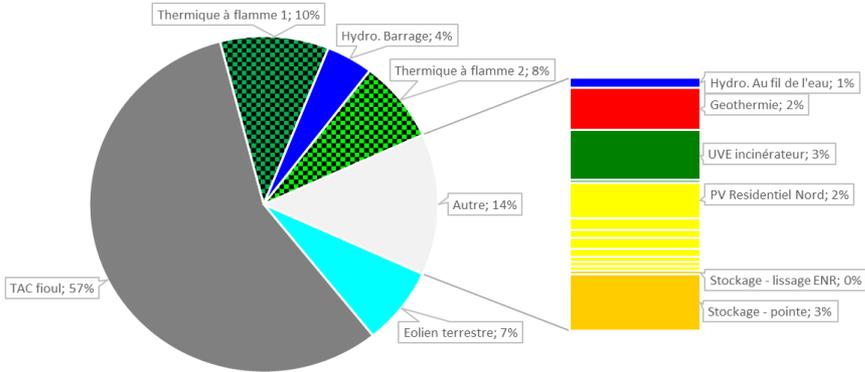


# Résultat des optimisations

## SCENARIO « Avantage thermique » Bilan économique

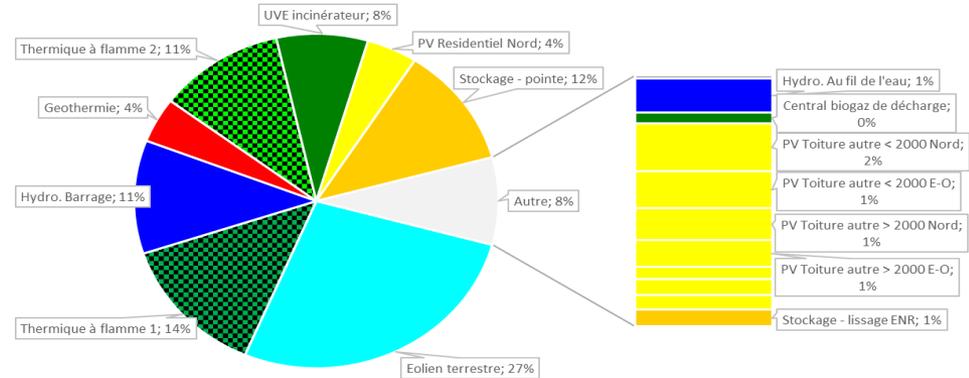


Répartition des coûts totaux actualisés 2015 - 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

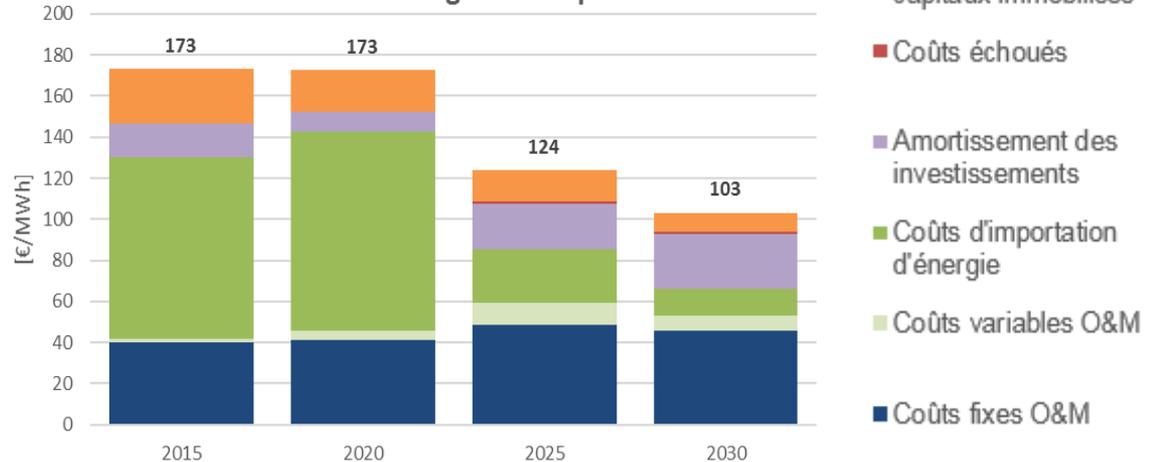
Contribution des technologies de production et stockage au coût complet de l'énergie 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

| Année 2030                  |       |       |
|-----------------------------|-------|-------|
| Couts complet de production | 103   | €/MWh |
| Coût marginal moyen         | 126   | €/MWh |
| Sur la période 2015 – 2030  |       |       |
| Couts totaux non actualisés | 4 478 | M€    |
| Investissements bruts       | 1 193 | M€    |
| Sur la durée de vie         |       |       |
| LCOE moyen parc             | 161   | €/MWh |
| LCOE installations neuves   | 96    | €/MWh |

Structure des coûts complets de production  
Scénario "Avantage thermique"



