



Énergies renouvelables et variables :

complémentarité ou concurrence entre options de
flexibilité ?

A. Bidaud¹, S. Mima², et al

1 Laboratoire de Physique Subatomique, LPSC/IN2P3/CNRS, UJF, INPG, Grenoble
adrien.bidaud@grenoble-inp.fr

2 Grenoble Applied Economy Laboratory,, Grenoble

Grenoble



Grenoble : **Une des villes les plus innovantes** du monde, berceau Français de la « Houille Blanche »
« Triptyque Grenoblois » = Formation (**60 000 étudiants** dans une métropole de 500 000 habitants
+ Des industriels de pointes toutes tailles (RollsRoyce/Schneider Electric/StMicro/GE Hydro/...)
+ **Un pôle de recherche** avec des équipements de **classe mondiale** (ESRF, ILL, CEA, CNRS...)

Si vous cherchez des stagiaires....

Plan

Introduction

1/ Marchés de Electricité

« Ordre de mérite »

2/Modélisation des Options de flexibilité

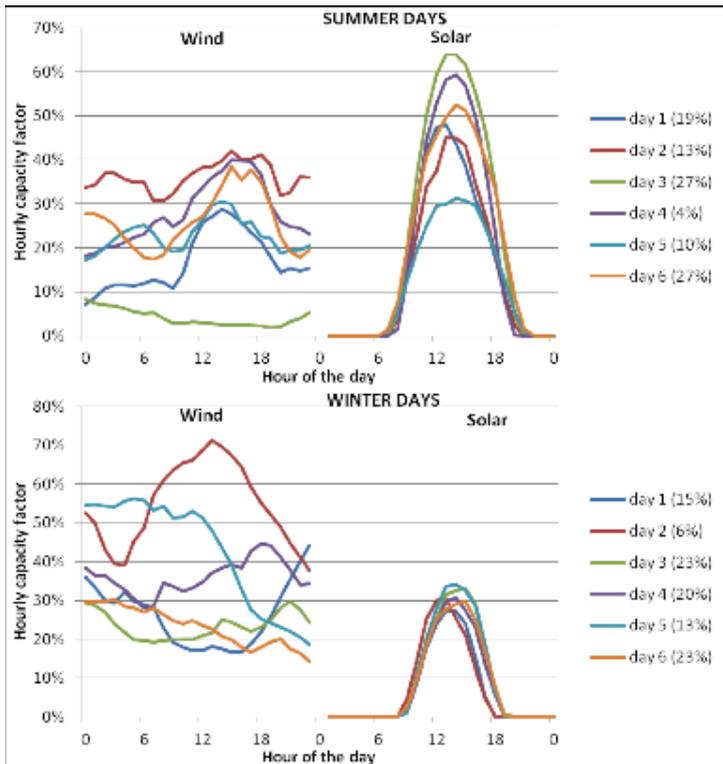
3/ Etude de sensibilités

4/ Conclusions

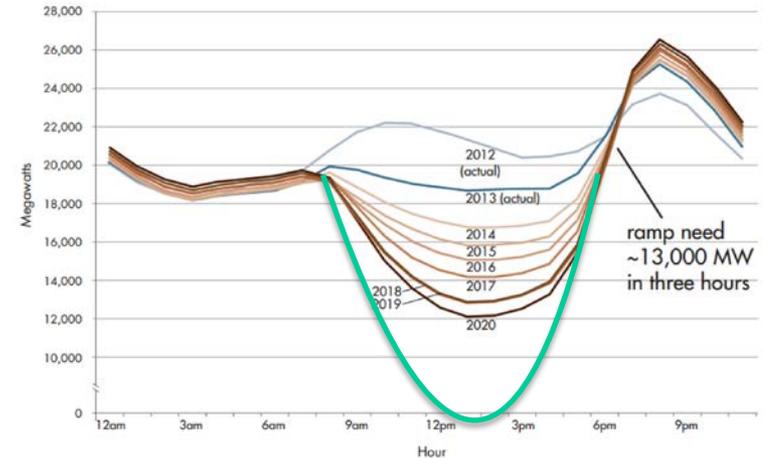
Quelle contribution des renouvelables variables?

Décarbonation + Baisse des coûts =
+ COMBIEN de renouvelables ?

Variabilités solaire et éolienne



California « duck Curve »



Théorème (?) A. Bidaud

% Pénétration < Facteur d'utilisation

Démo : Si Demande < P => délestage donc

$P < \text{Demande}$ soit en intégrant sur l'année et en divisant par la demande annuelle :

% Pénétration < Facteur d'utilisation

CQFD

Besoin de flexibilités

+ « Flatten the duck » ou « Fatten the duck » ?

Plan

Introduction

1/ Marchés de Electricité

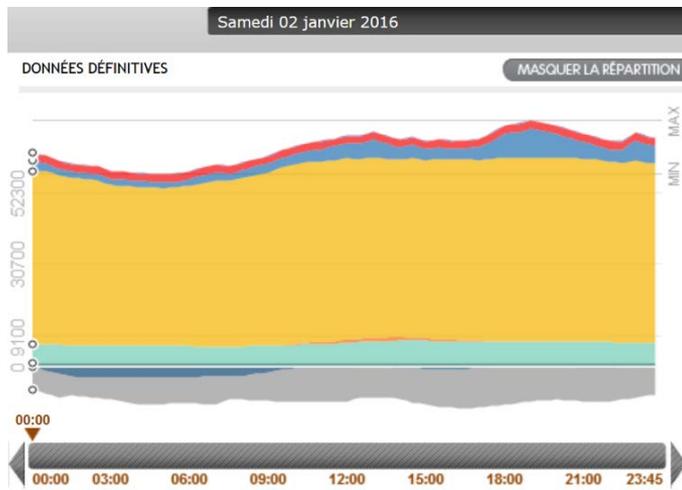
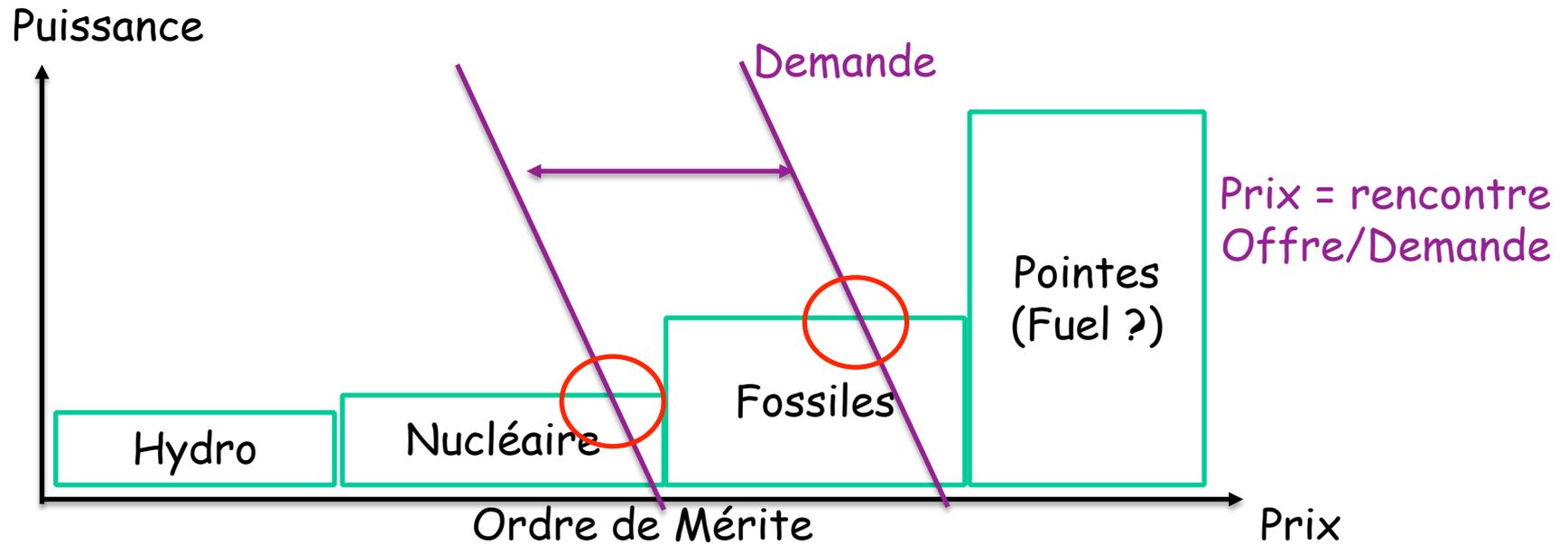
« Ordre de mérite »

