

# Scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français

Séminaire de la chaire modélisation prospective au service du développement durable

13/05/2016

---

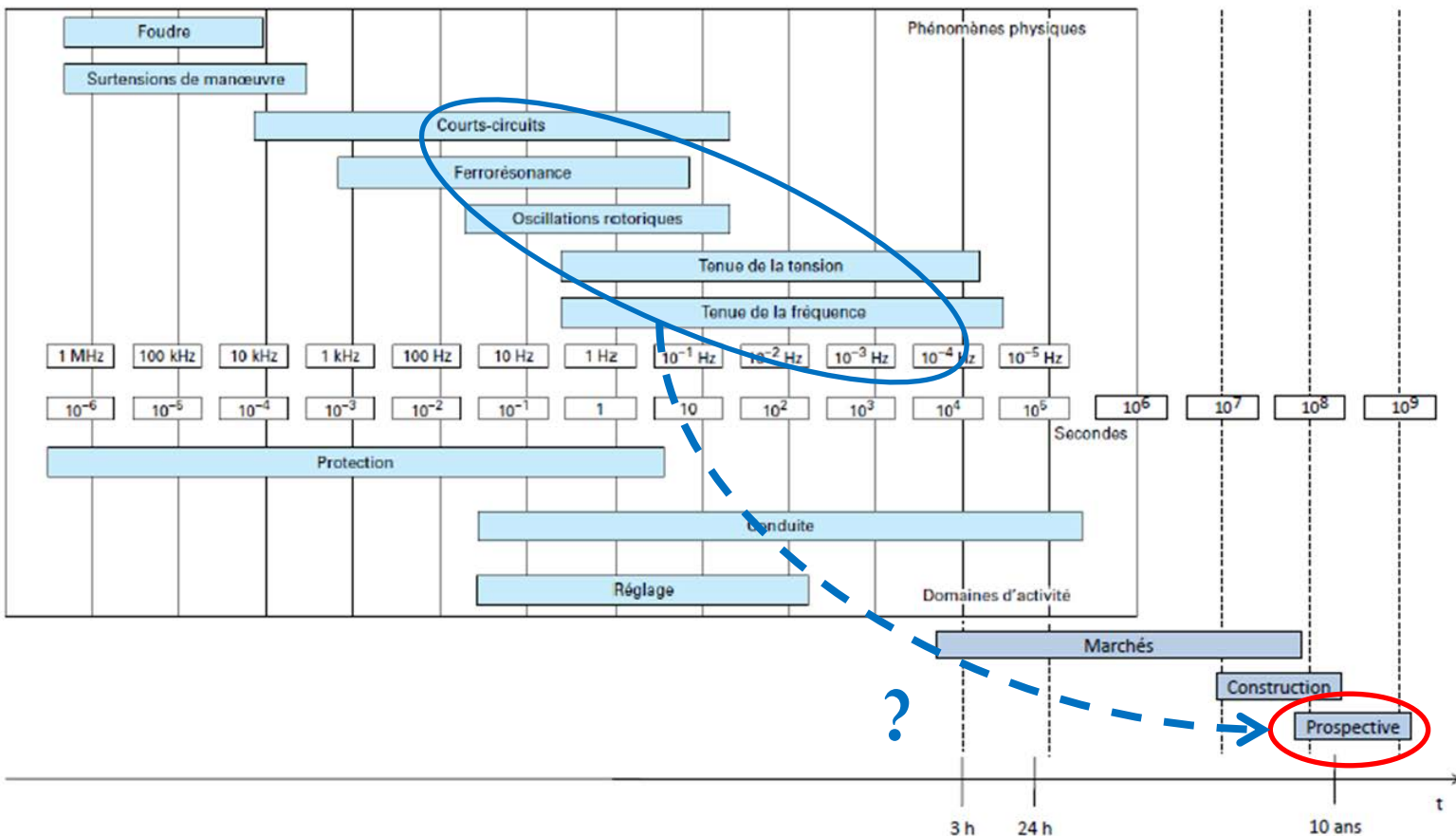
---

# Plan de la présentation

1. Problématique
2. Cadre théorique
3. Modélisation prospective
4. Résultats
5. Conclusion



# Problématique : Prise en compte de la dynamique court-terme des systèmes électriques dans la modélisation prospective

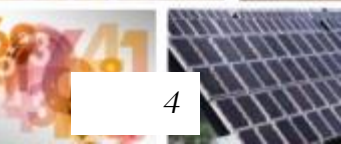


Echelles de temps correspondant aux différents phénomènes physiques et grands domaines d'activité des systèmes électriques