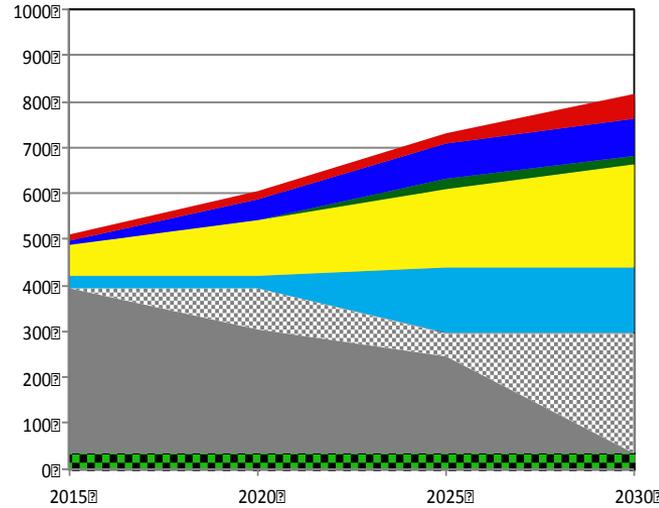


### Avantage technologique

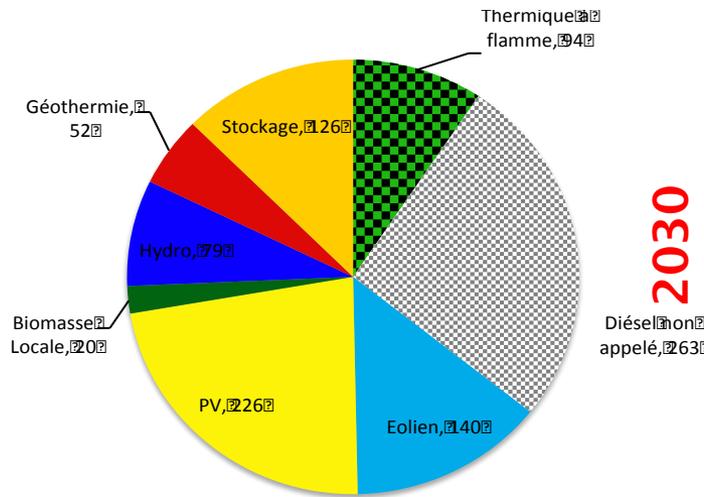
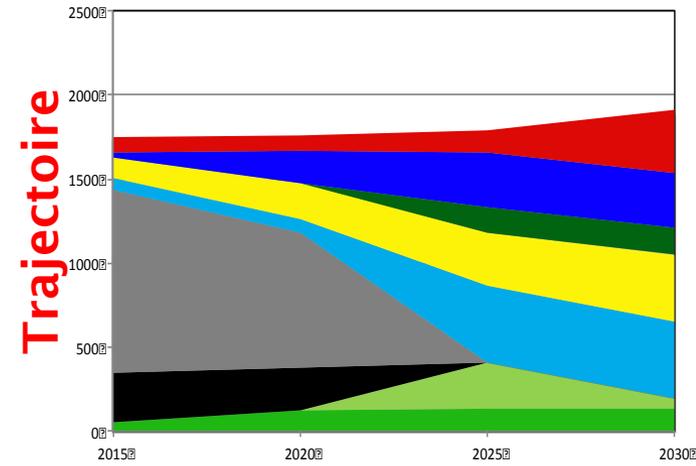
|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| <b>Demande</b>         | <b>1566 GWh</b> |
| Dont VE                | 144 GWh         |
| <b>Taux ENR du MIX</b> | <b>100%</b>     |
| Dont ENR locales       | 97%             |
| Dont ENR variables     | 45%             |
| <b>Parc ENR</b>        | <b>577 MW</b>   |
| Dont ENR variables     | 379 MW          |
| <b>Stockage</b>        | <b>126 MW</b>   |
| Dont stockage 2h       | 4 MW            |
| Dont stockage 4h       | 122 MW          |
| Dont STEP              | 0 MW            |
| <b>Renforcement</b>    | <b>0 MW</b>     |

- Géothermie
- ETM
- Hydro
- Biomasse Locale
- PV
- Eolien
- ⊗ Diésel non appelé
- Diesel
- Thermique à flamme

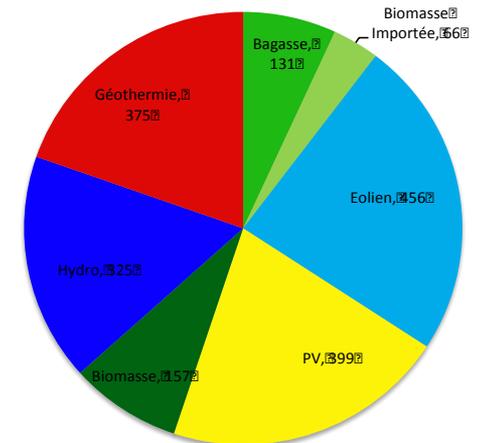
### Parc de production [MW]



### Mix énergétique [GWh]

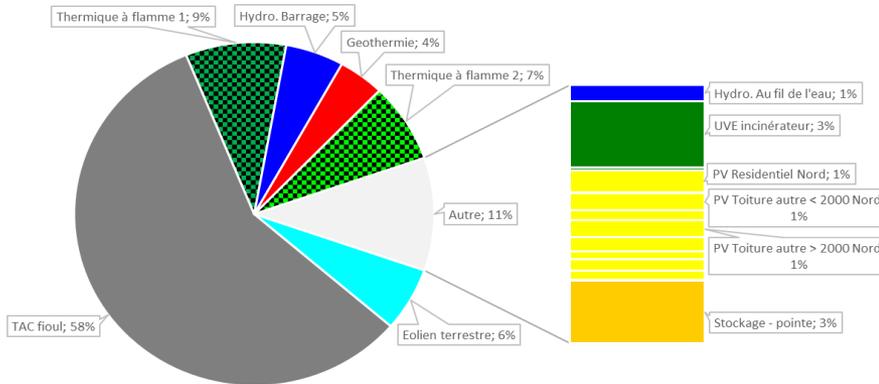


**2030**  
Diésel non appelé, 263



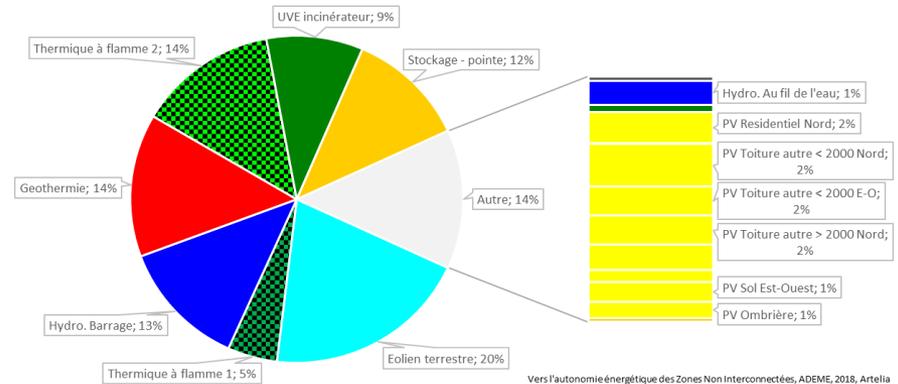


Répartition des coûts totaux actualisés 2015 - 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

Contribution des technologies de production et stockage au coût complet de l'énergie 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

### Année 2030

|                             |     |       |
|-----------------------------|-----|-------|
| Couts complet de production | 122 | €/MWh |
| Coût marginal moyen         | 109 | €/MWh |

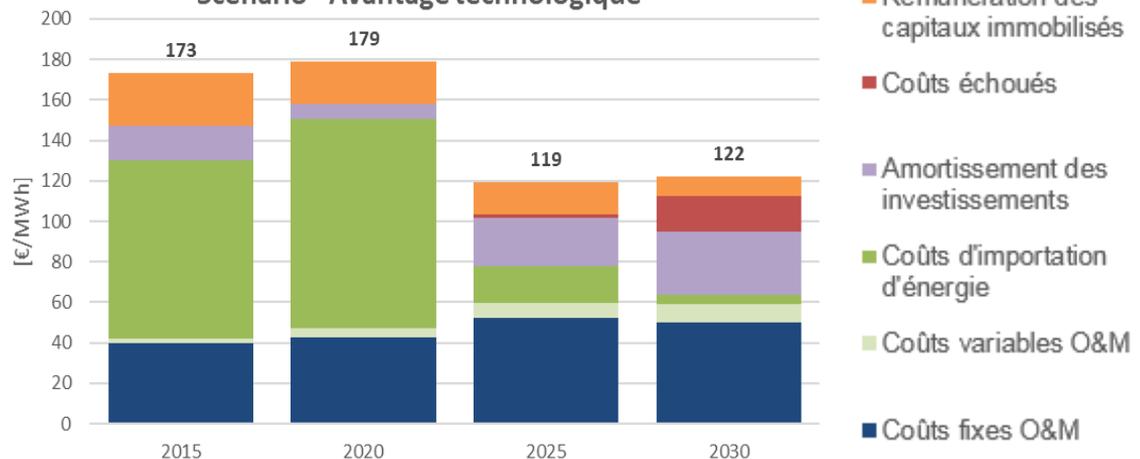
### Sur la période 2015 – 2030

|                             |       |    |
|-----------------------------|-------|----|
| Couts totaux non actualisés | 4 395 | M€ |
| Investissements bruts       | 1 362 | M€ |

### Sur la durée de vie

|                           |     |       |
|---------------------------|-----|-------|
| LCOE moyen parc           | 147 | €/MWh |
| LCOE installations neuves | 92  | €/MWh |

Structure des coûts complets de production  
Scénario "Avantage technologique"