2/ Modélisation des Options de flexibilité

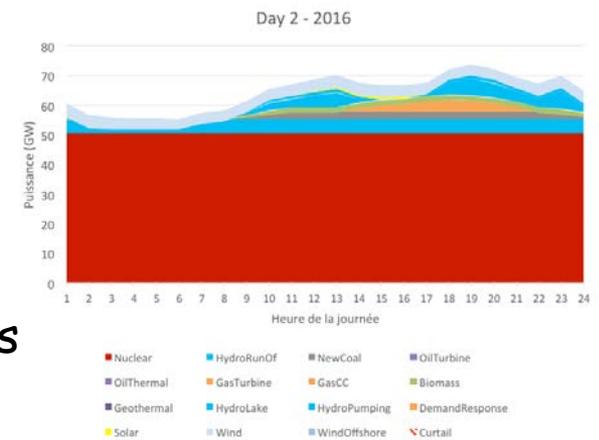
3/ Etude de sensibilités

4/ Conclusions

Fixation des prix « spot »

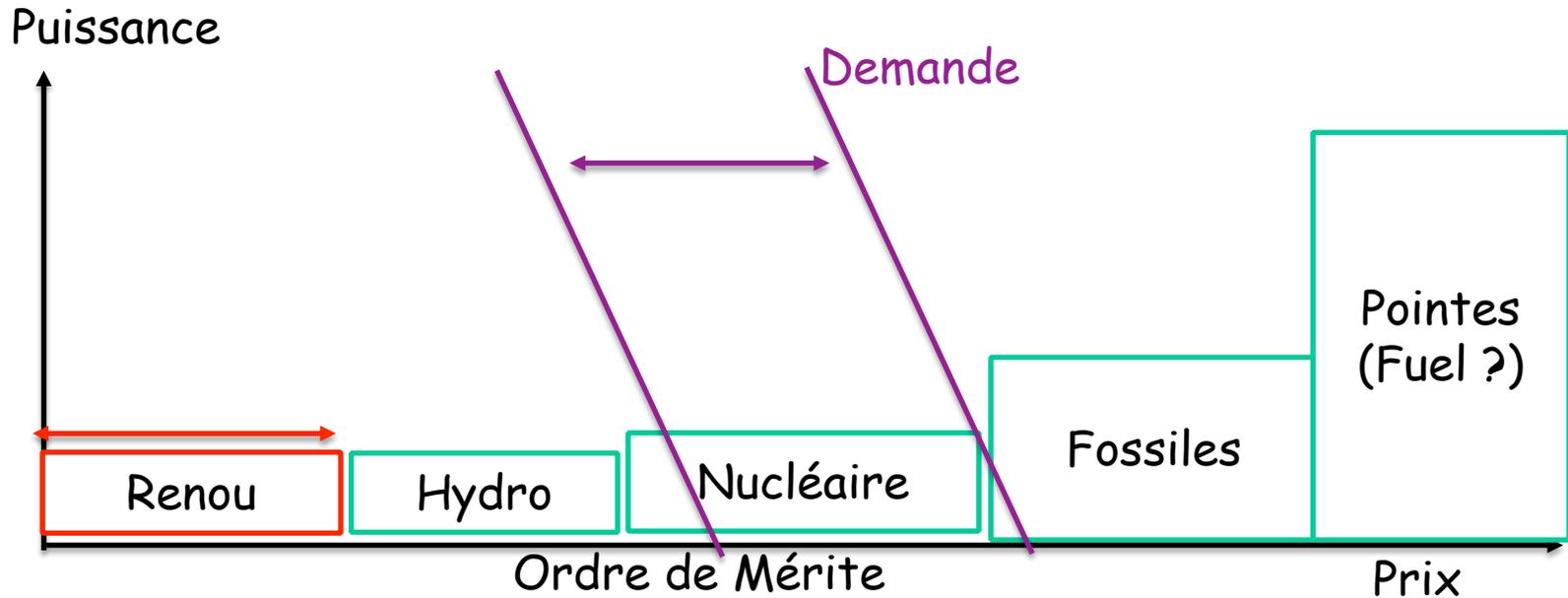


Réel

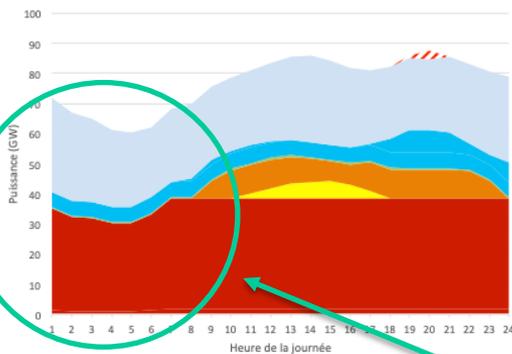


Simulation =
Minimisation des coûts
journaliers en Europe

Avec des renouvelables variables



EUCAD - scénario RTE AMPERE - 02/01/2030

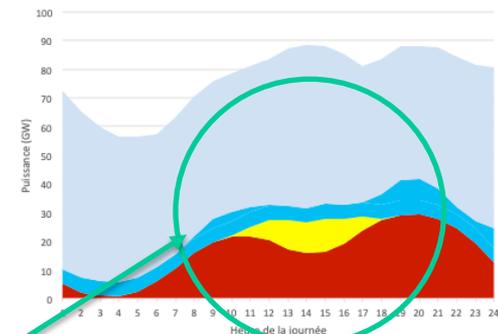


France 2030

Renouvelables *2

Souplesse des pilotables

EUCAD - scénario RTE AMPERE² - 02/01/2030



Plan

Introduction

1/ Marchés de Electricité

« Ordre de mérite »

