Séminaire de recherches en économie de l'énergie PSL

L'efficience économique des politiques de transition électrique à base d'EnR

Injection massive de renouvelables dans le marché électrique français: effet d'éviction, subventions et coût de la flexibilité par stockage

Jacques PERCEBOIS

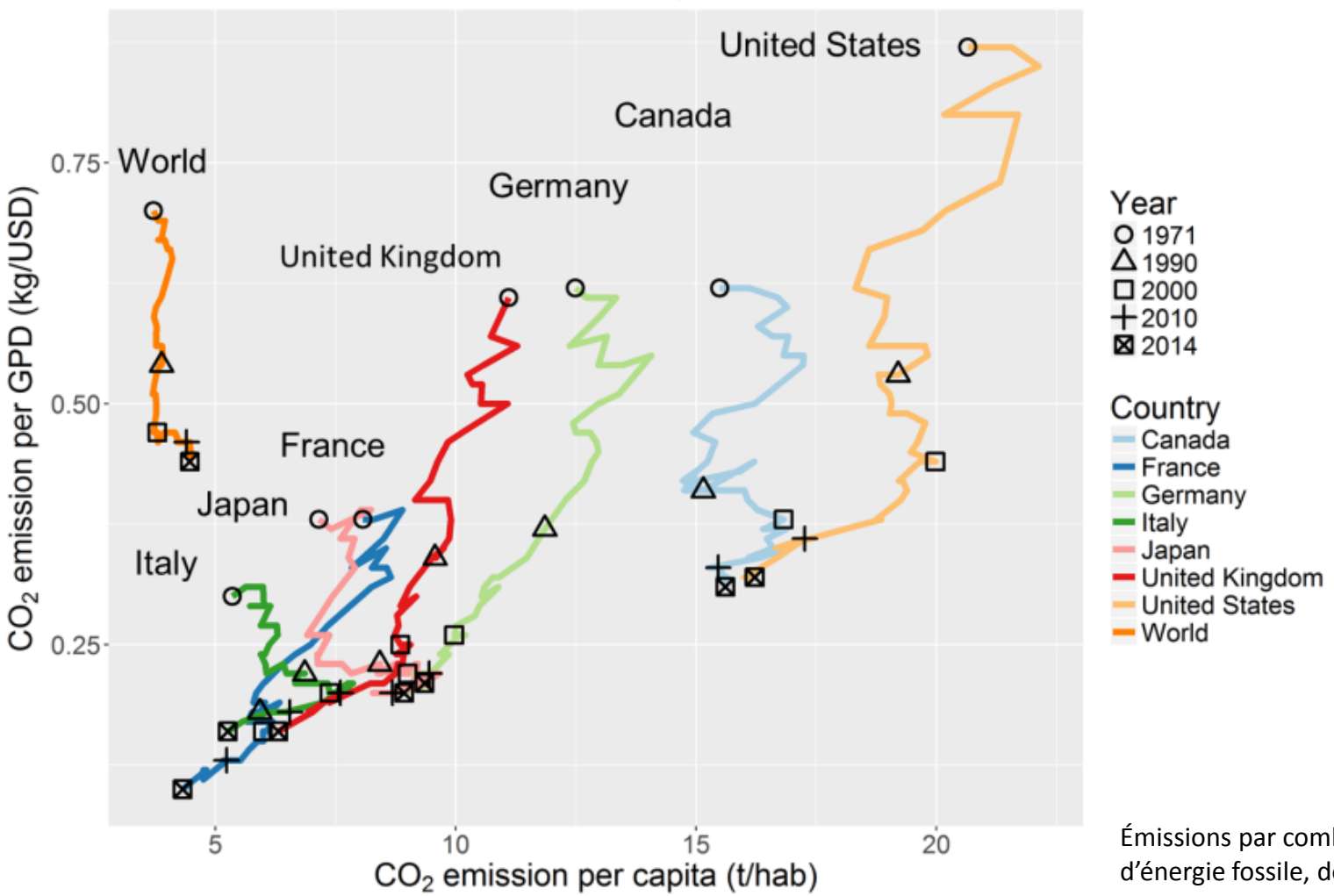
Professeur Emérite à l'Université de Montpellier (UMR CNRS Art-Dev/CREDEN), coresponsable du Pôle « Transitions énergétiques » à la Chaire Economie du Climat (Dauphine)

Stanislas POMMERET

Président de l'Interdivision Energie,
Société Chimique de France

Université Paris Dauphine 3 octobre 2018

L'évolution des émissions de CO_2 du G7



Émissions par combustion d'énergie fossile, données AIE

Le carbone, voilà l'ennemi… mais il ne faut pas se tromper de combat !

- L'électricité française est largement décarbonée ; remplacer du nucléaire par des EnR intermittentes est coûteux à trois points de vue :
  1) Les aides sous forme de prix garantis (feed-in tariffs) sont élevées (121 milliards d'euros engagés) (cf Rapport de la Cour des Comptes de mars 2018)
  2) Cela exerce un « effet d'éviction » sur le nucléaire du fait de l'appel des centrales selon le « merit order » puisque les EnR participent aux enchères à prix nul (elles sont financées hors marché) (cf Etude J Percebois et S Pommeret dans the Energy Journal May 2018)
  3) La chute des prix sur le marché de gros de l'électricité suite à cette injection à coût marginal nul (avec parfois des prix négatifs) compromet les investissements de renouvellement du parc de production

Le carbone, voilà l'ennemi… mais il ne faut pas se tromper de combat !

- La pénétration des renouvelables au-delà d'un certain seuil (~ 30%) dans le mix électrique va obliger à stocker une partie importante de cette électricité sous forme de « power-to-gas » et cela sera collectivement coûteux (du moins tant que les coûts de stockage n'auront pas chuté) (cf Etude de J Percebois et S. Pommeret, mai 2018, in Revue de l'Energie, juillet-août 2018)

- Conclusion : il faut investir dans la R&D pour améliorer le rendement et baisser le coût des batteries et des filières power-to-gas.

Principaux mécanismes de soutien aux renouvelables

1) **FIT** (feed-in tariffs); prix d'achat garantis avec obligation d'achat (effets pervers: rentes du fait d'une baisse non anticipée des coûts et surproduction)

2) **FIP** (feed-in premium); vente sur le marché spot avec prime complémentaire (fixée par MW installée ou par MWh injecté) (mécanisme qui tend à remplacer le FIT)

3) **Quotas de production** avec pénalité en cas de non respect (avec marché de certificats « verts »)

4) **Appels d'offres** via des enchères (enchères à prix-limite dites « à la française » ou enchères discriminantes au prix offert dites « enchères à la hollandaise ») (réservés aux installations de forte puissance)

Structure du prix de l'électricité pour un consommateur domestique en France (TRV)

Structure	2006	2016
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%

Émission de CO_2 (g/kWh)

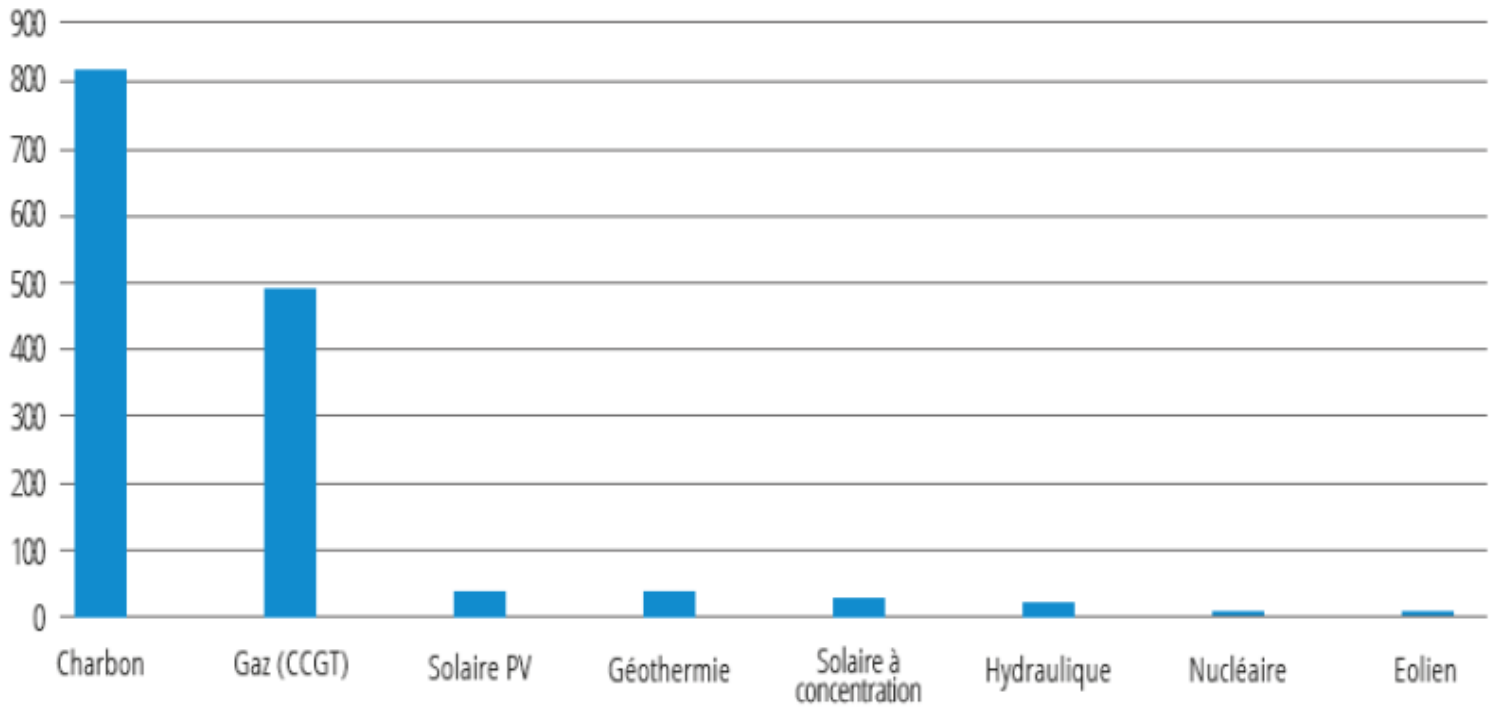
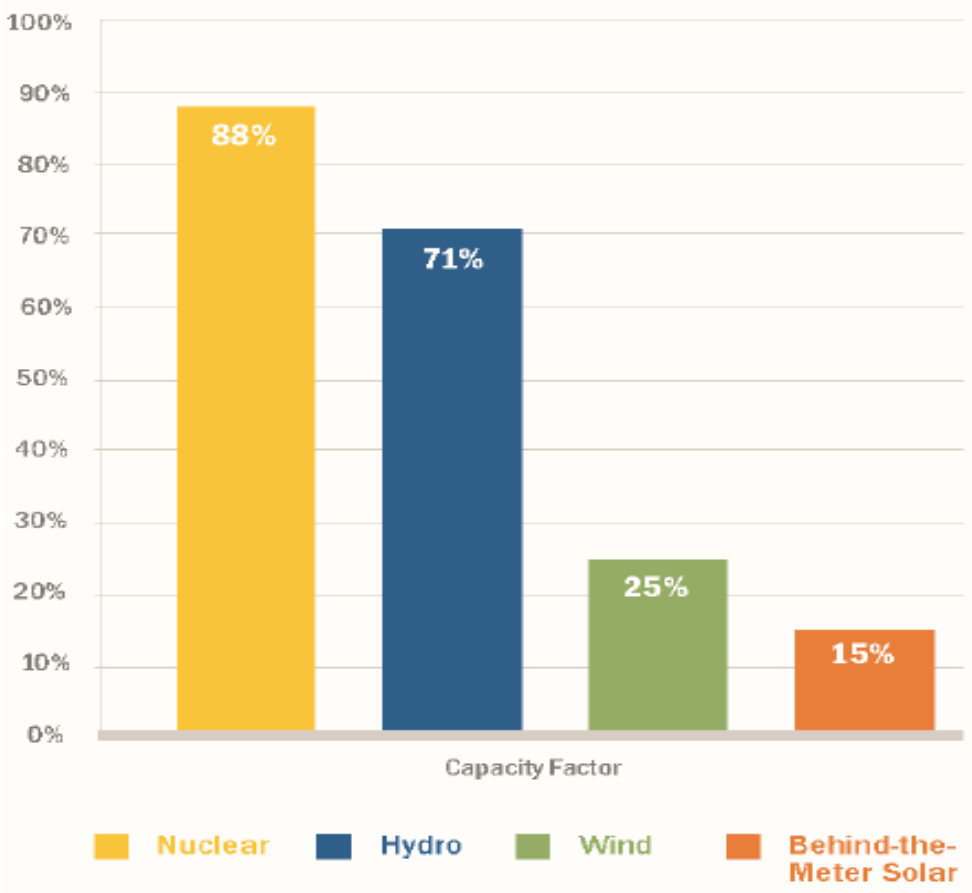


