



UN MIX ÉLECTRIQUE
100% RENOUVELABLE ?

ANALYSES ET OPTIMISATIONS



Anne-Laure Dubilly, service « Réseaux et énergies renouvelables » de l'ADEME
13 mai 2016

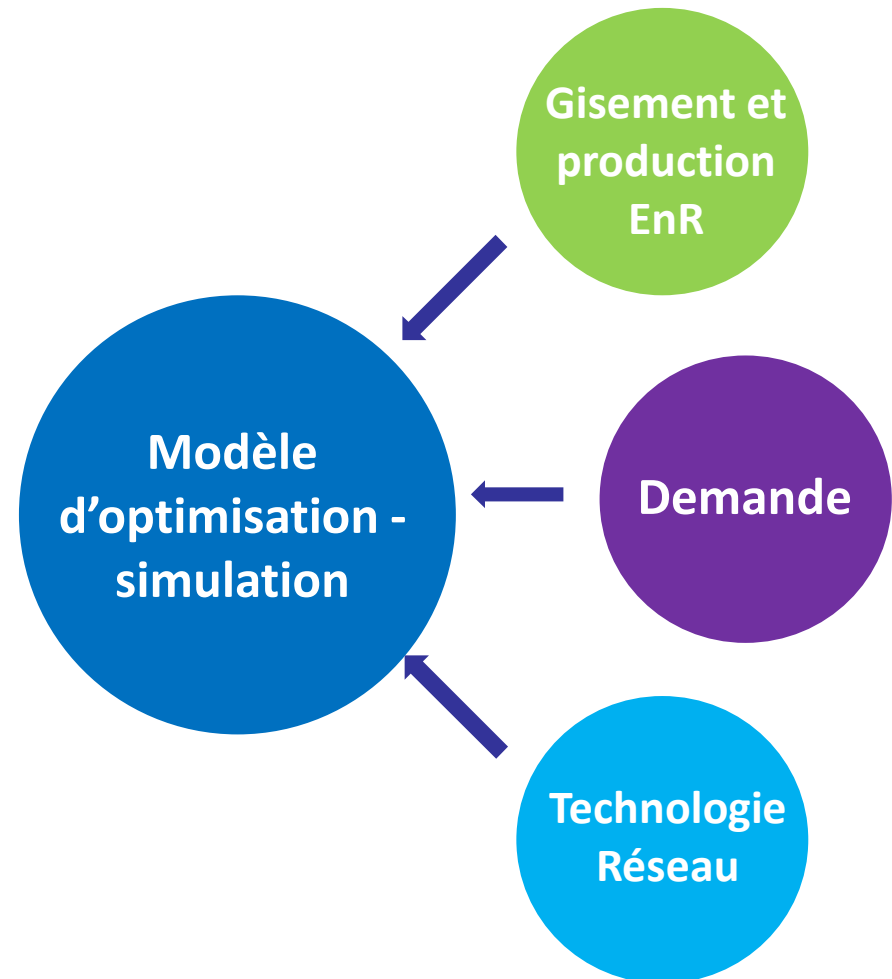
« Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 »

- 1. Contexte et objectifs de l'étude**
- 2. Méthode et hypothèses**
- 3. Résultats**

- 1. Contexte et objectifs de l'étude**
- 2. Méthode et hypothèses**
- 3. Résultats**

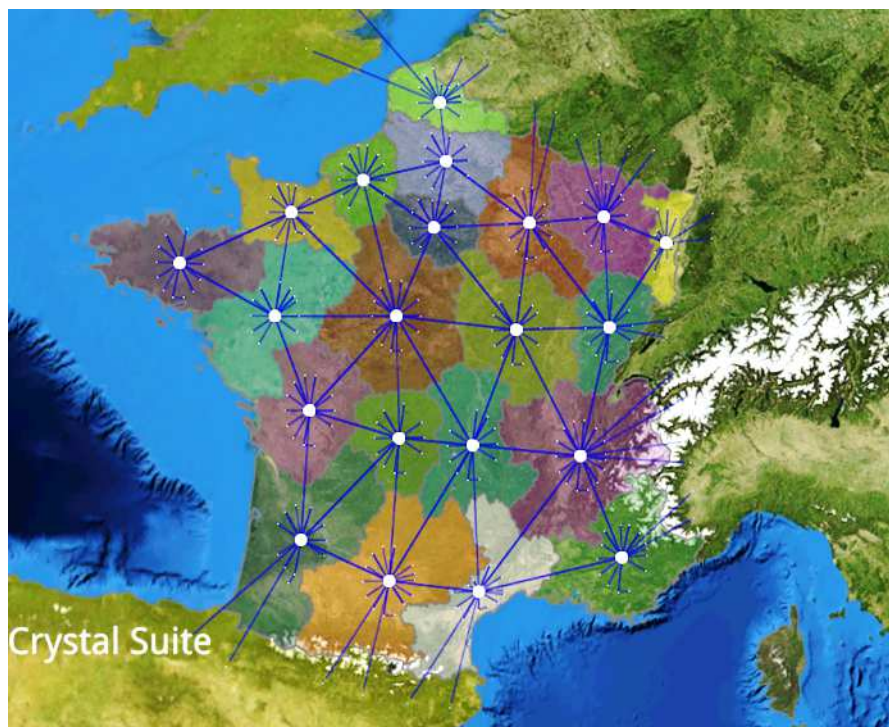
L'étude a pour objectifs de répondre aux questions :

- Est-il possible d'avoir un mix électrique 100% renouvelable ?
à un horizon de temps éloigné
sans considérer une trajectoire
- Sous hypothèses, quel serait le/(les) mix électrique optimal et les contributions des différentes filières ?
- Quelle serait la répartition géographique des moyens de production ?
- Quels impacts économiques d'un tel mix ?



→ Etude à vocation technique et scientifique

Quels territoires ?



- Maille régionale : 21 régions
- Interconnexions avec les pays frontaliers
- Les mix européens sont 80% EnR

Quelles énergies ?

Interactions avec :

- les réseaux de chaleur Power to Heat
- le réseau de gaz : Power to Gas et Gas to Power

Quelle définition du 100% EnR ?

- Bilan équilibré des imports/exports
- Bilan équilibré entre production de gaz en P2G et consommation en G2P

Le modèle construit un mix renouvelable distribué sur les régions, et optimise la gestion des moyens de production.

**Modèle
d'optimisation -
simulation**

A chaque étape d'optimisation, le modèle arbitre entre :

- **Installer un nouveau moyen EnR**
- **Construire une capacité réseau**
- **Construire de la flexibilité**

Contrainte: équilibrer offre et demande, chaque heure de l'année, sur 7 années météorologiques

Objectif: minimisation du coût de l'électricité

Plusieurs variantes et analyses de sensibilités autour d'un cas de référence

| | | Pénétration EnR | | | |
|---|---|-----------------|-----|-----|------|
| | | 40% | 80% | 95% | 100% |
| Cas de référence | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Variantes « acceptabilité / comportement » | Renforcement du réseau plus difficile | | | | ✓ |
| | Consommation plus élevée | | | | ✓ |
| | Acceptabilité modérée de l'éolien et PV sol | | ✓ | | ✓ |
| | Acceptabilité restreinte de l'éolien et PV sol | | | | ✓ |
| | Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte | | ✓ | | |
| Variantes « économie » | Coûts technologiques plus élevés | | | | ✓ |
| | Coûts technologiques plus faibles | | | | ✓ |
| | Taux d'actualisation plus faible | | | | ✓ |
| Variantes « Contrastes » | Année sèche | | | | ✓ |
| | Sans photovoltaïque | | | | ✓ |
| | Sans éolien de Nouvelle Génération | | | | ✓ |
| | Sans flexibilité dynamique de la demande | | | | ✓ |
| | Prise en compte du réseau de répartition | ✓ | | | ✓ |