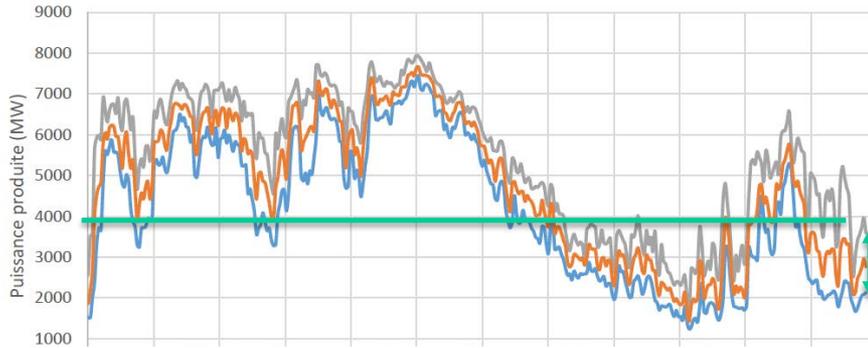
2/ Modélisation des Options de flexibilité

3/ Etude de sensibilités

4/ Conclusions

Modélisation des Hydrauliques

Fil de l'eau + éclusé

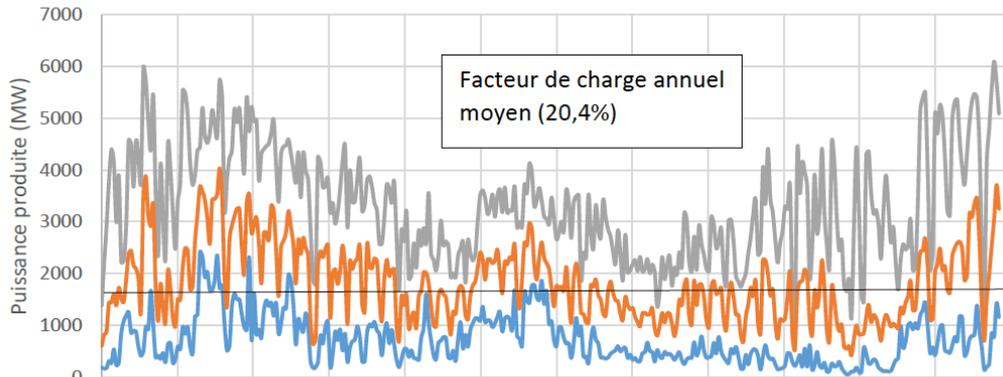


« Fil de l'eau »

Supposé Plat ! => Variation saisonnière forte !

Utilisation d'un stockage journalier « lake » contribution !

Lac



« Lacs »

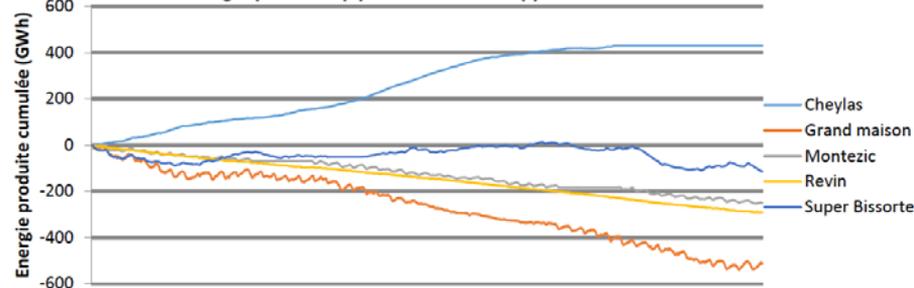
Simulé par un « stock journalier »

Difficultés =

Variabilité saisonnier

Autres usages (irragation, tourisme, contrôle des crues, débits réservés...)