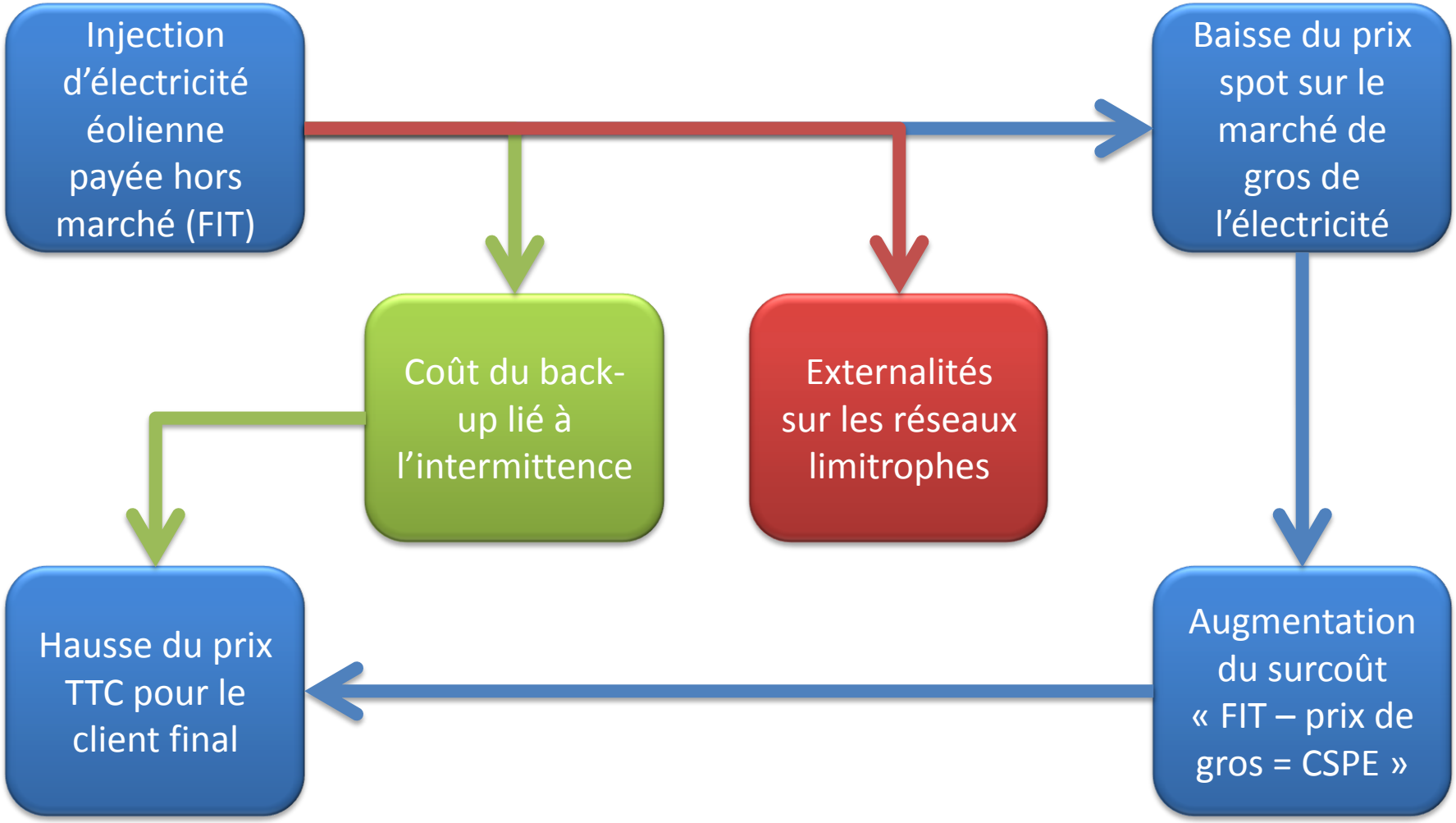
Figure 1 : Émissions de CO_2 sur la durée de vie complète de l'actif.
Source : 5e rapport du GIEC sur l'évolution du climat (2014).

Facteurs de charge



Source: Power Trends: New York's Evolving Electric Grid 2017, NY ISO

Les effets pervers des énergies renouvelables



Analyse technique & économétrique de la situation française

Jacques PERCEBOIS et Stanislas POMMERET : Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity : An analysis based on a model of the french day-ahead market. *The Energy Journal*, 39(3):245–268, May 2018.

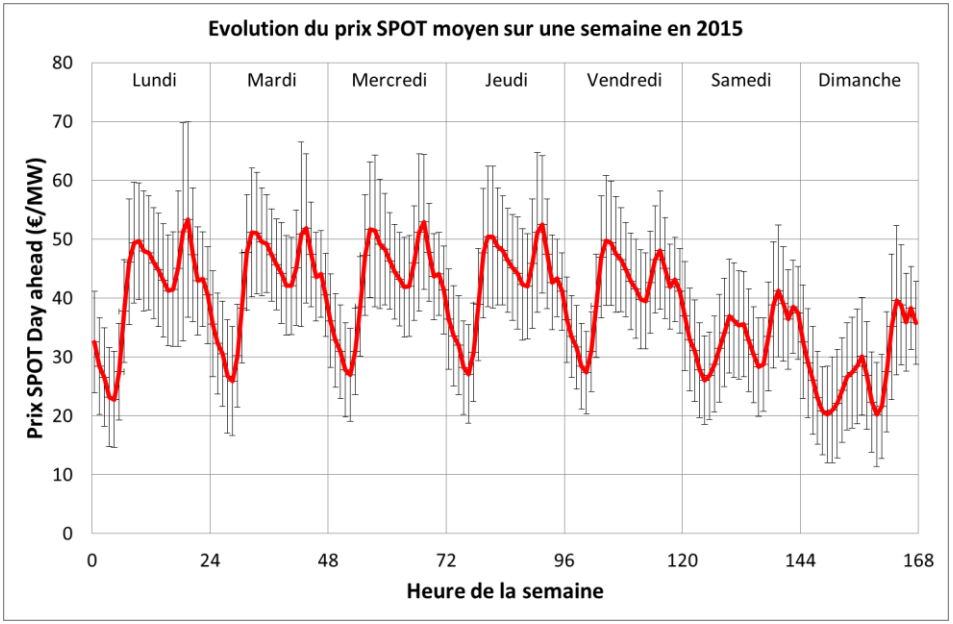
Jacques PERCEBOIS et Stanislas POMMERET : Les interconnexions transnationales fragilisent-elles les réseaux nationaux ? application au cas de la france. *La Revue de l'Energie*, 634:52–62, Novembre - Décembre 2016.

Jacques PERCEBOIS et Stanislas POMMERET : Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente : Approche modélisée sur le marché français "day-ahead". *La Revue de l'Energie*, 632:192–211, juillet-août 2016.

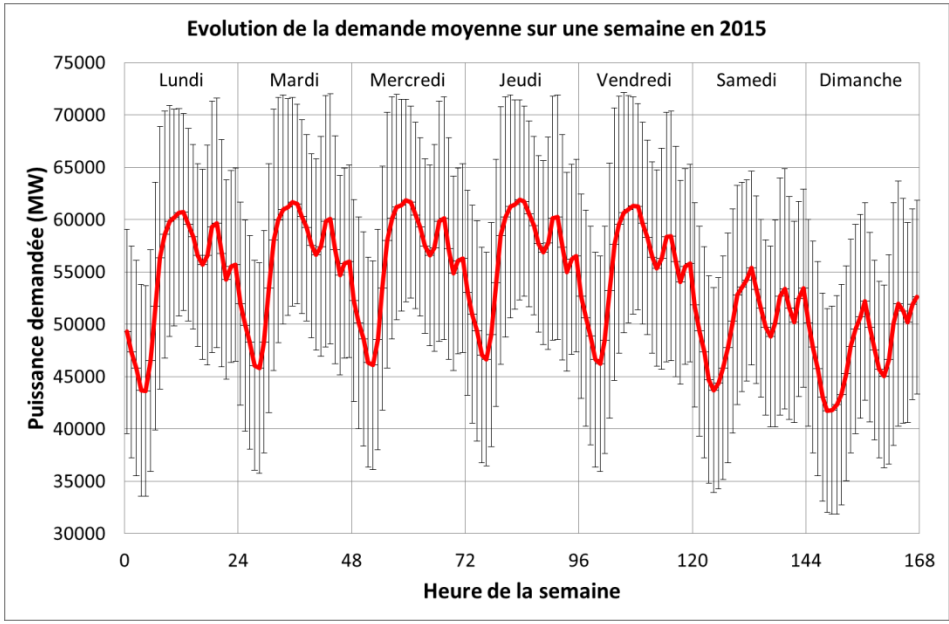
De fortes similarités entre la demande et le prix …

