

# Intégration pour la Gestion de charge du Nucléaire, des Intermittentes et du Stockage

A. Bidaud<sup>1</sup>, S. Mima<sup>2</sup>, B. Bonin<sup>3</sup>, A. Laureau<sup>3</sup>, S. Dautremont<sup>4</sup>, G. Mathonniere<sup>4</sup>, F. Thiais<sup>4</sup>

1 Laboratoire de Physique Subatomique, LPSC/IN2P3/CNRS, UJF, INPG, Grenoble  
bidaud@lpsc.in2p3.fr

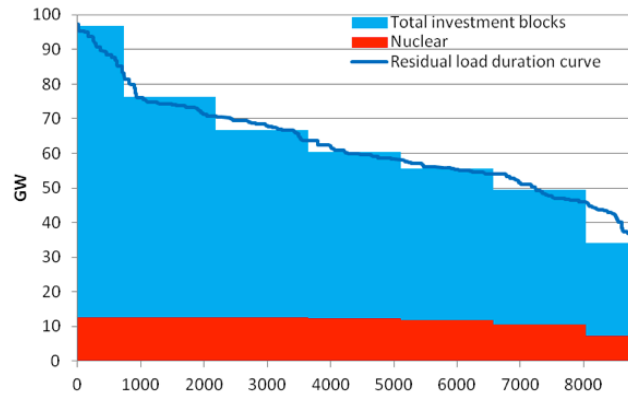
2 Economie du Développement et de l'Energie, GAEL/CNRS, Grenoble

3 DEN / CEA

4 I-TESE / CEA, Saclay

# Pénétration des renouvelables

France 2014

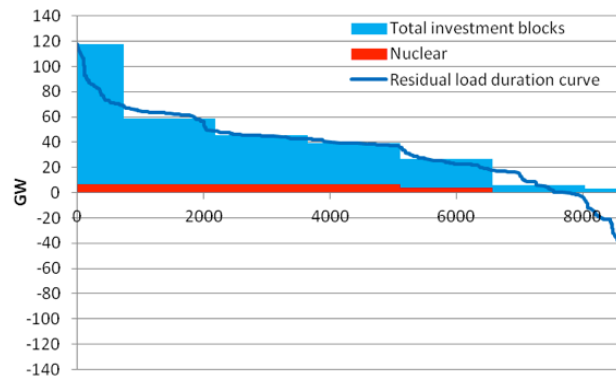
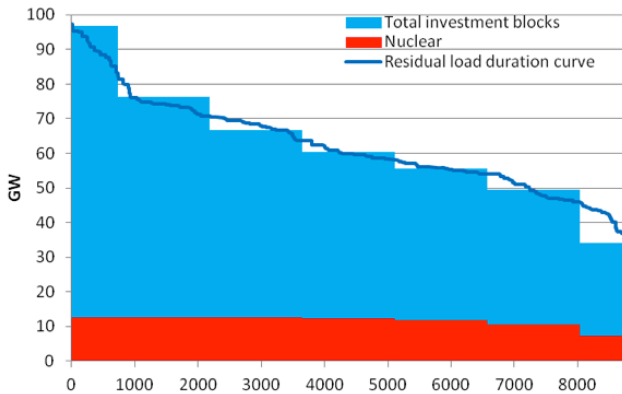


Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de construction plus élevés que dans les années 80)

# Pénétration des renouvelables

France 2014

2050



Evolutions:

disparition de la base

importance des capacités de pointe  
(1/2 des dispatchables)

Disparition du nucléaire ?

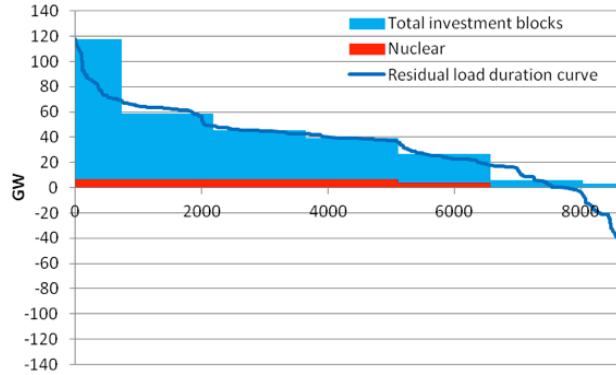
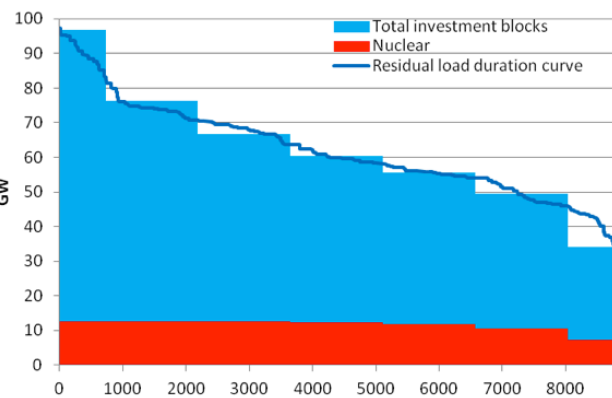
Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de construction plus élevés que dans les années 80)

Bidaud et al @ ICAPP 2016

# Pénétration des renouvelables

France 2014

2050



Evolutions:

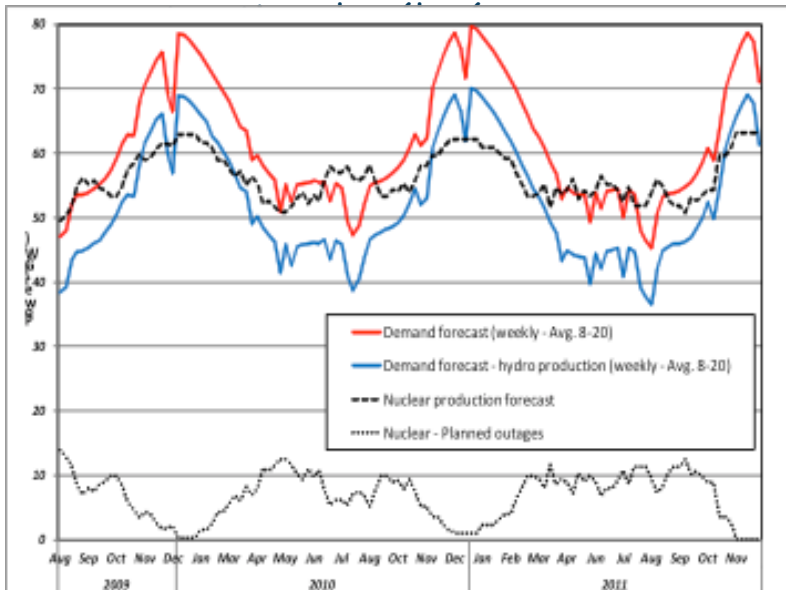
disparition de la base

importance des capacités de pointe  
(1/2 des dispatchables)

Disparition du nucléaire ?

Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de

Bidaud et al @ ICAPP 2016



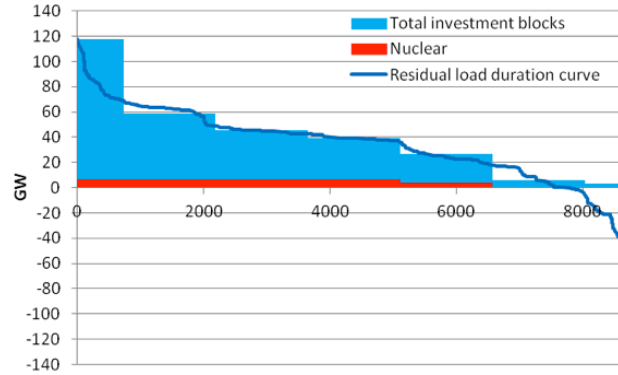
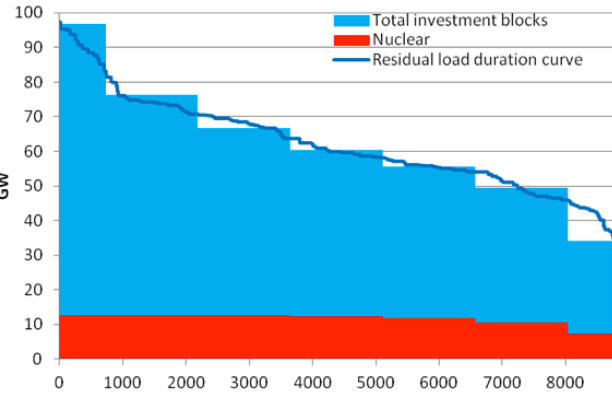
Programmation saisonnière des arrêts de tranche pour s'adapter à la demande

OECD NEA Nuclear and Renewables

# Pénétration des renouvelables

France 2014

2050



Evolutions:

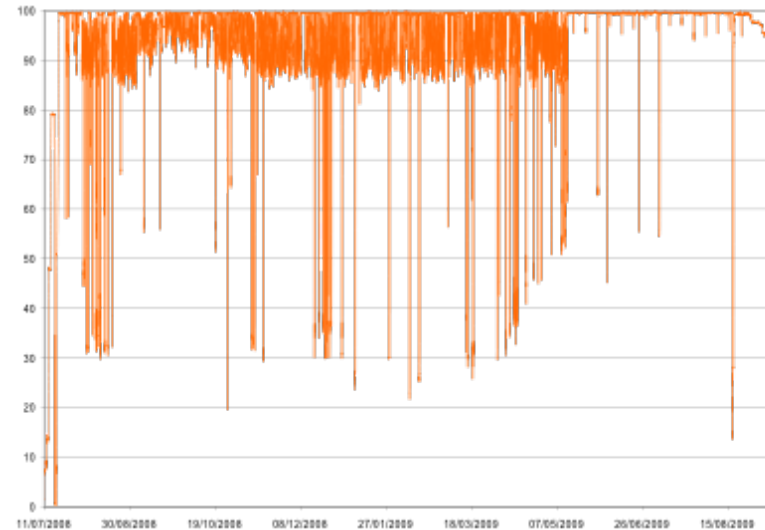
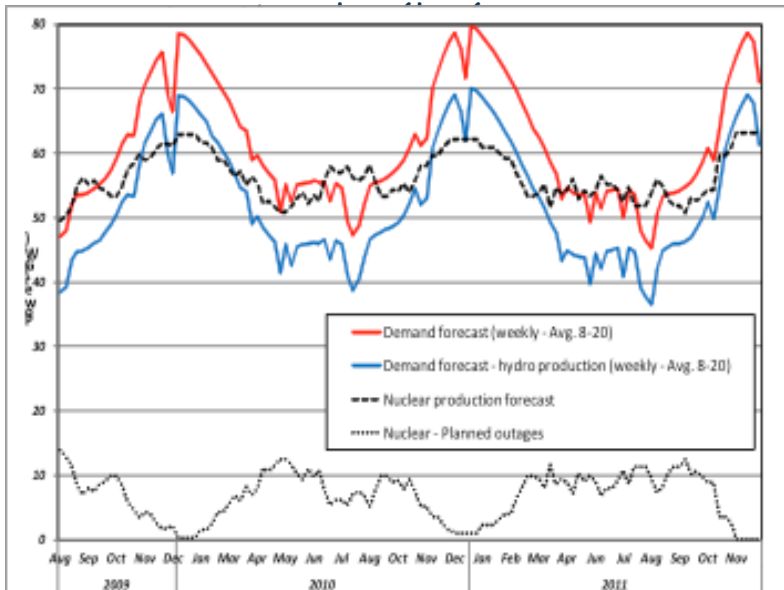
disparition de la base

importance des capacités de pointe  
(1/2 des dispatchables)

Disparition du nucléaire ?

Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de

Bidaud et al @ ICAPP 2016



Historique de production de 1 réacteur

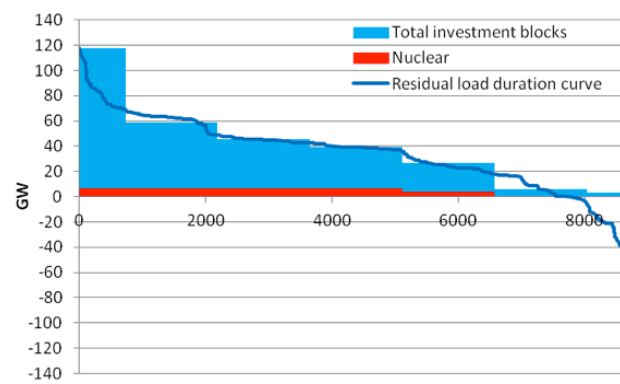
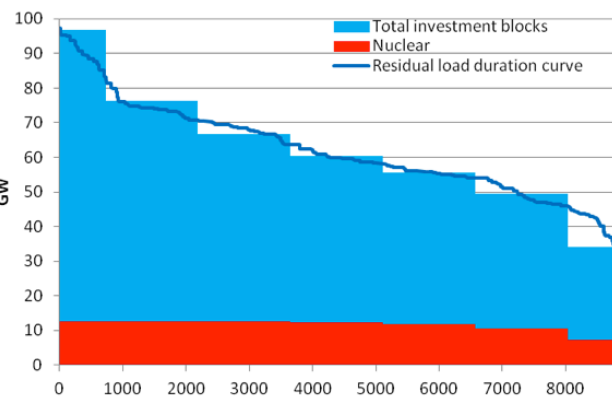
Programmation saisonnière des arrêts de tranche pour s'adapter à la demande

OECD NEA Nuclear and Renewables

# Pénétration des renouvelables

France 2014

2050



Evolutions:

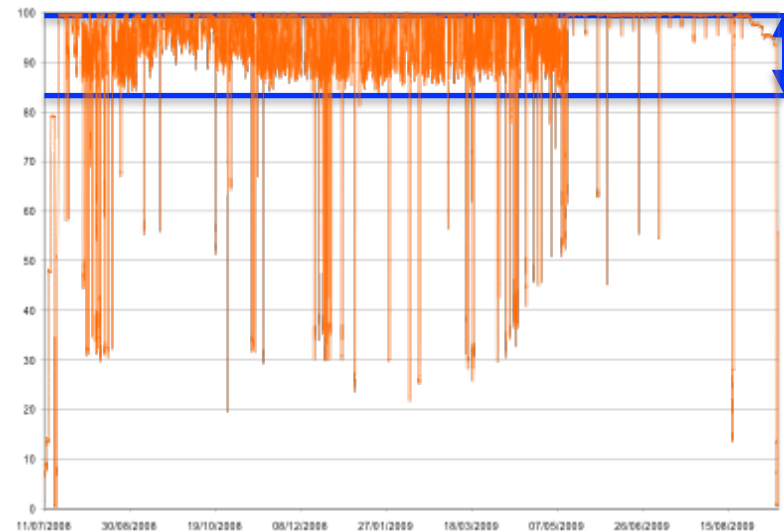
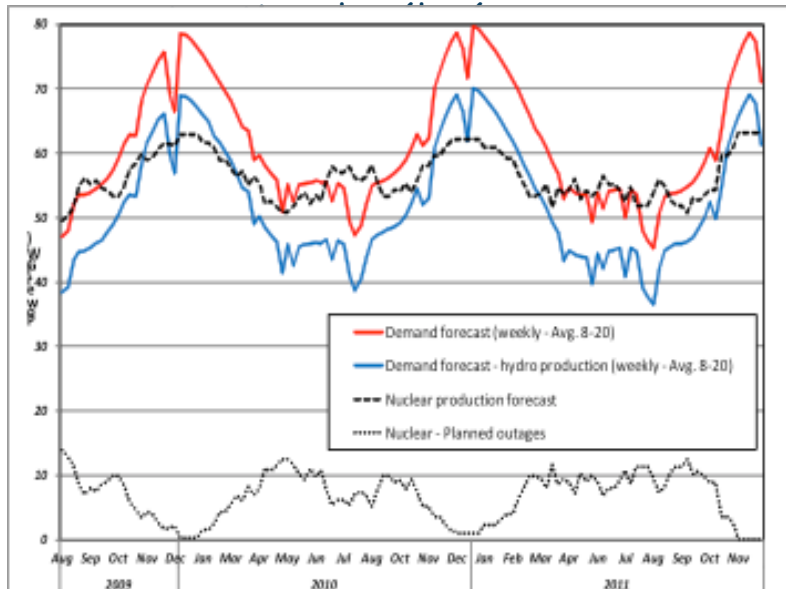
disparition de la base

importance des capacités de pointe  
(1/2 des dispatchables)

Disparition du nucléaire ?

Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de

Bidaud et al @ ICAPP 2016



+/- 7%  
Réserve tournante  
télérégulation

Historique de production de 1 réacteur

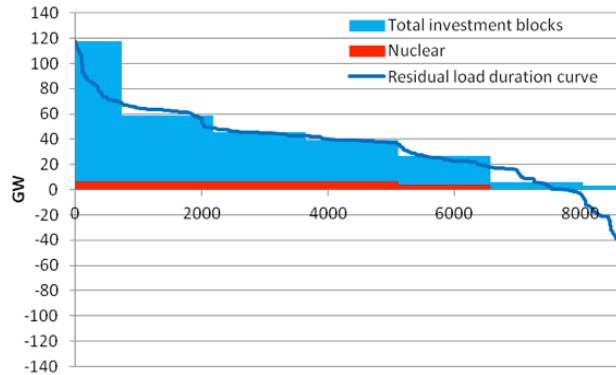
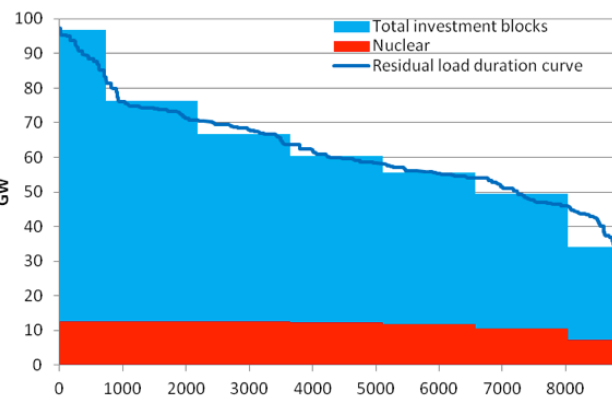
Programmation saisonnière des arrêts de tranche pour s'adapter à la demande

OECD NEA Nuclear and Renewables

# Pénétration des renouvelables

France 2014

2050



Evolutions:

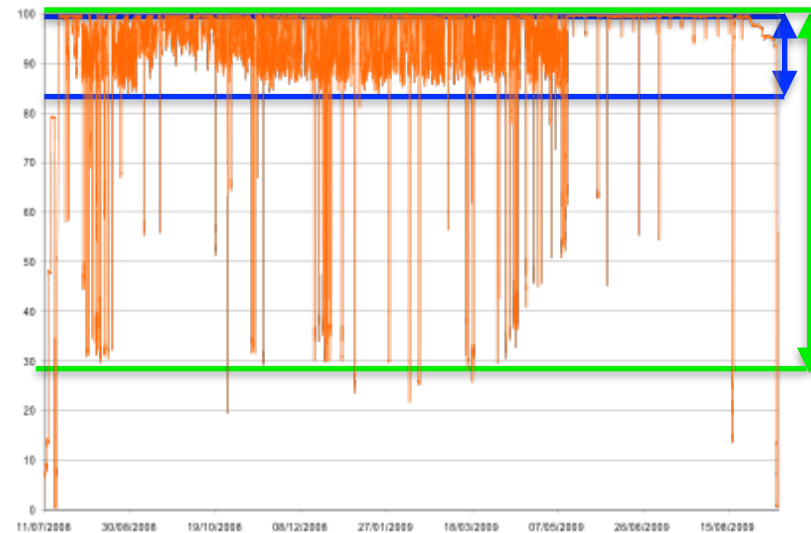
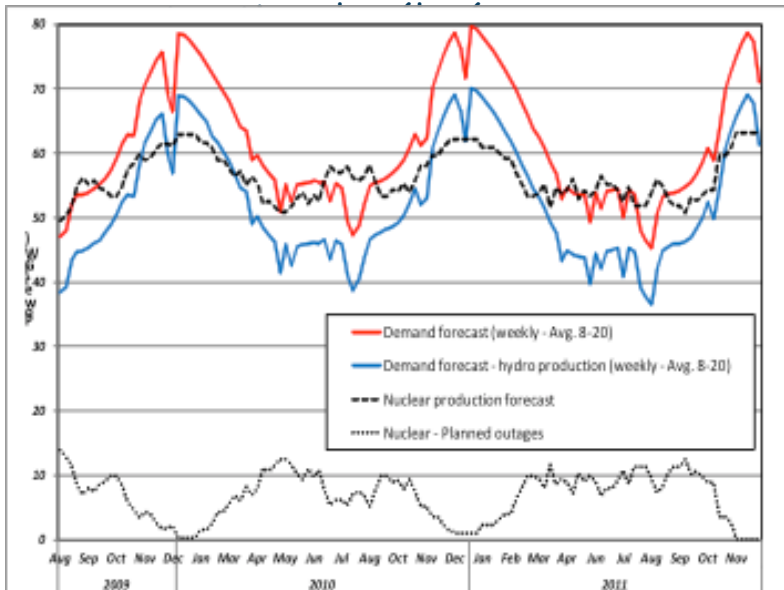
disparition de la base

importance des capacités de pointe  
(1/2 des dispatchables)

Disparition du nucléaire ?

Réduction de la projection de nouvelles capacités (coûts de

Bidaud et al @ ICAPP 2016



Historique de production de 1 réacteur

Programmation saisonnière des arrêts de tranche pour s'adapter à la demande

OECD NEA Nuclear and Renewables

# Question



# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\left\{ \sum_{TCons} Construction(i)/(1 + \alpha)^i + \sum_{TExploit} O\&M(i)/(1 + \alpha)^i + \sum_{TCons} Combustible(i)/(1 + \alpha)^i \right\}}{1 - \sum_{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1 + \alpha)^i}$$

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Fixe ou variable ?

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Fixe ou variable ?

Fixe ou variable ?

Fixe ou variable ?

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Fixe ou variable ?

Fixe ou variable ?

Approche IGNIS :

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Diagram annotations:

- Green arrows point from the text "Fixe ou variable ?" to the  $O\&M(i)$  and  $Combustible(i)$  terms in the numerator.
- A green arrow points from the text "Fixe ou variable ?" to the  $TExploit$  term in the denominator.