Energie produite (+) ou consommée (-) cumulée STEP 2016

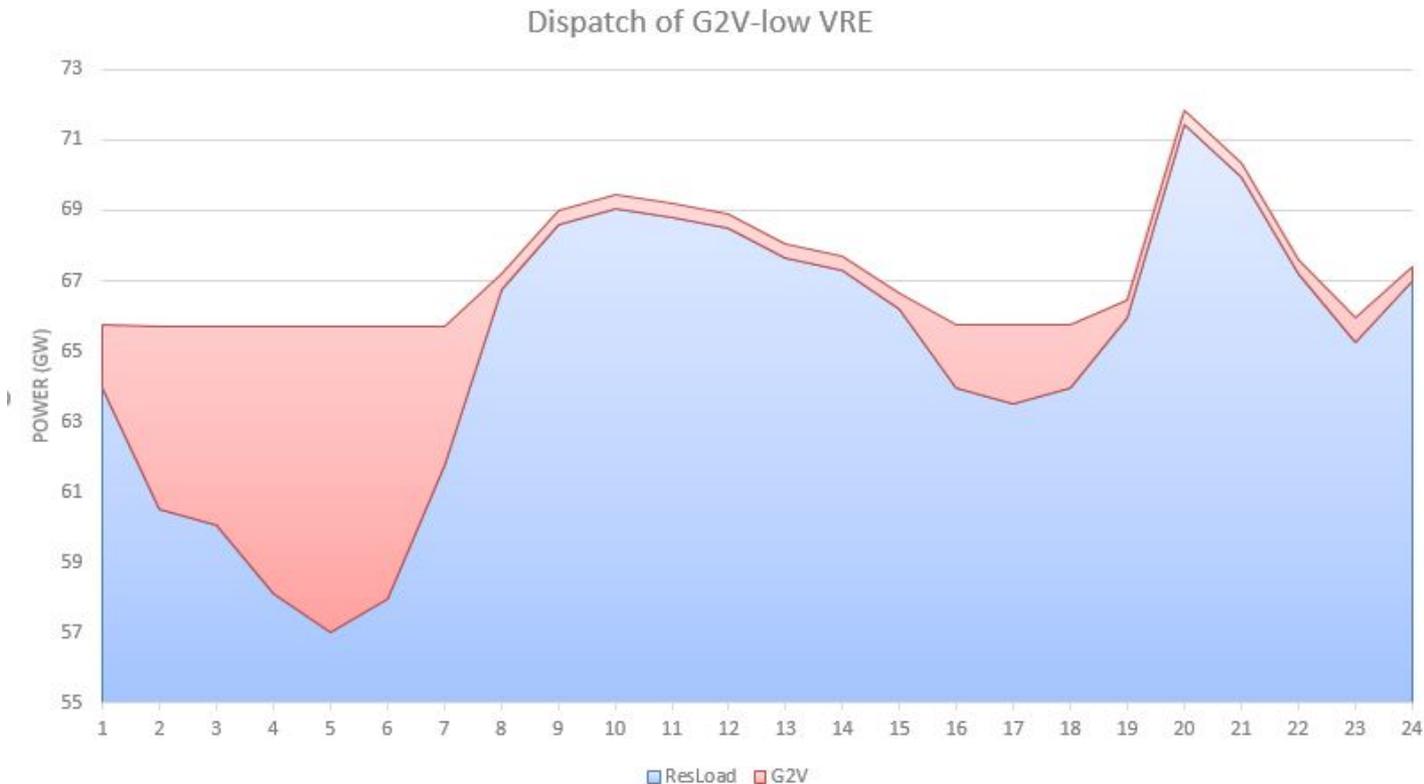


« Stockage d'Énergie par Pompage »

Rendements inconnus !

Certains ont des apports naturels importants !

Véhicules électriques « intelligents »



Remplissent les « trous » de la demande résiduelle

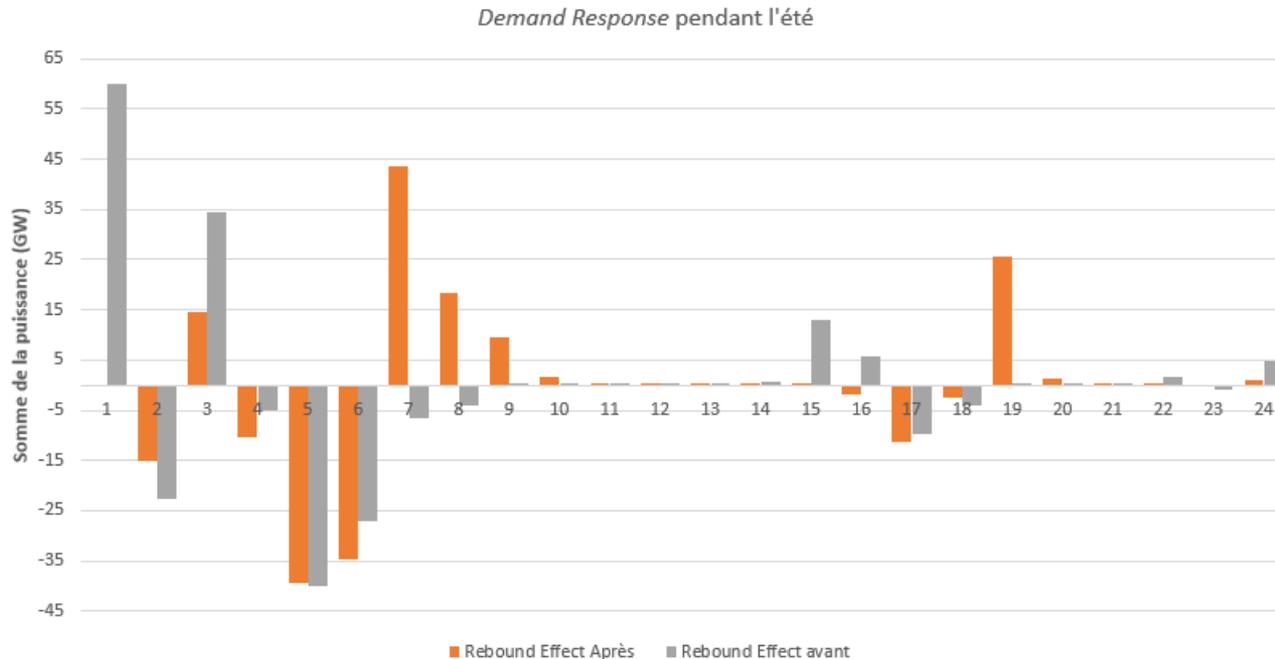
Probablement un potentiel ENORME

Véhicules 2 Grid (V2G) => manque de données, probablement limités (Si rendement

Pilotage de la Demande

Hypothèses

1. Puissance disponible = % (petit) de la demande
2. Energie disponible = 1h / jour décalable
3. Effet rebond = une partie (1/3 ?) de l'énergie décalée d'une heure
4. 100% de rendement
5. Coût = 0 \$/kWh par défaut



Plan

Introduction

1/ Marchés de Electricité

« Ordre de mérite »

2/Modélisation des Options de flexibilité

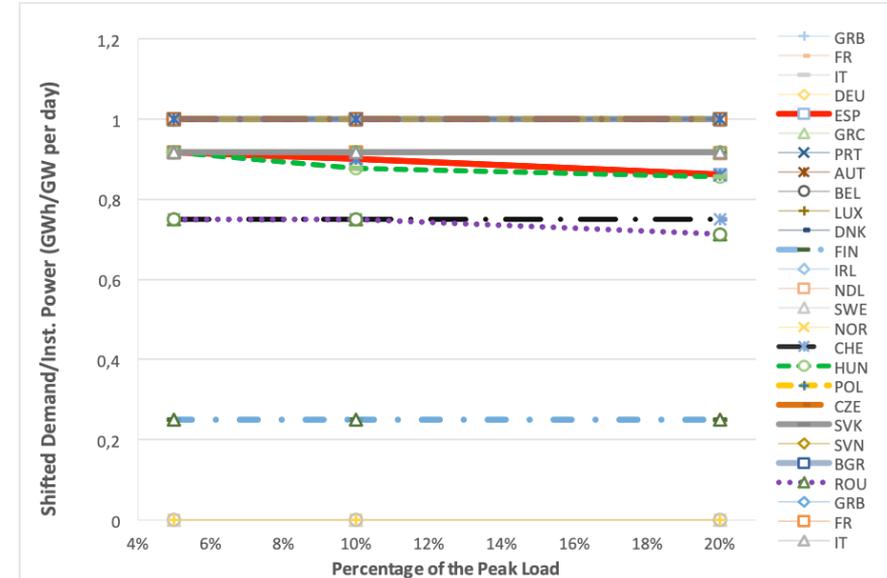
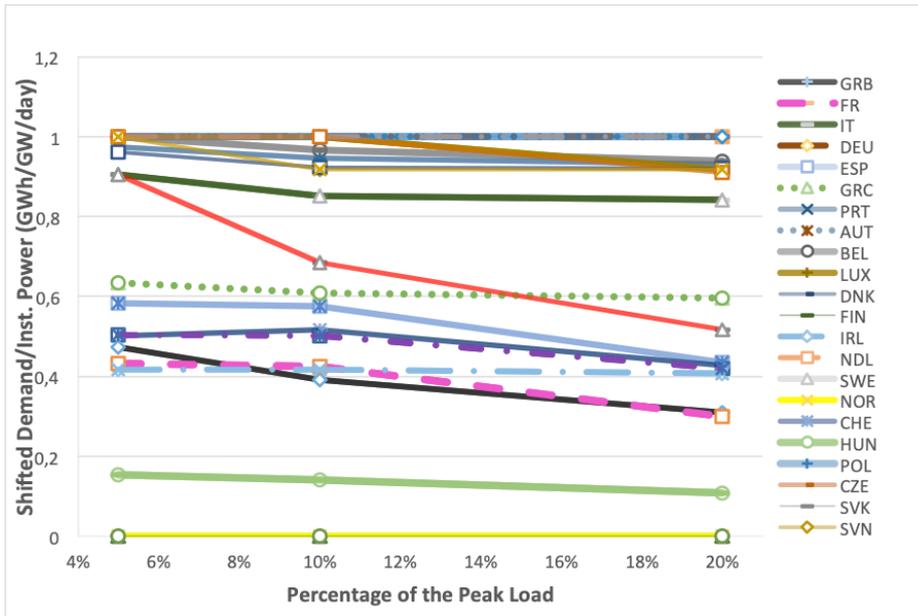
3/ Etude de sensibilités