Evolution hebdomadaire de la moyenne sur 2015

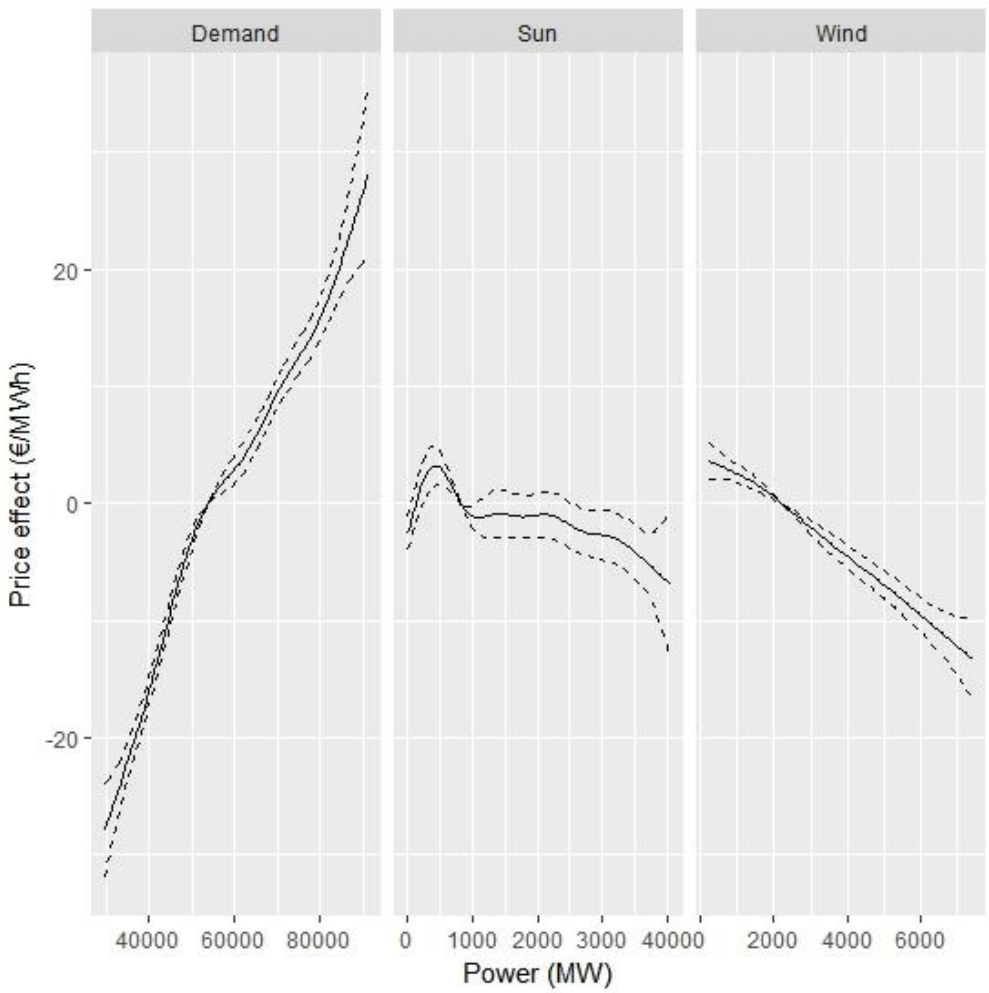
des prix SPOT



de la demande



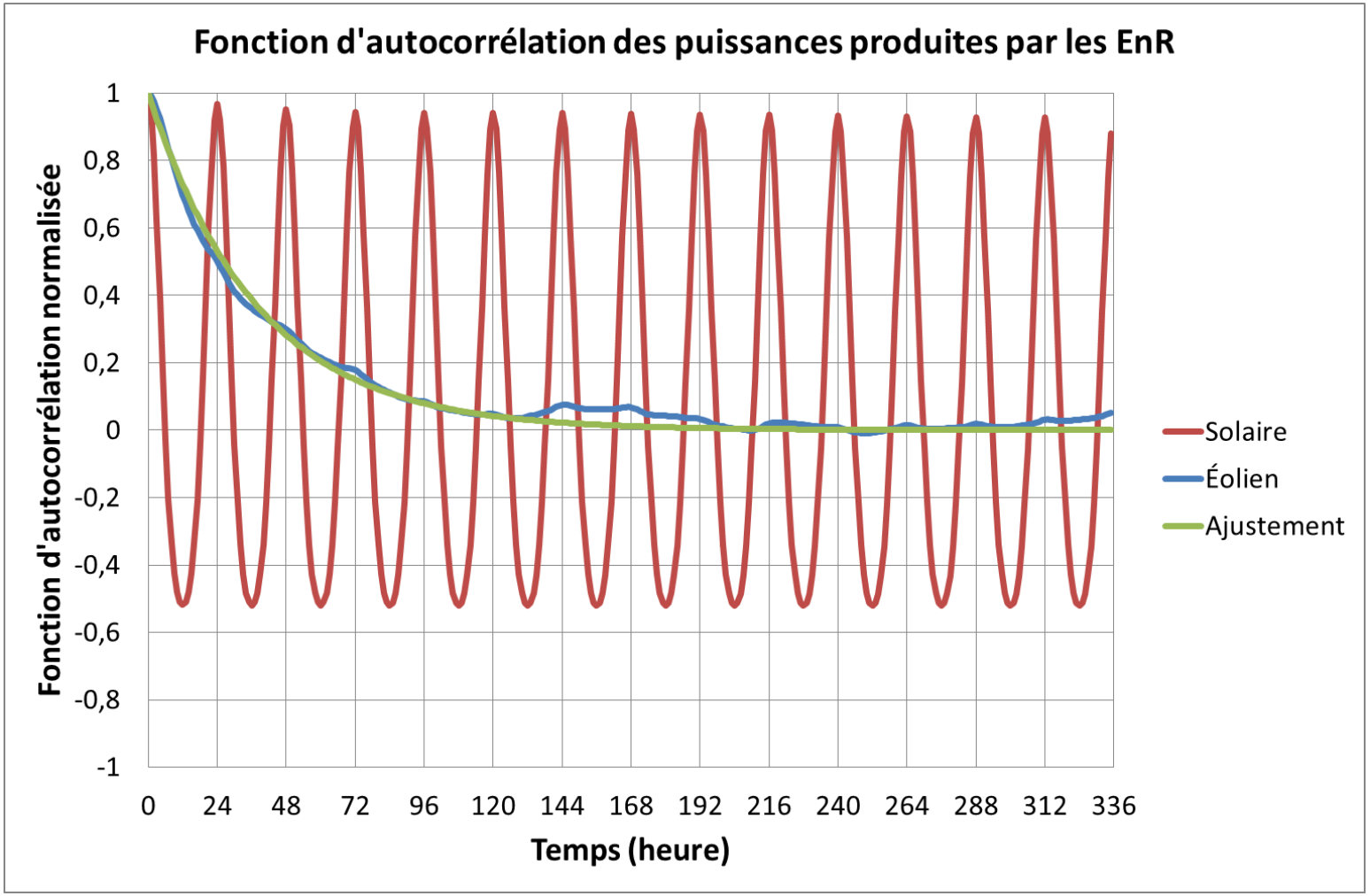
… conforté par une analyse simple …



$$Price = f_1(Demand) + f_2(Sun) + f_3(Wind) + error$$

Analyse par un modèle additif généralisé en utilisant la fonction *gam* implémentée dans la bibliothèque *gam* du *langage r*

… qui pour être comprise nécessite la prise en compte des particularités.



Ajustement du prix en fonction de la demande et de la production d'EnR

$$Prix(h,j) = A(s) \times \left(P_{dem}(h,j) - \langle P_{dem}(h,j)\rangle_j\right) + B(s) \times \left(\langle P_{dem}(h,j)\rangle_j - \langle P_{dem}(h,j)\rangle_s\right) + C(s) \times \langle P_{dem}(h,j)\rangle_s + D(s) \times P_{éol}(h,j) + E(s) \times P_{sol}(h,j)$$

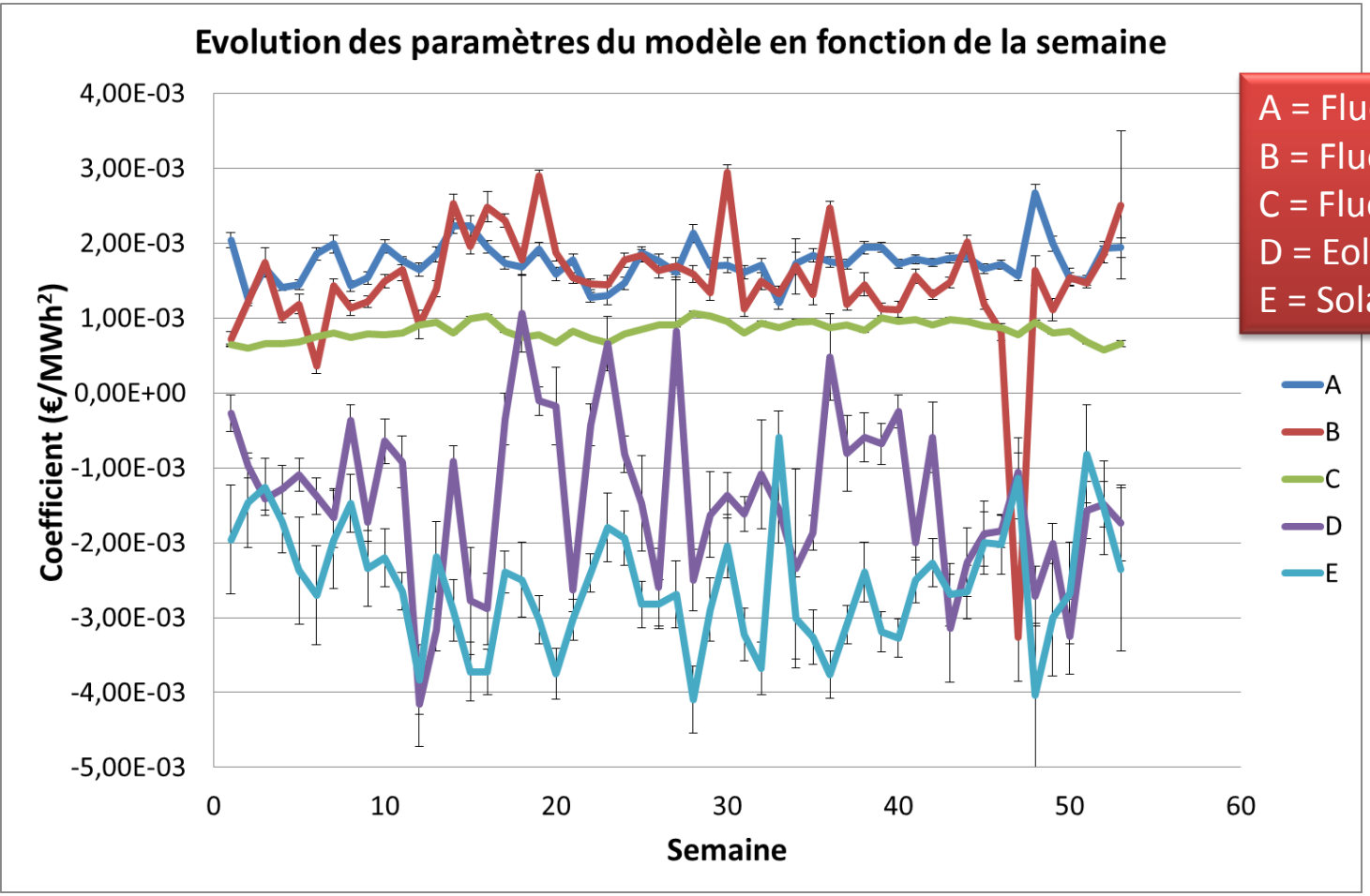
avec :

- $\langle \quad \rangle_s$ désigne la moyenne sur la semaine,
- $\langle \quad \rangle_j$ désigne la moyenne sur la journée,
- $P_{dem}(h,j)$ désigne la puissance demandée à l'heure *h* le jour *j* de la semaine *s*,
- $P_{éol}(h,j)$ désigne la puissance éolienne produite à l'heure *h* le jour *j* de la semaine *s*,
- $P_{sol}(h,j)$ désigne la puissance solaire produite à l'heure *h* le jour *j* de la semaine *s*,
- $Prix(h,j)$ désigne le prix du MWh (day ahead) en € à l'heure *h* le jour *j* de la semaine *s*,
- $A(s), B(s), C(s), D(s)$ et $E(s)$ sont les paramètres du modèle.

En faisant la moyenne sur la semaine, on déduit :

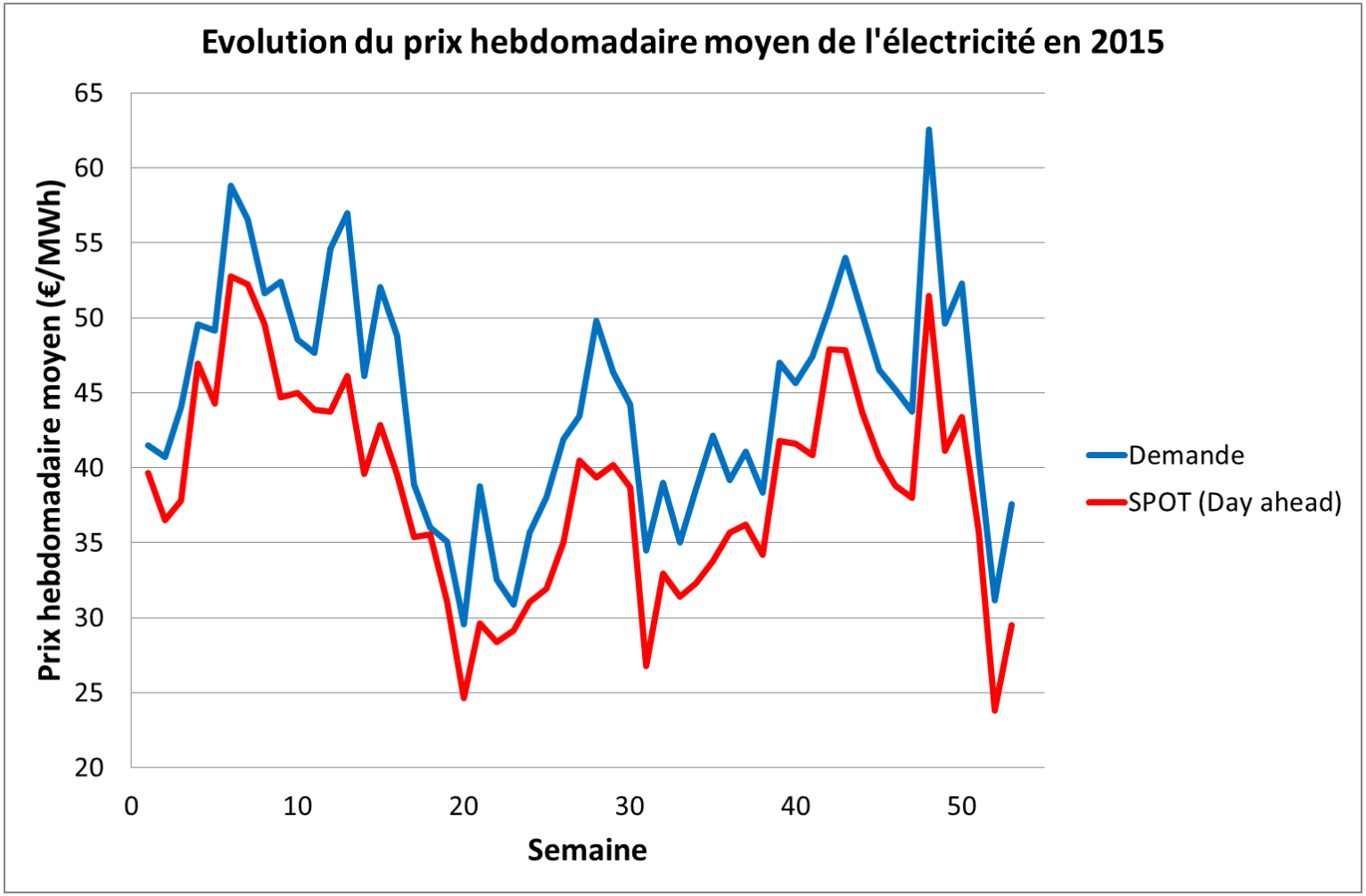
$$\langle Prix(h,j)\rangle_s = C(s) \times \langle P_{dem}(h,j)\rangle_s + D(s) \times \langle P_{éol}(h,j)\rangle_s + E(s) \times \langle P_{sol}(h,j)\rangle_s$$