1. Contexte et objectifs de l'étude

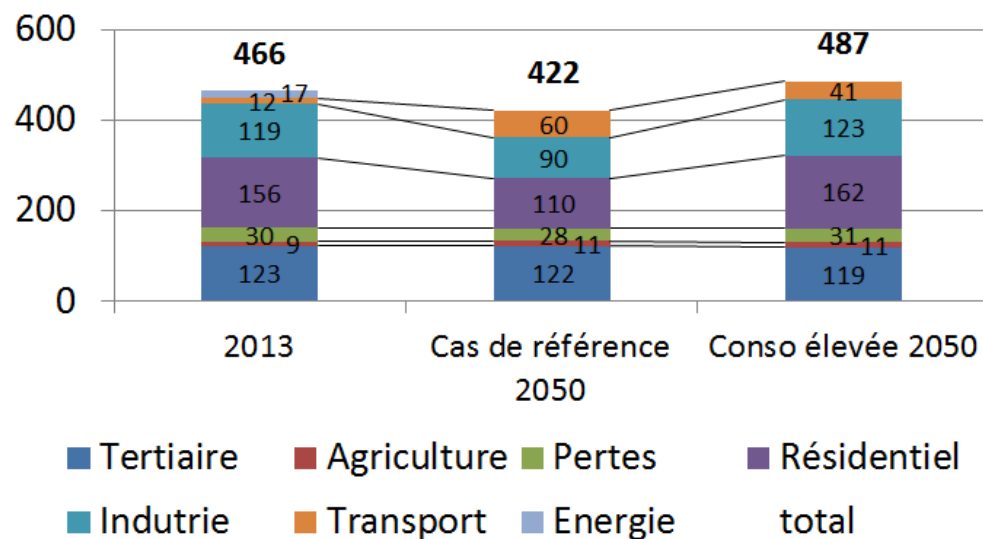
2. Méthode et hypothèses

3. Résultats

Hypothèse structurante 1: la demande et sa flexibilité

> Un volume en baisse, mais de nouveaux usages couverts; une structure en forte évolution.

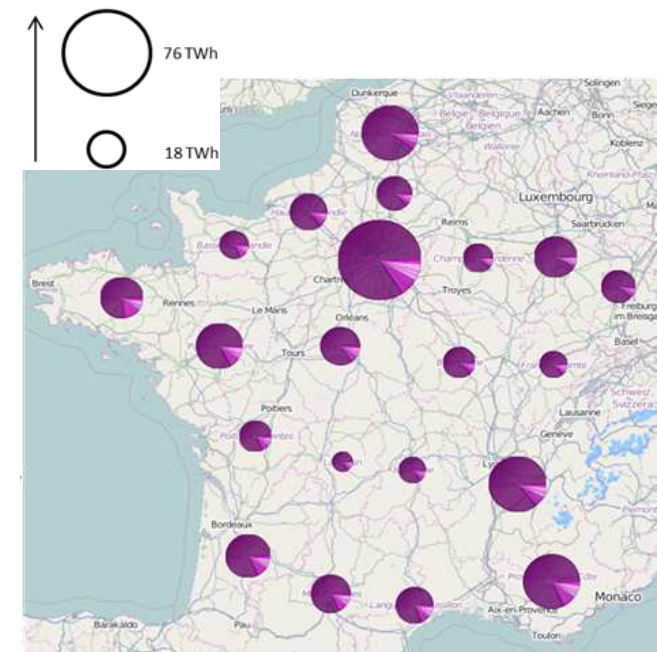
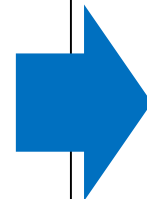
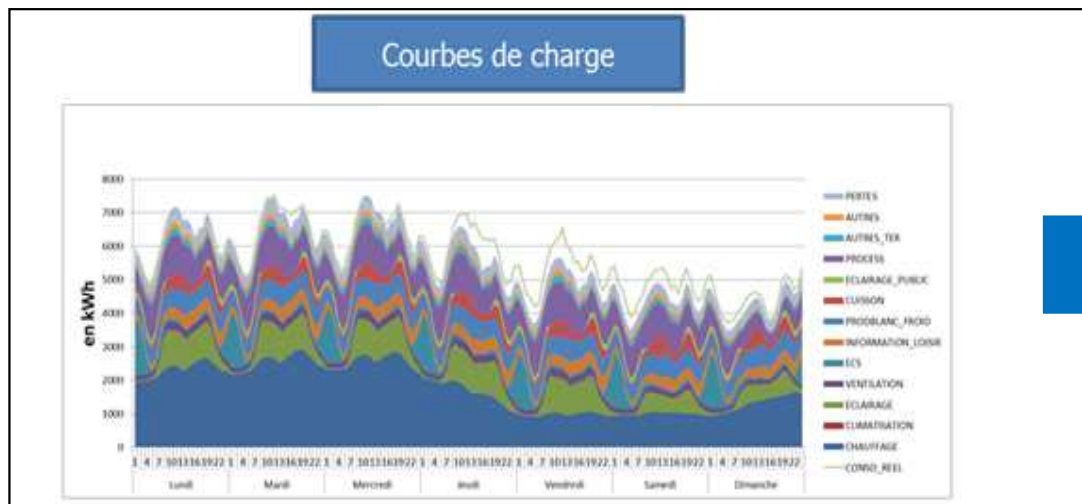
| | 2013 | ADEME 2050 | 2050 Consommation élevée |
|------------------------------------|------|------------|--------------------------|
| Volume (TWh) | 466 | 422 | 487 |
| Pointe (GW) | ~100 | 96 | 134 |
| Thermosensibilité (MW/°C en moins) | 2300 | 1500 | 3300 |



Hypothèse structurante 1: flexibilité de la demande

Des hypothèses fortes de pilotage de la demande

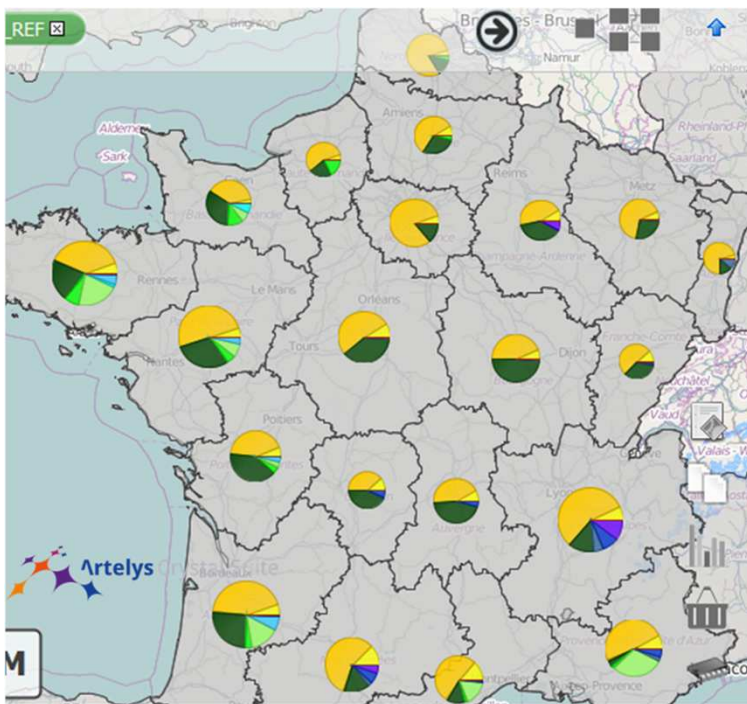
- 4 usages sont concernés par le pilotage
- 3 modes de pilotage de la demande :
 - Pilotage de l'ECS et usages blancs : 15 TWh
 - Pilotage des chauffages : 35 TWh, report complet
 - Pilotage de la recharge de véhicules électriques : 16 TWh









Des gisements renouvelables disponibles abondants

- Approche cartographique avec zones d'exclusion
- Application de ratios d'acceptabilité

**Energie disponible:
 environ 1250 TWh**



| | | |
|---|------------------------|--|
|  | Energies marines | 13 GW |
|  | Energies hydrauliques | 30 GW |
|  | Energies géothermiques | 0,14 GW |
|  | Biomasse | 3,5 GW (*) |
|  | Energies solaires | 47 GW sol et 364 GW toit |
|  | Energies éoliennes | 172 GW (ou 120GW en éolien nouvelle génération) et 66 GW en mer |

(*) + 8 TWh d'électricité issue de méthanisation

Les hypothèses de coût complet des technologies (LCOE)

| | Valeur actuelle | Valeur cible 2050 |
|---------------------------|-----------------------|-------------------|
| Eolien terrestre | ~ 80 €/MWh | 65 €/MWh |
| Eolien en mer posé | ~ 200 €/MWh | 80 €/MWh |
| PV au sol | ~ 150 €/MWh (CRE2014) | 60 €/MWh |
| PV en toiture | ~ 250 €/MWh (ISB-IAB) | 85 €/MWh |
| Energies marines | ~ 250-300 €/MWh | 110 €/MWh |

Méthode:

- Étude bibliographique
- Valeurs objectifs en phase avec les hypothèses AIE, Fraunhofer, SRU...