4/ Conclusions

Sensibilité à la puissance disponible to available power

Futur « proche »

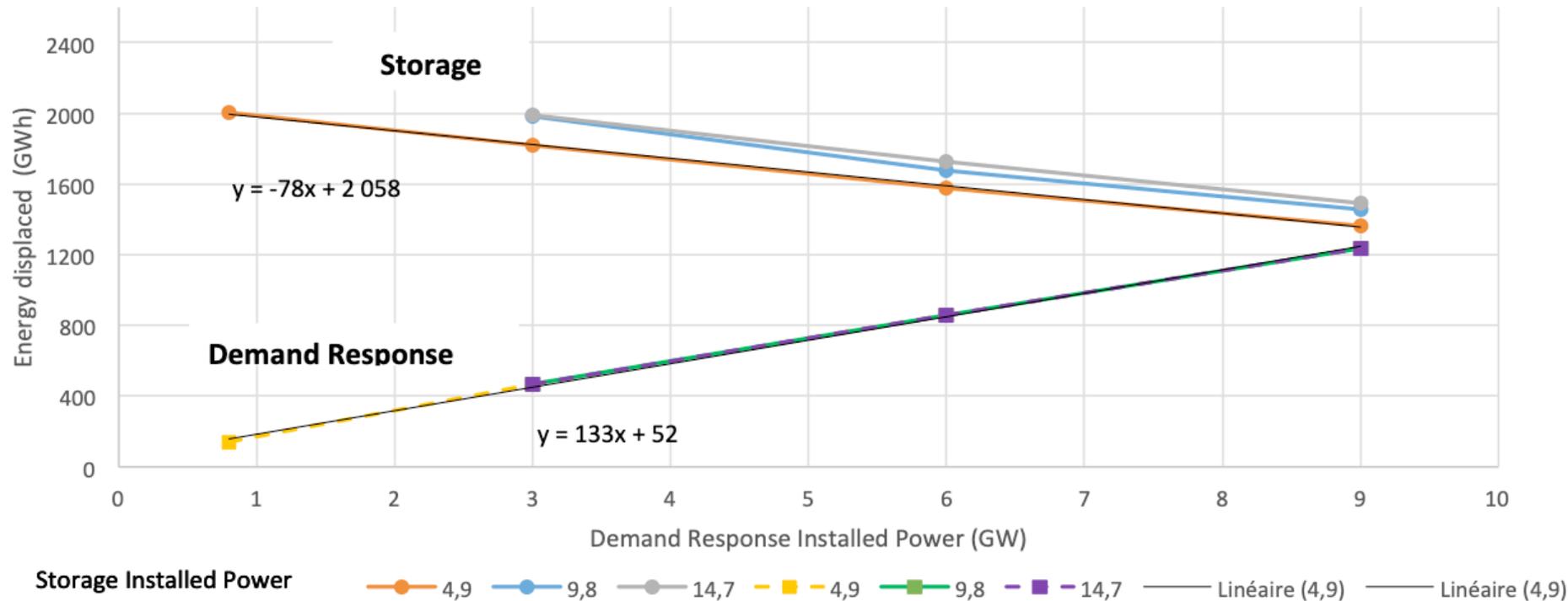
Beaucoup de VRE, moins de pilotable



Comportements Différents
 (Différents usages
 Différentes pentes)
 = Compétition avec d'autres options de flexibilité?

Comportements Différents
 (Différents usages
 Différentes pentes)
 = Compétition avec d'autres options de flexibilité?
BEAUCOUP PLUS DE BESOIN

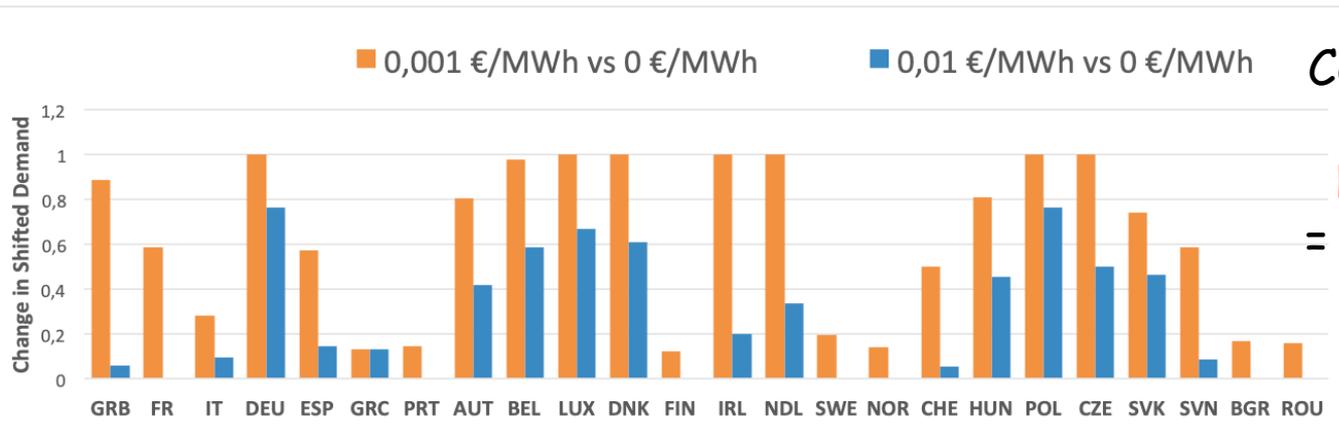
Sensibilité à la puissance installée



Usage de DR augmente avec sa puissance disponible
Stockage décroît MAIS pas aussi vite que DR augmente
=> Pas de substitution parfaite (effet rebond ?)