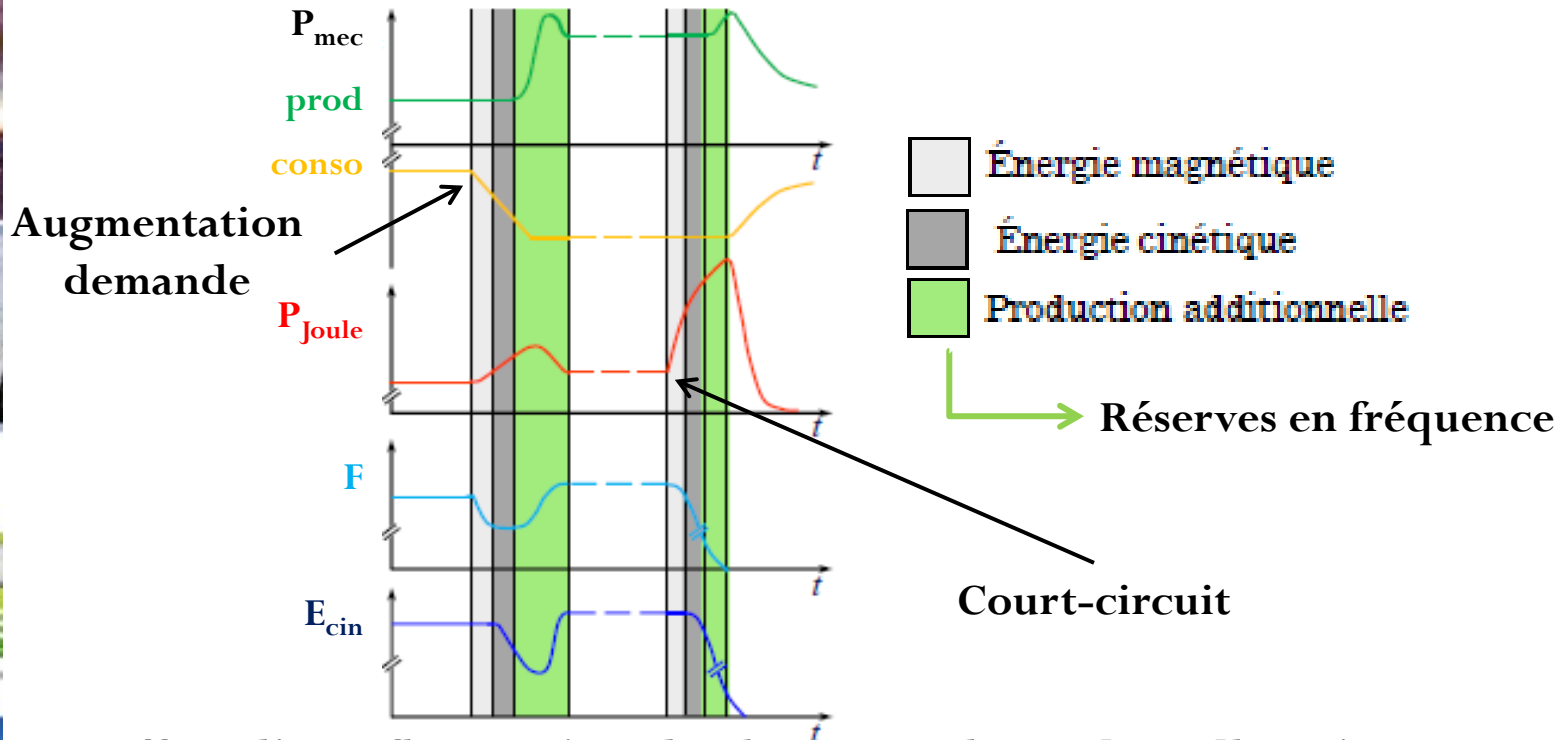
Source : Drouineau 2012, adapté de Meyer 1998