Exemple éolien :
 Valeurs
 différenciées par
 région

1. Contexte et objectifs de l'étude
2. Méthode et hypothèses
3. Résultats

1. Plusieurs mix électriques permettent d'assurer l'équilibre horaire à 100% EnR, selon différentes contraintes

- Toujours majoritairement basés sur le PV et l'éolien
- Sans défaillance sur des événements météo défavorables

2. Le coût de l'électricité produite dépend peu du taux d'EnR,

- Mais surtout de la MDE, de l'acceptabilité et des progrès technologiques.

3. La flexibilité et le stockage sont indispensables

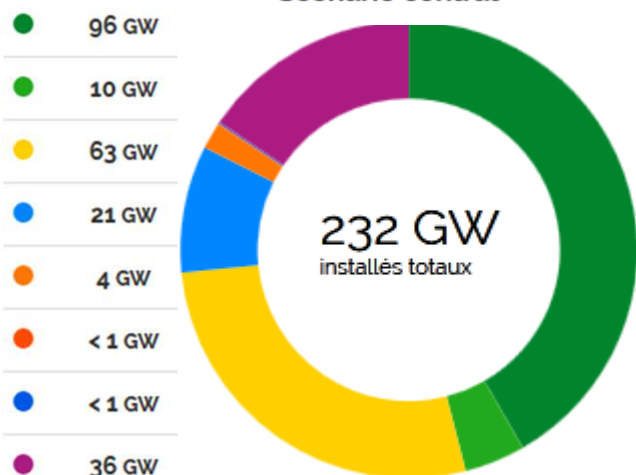
- La flexibilité de la demande complète la variabilité journalière des EnR
- Transfert de 19 TWh (4%) de production EnR via le stockage intersaisonnier

4. Le développement du réseau inter-régional est nécessaire pour mutualiser les potentiels

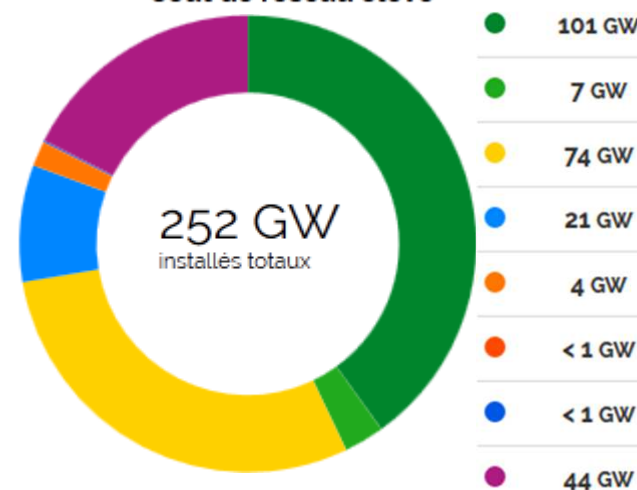
- + 36% de capacité de réseau inter-régional

Selon les contraintes,
 plusieurs mix optimaux
 sont identifiés.
 PV et éolien en sont les
 2 piliers.

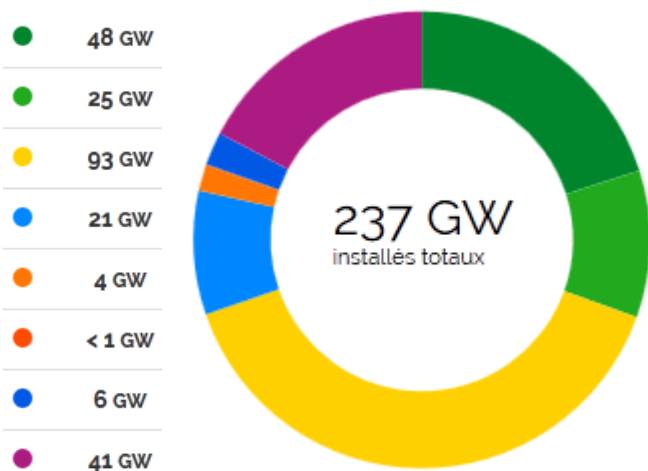
Scénario central



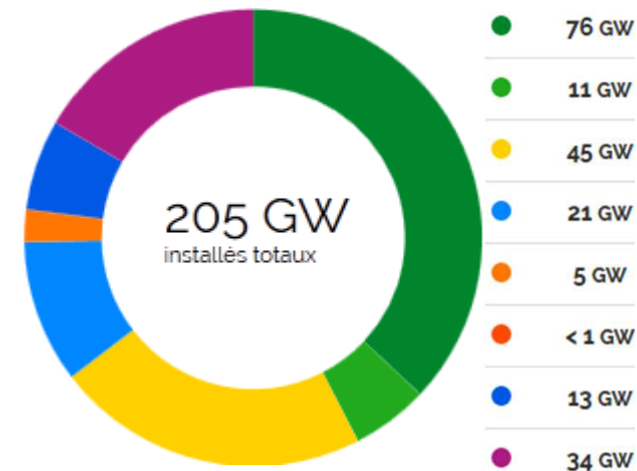
Coût de réseau élevé



Acceptabilité modérée



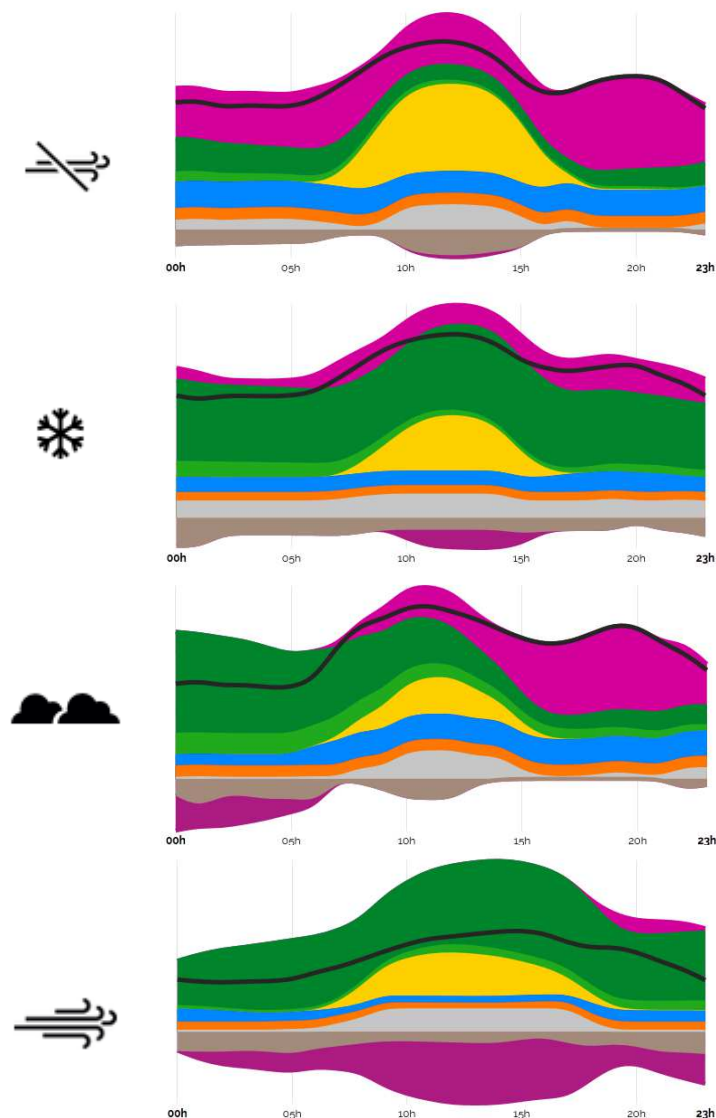
Technologies émergentes accessibles



- Eolien terrestre
- Eolien en mer
- Solaire photovoltaïque
- Hydraulique
- Biomasse
- Géothermie
- Énergie marines renouvelables
- Stockage