Approche IGNIS :

Comparaison d'outil OPTIMIX/UCAD/MAEL

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Fixe ou variable ?

Fixe ou variable ?

Approche IGNIS :

Comparaison d'outil OPTIMIX/UCAD/MAEL

Test sur le passé (Production France 2012)

# Question

Suivi de charge : quels volumes, et quelle fréquence d'appel pour quels couts?

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{TCons} Construction(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TExploit} O\&M(i)/(1+\alpha)^i + \sum_{i=1}^{TCons} Combustible(i)/(1+\alpha)^i}{\sum_{i=1}^{TExploit} heures.an.Puissance(i).TauxCharge/(1+\alpha)^i}$$

Fixe ou variable ?

Fixe ou variable ?

Approche IGNIS :

Comparaison d'outil OPTIMIX/UCAD/MAEL

Test sur le passé (Production France 2012)

Projection 2030 avec nucléaire = 50% énergie



# Benchmark

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)



# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

2.0 Reproduire l'année « POLES 2030 » (Nucléaire = 50 % électricité)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

2.0 Reproduire l'année « POLES 2030 » (Nucléaire = 50 % électricité)

Demande = 2012 normalisée à POLES 2030 (513TWh -> 730 TWh)

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

2.0 Reproduire l'année « POLES 2030 » (Nucléaire = 50 % électricité)

Demande = 2012 normalisée à POLES 2030 (513TWh -> 730 TWh)

Capacités = POLES 2030

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

2.0 Reproduire l'année « POLES 2030 » (Nucléaire = 50 % électricité)

Demande = 2012 normalisée à POLES 2030 (513TWh -> 730 TWh)

Capacités = POLES 2030

Disponibilités = 2012

# Benchmark

1.0 Reproduire l'année 2012 (février pic record de consommation/production)

Demande (= prod France, pas d'interconnections)

Capacités (GW) = RTE + ajustements pour renouvelables rapidement croissantes

Disponibilités renouvelables :

éolien + solaire = réalisés 2012

hydro lac = productible journalier de POLES (45GWh/j)

hydro fil de l'eau = dispo MIXOPTIM (82%)

Disponibilités dispatchables : suivant modèles

Coûts (MIXOPTIM)

sorties = taux de charge dont on déduit CO2 + coûts (MIXOPTIM)

2.0 Reproduire l'année « POLES 2030 » (Nucléaire = 50 % électricité)

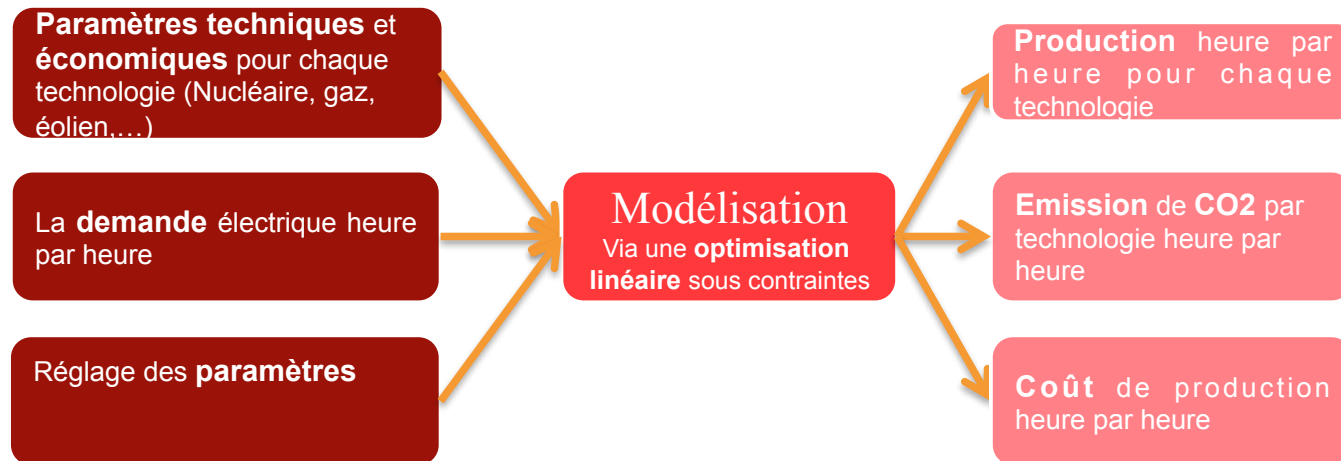
Demande = 2012 normalisée à POLES 2030 (513TWh -> 730 TWh)

Capacités = POLES 2030

Disponibilités = 2012



**Flexibilité des filières et appel au réseau et équilibre offre/demande :  
Compréhension, modélisation et simulation du mix électrique**

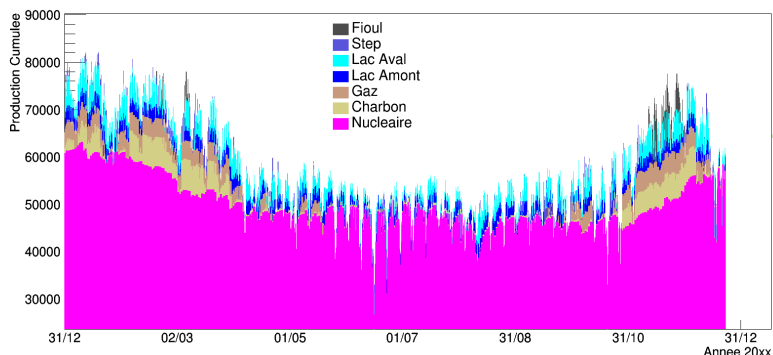


- Evaluer l'évolution de la production électrique suite à une modification du parc avec une précision de l'ordre de l'heure.
- Evaluer les investissements à réaliser en cas de déficit de puissance pour répondre à la demande

## Parc optimisé, production horaire en MW, hors ENR (hypothèses du mix actuel)

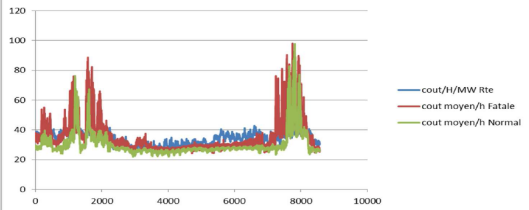
## Zoom semaine – jour

Production Cumulee par centrale



- ↘ Baisse globale de la production le we
- ↘ Forte variation sur une faible durée
- ↘ Répartition des filières
- ↘ Respect de la flexibilité des centrales

Comparaison du coût variable moyen heure par heure (formule globale)



## coût optimisé du parc

Technologie	Production	Investissement
Hydraulique	16861394	1.891D+09
Nucleaire	7.649D+09	5.114D+09
Thermique	1.250D+09	5.978D+08
ENR	14718852	1.170D+09

## Applications

**Demande :** Offre/Demande, selon les contraintes consommation en niveau et variation  
**ENR (PV) :** Gain CO2, substitutions (ou non) des production carbonée, coût (choix de scénario)

# UCAD

EUCAD est un modèle d'optimisation utilisant le langage GAMS

**Données d'entrées de POLES**

**Résultats d'UCAD injectées dans POLES**



# UCAD

EUCAD est un modèle d'optimisation utilisant le langage GAMS

Données d'entrées de POLES

Demande →  
Coûts variables →  
Capacités →  
Interconnexions →  
Inputs énergétiques →  
(hydro, H<sub>2</sub>)  
Output énergétiques  
(EV, H<sub>2</sub>)