# Plan de la présentation

1. Problématique
2. **Cadre théorique**
3. Modélisation prospective
4. Résultats
5. Conclusion



# Importance des stocks d'énergie cinétique et magnétique pour l'EOD lors des transitoires



## Effets d'une fluctuation de charge sur le système électrique

Source : Drouineau 2012, adapté de Mazauric 2000

Bilan de puissance globale, à l'échelle du système électrique :

$$(1) P_{mec} = P_{Joule} + \frac{dF}{dt} + \frac{dE_{cin}}{dt}$$

F : énergie magnétique

$E_{cin}$  : énergie cinétique

# L'indicateur cinétique

- Comparaison du stock d'énergie cinétique avec la puissance appelée :

$$H_{cin} = \frac{E_{cin}}{S_{app}}$$

+  $H_{cin}$  élevé, + le système sera capable de faire face à une fluctuation... à condition qu'il y ait synchronisme !

$$(2) E_{cin} = \sum_i \left\{ \frac{1}{2} J_i \times \left( \frac{\omega^2}{p_i} \right) \right\}$$

J : moment d'inertie  
p : nombre paires de pôles  
 $\omega$  : fréquence réseau

Nécessité de répartition de l'énergie magnétique (F) sur le réseau : La vision agrégée ne suffit pas

# Rôle du couplage entre les machines pour la conservation du synchronisme suite à un aléa



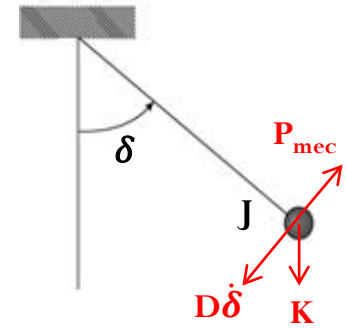
- Glissement de l'angle rotorique :

$$(3) \tilde{\theta}(t) = \omega t + \delta(t) \text{ et } \dot{\delta} \ll \omega$$

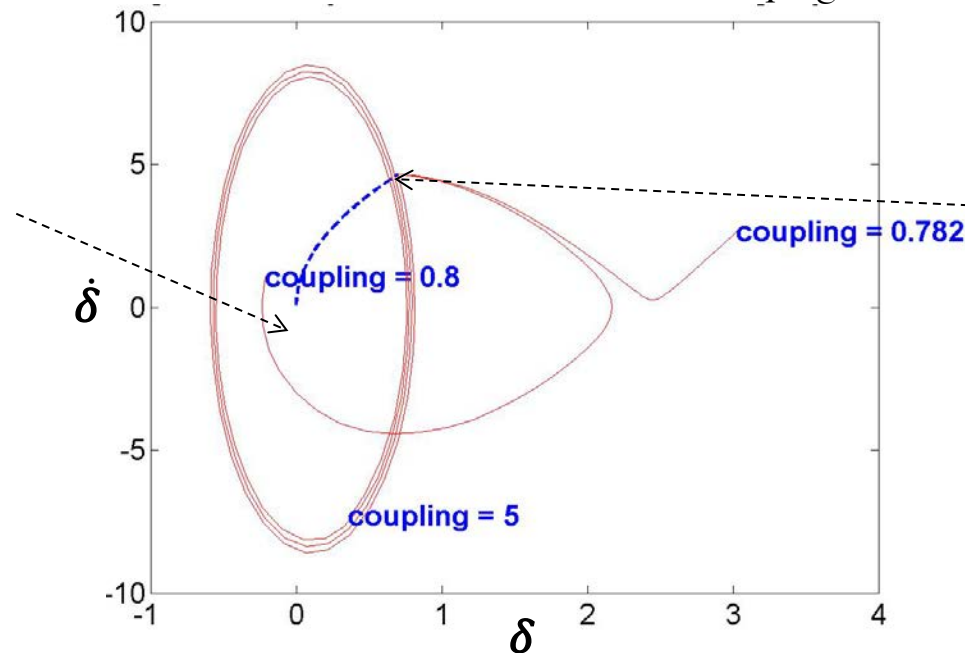
- Pour 1 générateur connecté à un bus infini :

$$(4) J\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_{mec} - K\sin(\delta)$$

J : moment d'inertie  
D : amortissement  
K : intensité couplage



À  $t=0$ , un défaut déclenche les protections : le générateur est déconnecté



Au bout de  $\epsilon$  s, le générateur est reconnecté après avoir « glissé ».