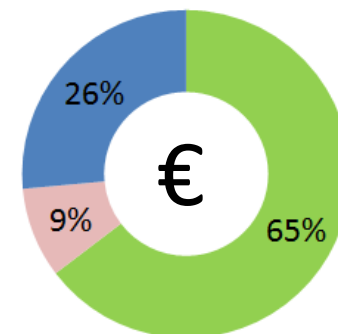
Les mix 100% EnR sont robustes face aux aléas météorologiques :

- **Atouts méthodologiques :**
 - Données de température (donc demande) et vent/ensoleillement cohérentes
 - Au niveau France et pays frontaliers
- Le mix retenu « fonctionne » sans défaillance pour 7 années météorologiques : juin 2006 à mai 2013

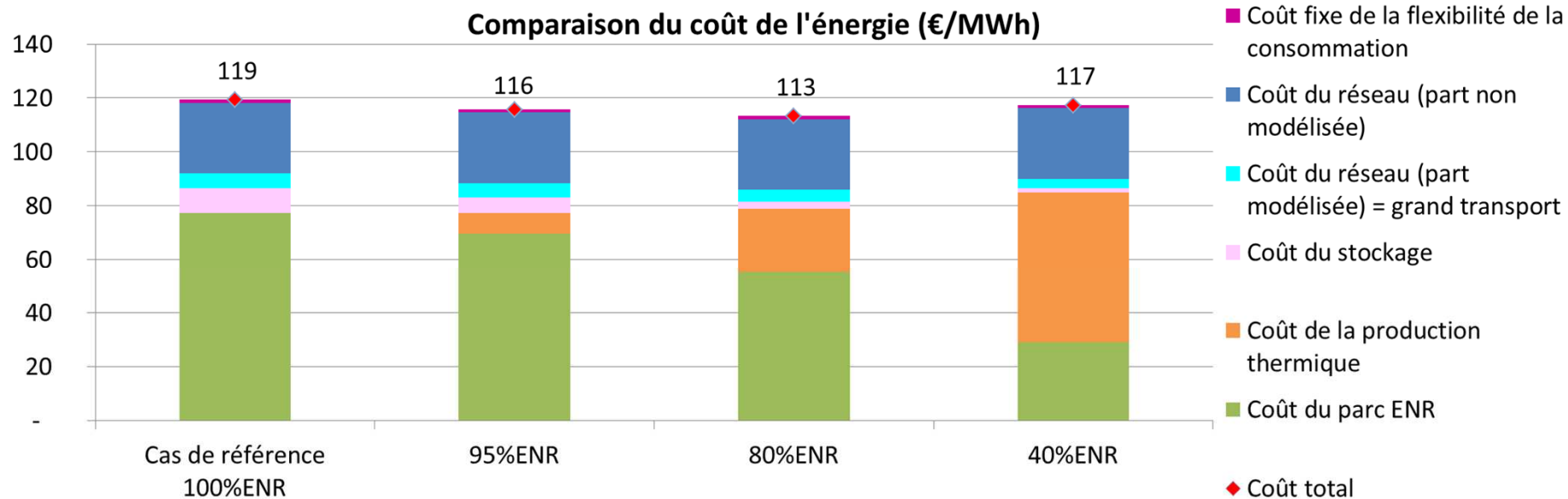


- **Un coût de l'électricité d'environ 120€/MWh**
- **L'essentiel des coûts provient de l'investissement dans les moyens de production EnR**
- **Les coûts dépendent peu du taux d'EnR**

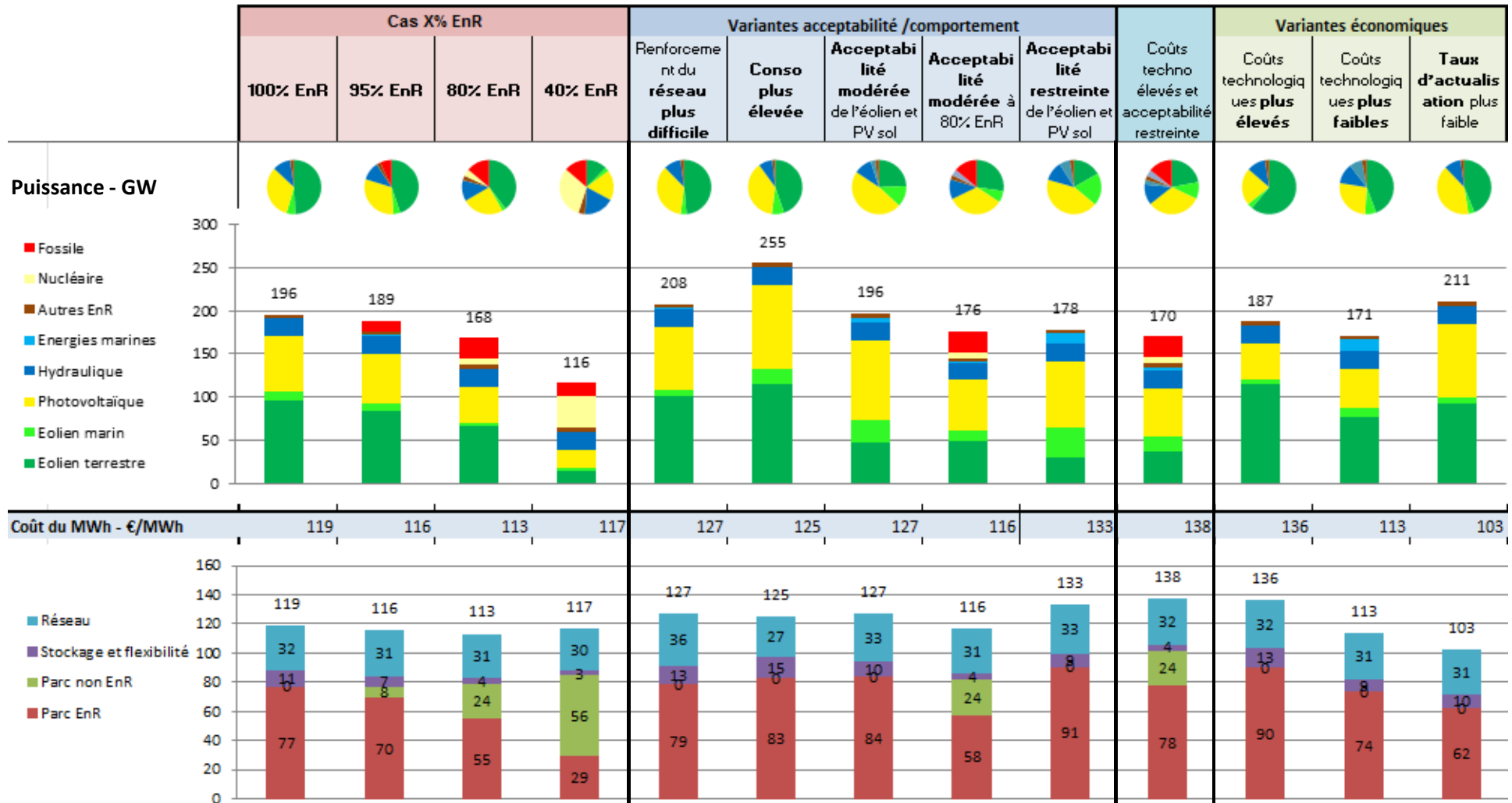
Un surcoût du mix 100% EnR de seulement 2% par rapport à un mix électrique 40% EnR