# Résultat des optimisations

## SCENARIO « Tous feux verts » Bilan technique

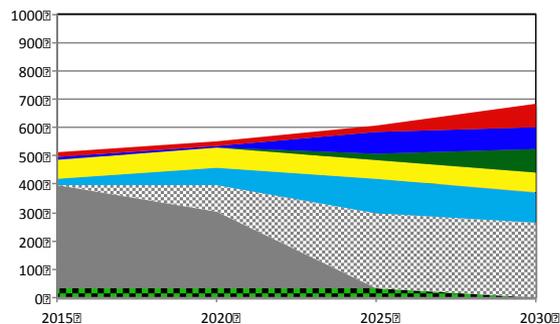


### Tous feux verts

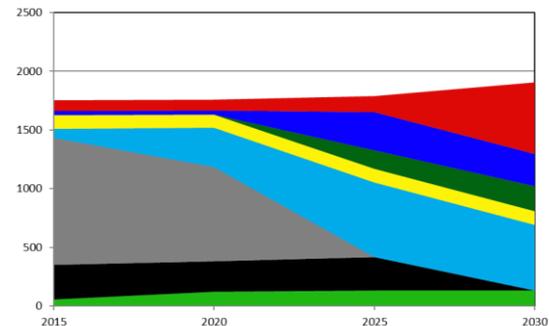
|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| <b>Demande</b>         | <b>1566 GWh</b> |
| Dont VE                | 144 GWh         |
| <b>Taux ENR du MIX</b> | <b>100%</b>     |
| Dont ENR locales       | 100%            |
| Dont ENR variables     | 35%             |
| <b>Parc ENR</b>        | <b>481 MW</b>   |
| Dont ENR variables     | 189 MW          |
| <b>Stockage</b>        | <b>94 MW</b>    |
| Dont stockage 2h       | 66 MW           |
| Dont stockage 4h       | 28 MW           |
| Dont STEP              | 0 MW            |
| <b>Renforcement</b>    | <b>0 MW</b>     |

- Géothermie
- ETM
- Hydro
- Biomasse Locale
- PV
- Eolien
- Diésel non appelé
- Diesel
- Thermique à flamme

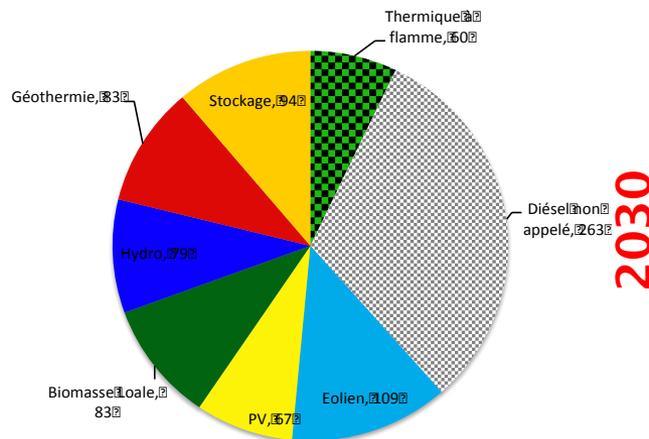
### Parc de production [MW]



### Mix énergétique [GWh]



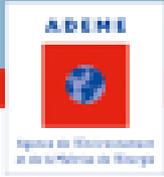
Trajectoire



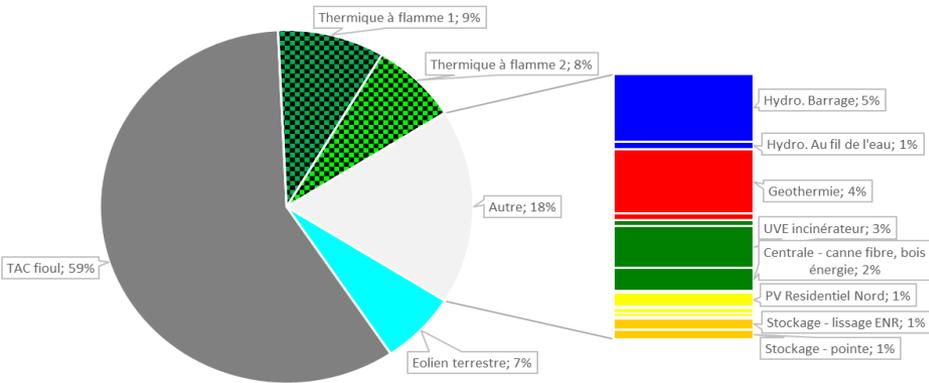
2030

# Résultat des optimisations

## SCENARIO « Tous feux verts » Bilan économique

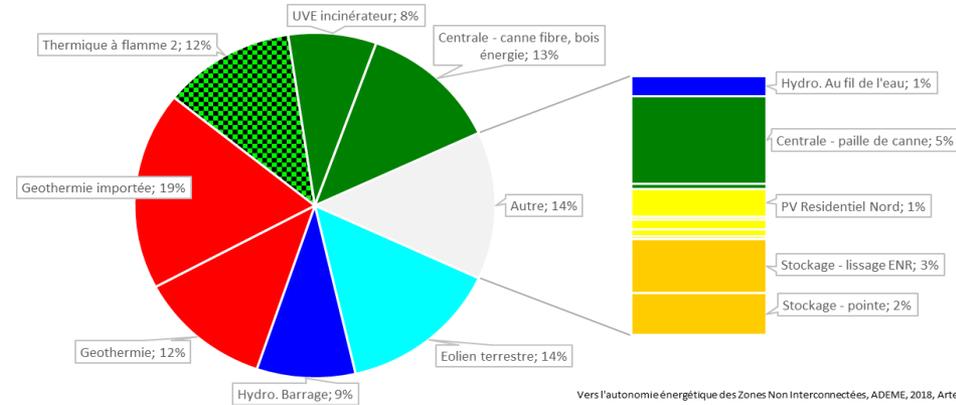


Répartition des coûts totaux actualisés 2015 - 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

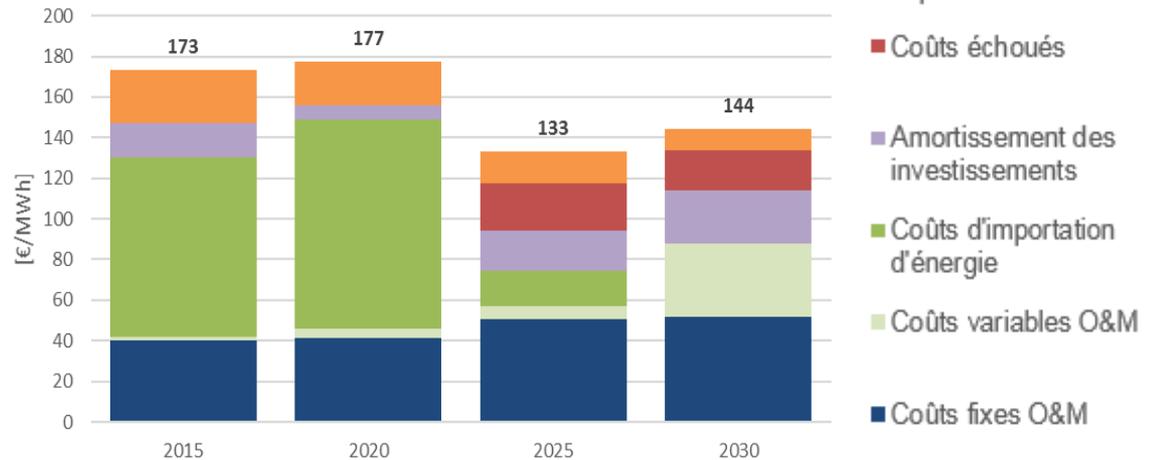
Contribution des technologies de production et stockage au coût complet de l'énergie 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

|                                    |              |              |
|------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Année 2030</b>                  |              |              |
| <b>Coûts complet de production</b> | <b>144</b>   | <b>€/MWh</b> |
| <b>Coût marginal moyen</b>         | <b>220</b>   | <b>€/MWh</b> |
| <b>Sur la période 2015 – 2030</b>  |              |              |
| <b>Coûts totaux non actualisés</b> | <b>4546</b>  | <b>M€</b>    |
| <b>Investissements bruts</b>       | <b>1 109</b> | <b>M€</b>    |
| <b>Sur la durée de vie</b>         |              |              |
| <b>LCOE moyen parc</b>             | <b>142</b>   | <b>€/MWh</b> |
| <b>LCOE installations neuves</b>   | <b>102</b>   | <b>€/MWh</b> |