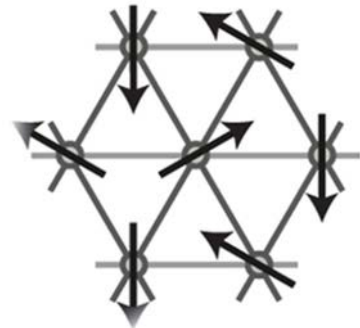
Diagramme de phase de l'angle interne d'une machine tournante connectée à un bus infini, suite à un défaut

# Conditions de conservation du synchronisme



- Equation (4) pour N générateurs / consommateurs connectés via un réseau :

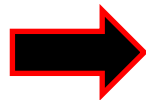
$$(5) \begin{cases} J_i \ddot{\delta}_i + D_i \dot{\delta}_i = P_{g,i} - \sum_j C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \\ D_i \dot{\delta}_i = -P_{c,i} - \sum_j C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \end{cases}$$



$P_g$  : Puissance générée

$P_c$  : Puissance consommée

$C_{ij}$  : force de couplage entre i et j



**Modèle de Kuramoto du 2<sup>nd</sup> ordre**

- Condition suffisante de retour spontané au synchronisme des solutions de (5) (Dörfler et Bullo, 2013) :

$$(6) \lambda_{2,G_w} \geq \max_{(i,j) \in \mathcal{E}_G} |P_i - P_j| = \|P\|_{\infty, \mathcal{E}_G}$$

$P_i$  : Puissance nette injectée au nœud i ( $= P_{g,i} - P_{c,i}$ )

$\mathcal{E}_G$  : Ensemble des arêtes du graphe G

$\lambda_{2,G_w}$  : Connectivité algébrique du graphe G (pondéré) = intensité de couplage du réseau



# Construction de l'indicateur de synchronisme

- Indicateur de synchronisme :

$$H_{syn} = \frac{\lambda_{2,G_w}}{\max_{(i,j) \in \varepsilon_G} |P_i - P_j|}$$

Traduit la **compétition** entre l'**intensité de couplage** du réseau et les **flux injectés sur le réseau**.

- Calcul numérateur  $H_{syn}$  :