■ Parc EnR
■ Stockage et flexibilité
■ Réseau



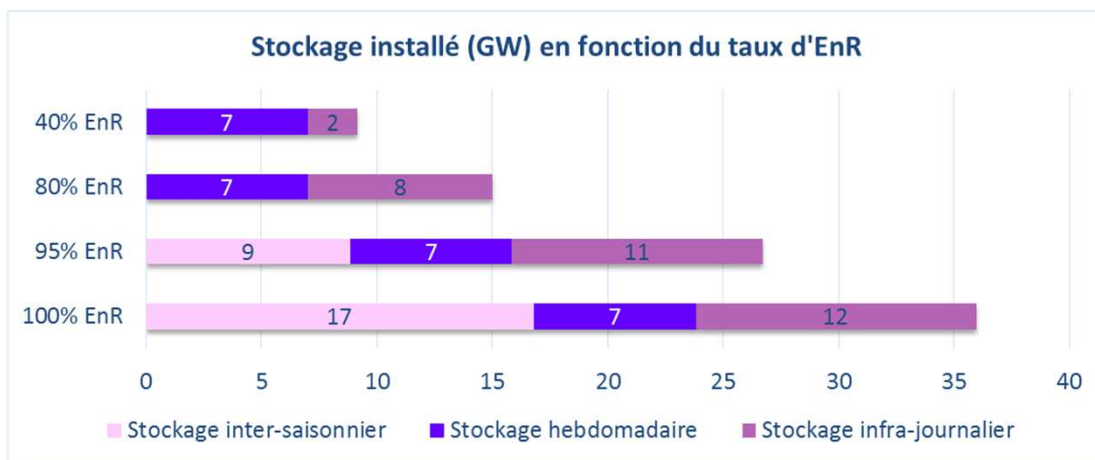
- Bilan des principales variantes : 103 €/MWh → 138€/MWh**



Différents types de flexibilité pour différents horizons temporels

- 3 technologies de stockage en plus du pilotage de la demande
- Le stockage inter-saisonnier représente 19 TWh, soit 4% de la production annuelle

| | |
|---|------------------|
| Pilotage de la demande | -8 / +22 GW |
| Stockage court terme (6 heures) – batteries, CAES | 12 GW |
| Stockage hebdo - STEP (30 heures) | 7 GW |
| Stockage inter-saisonnier - P2G2P | 16,8 GW 17 GW |

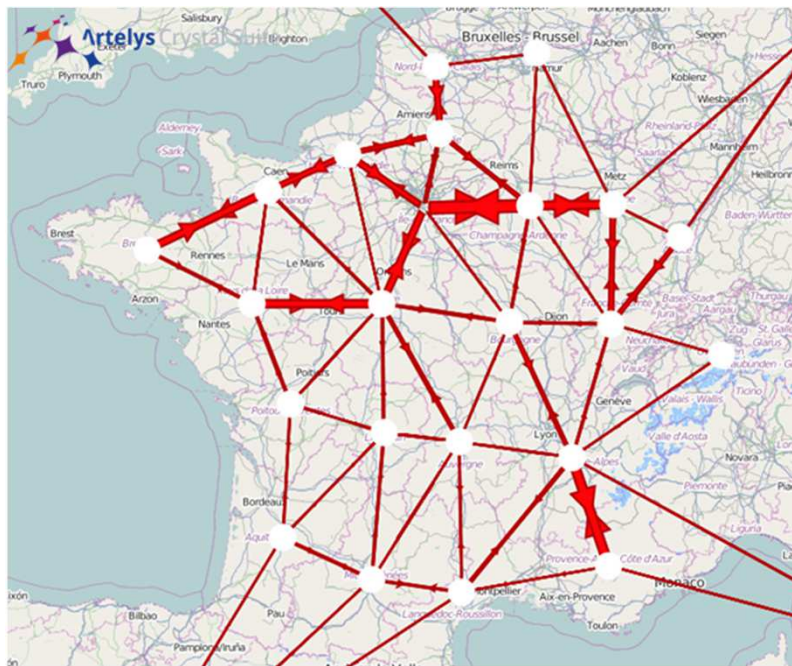


- La part relative des différents types de stockage dépend des contraintes de mix
 - Le stockage intersaisonnier disparaît sous 95% EnR
 - Le stockage journalier croît avec la part du PV

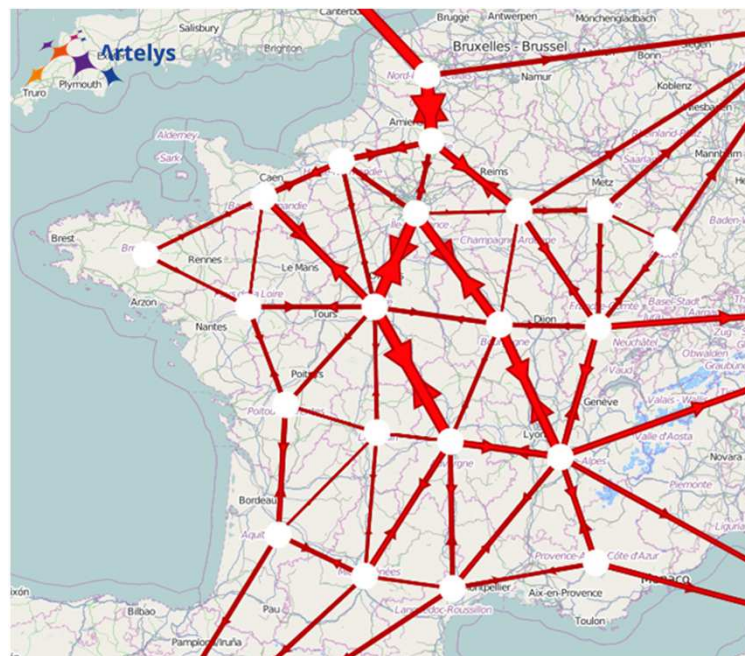
Le développement du réseau est nécessaire et permet de mutualiser les potentiels

- **Le réseau de grand transport augmente de 36% : 68 GW de capacités interrégionales, contre 50 GW actuellement (optimum calculé)**
- **23 GW d'exports et 16 GW d'imports avec l'étranger**

Réseau inter-régional 2013 « adapté »



Réseau inter-régional 2050



Plusieurs variantes ou approfondissements en cours :

- **Evaluation de l'impact macro-économique**
 - Impacts en termes d'emplois et d'activité
- **Elargissement du périmètre électrique :**
 - Ouvrir les débouchés du P2G au secteur du gaz
 - Ouvrir les débouchés et technologies disponibles du P2H
 - Vision plus large en vecteurs énergétiques
- **Elargissement du périmètre géographique :**
 - Variante franco-allemande
- **Etude « Autonomie énergétique des Zones non interconnectées »**
 - Premier cas d'étude : la Réunion
- **Analyse de l'impact matériau d'un mix très renouvelable**

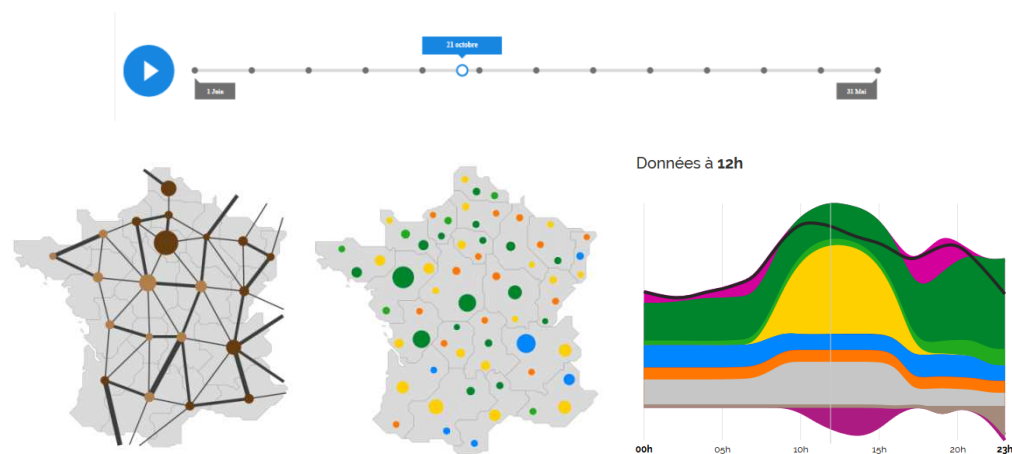
Merci de votre attention

Tous les résultats sur:

<http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

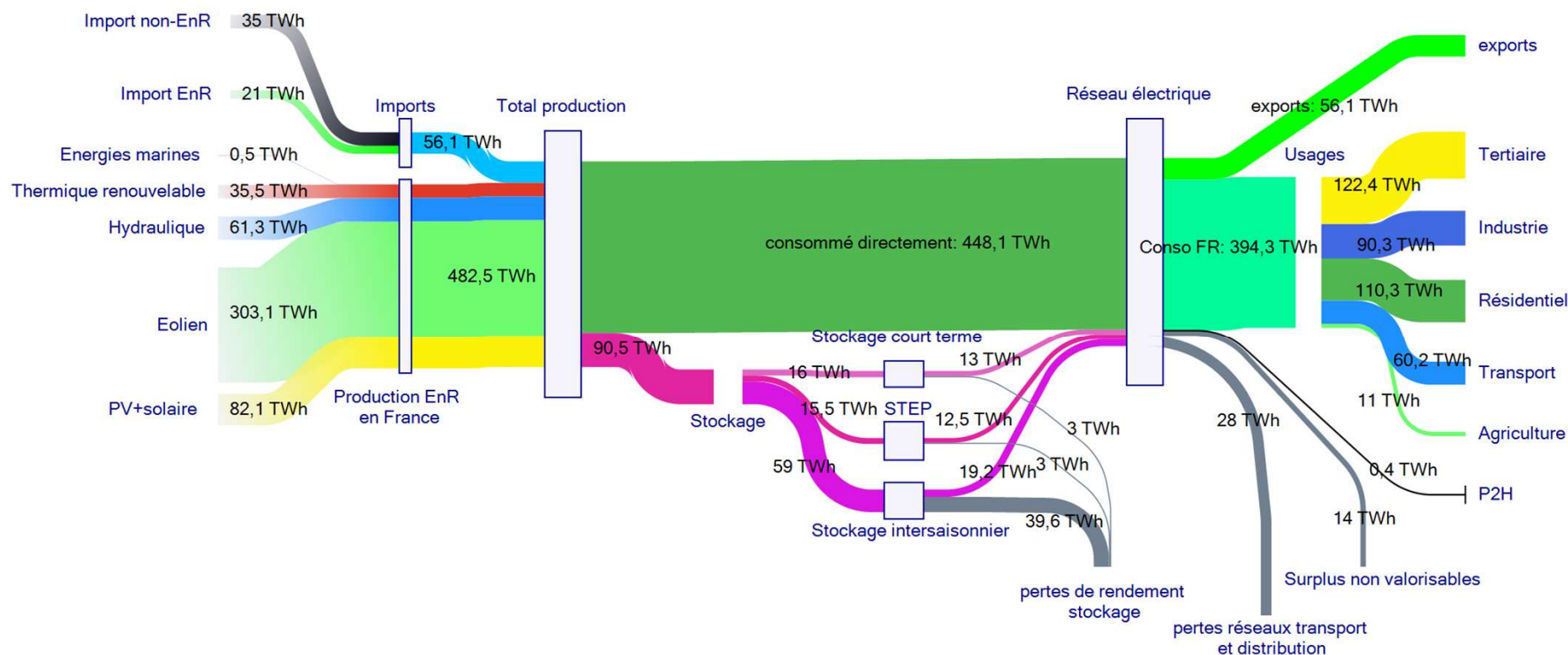
Le détail des chroniques horaires:

<http://mixenr.ademe.fr>

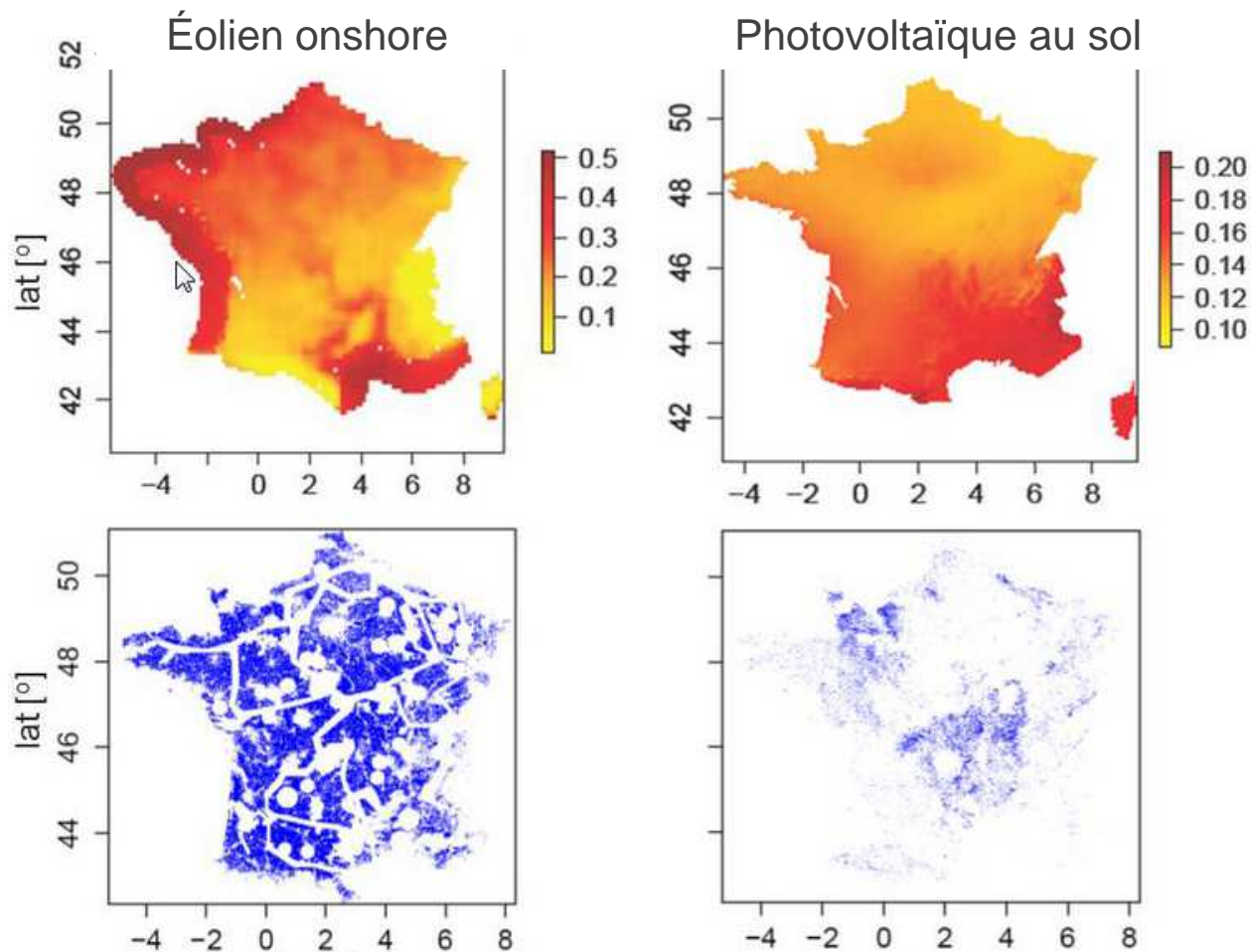


ANNEXES

- Des pertes liées au stockage bien prises en compte

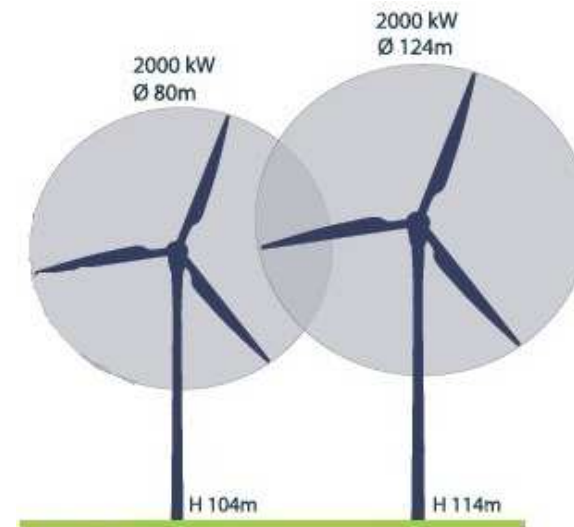


- Visuel des travaux d'élaboration des gisements éolien terrestre et PV au sol, réalisés par Armines
- Superposition des cartes de potentiels et des cartes de contraintes