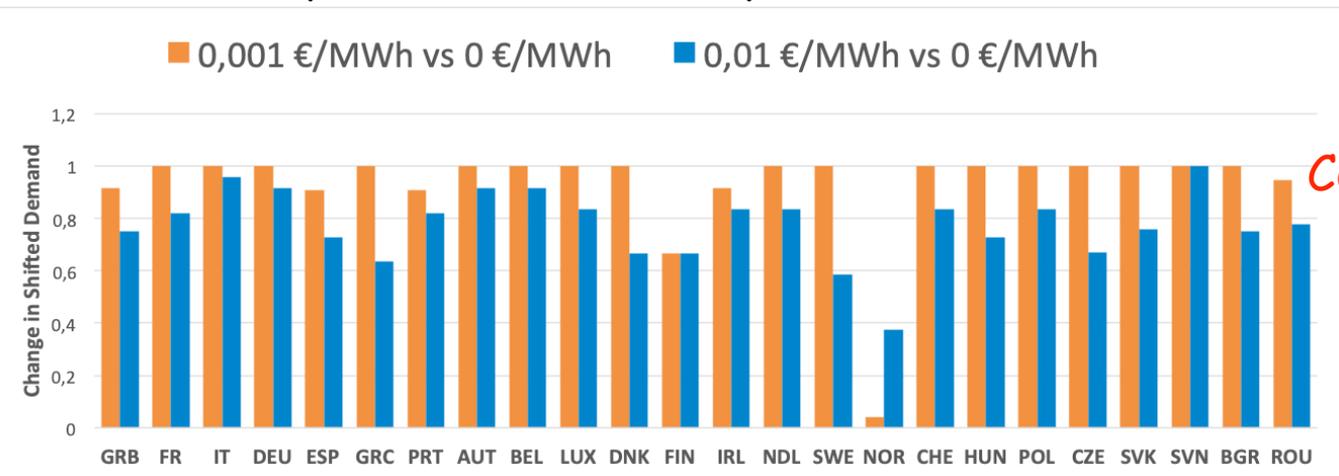
Sensibilité au prix

Futur « proche »



Comportements Différents
 (Différents usages
 Différentes sensibilités)
 = Compétition avec d'autres options de flexibilité?

Beaucoup de VRE, moins de pilotable



Comportements semblables
 = Saturation des autres options de flexibilité?

CONCLUSIONS

Complémentarité ou Concurrence ?

Paradoxe pour le pilotage de la demande : Energies/Puissances disponibles faibles MAIS beaucoup utilisés (coûts faibles)

Compétitions (moyens pilotables/stockages) seulement partielles => Dépendance au reste du mix !

Et au Quebec ?



L'hydraulique assure toutes les fonctions = sécurité / réserves primaires et secondaires / suivi de charge / énergie

Quel besoin de nouvelles renouvelables ?

=> **augmenter la valeur des stockages**

Pour aller plus loin

Quelle courbe pour l'ordre de mérite du pilotage de la demande ? => « smart grids » / « prosumers » => études interdisciplinaires

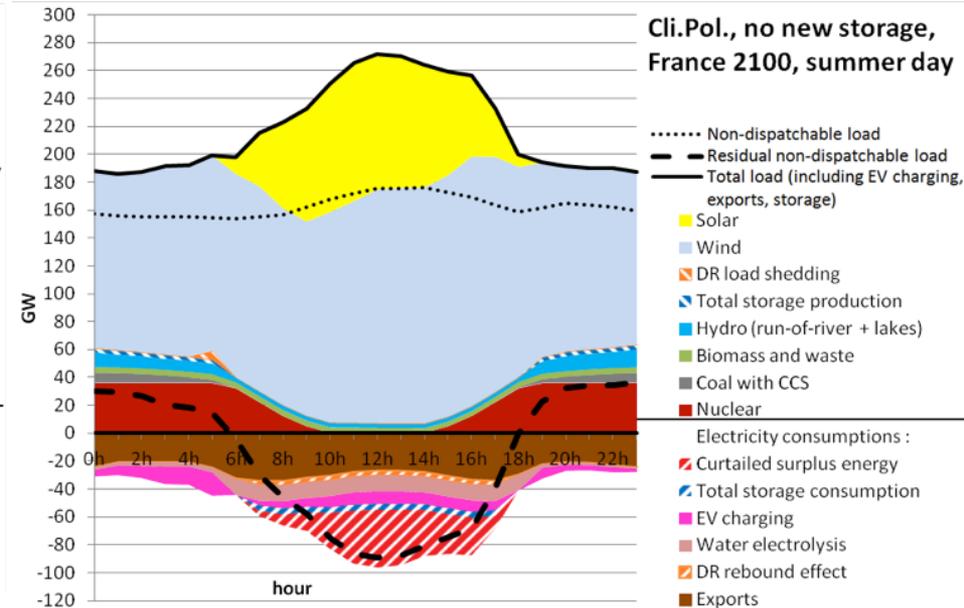
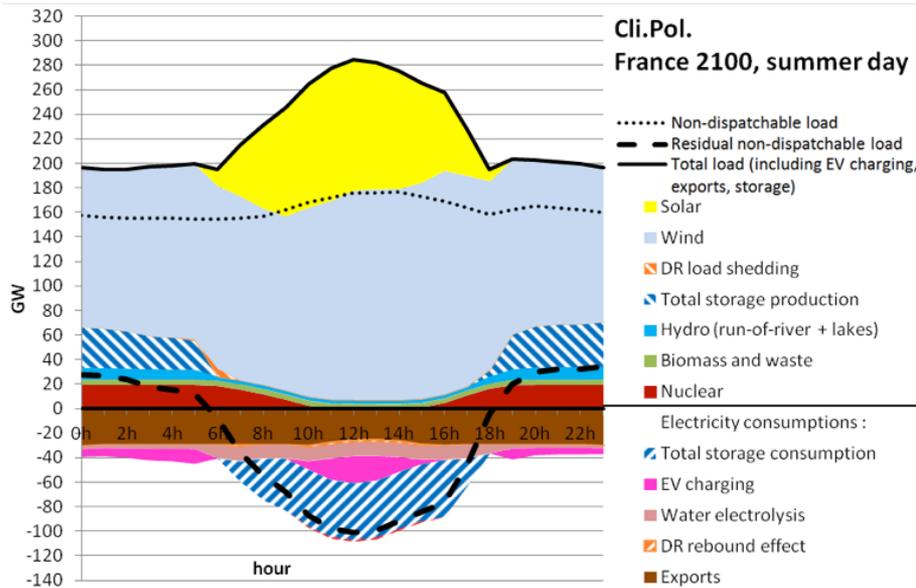
Quelle pénétration des véhicules électriques / Electrolyse (Power 2 Gaz) ?