$$\lambda_{2,G_w} = \lambda_{2,G} \times \bar{B}_{400kV} \times U_{400kV}^2$$

B : Susceptance moyenne

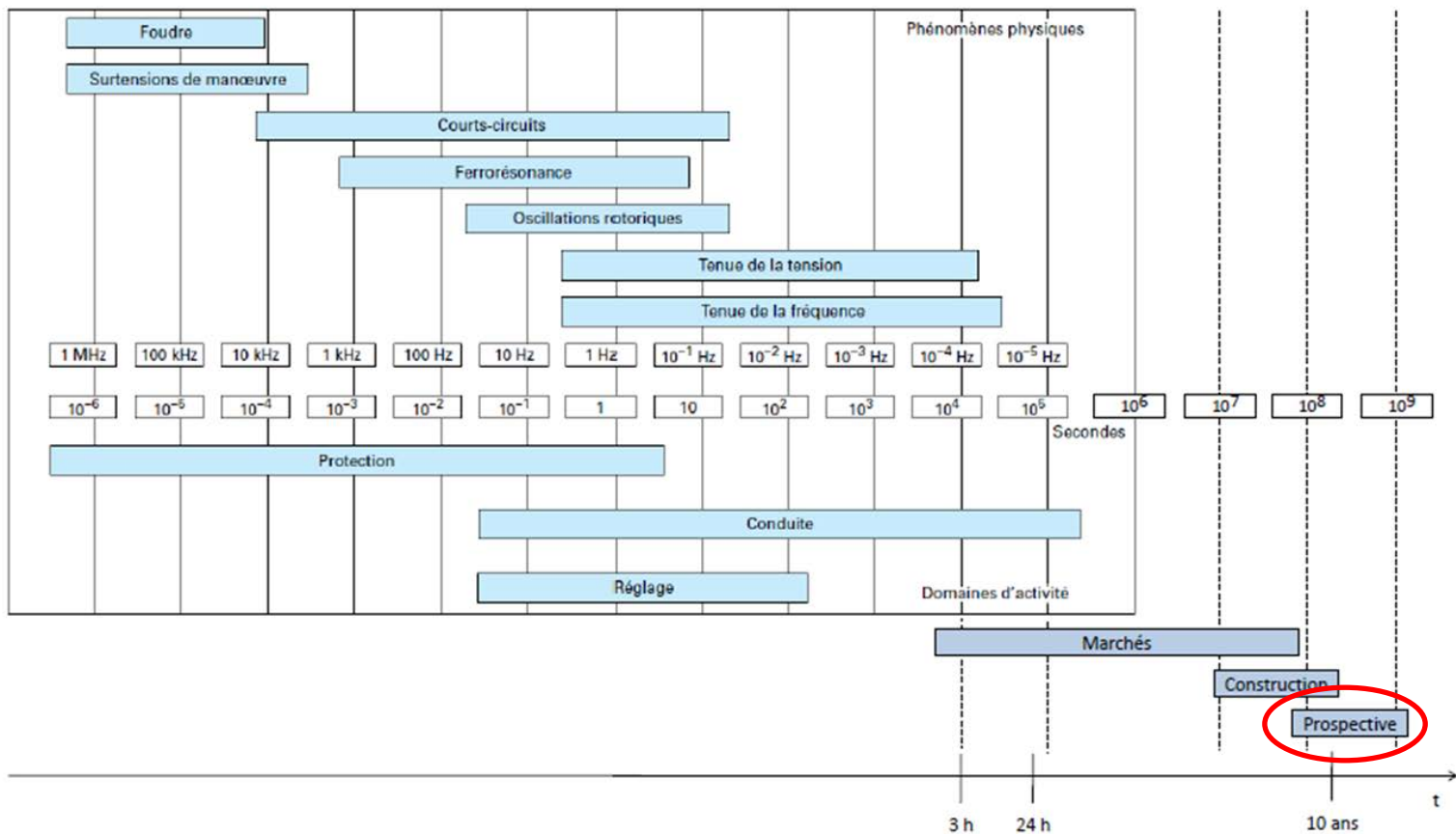
U : Tension du réseau

➤  $\lambda_{2,G}$  : 2<sup>nd</sup> + petite valeur propre **Laplacienne** du graphe G

$$\mathcal{L}_G = \begin{cases} \sum_k a_{i,k}, & i = j \\ -a_{i,j}, & i \neq j \end{cases} \text{ avec } a_{i,j} = \begin{cases} n, & \text{si } \exists n \text{ arêtes entre } i \text{ et } j \\ 0, & \text{sinon} \end{cases}$$

$$\bar{B}_{400kV} = \frac{1}{x_{l,400kV} \times \bar{l}_{400kV}} \quad \begin{array}{l} x_l : \text{admittance linéique} \\ \bar{l} : \text{longueur moyenne lignes} \end{array}$$