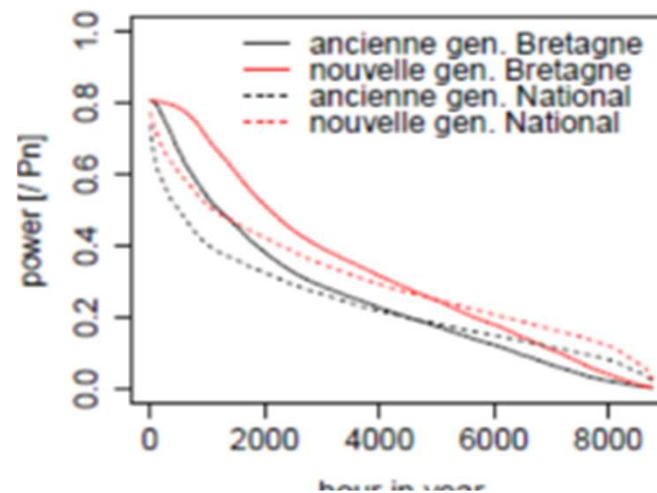
75% du parc éolien terrestre est de technologie « nouvelle génération »

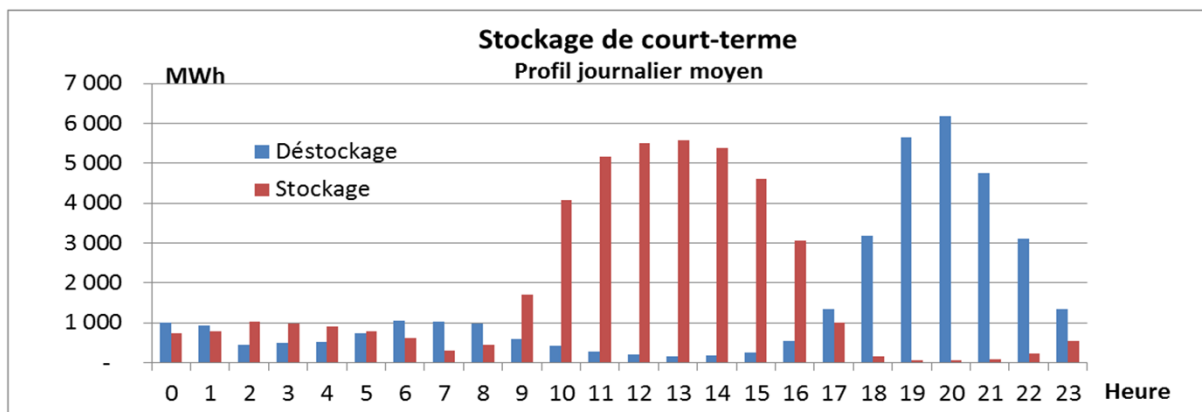
- Plus grande pales, plus hautes
- Captent des vents plus faibles
- Atteignent plus vite leur puissance nominale
- Un profil de production plus « system-friendly » (moins de variabilité)



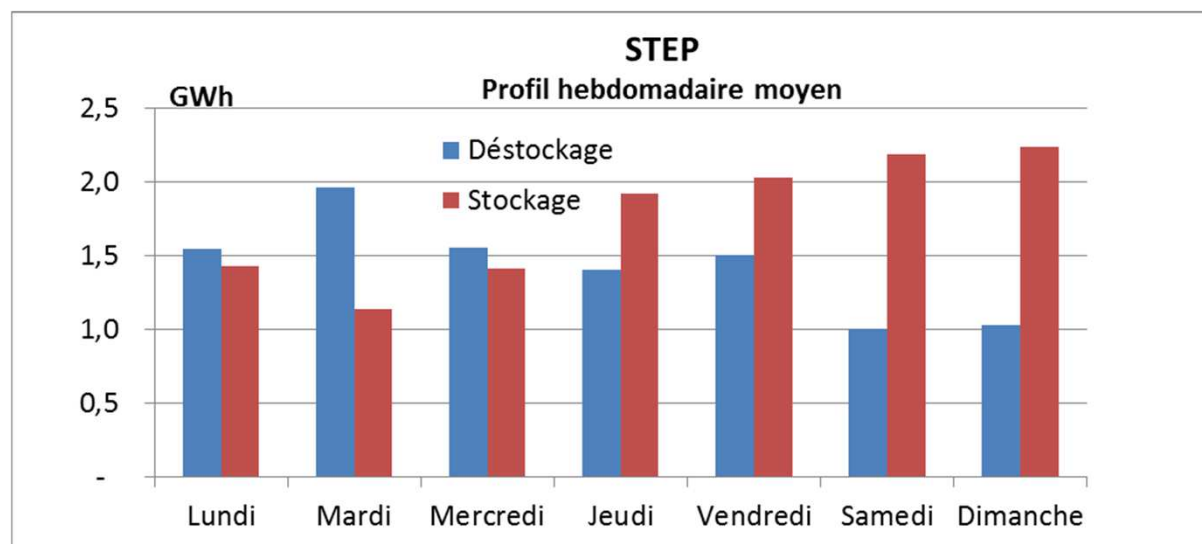
Eolienne standard
(2,5m²/kW)

Eolienne toilée
(6m²/kW)





Stockage court terme
 (batteries, CAES) :
 déplacement des heures
 méridiennes



Stockage STEP :
 déplacement des jours de
 week end vers la semaine

Un mix robuste face aux aléas météorologiques

Une variante sur l'hydraulique a été réalisée (sur année 2011 – la plus sèche des 50 dernières années)

Variante hydraulique
-28% de productible

Augmentation de
capacité EnR de 10 GW

- Positionnement en partie sur les
régions hydrauliques
- Gisements les plus rentables restants
notamment PV résidentiel + stockage
court terme

(a) Intégration du réseau de répartition dans l'optimisation

Modélisation du réseau dans le cas de référence:

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)

Réseau de répartition

- Non optimisé
- 1,6 Mds€ comptabilisés

Réseau de grand transport

- Optimisé
- 2,2 Mds€ dans le cas de référence

(a) Intégration du réseau de répartition dans l'optimisation

Modélisation du réseau dans le cas de référence:

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)

Réseau de répartition

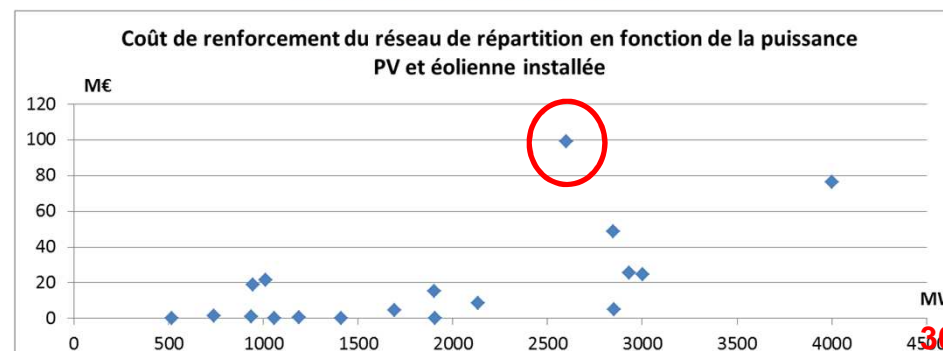
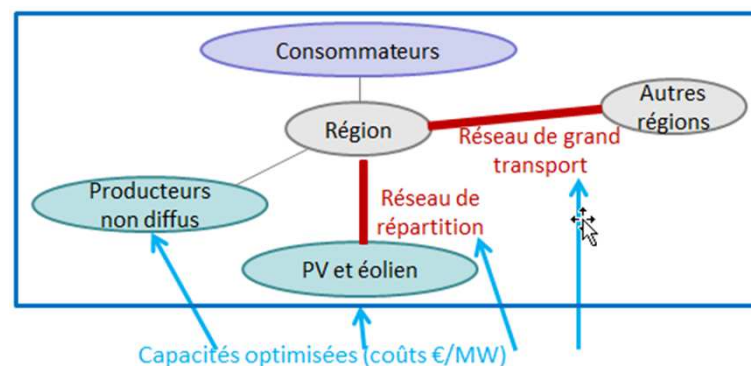
- Non optimisé
- 1,6 Mds€ comptabilisés