**UCAD**  
Minimisation du  
coût total  
européen sur  
24 h

Résultats d'UCAD injectées dans POLES

Production  
Stockage  
Echanges internationaux  
Réduction forcée de la  
production  
Eventuelle coupure des  
clients

1 h

# UCAD

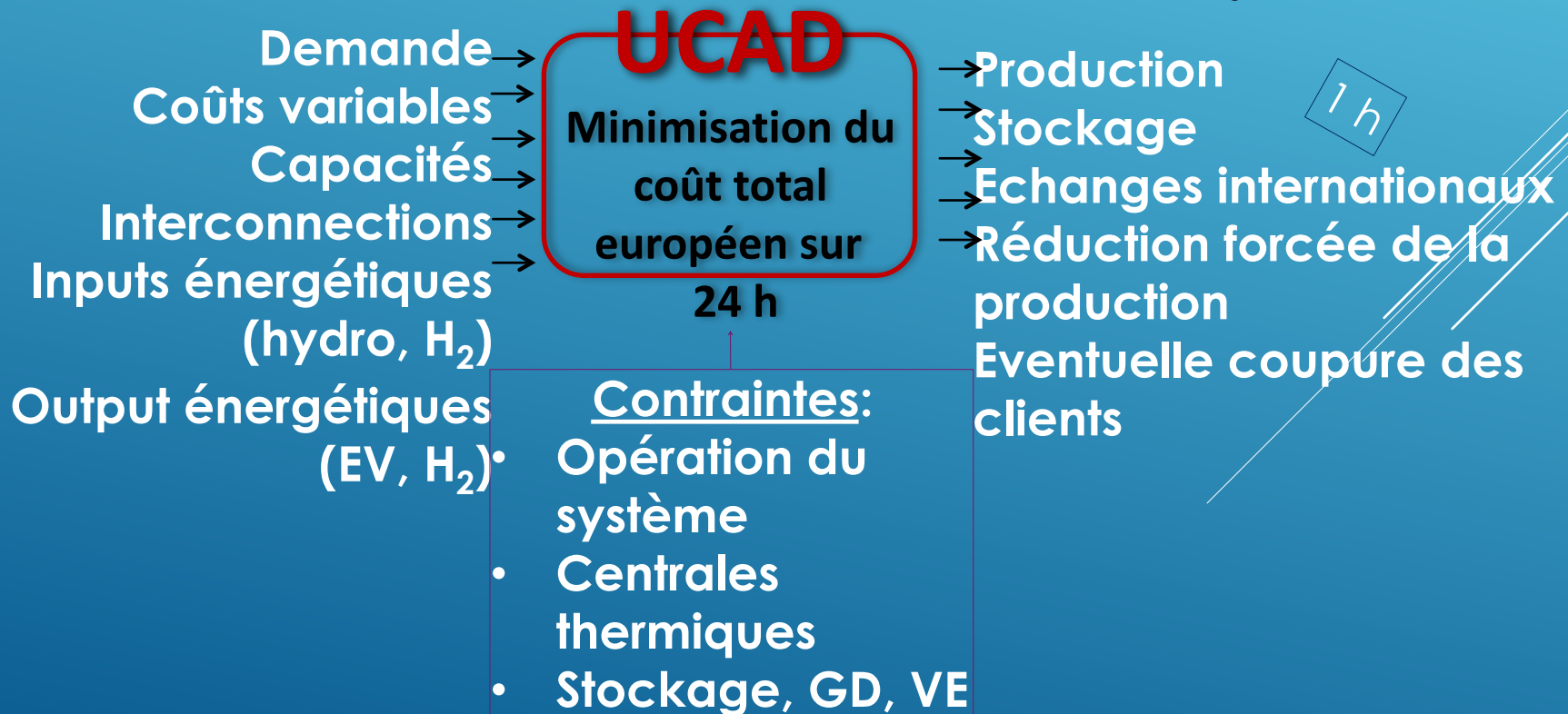
EUCAD est un modèle d'optimisation utilisant le langage GAMS

## Paramètres (fixés):

- Profils de production éolienne et solaire
- Caractéristiques techniques (centrales thermiques et stockage)

Données d'entrées de POLES

Résultats d'UCAD injectées dans POLES

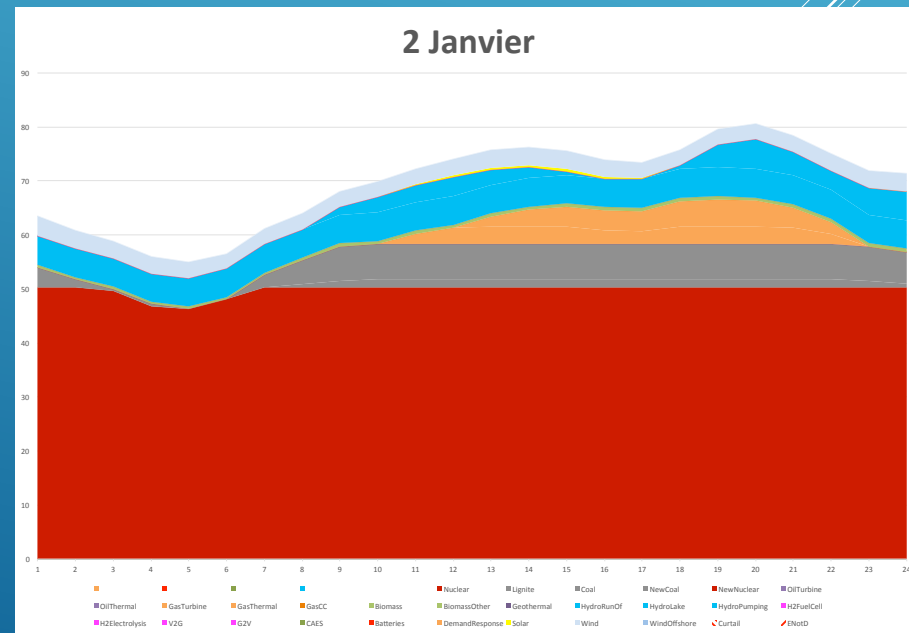


# PROFILS JOURNALIERS

$$\text{Minimum Coût Total} = \text{CoûtVariable} * \text{Production} + \text{CoûtDeRampes} * k * \text{Rampes}^2 + \text{CoûtSocioEconomique} * \text{EnergieNonDistribuée}$$