Structure des coûts complets de production  
Scénario "Tous feux verts"



# Résultat des optimisations

## SCENARIO «Vers l'autonomie» Bilan technique

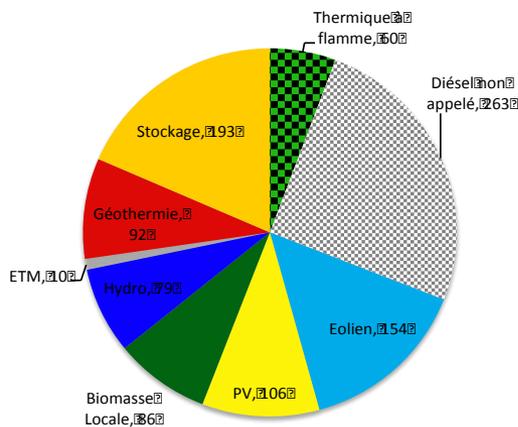
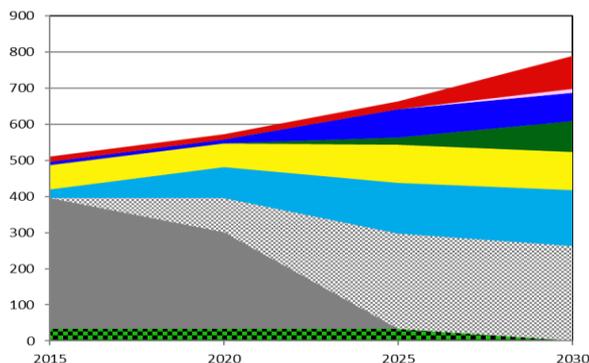


### Vers l'autonomie

|                        |                 |
|------------------------|-----------------|
| <b>Demande</b>         | <b>2078 GWh</b> |
| Dont VE                | 584 GWh         |
| <b>Taux ENR du MIX</b> | <b>100%</b>     |
| Dont ENR locales       | 100%            |
| Dont ENR variables     | 41%             |
| <b>Parc ENR</b>        | <b>587 MW</b>   |
| Dont ENR variables     | 283 MW          |
| <b>Stockage</b>        | <b>193 MW</b>   |
| Dont stockage 2h       | 131 MW          |
| Dont stockage 4h       | 62 MW           |
| Dont STEP              | 0 MW            |
| <b>Renforcement</b>    | <b>15,7 MW</b>  |

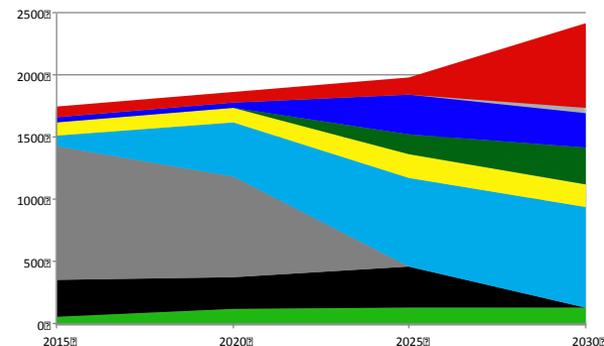
- Géothermie
- ETM
- Hydro
- Biomasse Locale
- PV
- Eolien
- Diesel non appelé
- Diesel
- Thermique à flamme