Effets des interconnexions / congestions locales => **modélisation multiéchelle**

Variabilités à plusieurs échelles de temps (seconde -> inter annuelle => **modélisation stochastique**

Et si on parlait d'un projet de recherche commun ?

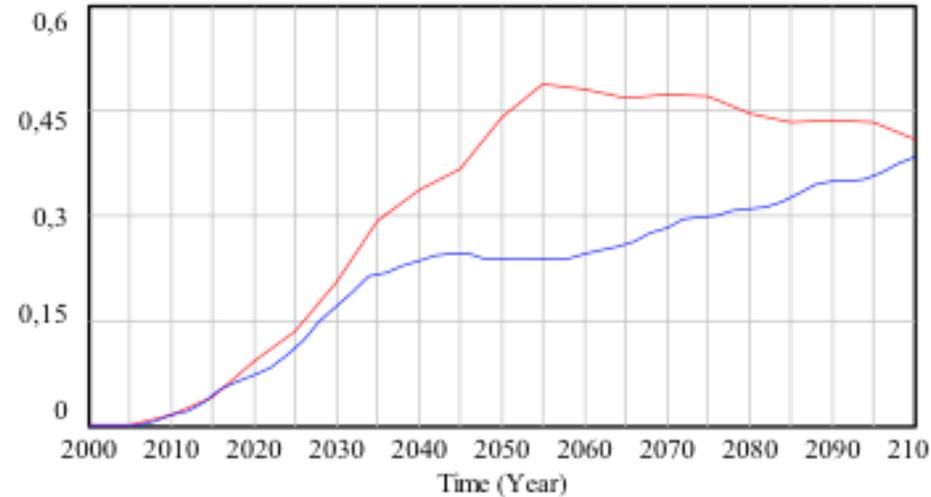
Merci de votre attention !



	Base Load	Extended Load Following Capacity
No Policy	5.6	7.7
Climate Policy	7.6	10.1
Climate Policy no CCS	12.4	14.7

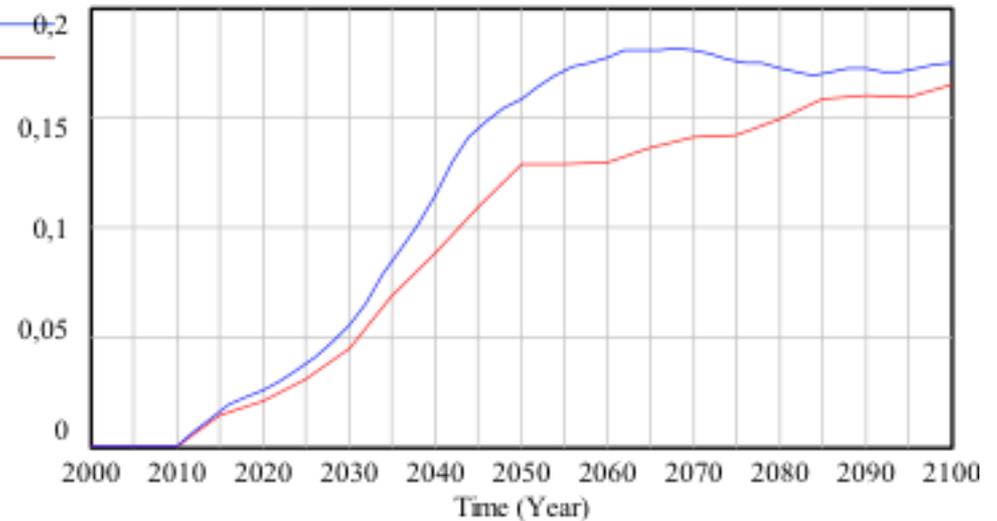
Availability ceiling

SHEPWIN



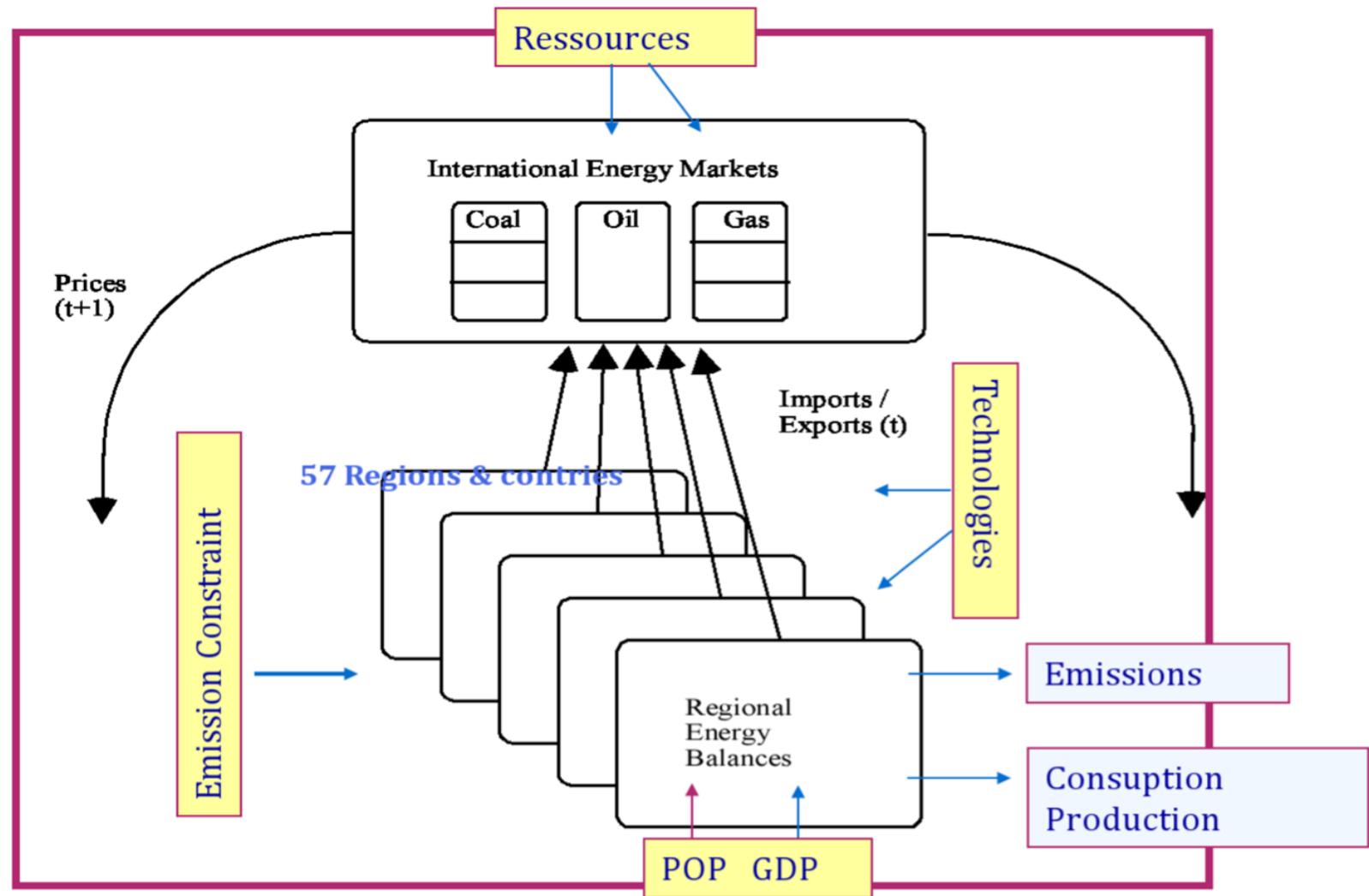
SHEPWIN[FRA] : CP2016 — 0,2
SHEPWIN[FRA] : CP10fev — 0,2