Réseau de grand transport

- Optimisé
- 2,2 Mds€ dans le cas de référence

Méthodologie d'amélioration :

- Analyse des S3REnR → A partir d'une puissance installée seuil de 2,5 GW, existence d'un surcoût de répartition
- Variable explicative du coût des S3REnR : principalement la puissance installée éolien et PV.
- Coût retenu : celui d'une région saturée, Midi-Pyrénées : 70 M€/GW (non annualisés)



Résultats pour le cas 100% EnR:

- **Arbitrages locaux qui favorisent les filières à meilleur taux de charge**
 - Diminution de la capacité PV (-2,4 GW) au profit de l'éolien (+0,5 GW)
 - Diminution de la capacité d'éolien classique au profit de l'éolien surtoilé (+2,3 GW)
- **Impact limité sur les coûts**
 - 80 GW de réseau de répartition
 - Soit environ 500M€/an (1% des coûts totaux)

(a) Hypothèses de coûts du réseau de distribution

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)



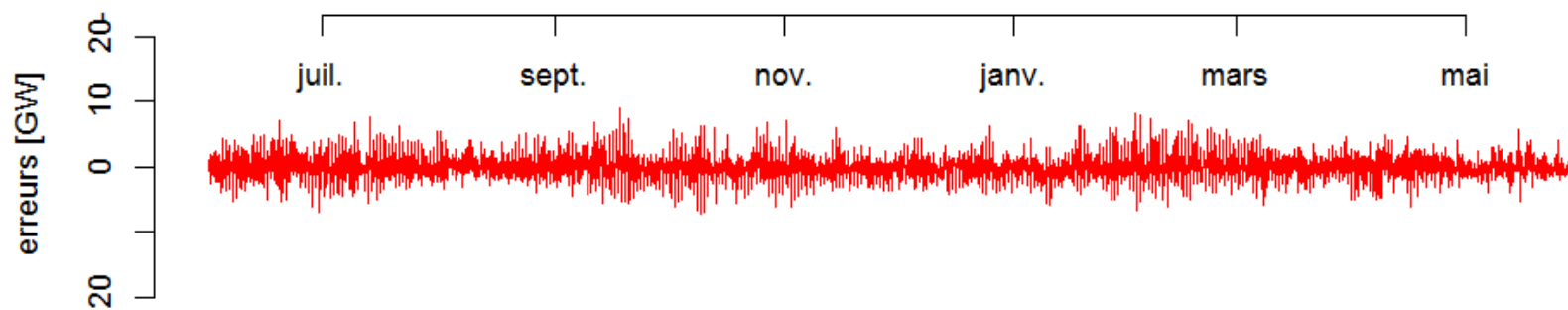
| Quels coûts ? | Montant 2013 (Mds€) | Coûts pris en compte dans l'optimisation | Pris en compte a posteriori |
|------------------------------------|---------------------|--|-----------------------------|
| Raccordement et renforcement | 1.6 | ✓ | |
| Pertes en ligne | 1.4 | ✓ | |
| Investissement (hors raccordement) | 1.8 | ✗ | ✓ |
| Exploitation & petite maintenance | 7.6 | ✗ | ✓ |

Pourquoi évaluer les coûts au même niveau que les coûts 2013 ?

- Parcs éoliens et Centrales PV majoritairement raccordées sur départs dédiés (donc pris en compte dans les coûts de raccordement)
- Installations PV en toiture (25 GW dans le cas de référence) supposées à 2/3 en grandes toitures
- Petites toitures supposées en autoconsommation

- Pour mémoire, les différents niveaux de réserve cumulent environ 3 GW en 2014.
- Deux questions posées :
 - Quel dimensionnement de la réserve associée aux erreurs de prévision EnR, à 1 heure ?
 - Y a-t-il des défaillances associées dans le scénario ?

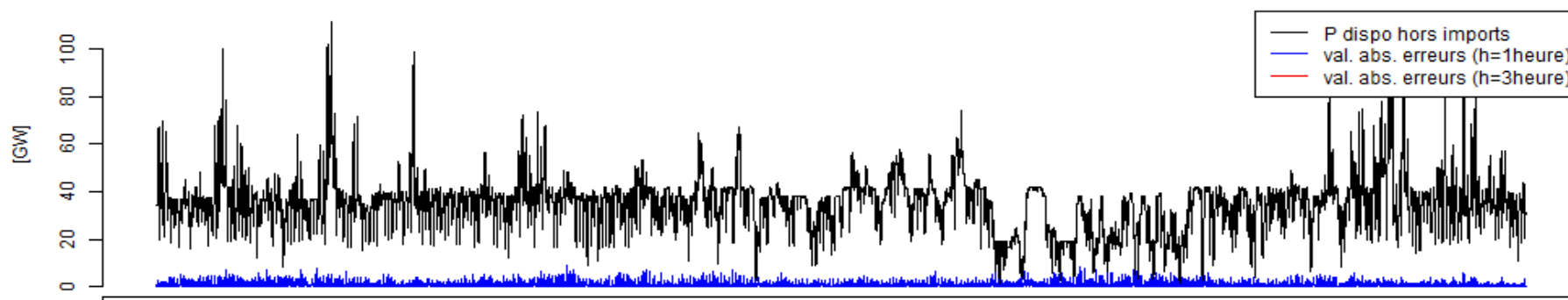
1) On estime un niveau d'erreur à 1 heure pour toutes les heures de l'année :



| MIN | 1 ^{ER} QUARTILE | MÉDIANE | MOYENNE | 3EME QUARTILE | MAX |
|------|--------------------------|---------|---------|---------------|-----|
| -7.3 | -0.769 | -0.073 | -0.0006 | 0.7 | 9.0 |

(b) Les besoins de réserve associés aux erreurs de prévision

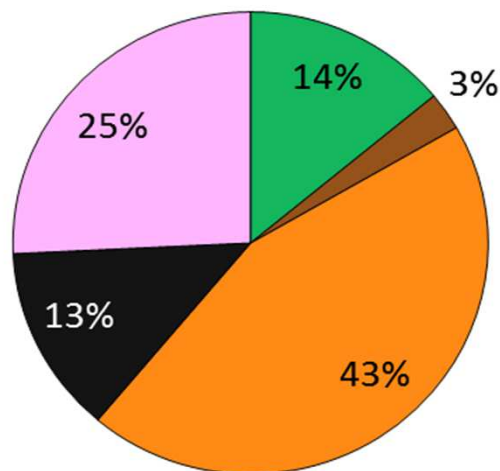
2) Face à ce besoin de réserve, on estime un niveau de réserve disponible : TACs, stockages, surplus EnR et centrales biomasse pilotables (pas les interconnexions)



- Globalement seules 6 heures dans l'année posent problème, avec une pointe à 2,4 GW.
- Pistes de réflexion :
 - La flexibilité de la demande, dont industrielle pourrait résoudre ce besoin ponctuel ?
 - Recours aux interconnexions ?

(c) Analyse des coûts marginaux

- La question posée : quels coûts marginaux obtient-on ?
- Coût marginal moyen : 93 €/MWh dans le cas de référence



Contribution des filières à la formation des coûts marginaux de production

| | | |
|---------------------------|---|-----------|
| ■ EnR | → | 0 €/MWh |
| ■ Cogénération au bois | → | 16 €/MWh |
| ■ Méthanation | → | 64 €/MWh |
| ■ Import Charbon étranger | → | 106 €/MWh |
| ■ Gas to power | → | 195 €/MWh |

- Ce prix SPOT moyen permet en moyenne de couvrir les coûts
- Points d'attention:
 - pour un mix électrique 100% EnR, le système de rémunération des acteurs serait amené à évoluer . On projette ici ce que donnerait le modèle de marché actuel.
 - La volatilité plus forte sur le marché SPOT pourrait causer des problèmes de visibilité d'investissement