Résultat de l'ajustement

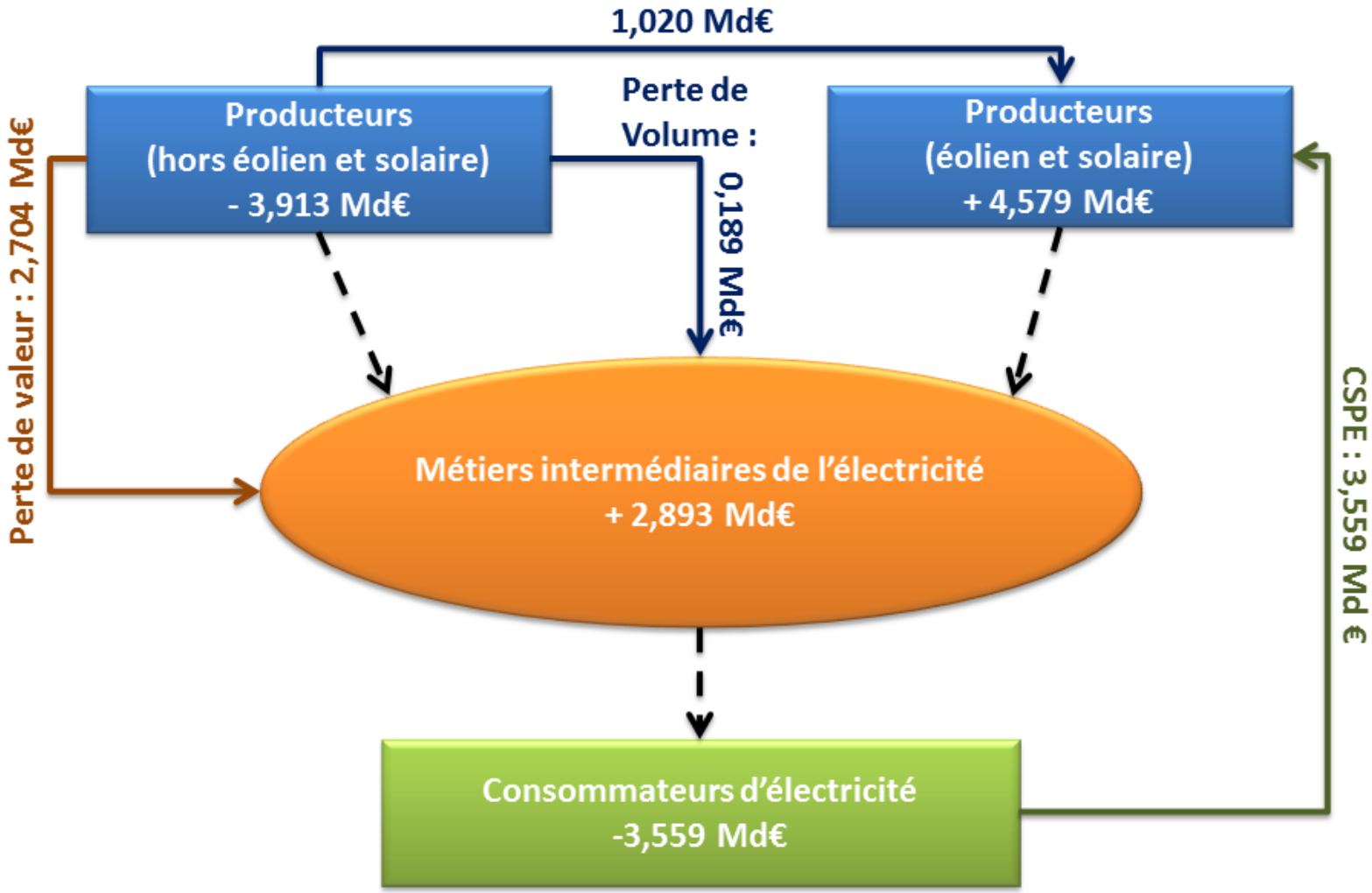


A = Fluctuation horaire
B = Fluctuation journalière
C = Fluctuation hebdomadaire
D = Eolien
E = Solaire

Influence des EnR sur le prix SPOT

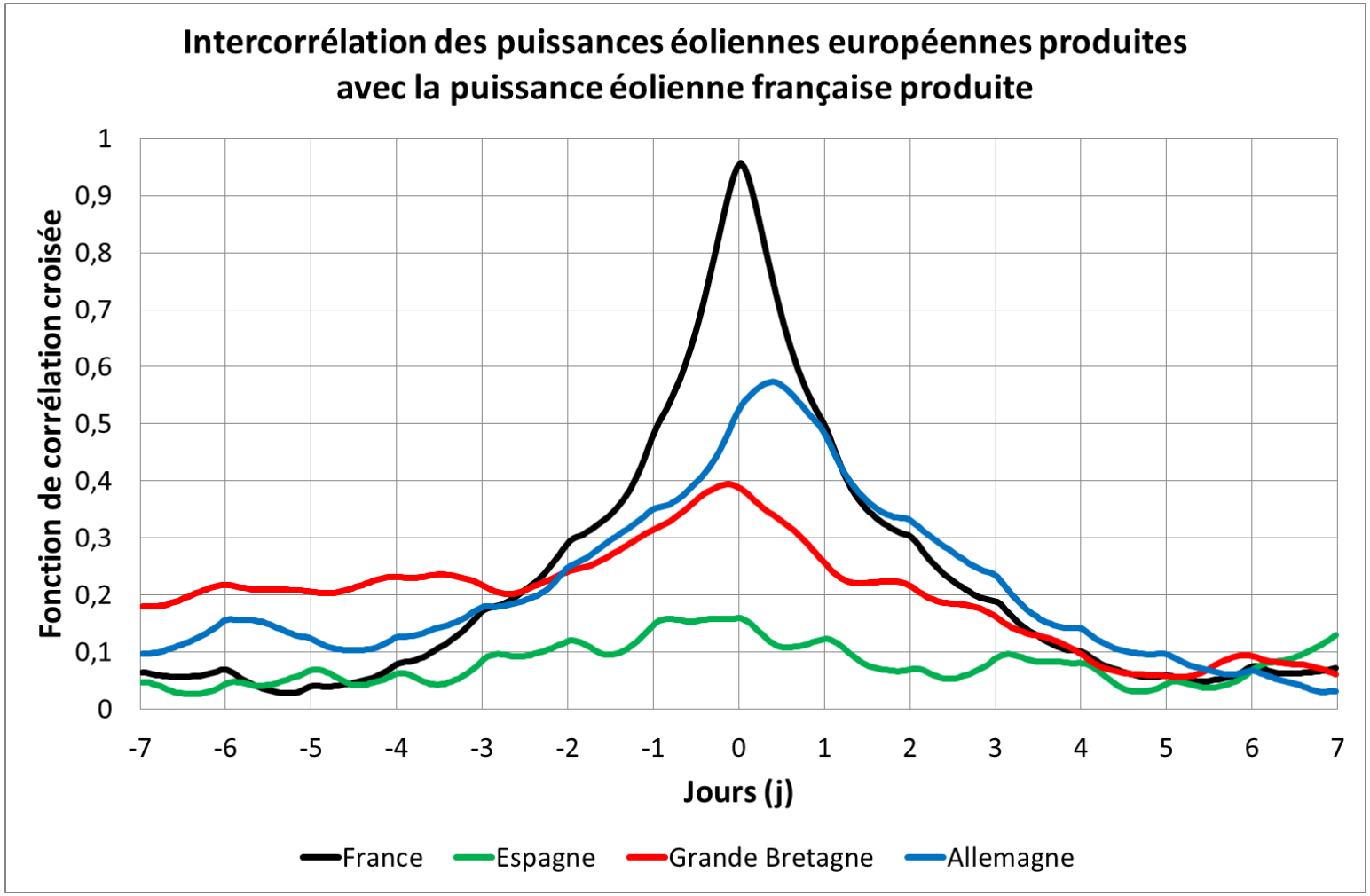


Coûts directs et indirects des EnR

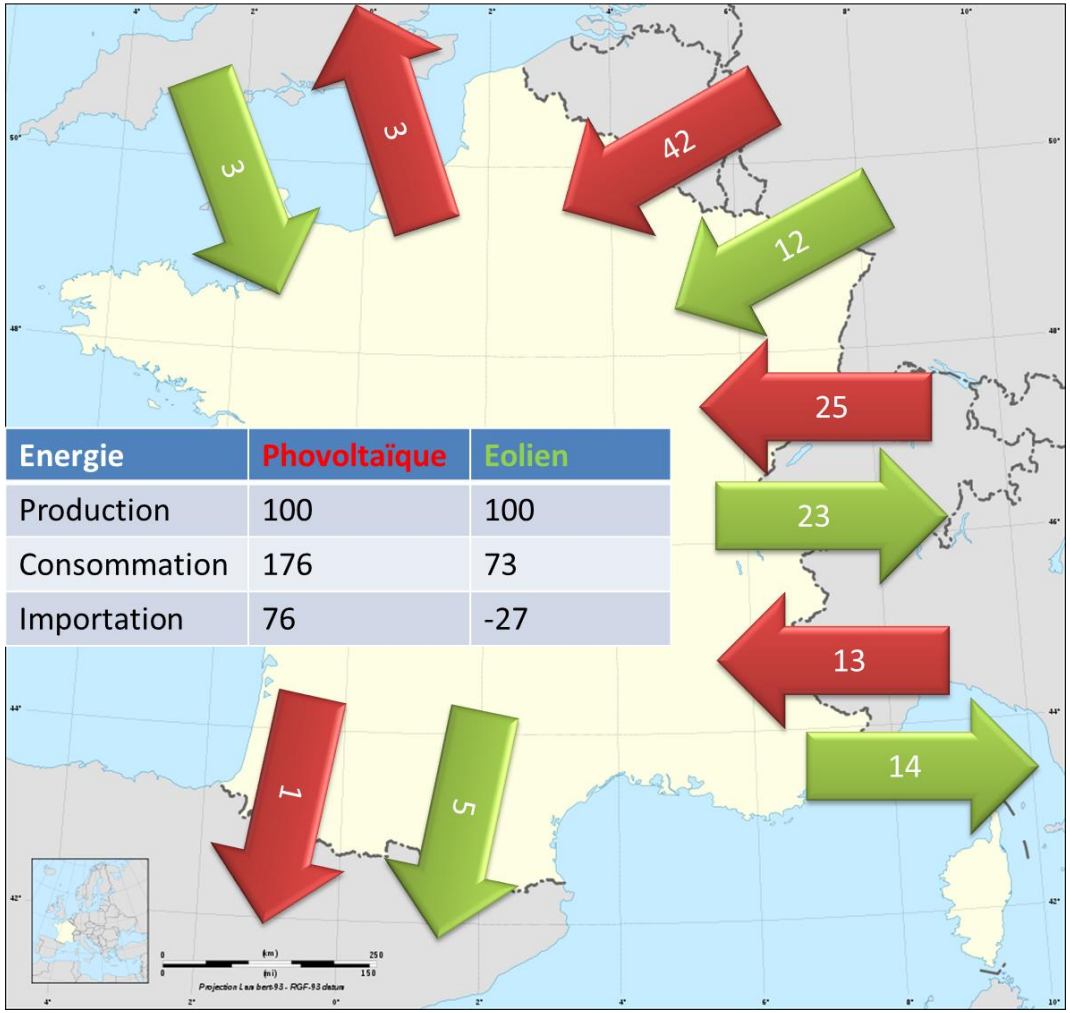


Perturbations des EnR européennes sur le système français

Un mythe : l'effet de foisonnement



Influence des EnR sur les échanges



Energie	Phovoltaïque	Eolien
Production	100	100
Consommation	176	73
Importation	76	-27

Quelles solutions

1. **Réformer le mécanisme de soutien aux EnR** :

   privilégier les FIP et les appels d'offres.