# Problématique : Prise en compte de la dynamique court-terme des systèmes électriques dans la modélisation prospective



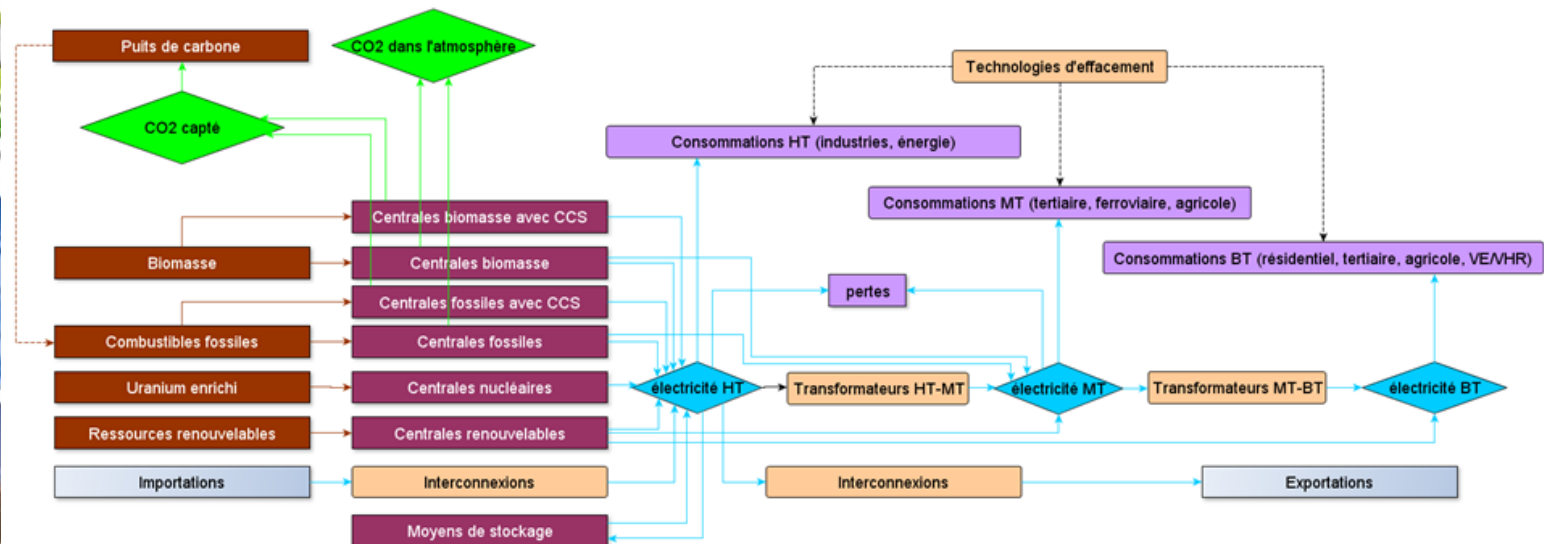
# Plan de la présentation

1. Problématique
2. Cadre théorique
3. **Modélisation prospective**
4. Résultats
5. Conclusion



# Un modèle TIMES pour le secteur électrique français

- Modèle de **planification long-terme des investissements** : TIMES
- **Optimisation coût total actualisé** sous contraintes d'EOD / techniques / politiques (pénétration du renouvelable, émissions CO<sub>2</sub>)
- Périmètre :
  - **France continentale, secteur électrique**
  - **2012 – 2050**
  - Demande : **scénario référence BP RTE (2012: 495 → 2050: 519 TWh)**



# Représentation du système électrique, du renouvelable et de la demande



- Représentation des spécificités de l'électricité et du renouvelable :
  - **Facteur de dimensionnement** : capacité totale installée  $>$  demande maximale
  - **Segmentation des centrales** en base / semi-base / pointe / extrême-pointe
  - **84 sous-périodes par an** : variabilité saisonnière (6 saisons), journalière (jour ouvré / weekend), horaire (6 plages horaires : nuit/jour/pointe...) et disponibilité EnR (semaine sans vent/solaire ni imports durant épisode forte consommation)
  - **Calibration facteurs de charge** éolien / PV / hydraulique
  - **Potentiels renouvelable** scénarios ADEME 2030/2050
- Flexibilité de la demande :
  - **Demande élastique** (élasticité demande-prix et % réduction/augmentation maximal par secteur, demande totale : environ 8% max en 2050)
  - **Optimisation du report de la demande** : selon secteurs, (10% max de la demande résidentielle/tertiaire / industrielle en 2050), sous contrainte de respect demande journalière de chaque secteur
- Réseau :
  - **Pertes** aux différents niveaux de tension
  - **Interconnexions** (capacité / facteur utilisation maximale / prix de valorisation des importations et exportations)

# Présentation des scénarios analysés



Scénarios	Années	BAU	40RES 2030	60RES 2050	80RES 2050	90RES 2050	100RES 2050
Part max du nucléaire dans le mix	> 2025	NA	50%	50%	50%	50%	50%
Part min du renouvelable dans le mix	2020	NA	27%	27%	27%	27%	27%
	2030	NA	40%	40%	40%	40%	40%
	2035	NA	40%	40%	40%	45%	55%
	2040	NA	40%	40%	50%	60%	70%
	2045	NA	40%	45%	65%	75%	85%
	2050	NA	40%	60%	80%	90%	100%