SHEPSOL



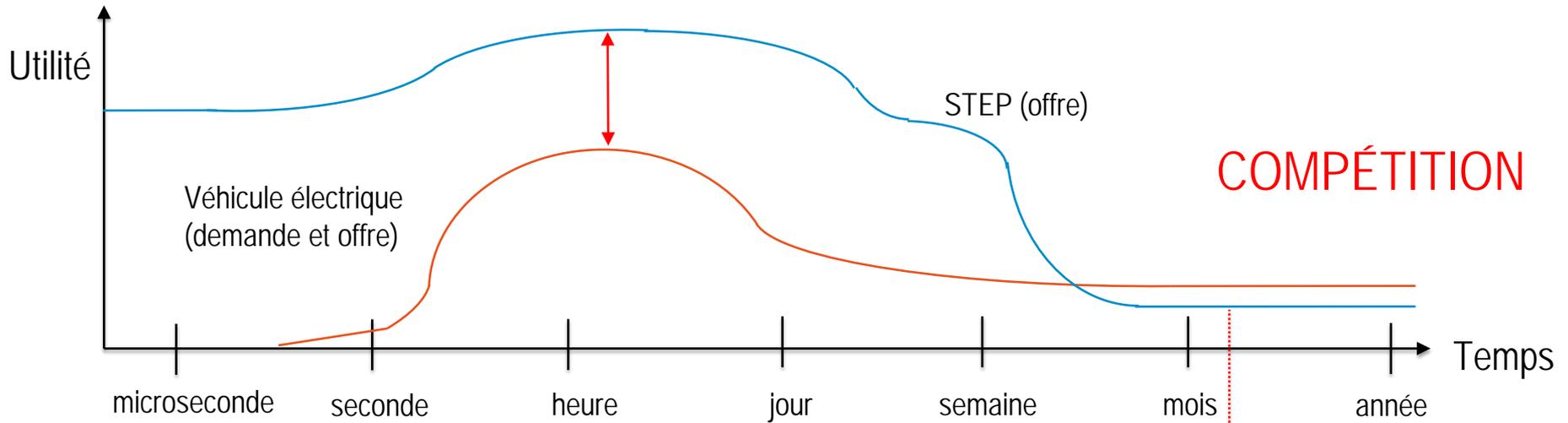
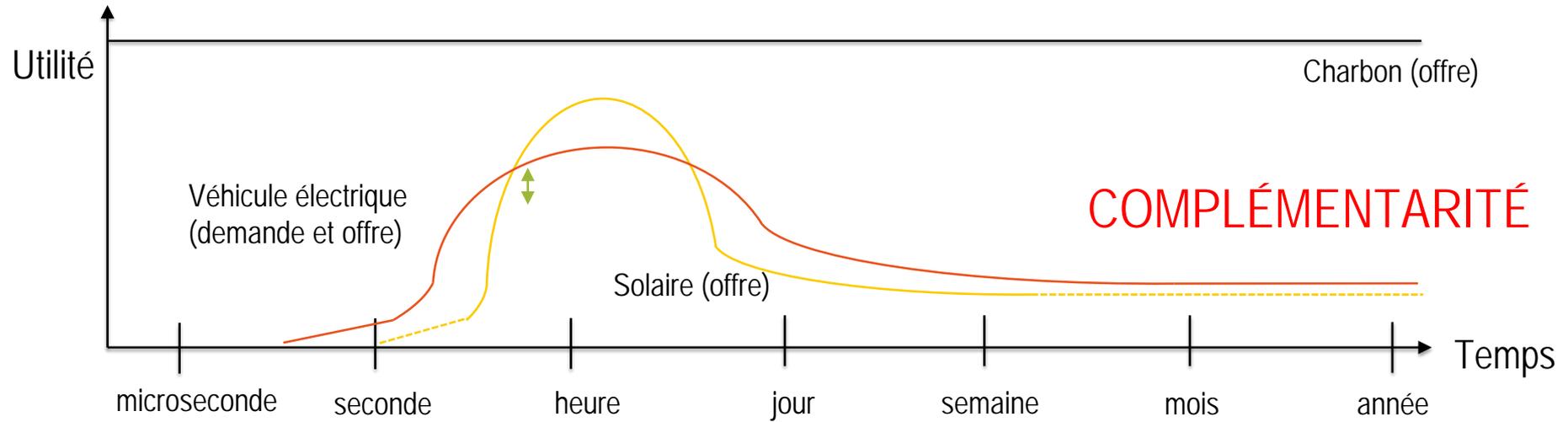
SHEPSOL[FRA] : CP2016 — 0,2
SHEPSOL[FRA] : CP10fev — 0,2

POLES : « Prospective Outlook on Long Term Energy System » partial equilibrium model of world Energy System



2 Nuclear technologies simulated : Thermal Neutron Reactors using natural U and Fast Neutron Breeders using recycled TR used fuels as startup inventories

Aspects temporels



Services réseaux

Marchés d'énergie

Marché de capacité

EUCAD

European Commitment And Dispatch

Minimize the **daily marginal cost**

Integrate a **very high cost for « Energy Non Distributed »**

Include some **« ramping cost »** + Minimal on/off time => very limited impacts

Model some storage/dispatchable prod or consumption/DR/interconnections

Need data/models for **daily demand** + renewable production **profiles**

France

A few full past years available

No interconnections

Europe

A few full past years available

One « point per country » (option = France Regions)

Interconnections

option = model of congestions for transport / distribution