2. **Stocker l'électricité excédentaire** :

   via des batteries à court terme et via le « power-to-gas » pour le stockage inter-saisonnier.

3. **Mettre en place un mécanisme de capacité pour financer les coûts fixes** :

   on passe d'un système « energy only » où la rémunération de l'investissement et des coûts variables, CAPEX et OPEX, se fait via le MWh à un système dual: rémunération partielle des coûts fixes via le marché de capacité (MW) en plus d'une rémunération sur le marché « spot » (MWh).

4. **Encourager l'autoconsommation d'EnR ?**

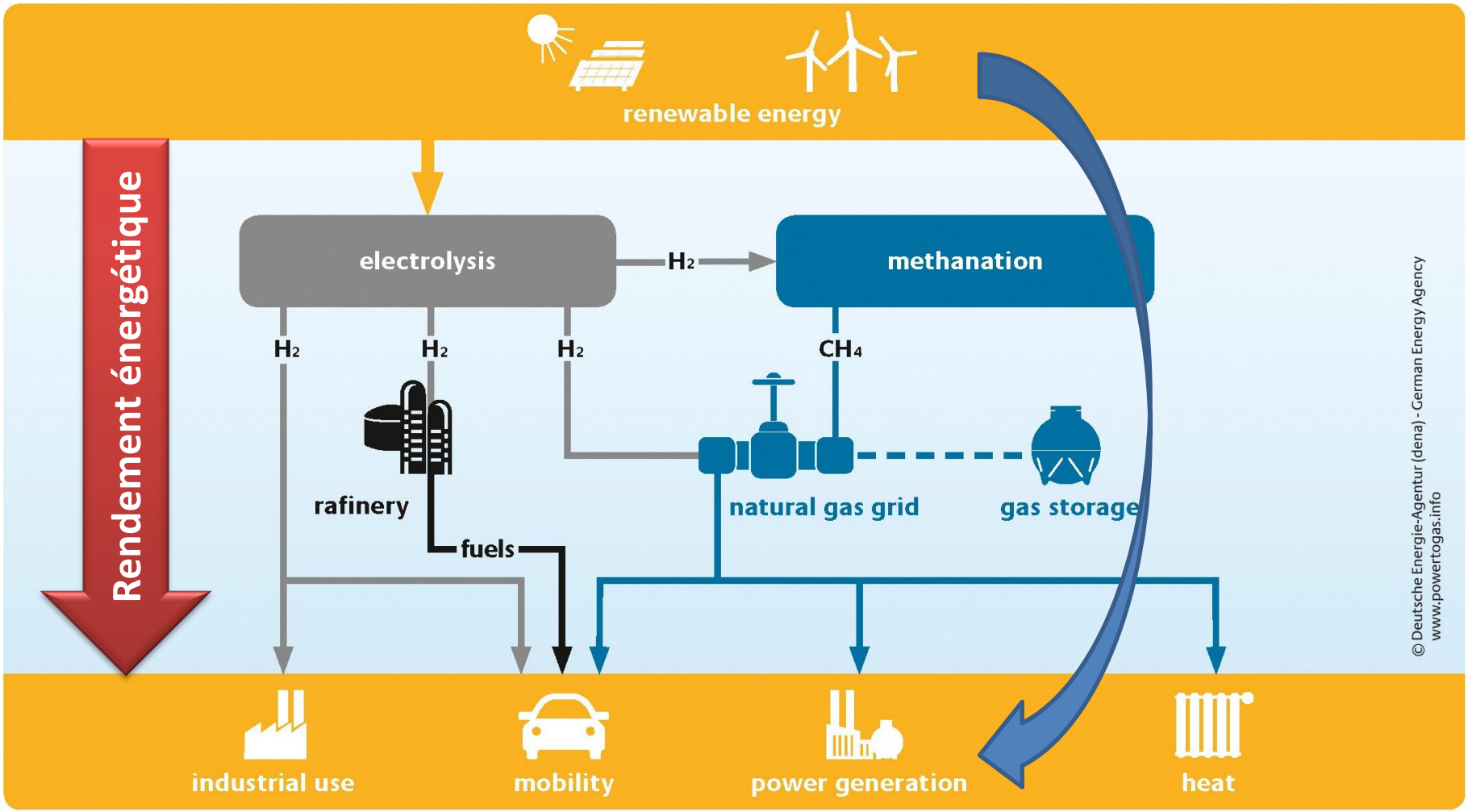
   surtout pour le PV (mais cela aura des impacts sur la tarification des réseaux); 15 000 foyers en France contre 750 000 en Italie et 2 millions en Allemagne)

Simuler un mix électrique avec une forte pénétration des EnR

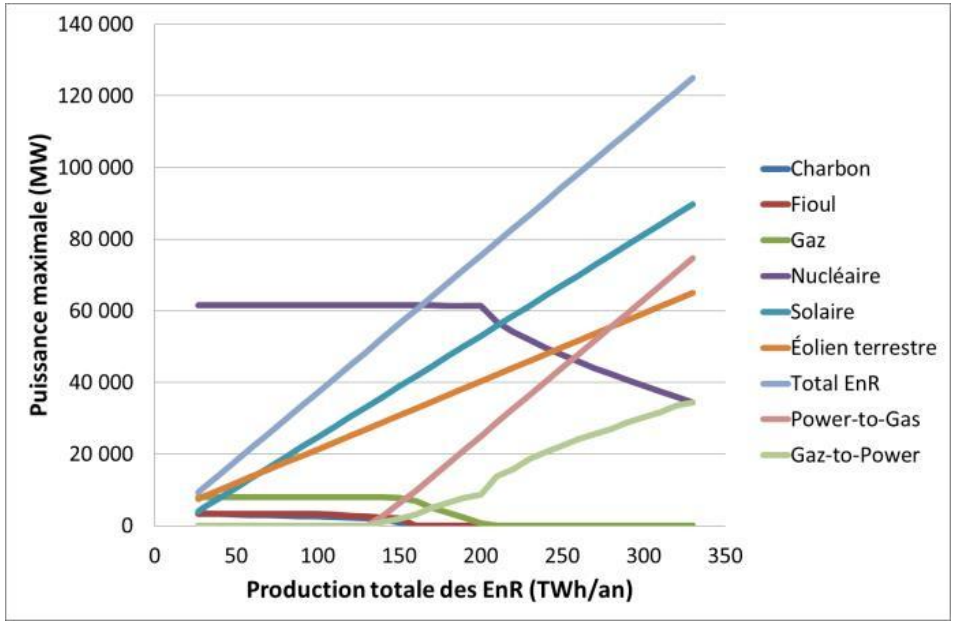
Jacques Percebois et Stanislas Pommeret : Injection massive de renouvelables : effets d'éviction et besoins de flexibilité. *Revue de l'Electricité et de l'Electronique*, 5/2017:102–110, Décembre 2017. URL https://www.see.asso.fr/node/21269/landing.

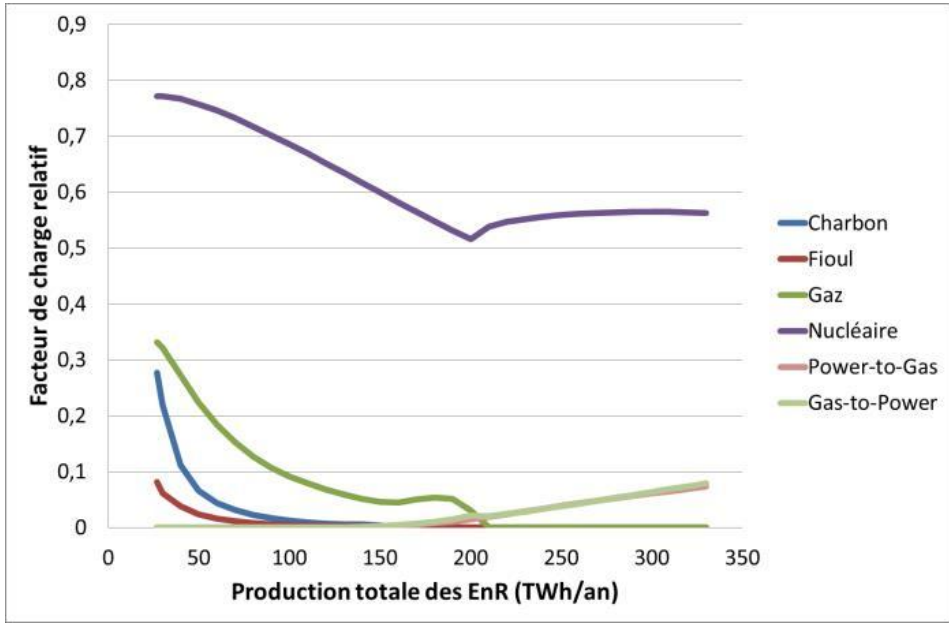
Jacques Percebois et Stanislas Pommeret : Surcoût lié au stockage des enr dans un mix électrique nucléaire à 50 %. *La Revue de l'Energie*, 639:10–25, juillet-août 2018.

Power-to-Gas – Gas-to-Power



Eviction puis nécessité d'introduire le stockage





Dans un premier temps les EnR se substituent aux énergies fossiles puis nucléaires sans totalement les éliminer puis l'introduction des filières power-to-gas et gas-to-power devient obligatoire et permet l'arrêt des contributions fossiles. Les facteurs de charge des installations industrielles sont dé-optimisées par l'introduction des EnR.

Etude technico-économique d'un mix limité en nucléaire à 50 %

Simuler un mix électrique à 50 % de nucléaire

1) Privilégier l'autonomie française

   Dans une Europe favorisant l'injection d'EnR et devant l'absence d'effets de foisonnements, la France doit pouvoir subvenir à ses besoins.

2) Minimiser les puissances des installations Power-to-Gas et Gas-to-Power

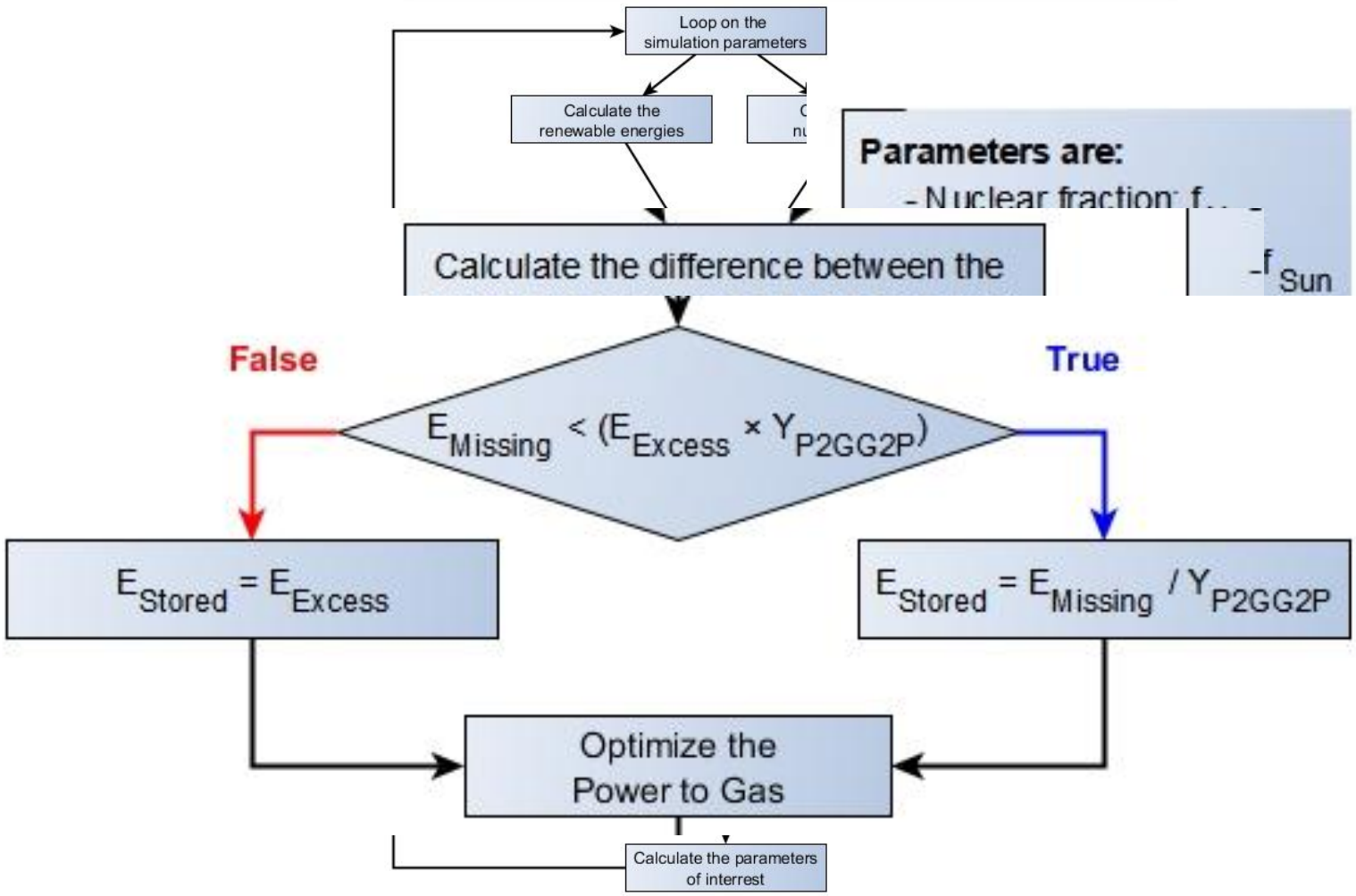
   En minimisant la puissance installée à énergie constante, on minimise les coûts.