Loi transition énergétique ←

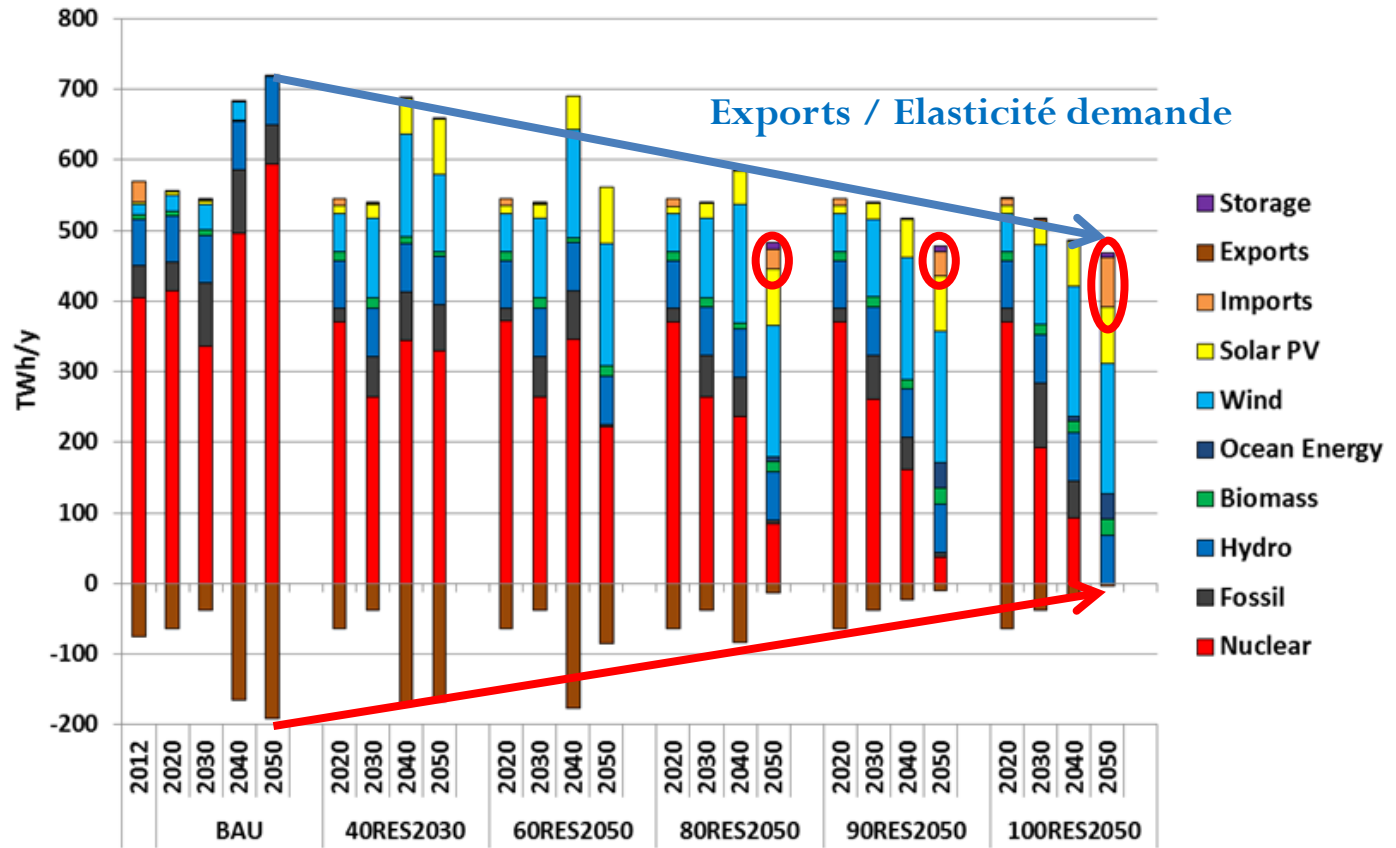
→ Objectifs  
pénétration EnR +  
ambitieux