2°C POLICY, FRANCE 2050, A  
WINTER DAY

IGNIS 1.0  
FRANCE 2012

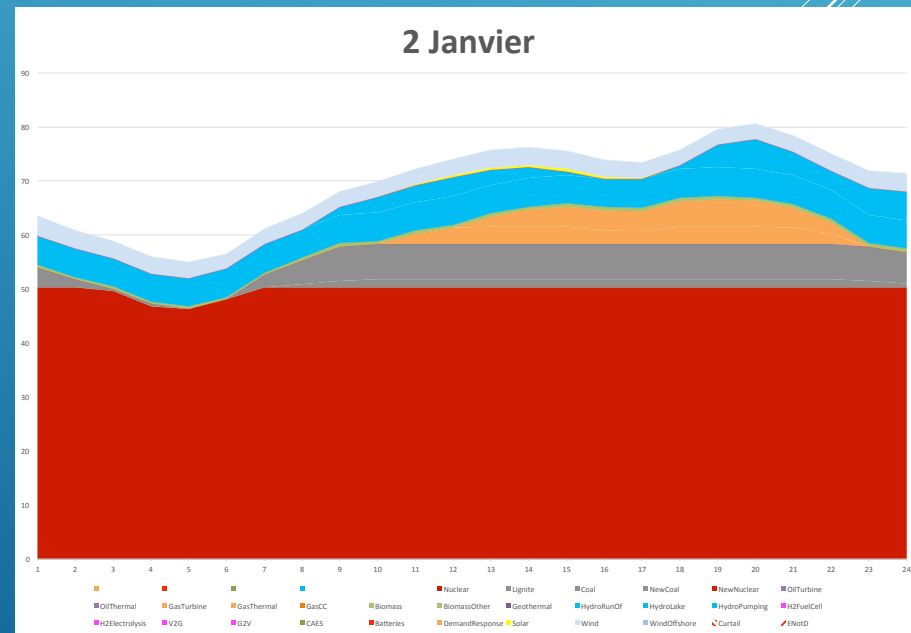
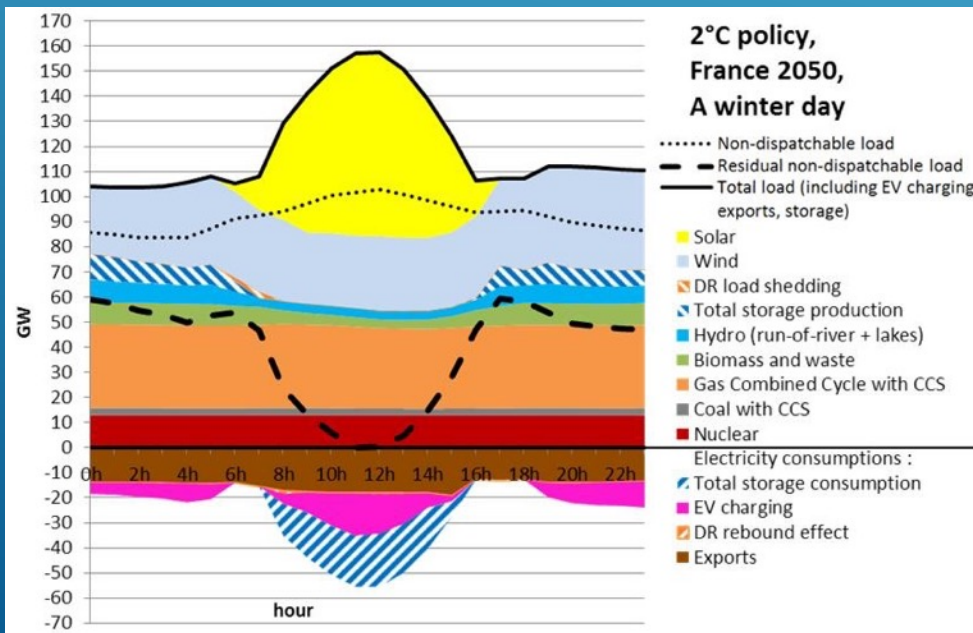


# PROFILS JOURNALIERS

$$\text{Minimum Coût Total} = \text{CoûtVariable} * \text{Production} + \text{CoûtDeRampes} * k * \text{Rampes}^2 + \text{CoûtSocioEconomique} * \text{EnergieNonDistribuée}$$

## 2°C POLICY, FRANCE 2050, A WINTER DAY

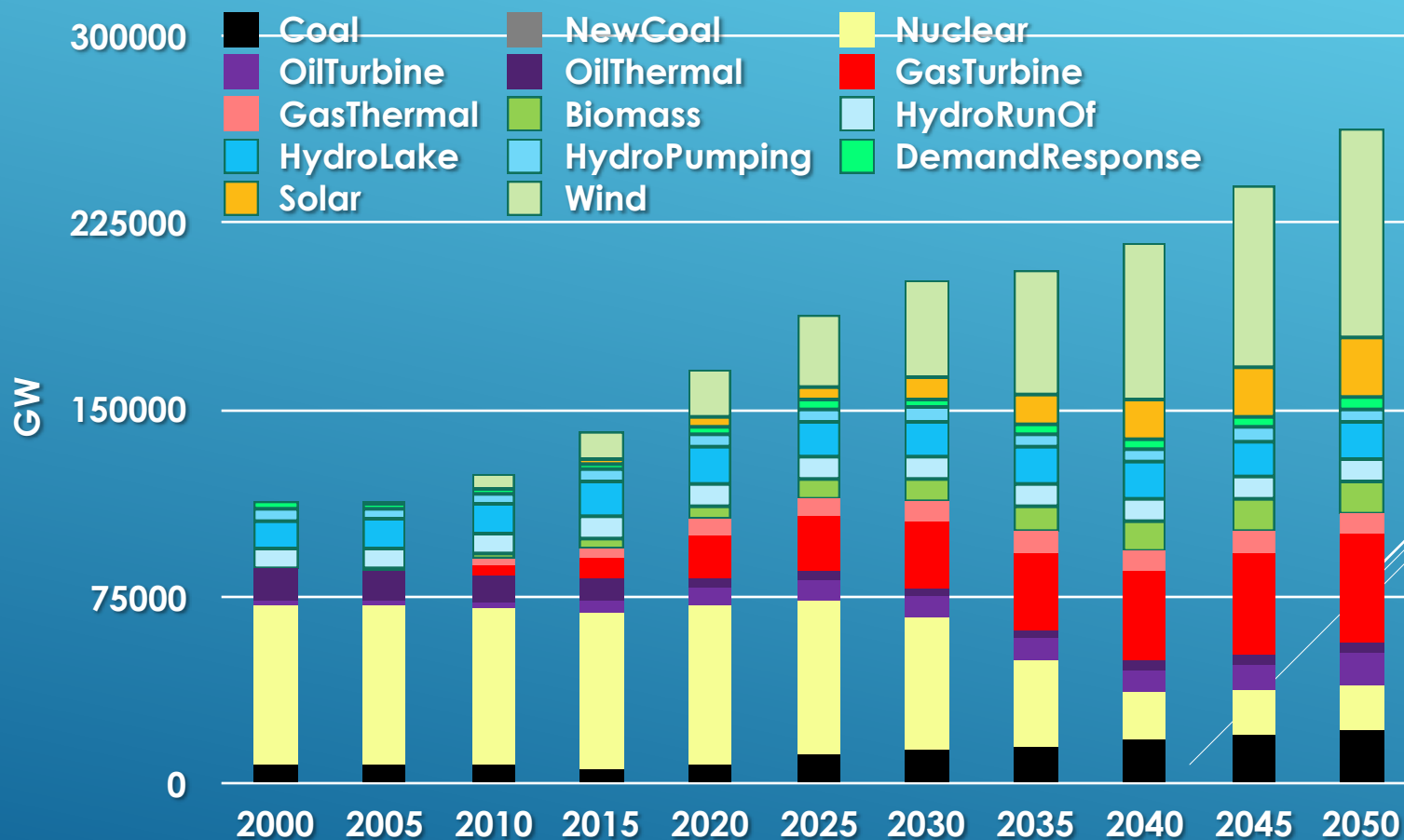
## IGNIS 1.0 FRANCE 2012







# CAPACITÉS INSTALLÉES



# Résultats (Taux de charge)

Année	2012			2030		
	0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
dispo Nuc						
Technologies						
Coal	35%	22%	11%	78%	60%	46%
NewCoal	37%	24%	12%	78%	61%	47%
Nuclear	92%	86%	80%	100%	99%	96%
OilTurbine	12%	4%	1%	20%	15%	15%
OilThermal	4%	0%	0%	1%	1%	1%
GasTurbine	18%	8%	2%	6%	3%	1%
GasThermal	18%	8%	2%	11%	7%	4%
Biomass	30%	18%	9%	37%	29%	21%
BiomassOther	0%	0%	0%	37%	29%	21%
HydroRunOf	82%	82%	82%	82%	82%	82%
HydroLake	14%	14%	14%	13%	13%	13%
HydroPumping	-1%	-1%	-1%	-2%	-2%	-2%
Solar	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Wind	21%	21%	21%	21%	21%	21%