3) L'électricité excédentaire est supposée exportée et l'électricité manquante importée

   En dernier recours on importe de l'électricité

   L'électricité non consommée par la filière Power-to-Gas est exportée

Algorithme de simulation du mix



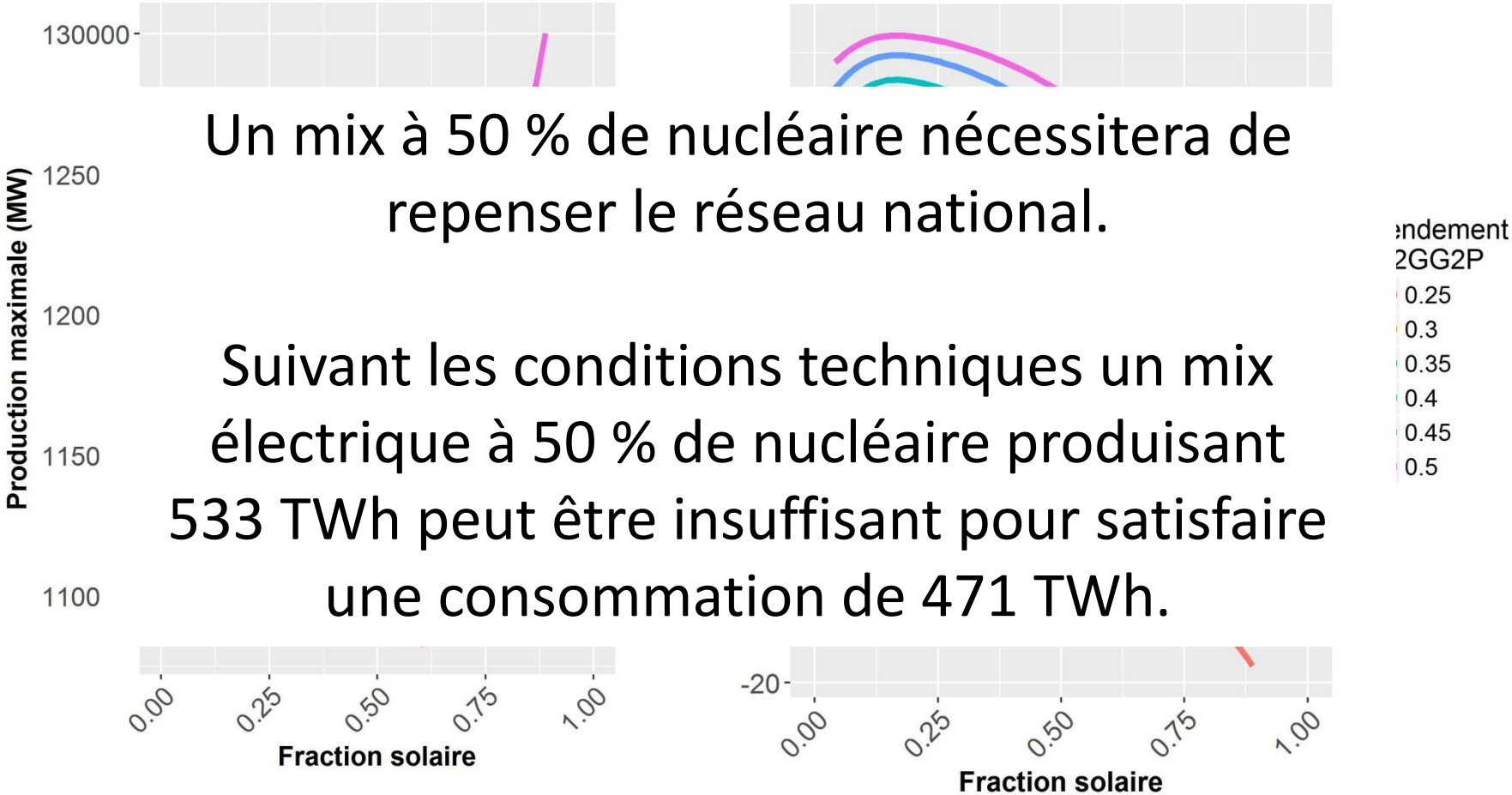
Calcul de la contribution nucléaire

$$P_{Nuc}^{Simu}(j,h) = 0{,}5 \times \frac{\sum_{2015} P_{Tot}^{2015}(j,h)}{\sum_{2015} P_{Nuc}^{2015}(j,h)} P_{Nuc}^{2015}(j,h)$$

où :

- $P_{Nuc}^{Simu}(j,h)$ est la puissance horaire produite par la filière nucléaire le jour *j* à l'heure *h* dans la simulation,
- $P_{Nuc}^{2015}(j,h)$ est la puissance horaire produite par la filière nucléaire le jour *j* à l'heure *h* en 2015,
- $P_{Tot}^{2015}(j,h)$ est la puissance horaire électrique totale produite en France le jour *j* à l'heure *h* en 2015.

Production & Exportation

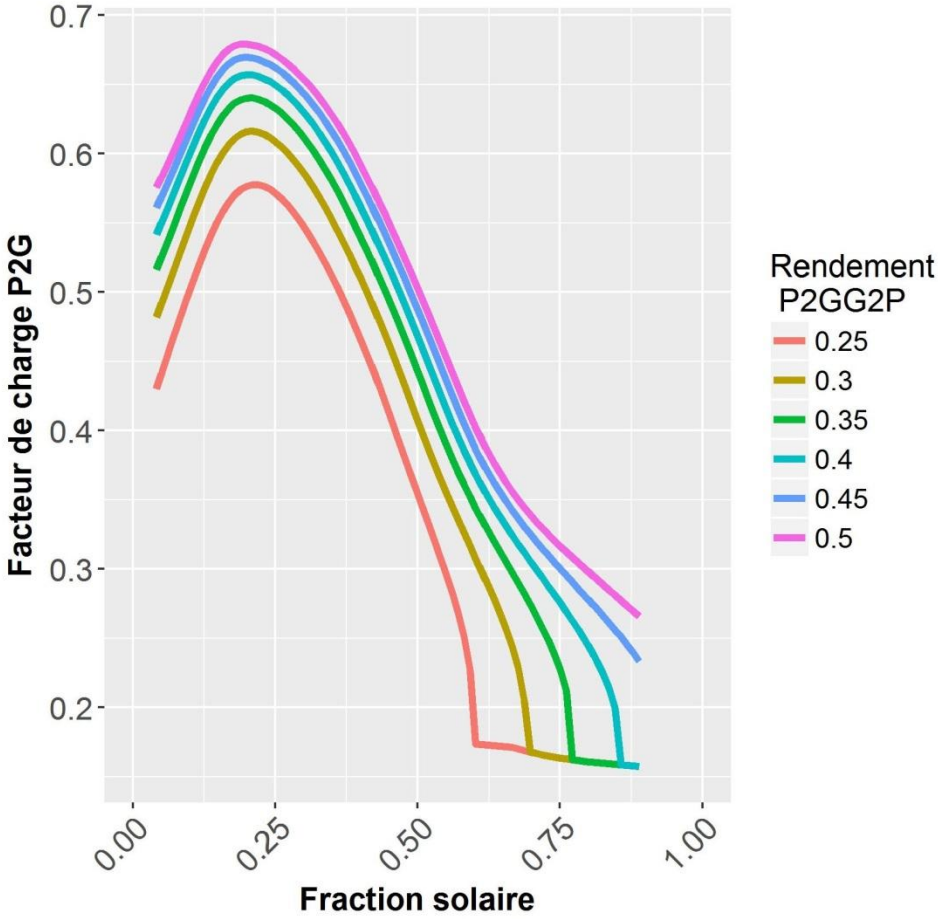


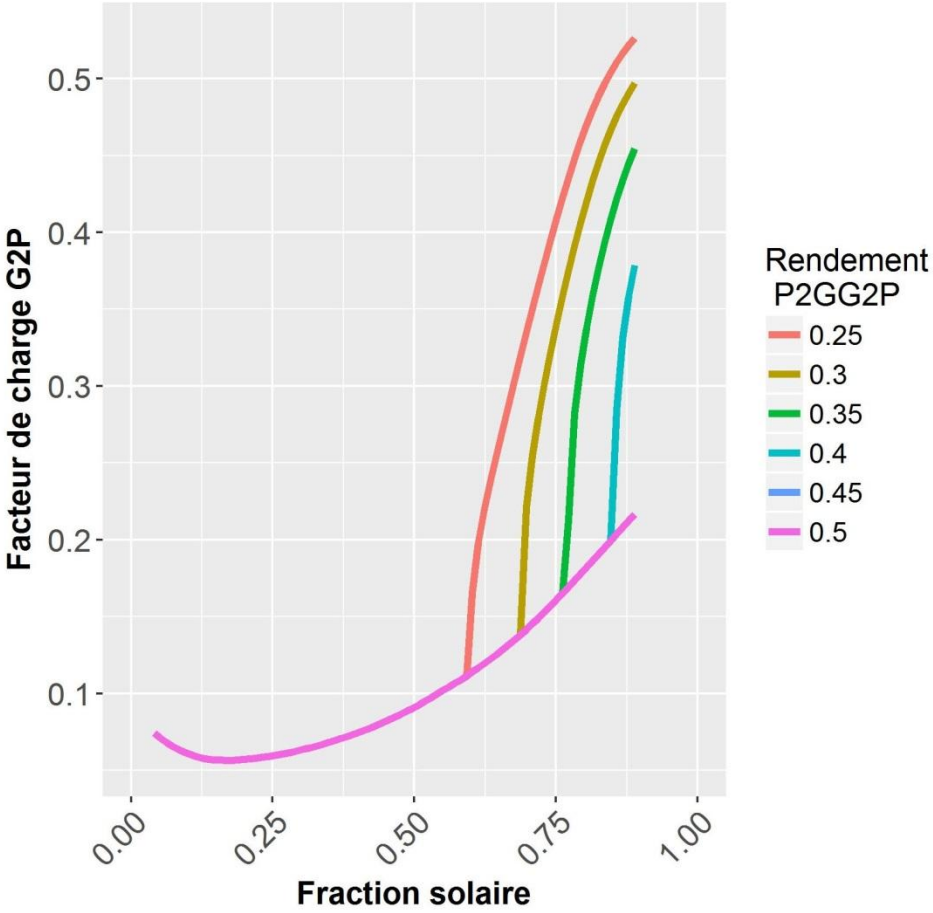
Un mix à 50 % de nucléaire nécessitera de repenser le réseau national.

Suivant les conditions techniques un mix électrique à 50 % de nucléaire produisant 533 TWh peut être insuffisant pour satisfaire une consommation de 471 TWh.