### Parc de production [MW]

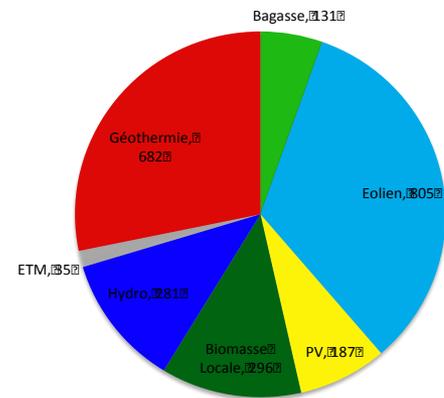


### Mix énergétique [GWh]

Trajectoire



2030

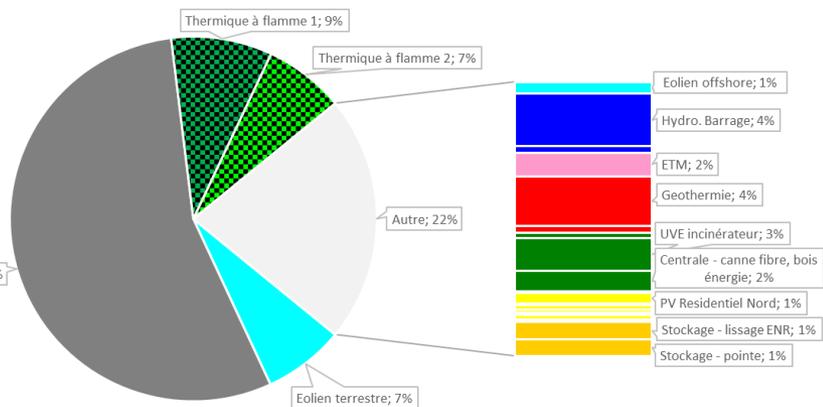


# Résultat des optimisations

## SCENARIO «Vers l'autonomie» Bilan économique

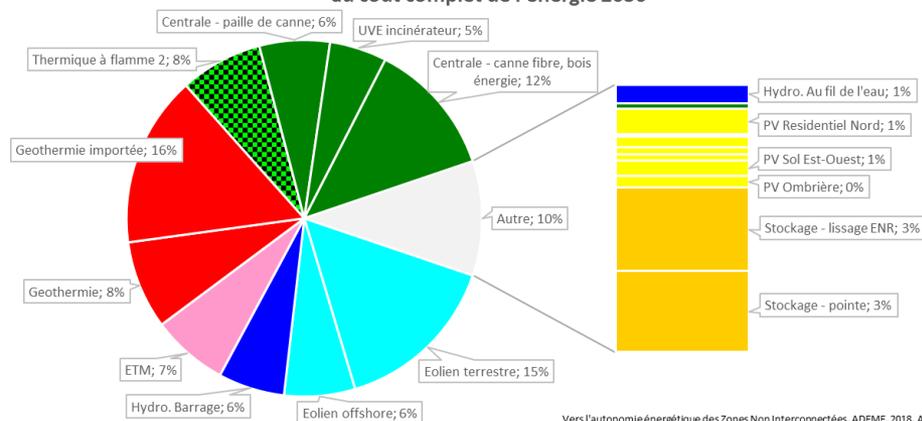


Répartition des coûts totaux actualisés 2015 - 2030



Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

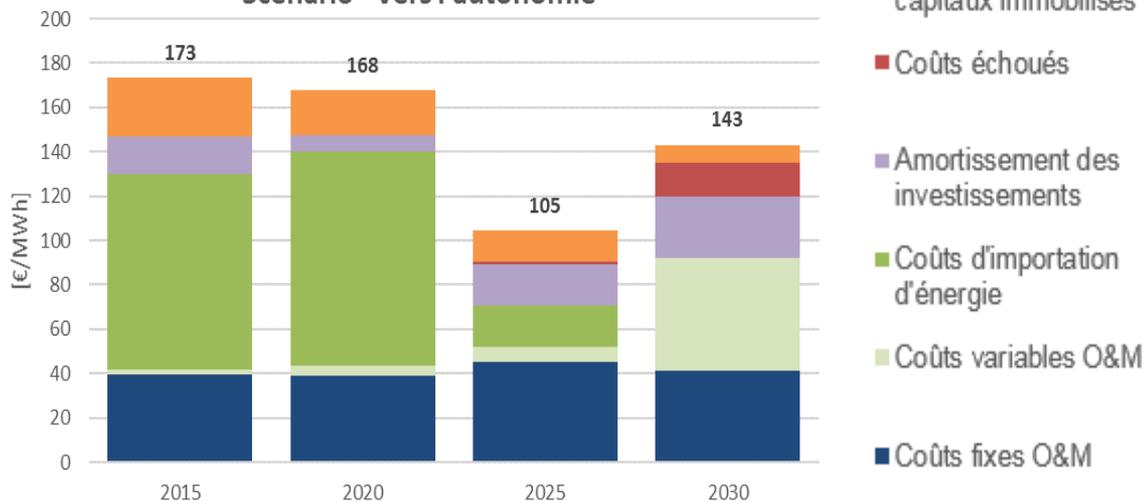
Contribution des technologies de production et stockage au coût complet de l'énergie 2030

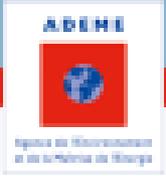


Vers l'autonomie énergétique des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2018, Artelia

| Année 2030                         |               |              |
|------------------------------------|---------------|--------------|
| <b>Coûts complet de production</b> | <b>143</b>    | <b>€/MWh</b> |
| <b>Coût marginal moyen</b>         | <b>459</b>    | <b>€/MWh</b> |
| Sur la période 2015 – 2030         |               |              |
| <b>Couts totaux non actualisés</b> | <b>4 470</b>  | <b>M€</b>    |
| <b>Investissements bruts</b>       | <b>1 517</b>  | <b>M€</b>    |
| <b>Energie produite</b>            | <b>35 367</b> | <b>GWh</b>   |
| Sur la durée de vie                |               |              |
| <b>LCOE moyen parc</b>             | <b>151</b>    | <b>€/MWh</b> |
| <b>LCOE installations neuves</b>   | <b>119</b>    | <b>€/MWh</b> |

Structure des coûts complets de production  
Scénario "Vers l'autonomie"



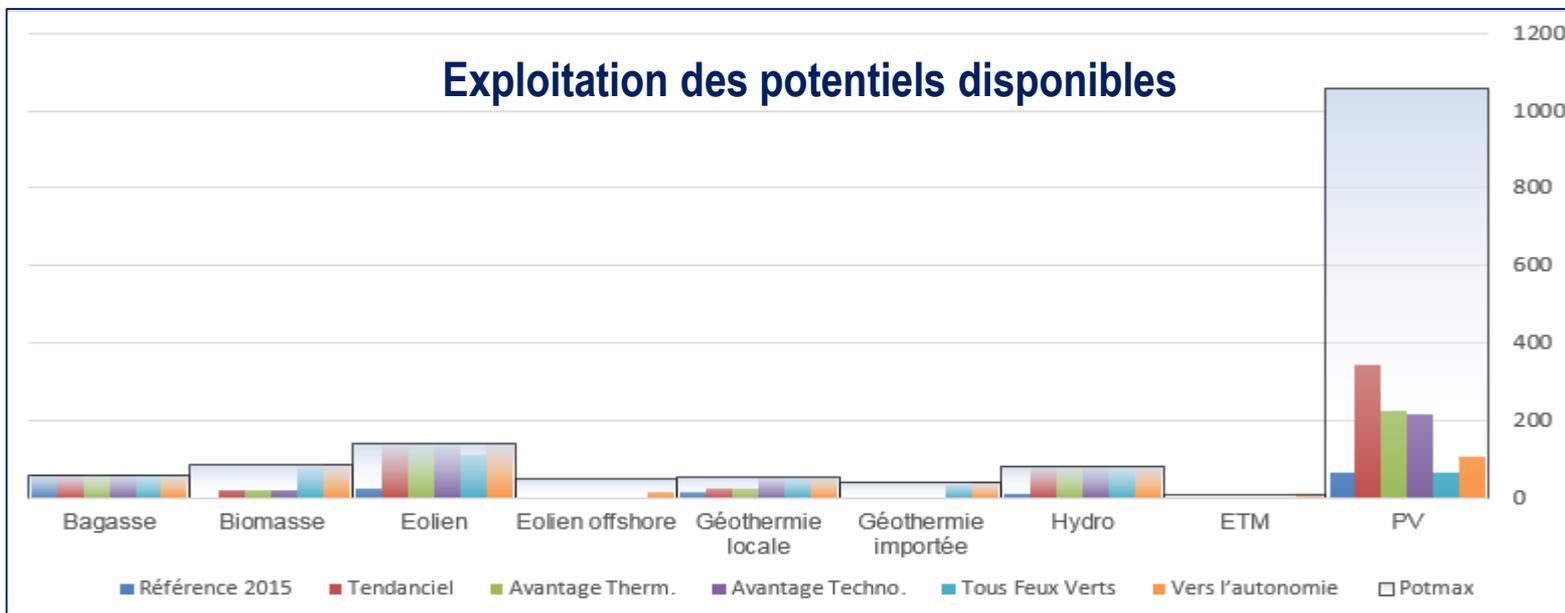
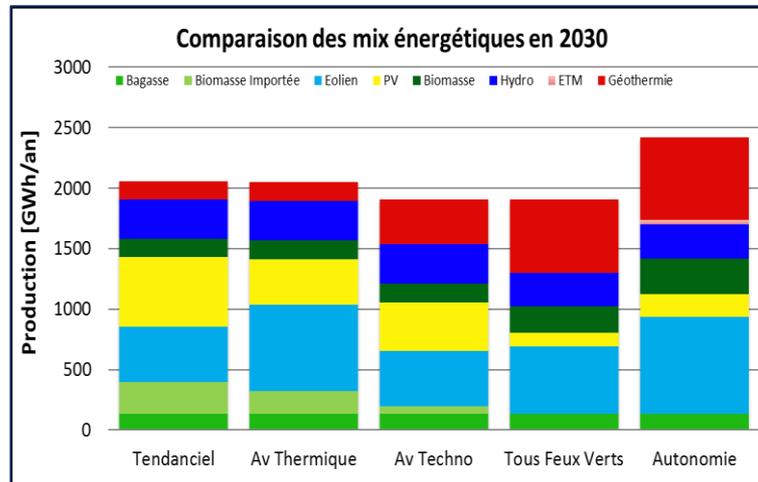
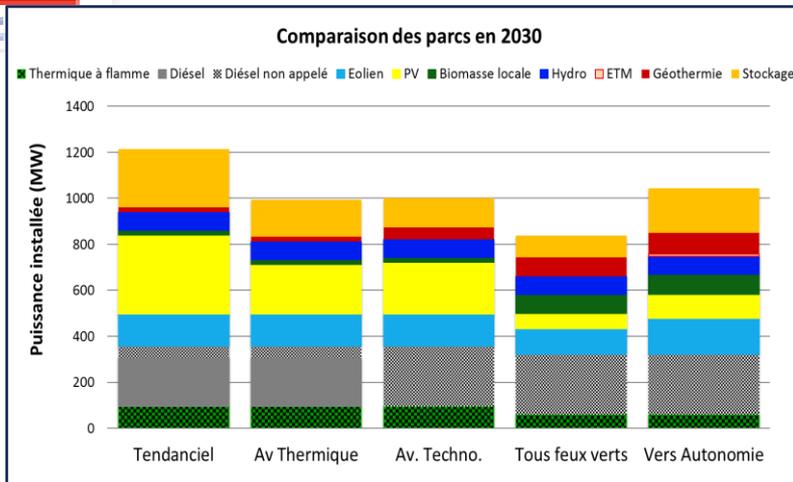


# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- **Comparaison des scénarios**
- Éléments de stabilité système
- Conclusions

# Comparaison des scénarios

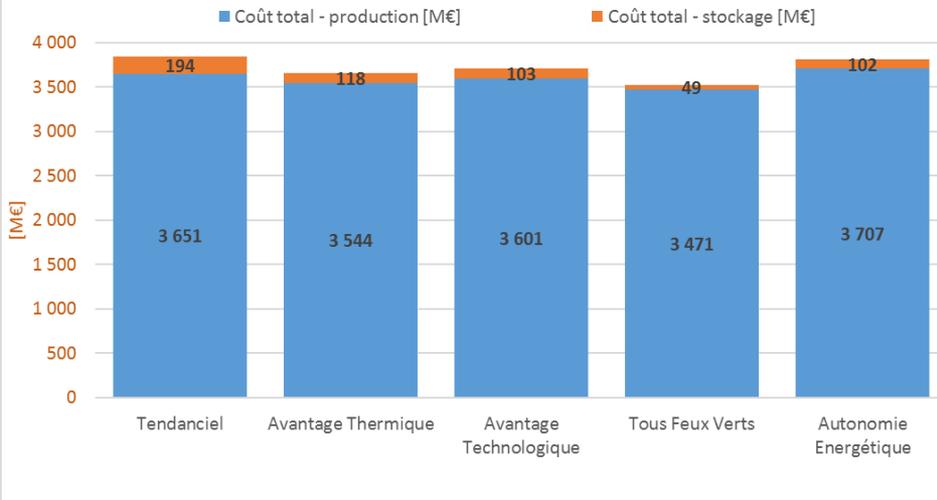
## Aspects techniques



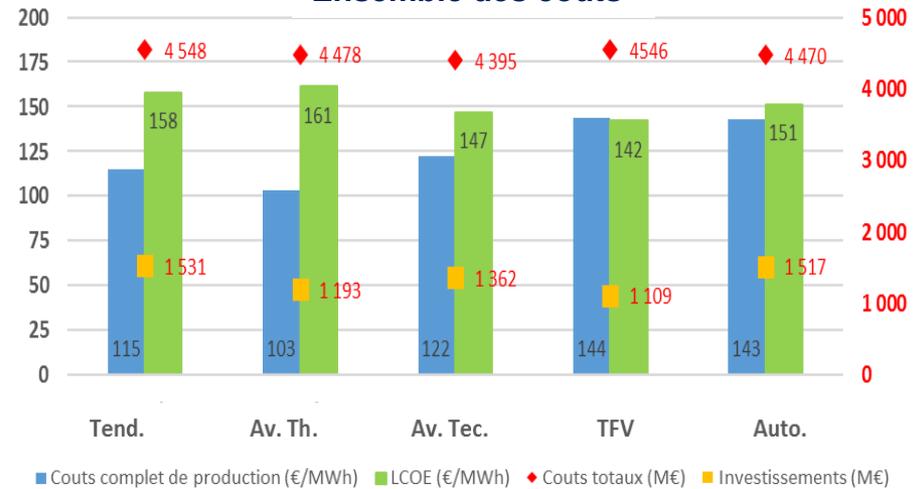
# Comparaison des scénarios Aspects économiques



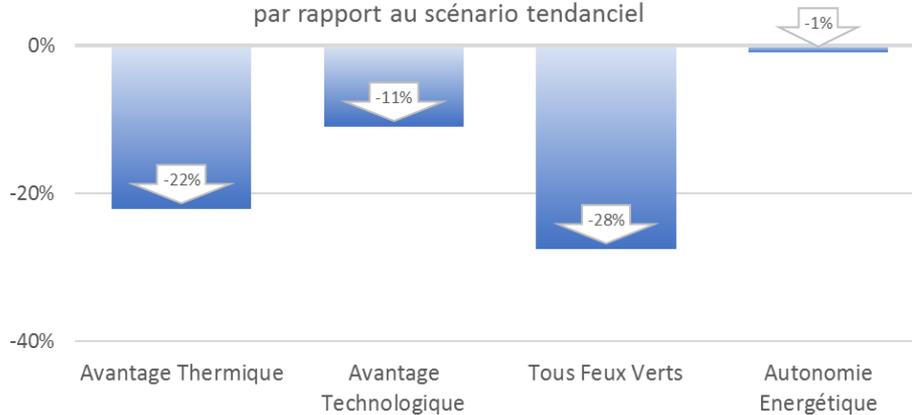
## Grands postes de coût sur la période 2015 - 2030