# Résultats (TWh/an)

		2012			2030		
UCAD Nuclear availability		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
RTE Name	RTE Real	UCAD			UCAD		
Coal	18,1	25,4	16,3	8,2	91,5	71,3	54,3
Nuclear	404,9	406,0	427,2	441,3	371,6	414,2	449,6
Oil	6,6	3,7	0,5	0,0	6,1	4,5	4,8
Gas	23,2	14,9	6,6	1,6	23,8	14,1	6,3
Biomass	5,9	1,7	1,0	0,5	29,2	22,9	16,7
Hydro	63,8	62,3	62,4	62,5	80,5	80,6	80,3
Solar	4	3,8	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Wind	14,9	14,8	14,8	14,8	73,7	73,7	73,7
		2012			2030		
Nuc Avail		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
		UCAD			UCAD		
€/MWh		46,3	44,8	44,7	71,3	69,1	67,6
gCO2/kWh		76,9	49,4	30,3	190,6	152,8	122,1

# Résultats (TWh/an)

		2012			2030		
UCAD Nuclear availability		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
RTE Name	RTE Real	UCAD			UCAD		
Coal	18,1	25,4	16,3	8,2	91,5	71,3	54,3
Nuclear	404,9	406,0	427,2	441,3	371,6	414,2	449,6
Oil	6,6	3,7	0,5	0,0	6,1	4,5	4,8
Gas	23,2	14,9	6,6	1,6	23,8	14,1	6,3
Biomass	5,9	1,7	1,0	0,5	29,2	22,9	16,7
Hydro	63,8	62,3	62,4	62,5	80,5	80,6	80,3
Solar	4	3,8	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Wind	14,9	14,8	14,8	14,8	73,7	73,7	73,7
		2012			2030		
Nuc Avail		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
		UCAD			UCAD		
€/MWh		46,3	44,8	44,7	71,3	69,1	67,6
gCO2/kWh		76,9	49,4	30,3	190,6	152,8	122,1



# Résultats (TWh/an)

		2012			2030		
UCAD Nuclear availability		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
RTE Name	RTE Real	UCAD			UCAD		
Coal	18,1	25,4	16,3	8,2	91,5	71,3	54,3
Nuclear	404,9	406,0	427,2	441,3	371,6	414,2	449,6
Oil	6,6	3,7	0,5	0,0	6,1	4,5	4,8
Gas	23,2	14,9	6,6	1,6	23,8	14,1	6,3
Biomass	5,9	1,7	1,0	0,5	29,2	22,9	16,7
Hydro	63,8	62,3	62,4	62,5	80,5	80,6	80,3
Solar	4	3,8	3,8	3,8	7,2	7,2	7,2
Wind	14,9	14,8	14,8	14,8	73,7	73,7	73,7
		2012			2030		
Nuc Avail		0,8	0,9	1	0,8	0,9	1
		UCAD			UCAD		
€/MWh		46,3	44,8	44,7	71,3	69,1	67,6
gCO2/kWh		76,9	49,4	30,3	190,6	152,8	122,1



# Conclusions

Apprentissage du benchmark :

hypothèses = sorties ?

Problème du simulateur = problème du producteur

Les disponibilités sont elles des « données » ?

Dépend probablement du taux de charge espéré, ie des niveaux (aléatoires) de consommation espérée et des capacités des concurrents,....

benchmark 2.0 (50% nucléaire)

=> Plus de renouvelables mais plus de conso et intermittence compensée par plus de fossiles.

=> Taux de charge du nucléaire en hausse !

# 2017 et après ?

Poursuite benchmark : résultats MAEL+ MIXOPTIM + intégration LEMNA ?

Quel cas avec plus de renouvelables et moins de fossiles ?

=> Novembre/décembre 2016 ?

=> étude 2030 avec taxe carbone ?

=> impact du taux de charge sur modèle économique

Prospective :

Etude de l'impact de l'indisponibilité des centrales (GV etc...), Fr + Bel + ??

Compétition souple production / interconnexions / stockage ?

Questions (besoin d'input indus) : quels impacts de la souplesse sur

- la disponibilité (risque de défaillance)

- l'optimisation de l'utilisation du combustible

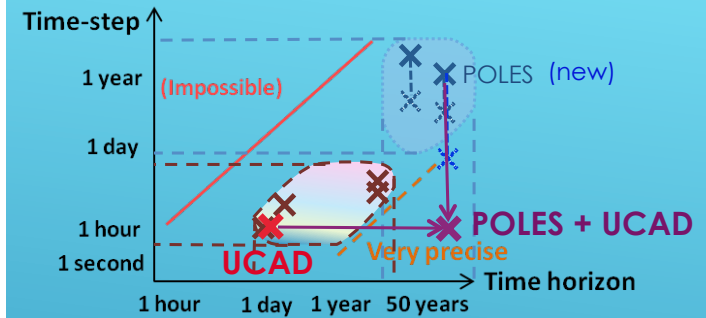
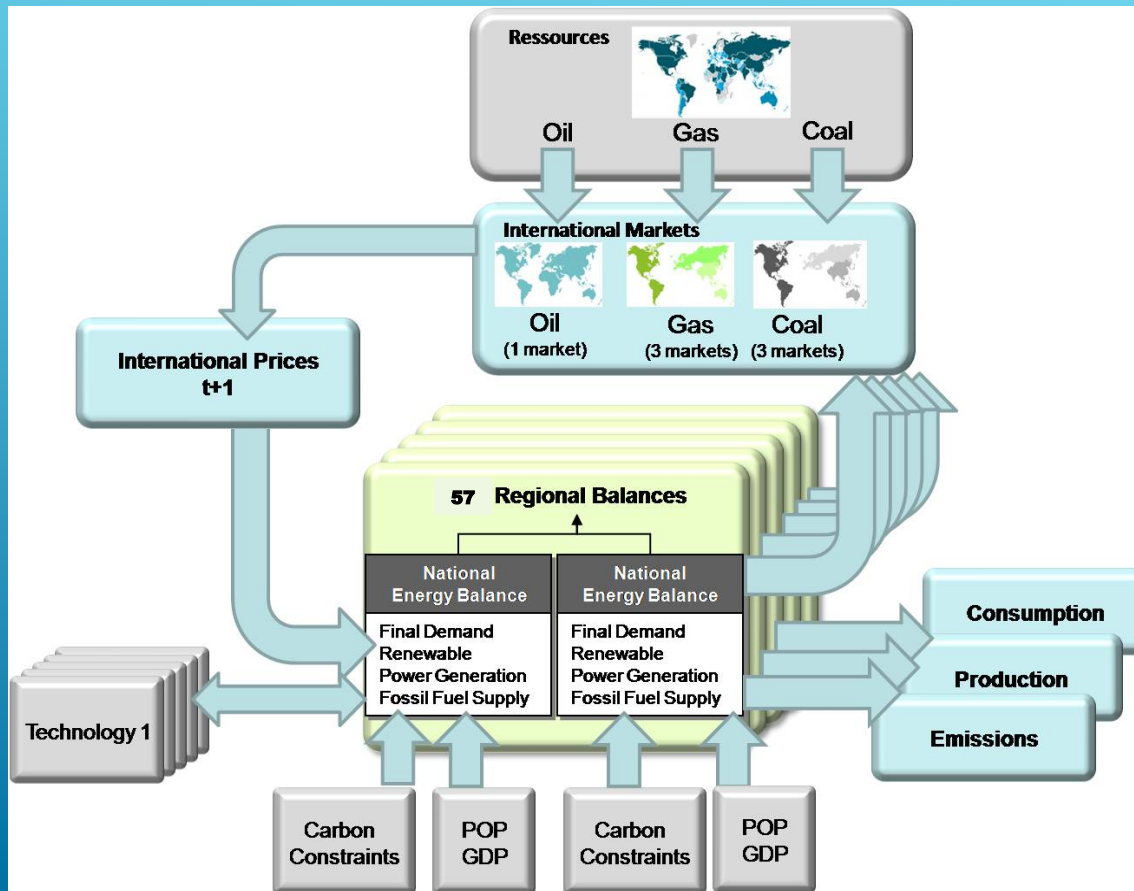
- la maintenance

- la durée de vie des installations (totale ou avant grand carénage ?)