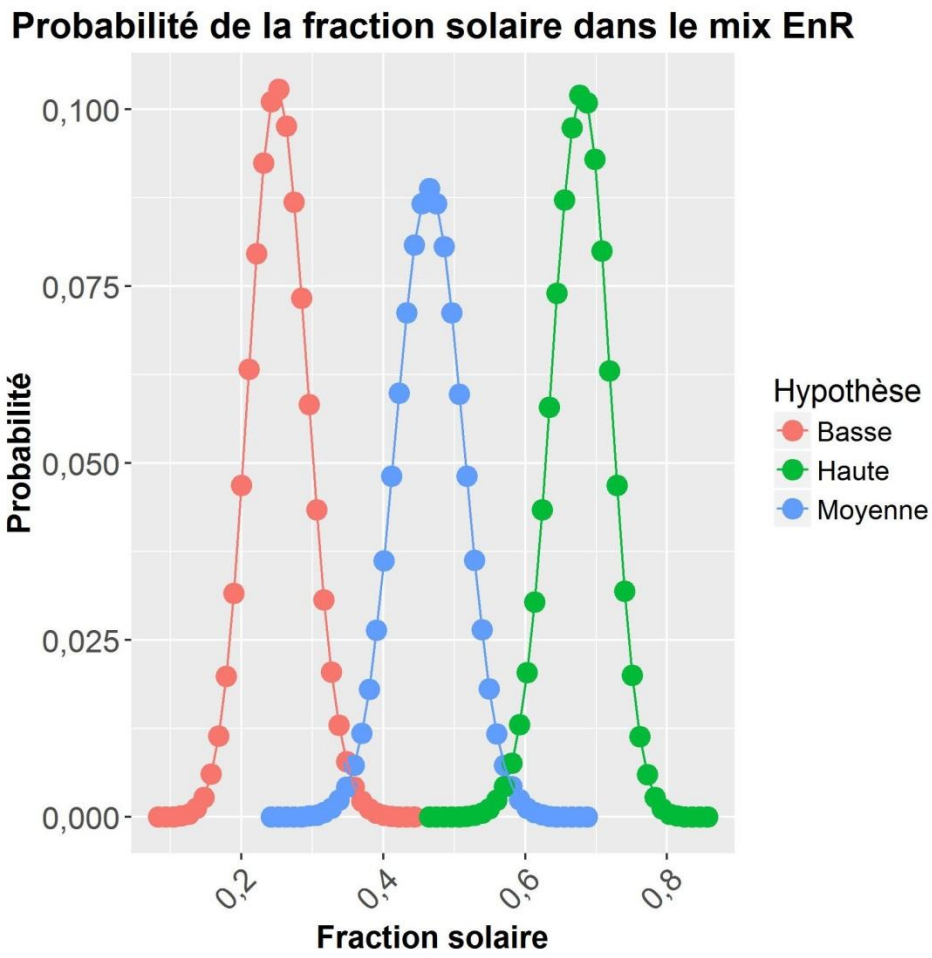
Facteur de charge des filières P2G & G2P

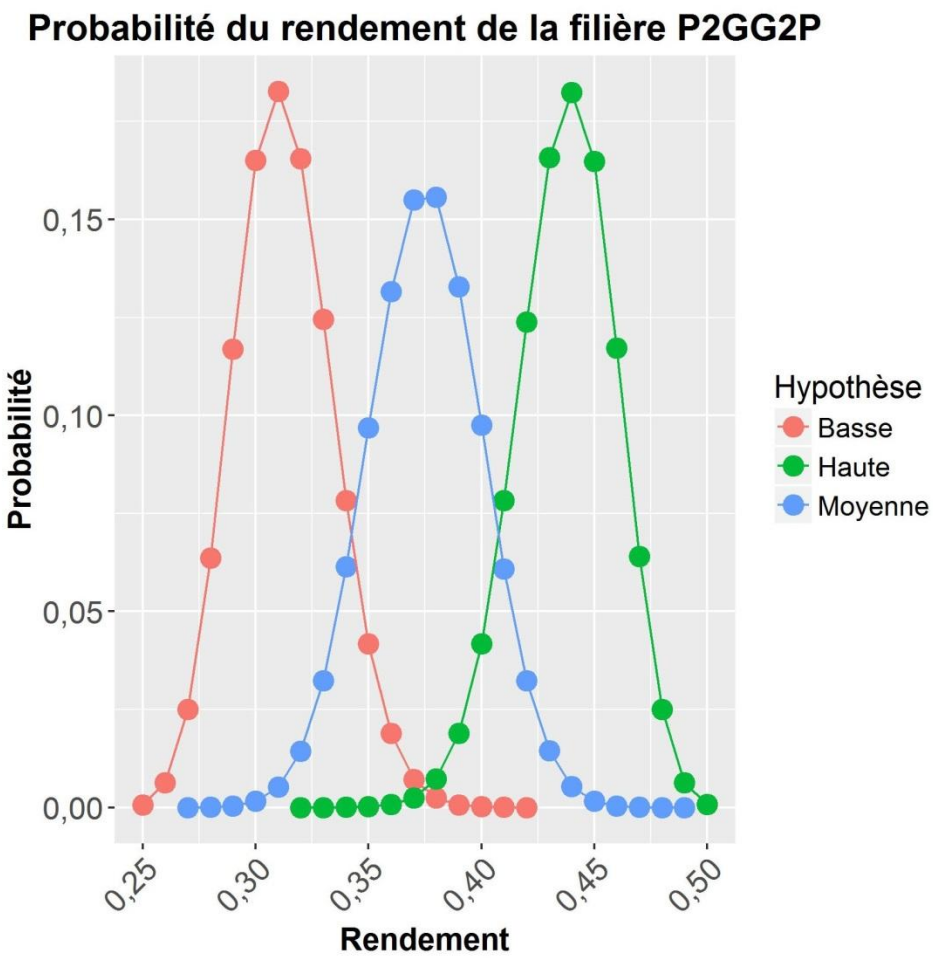
Les facteurs de charges sont très dépendants du mix EnR et du rendement électrique de la filière P2G – G2P





9 configurations physiques pour un mix à 50 % de nucléaire





Hypothèse sur les coûts

Energie	Minimum	Maximum	Moyenne	Déviation standard
Nucléaire (€/MWh)	42	110	75	20
Photovoltaïque (€/MWh)	50	70	60	10
Eolien (€/MWh)	50	70	60	10

Filière	Minimum	Maximum	Moyenne	Déviation standard
G2P (€/MWh)	15	25	20	5

Réseau	Minimum	Maximum	Moyenne	Déviation standard
Electrique (M€/GW au-delà de 90 GW)	0,05	0,15	0,10	0,10
Gaz (€/MWh_{PCS})	8,0	9,0	8,6	0,2

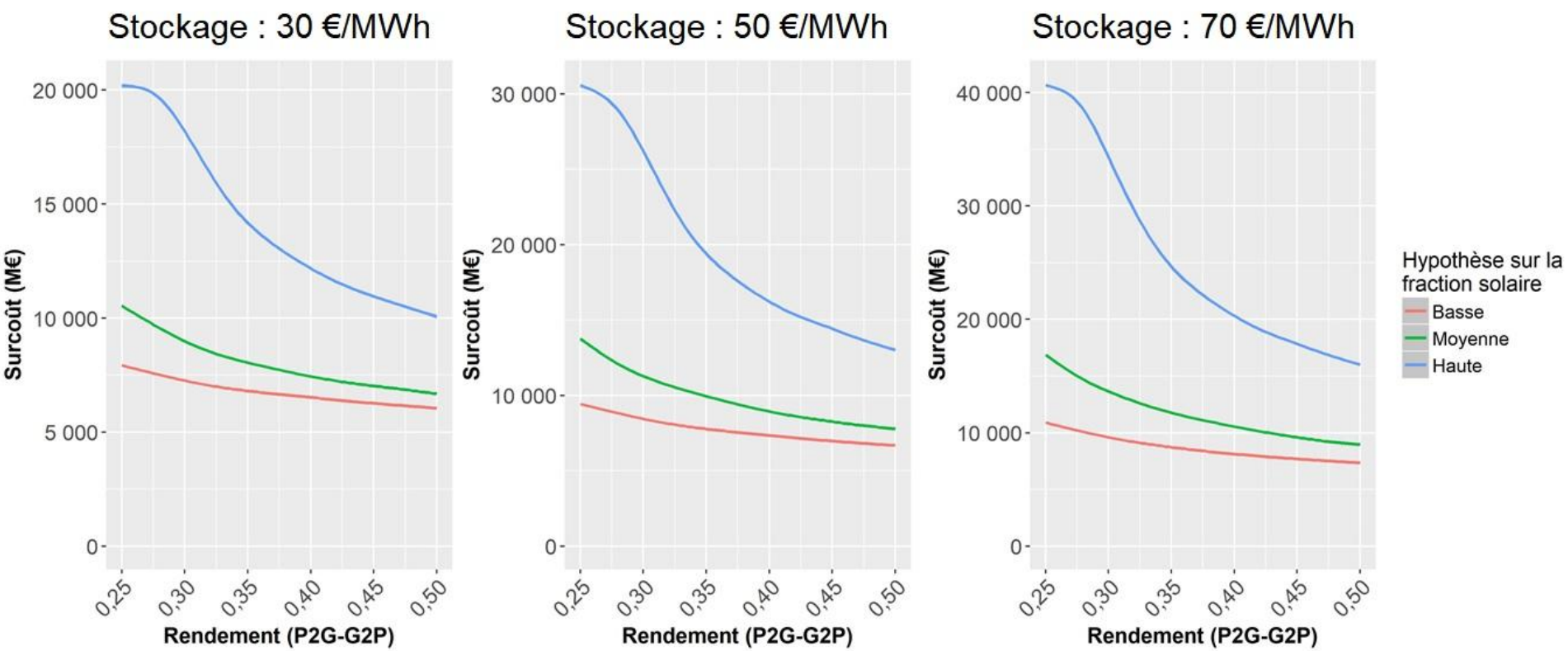
Pour les importations et les exportations, nous avons supposé que le prix du MWh serait celui de 2015 à un facteur multiplicatif près. Ce facteur multiplicatif est choisi suivant une loi normale centrée en 1 et d'écart type 1. Pour les exportations, elle est tronquée entre 0 et 1 alors que pour les importations elle est tronquée entre 1 et 5.

Trois hypothèses pour la filière P2G

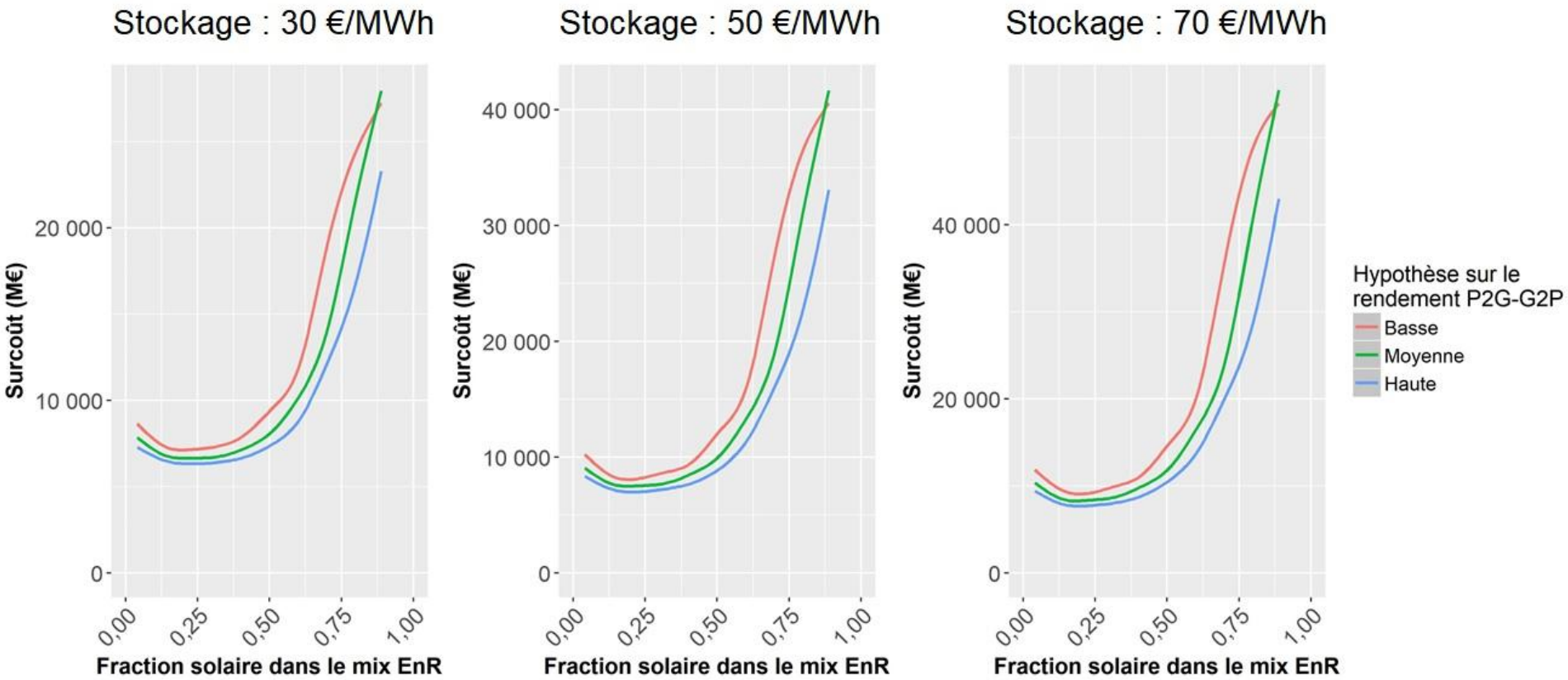
Hypothèse	Filière	Minimum	Maximum	Moyenne	Déviation standard
Basse	P2G (€/MWh)	20	40	30	10
Moyenne	P2G (€/MWh)	40	60	50	10
Haute	P2G (€/MWh)	60	80	70	10

Pour les filières P2G et G2P le coût réel des installations est le coût théorique de l'installation issue des lois normales tronquées décrites ci-dessus divisées par le facteur de charge des installations qui dépendent de la fraction solaire du mix EnR et du rendement global de la filière P2G-G2P.