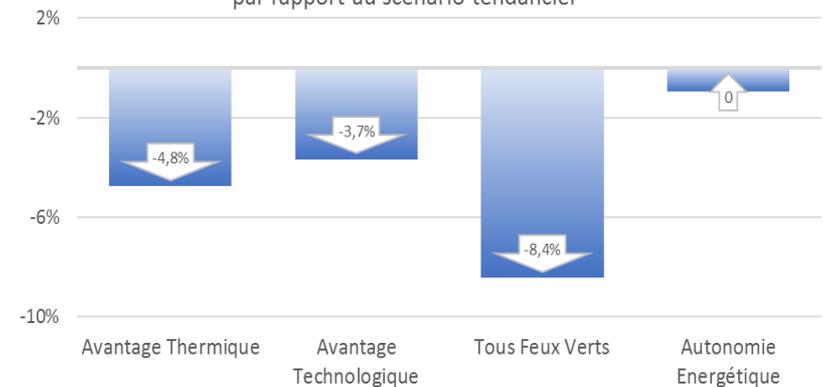
## Ensemble des coûts



## Impact sur les besoins en investissement 2015 - 2030 par rapport au scénario tendanciel



## Impact sur les coûts totaux actualisés 2015 - 2030 par rapport au scénario tendanciel

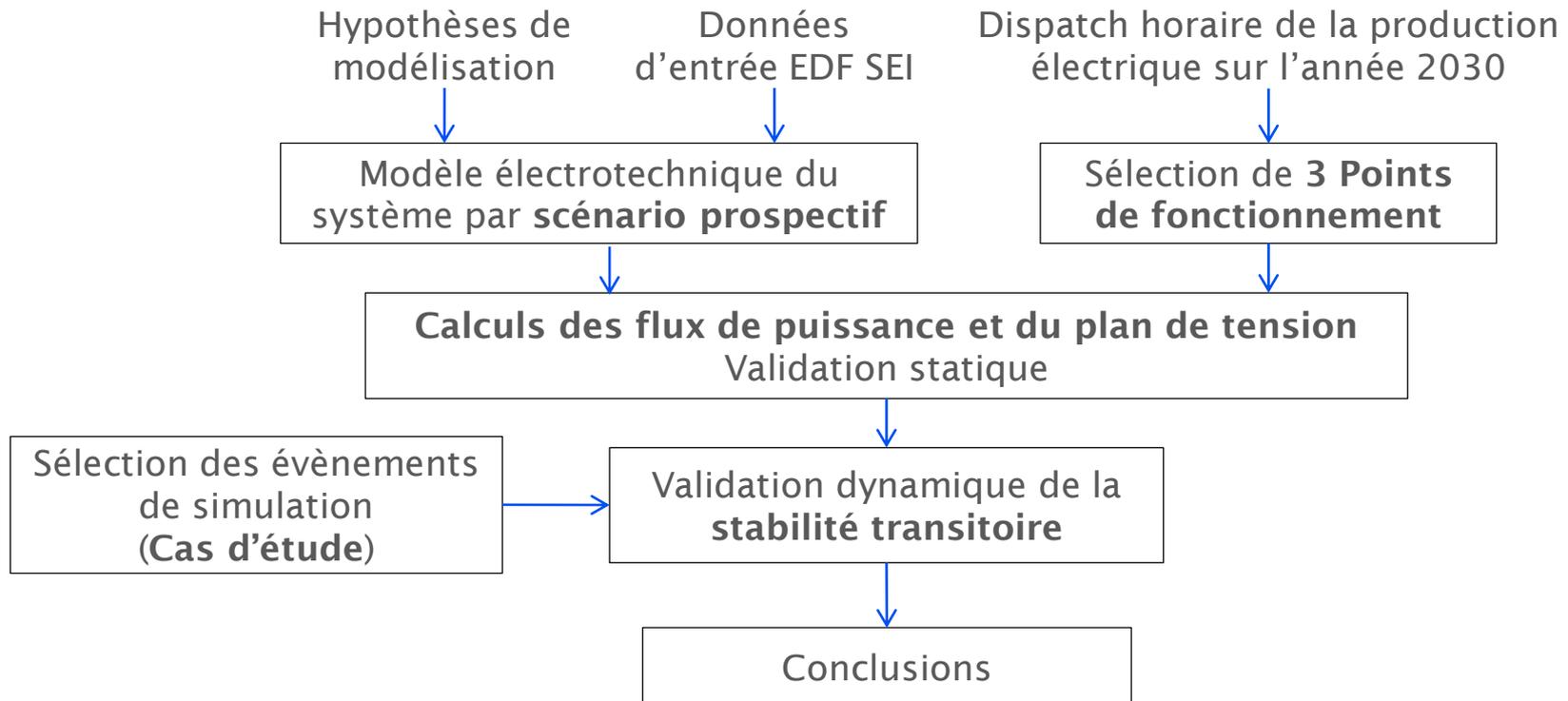


# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- **Éléments de stabilité système**
- Conclusions



## Méthodologie



## Hypothèses

- **Installations décentralisées :**
  - Pas de participation au réglage de tension du réseau 63 kV par défaut**  
photovoltaïque diffus, éolien onshore/offshore, petit hydraulique, petit thermique, etc...
- **Batteries raccordées sur un départ dédié des postes sources :** participent au réglage de tension.
- **Pas de prise en compte de la distribution :** production/demande agrégées au poste source.

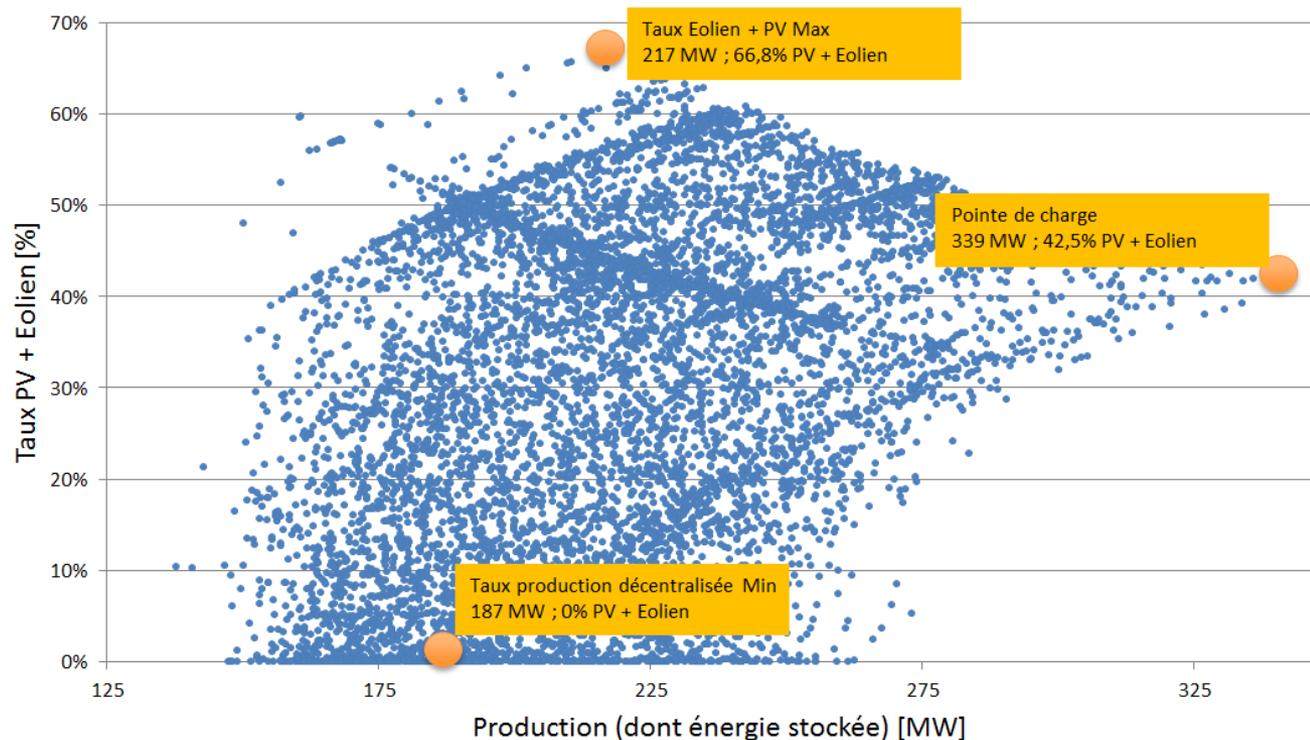


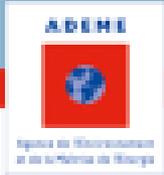
## Etudes statiques

## ▪ Points de fonctionnement retenus

- Taux de production décentralisée minimal
- Pointe de charge sur l'année 2030
- Taux de pénétration Eolien + PV maximal

Diagramme des points de fonctionnement du système électrique  
Scénario "Tous Feux Verts"





## Pertes calculées en MW sur le 63 kV

|         | Tendanciel | Avantage Thermique | Avantage Technologique | Tous Feux Verts | Autonomie |
|---------|------------|--------------------|------------------------|-----------------|-----------|
| Point 1 | 1,78       | 1,9                | 4,5                    | 4,17            | 7,06      |
| Point 2 | 5,1        | 4,38               | 2,2                    | 6,73            | 8,28      |
| Point 3 | 1,87       | 3,21               | 0,32                   | 1,02            | 1,22      |