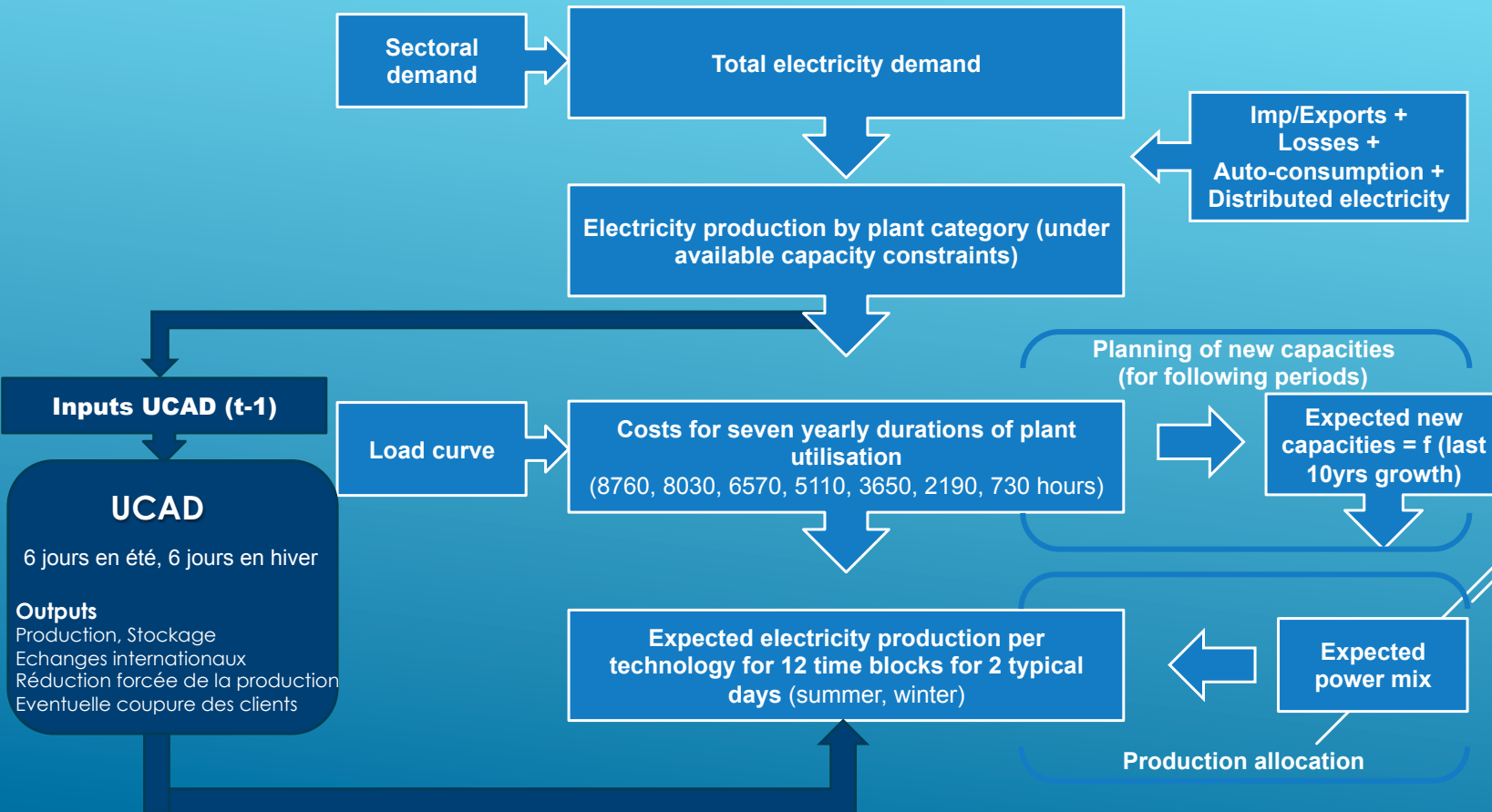
Merci de votre attention !  
Thank you !



# POLES



# POLES + UCAD



# CONTRAINTES D'OPÉRATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

## Système

Production = Consommation – imports – EnergieNonDistribuée+ exports +  
énergie en surplus Réserves de fréquence = 7% de la consommation

## Centrales thermiques

Pmin, Pmax  
Rampes horaires max (coût des rampes : usure, efficacité à régime partiel)

## Stockage

Cycle journalier (incluant le rendement)  
Apports hydrauliques dans les barrages  
H<sub>2</sub> consommé dans les piles à combustible

## Gestion de la demande

Chargement des Véhicules Electriques+ stockage via V2G (véhicule-to-grid)  
H<sub>2</sub> à produire par électrolyse  
Gestion de la demande (effacement-report)

Minimiser Coût Total = CoûtVariable\*Production + CoûtDeRampes\*k\*Rampes<sup>2</sup>  
+ CoûtSocioEconomique\*EnergieNonDistribuée

	GW	GW	% / h	\$/kWh	\$ per 33% of (hourly)ramp of a 1MW plant	h	h
	Pmax	Pmin	Rmax	VarCost	RampCost	t_on	t_off
Lignite	0	0.4	35	0.051	2.45	6	6
Coal	1.5	0.4	35	0.051	2.45	4	2
NewCoal	6.4	0.4	35	0.051	2	4	2
Nuclear	63	0.5	20	0.01	2	8	10
NewNuclear	0	0.5	20	0.012	2	8	10
OilTurbine	0.5	0	100	0.08	0.63	1	0
OilThermal	10	0	100	0.19	0.64	4	0
GasTurbine	3.2	0.2	100	0.067	0.63	1	0
GasThermal	6.3	0.2	35	0.067	1.6	4	0
GasCC	0	0.2	100	0.067	0.64	4	2
Biomass	0.64	0.4	35	0.054	1.7	0	0
BiomassOther	0	0.4	35	0.054	1.7	0	0
Geothermal	0	0.4	35	0	2	0	0
HydroRunOf	6.4	0.4	35	0.001	0	0	0
HydroLake	13	0	100	0.001	0	0	0
HydroPumping	4.9	0	100	0.001	0	0	0
H2FuelCell	0	0.4	35	0	0	0	0
H2Electrolysis	0	0.4	35	0	0	0	0
V2G	0	0	100	0	0	0	0
G2V	0	0.4	35	0	0	0	0
CAES	0	0	100	0	0	0	0
Batteries	0	0	100	0	0	0	0
DemandResponse	0.8	0	100	0	0	0	0
Solar	3.57	0	100	0.001	0	0	0
Wind	7.9	0	100	0.001	0	0	0