Influence du rendement de la filière P2G – G2P sur le surcoût



Influence de la fraction solaire sur le surcoût



Surcoût moyen pour les 27 configurations technico-économiques

Rendement / Fraction	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	7,2 G€	6,7 G€	**6,3 G€**
Moyenne (0,465)	8,8 G€	7,8 G€	7,1 G€
Haute (0,677)	17,1 G€	13,2 G€	11,3 G€

Stockage 30 €/MWh

Stockage 50 €/MWh

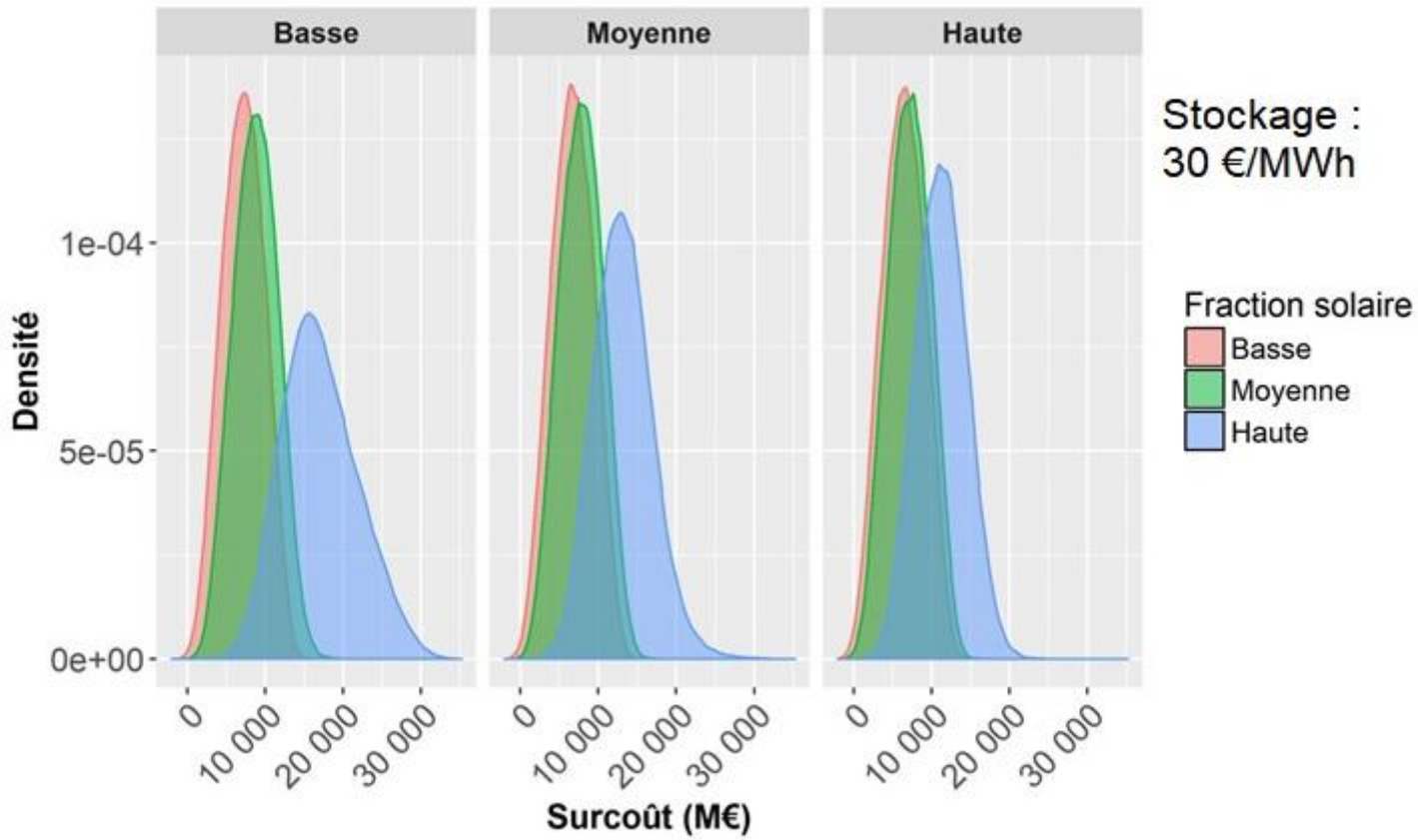
Rendement / Fraction	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	8,3 G€	7,6 G€	7,1 G€
Moyenne (0,465)	11,0 G€	9,5 G€	8,5 G€
Haut (0,677)	24,3 G€	17,9 G€	14,9 G€

Rendement / Fraction	Basse (0,312)	Moyenne (0,375)	Haute (0,437)
Basse (0,253)	9,4 G€	8,4 G€	7,8 G€
Moyenne (0,465)	13,2 G€	11,1 G€	9,8 G€
Haute (0,677)	**31,6 G€**	22,6 G€	18,5 G€

Stockage 70 €/MWh

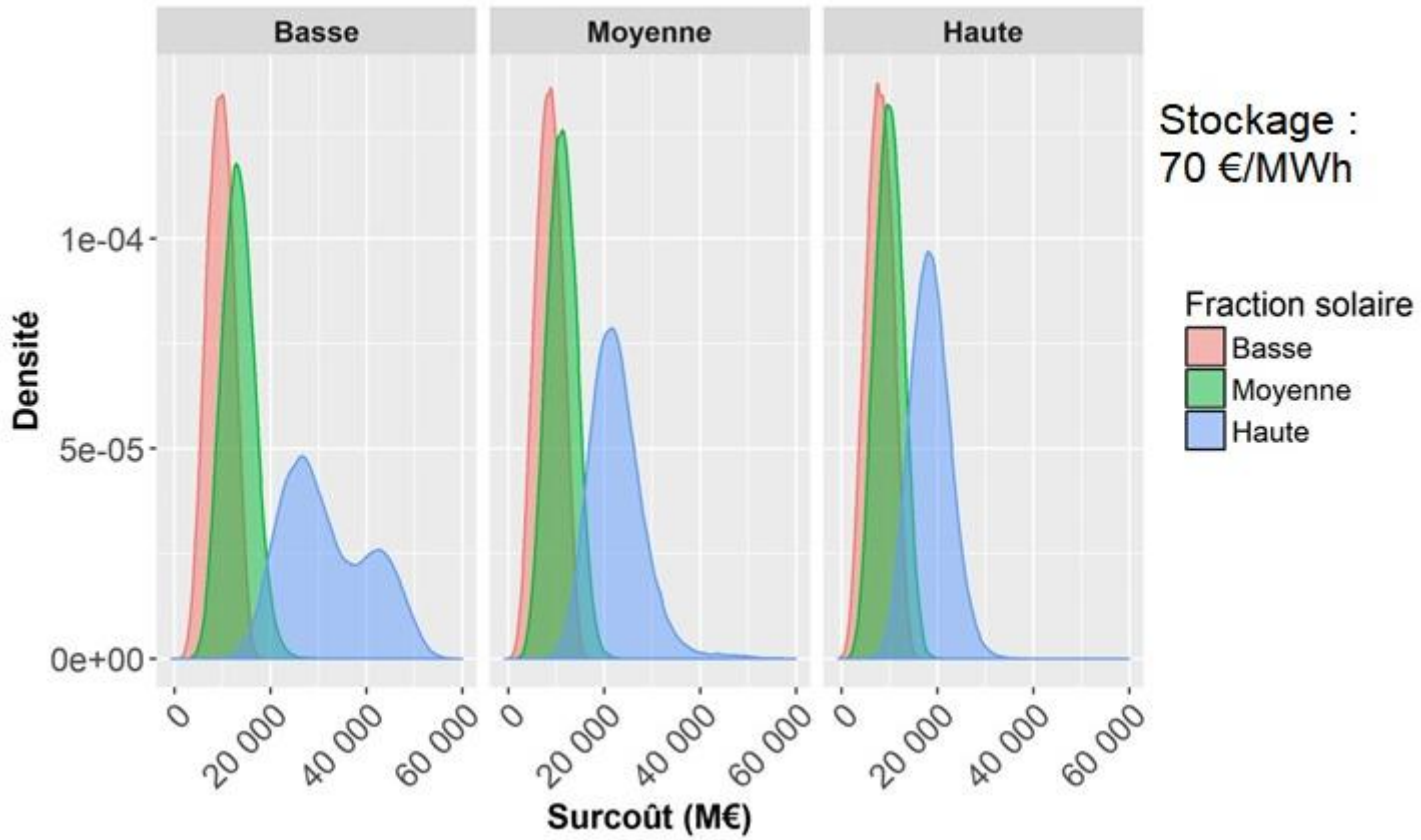
Distribution des surcoûts (1/2)

Hypothèse sur le rendement



Distribution des surcoûts (2/2)

Hypothèse sur le rendement



Nos résultats

- Dans toutes nos simulations, nous avons remplacé 148,5 TWh d'énergie nucléaire par 148,5 TWh d'EnR en 2015.

- Dans toutes nos simulations, la production totale d'EnR est de 176,7 TWh se décomposant en 28,2 TWh, volume constaté en 2015, et 148,5 TWh venant en substitution des 148,5 TWh d'énergie nucléaire.

- Dans toutes nos simulations, le coût moyen de production des EnR est de 60 €/MWh alors que le coût moyen de production des centrales nucléaires est de 75 €/MWh.

- Les surcoûts calculés pour le stockage/déstockage sous forme de « power-to-gas » varient entre 6,3 à 31,6 G€ soit entre 35,7 et 178,8 €/MWh_{EnR}.

- De fait le prix de revient des renouvelables, stockage compris, varie entre 108,3 (soit 60 + 48,3) et 251,4 (soit 60 + 191,4) euros par MWh selon les scénarios.

Perspectives

- Peut-on minimiser les externalités négatives de EnR en substituant partiellement la filière P2G-G2P par une flexibilité des centrales nucléaires ?
- Quelle serait l'apport d'un stockage court terme (batteries) en complément au Power-to-Gas dans un mix à 50 % de nucléaire ?
- Peut-on estimer les coûts économiques liés à la fermeture des centrales nucléaires ?
- Peut-on estimer les gains économiques liés aux EnR ?
- Peut-on construire un modèle statistique ouvert de consommation et de production pour évaluer les trajectoires technico-économiques du système électrique français ?

Conclusions

- Mettre en place des mesures pour piloter efficacement les EnR.
- Investir massivement dans la recherche sur le stockage.
- Optimiser la gestion de la demande en favorisant les effacements ou le stockage court terme.
  - Effacement de la pointe
- Réfléchir à la tarification de l'accès au réseau de distribution
  - Problème du passager clandestin lié à l'autoconsommation

Merci