Baisse des pertes en ligne entre 1% et 3% de la charge selon situation

## Besoins de renforcement calculés en MW sur le 63 kV

|                      | Longueur (km) | S admissible (MVA) | Tendanciel | Avantage Thermique | Avantage Technologique | Tous Feux Verts | Autonomie |
|----------------------|---------------|--------------------|------------|--------------------|------------------------|-----------------|-----------|
| Blanchet - Jarry Sud | 7,5           | 74,2               | 7,6        | 26,6               |                        |                 | 15,7      |

Prise en compte des renforcements dans l'optimisation et l'analyse économique

## Plan de tension

Validé: Pas de compensation réactive nécessaire pour maintenir les niveaux de tension



## Simulations dynamiques : Hypothèses

- Le PV diffus et l'éolien décentralisé se déconnecte quand la tension est inférieure à 0,8% et se reconnecte quand la tension remonte à 0,85% (en cohérence avec les évolutions prévues des référentiels techniques EDF SEI)
  - Tous les moyens de productions centralisés injectent du courant réactif pendant le creux de tension afin de maintenir une puissance de court circuit suffisante à la détection et à l'élimination des défauts (y compris installations centralisées raccordées par onduleurs)
- ⇒ Toutes les installations, existantes et futures, sont supposées respecter ces règles d'exploitation



## Etude dynamique : Stabilité transitoire du système

- **Temps de réponse des batteries suffisamment rapide :**  
Assure la stabilité en fréquence, même si très faible inertie :  
Rapide variation de la fréquence, mais faible amplitude et stabilisation rapide
- **Stabilité non maintenue dans le cas du court circuit.** Solution possible (et suffisante) :  
**Conserver une proportion de la puissance éolienne connectée pendant le creux de tension**  
⇒ Centraliser (départ dédié) les parcs éoliens du PS Blanchet : pas de déconnexion de ces parc

### Batteries et photovoltaïque centralisé :

Participation au réglage de tension

**Restent connectés** en cas de creux de tension

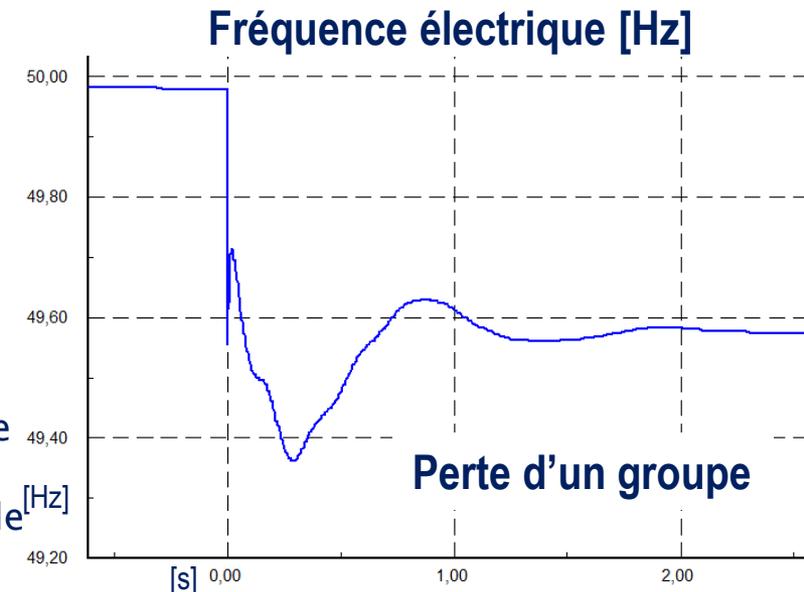
**Injection de courant réactif** sur creux de tension pour maintenir la tension

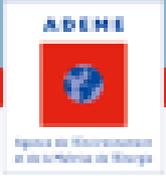
### PV et éolien décentralisé

**sauf éolien au PS Blanchet**

Eventuellement, participation au réglage de tension locale (non modélisé ici)

**Déconnexion en cas de creux de tension** pour assurer le fonctionnement des protections HTA





# SOMMAIRE

- Contexte de l'étude
- Éléments méthodologiques
- Evaluation de la demande
- Evaluation des potentiels ENR
- Construction des scénarios
- Résultats des optimisations
- Comparaison des scénarios
- Éléments de stabilité système
- **Conclusions**



# CONCLUSIONS ET PRECONISATIONS



## Un mix électrique 100% ENR est possible dans l'archipel Guadeloupe :

- Techniquement possible à 2030, cet objectif doit tenir compte de la dynamique de déploiement des filières.
- Moyennant un recours significatif à des **capacités de stockage** les systèmes obtenus satisfont **l'équilibre offre-demande** à tout instant, au pas horaire.

## L'autonomie énergétique avec les transports nécessite un important travail de MDE notamment dans le secteur des transports.

- La quasi-totalité des potentiels définis comme accessibles dans les hypothèses de cette étude est exploitée.

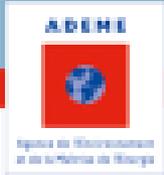


## Le système peut rester stable face aux incidents significatifs testés avec les hypothèses simplificatrices retenues

- Nécessite un travail plus exhaustif pour garantir la stabilité du système réel en exploitation mais le comportement du système simulé sur les cas testés est encourageant.

## Des coûts de production d'énergie à la baisse en 2030

- **Le coût de l'énergie produite (LCOE moyen du parc) diminue avec le taux de pénétration des ENR:**
  - ✓ Sur la période 2015-2030, scénario « Tous feux verts » :
  - ✓ Coûts d'investissement compensés par les économies de charges.
- **Des moyens de couverture de pointe très coûteux** seront nécessaires :
  - ✓ Passage d'un modèle économique de production d'énergie vers la mise à disposition de capacité.



## Evolution tendancielle

- **Anticiper dès aujourd'hui un mix >80% d'ENR :**
- **Compétitivité des énergies renouvelables associées au stockage vis-à-vis du diesel dès 2025, y compris avec services système et coûts échoués.**
- **Adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique et du « grid code » afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés.**



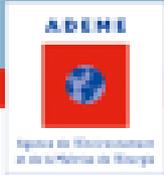
## Evolution du système:

- Pour la période de transition et plus tard, étudier la **conversion de certains groupe existants en compensateurs synchrones**
- **Harmoniser le déploiement des différentes filières en tenant compte des contraintes réseau et système**
  - ✓ Appels d'Offre géolocalisés
  - ✓ Favoriser les circuits courts
  - ✓ Objectifs de stockage dans les PPE
- Faire évoluer le mode d'exploitation du système face à des **changements significatifs des contraintes** (saisonniers, journalières, pilotage de la demande, stockage, maintien des capacités de réserve, minimisation des risques d'instabilité,...).



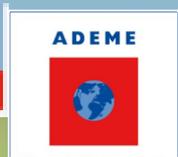
## Atteinte de l'autonomie:

- Assouplir les contraintes réglementaires qui pèsent sur le développement de filières à haut potentiel (hydraulique, éolien, géothermie,...)
- Faire de la transition énergétique un levier **de croissance locale**.
- Préparer les population avec un **discours clair et transparent**
- Réfléchir à une **nouvelle fiscalité**



## Les suites possibles

- **Simulation des scénarios PPE**
- **Approfondissement des études de stabilité**
- **Intégration des coûts réseau HTA/BT**
- **ACV des systèmes à 2030**



Merci pour votre attention