# Plan de la présentation

1. Problématique
2. Cadre théorique
3. Modélisation prospective
4. **Résultats**
5. Conclusion



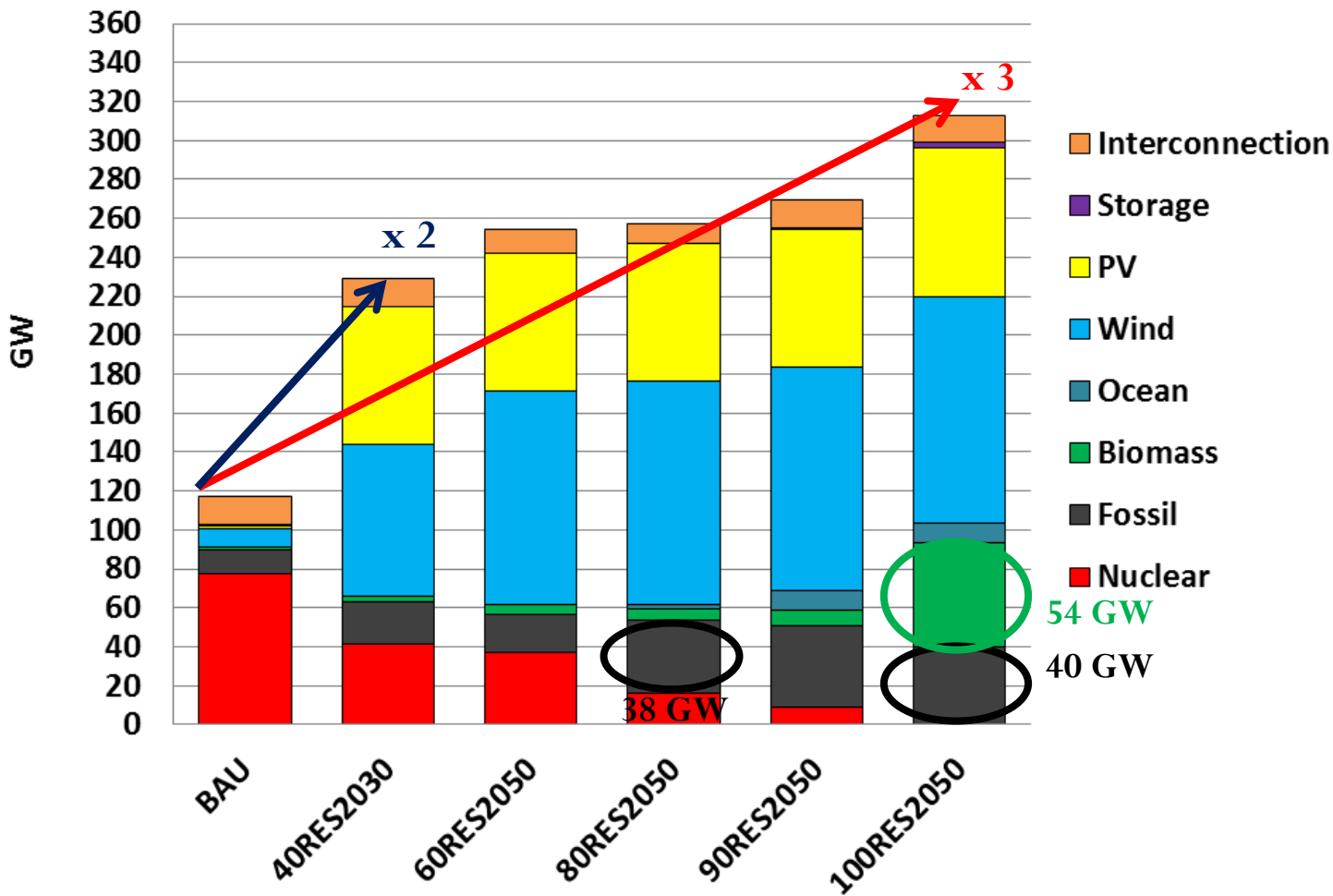
# Inversion du solde des échanges et baisse de la demande avec la pénétration du renouvelable



Evolution du mix électrique français entre 2012 et 2050

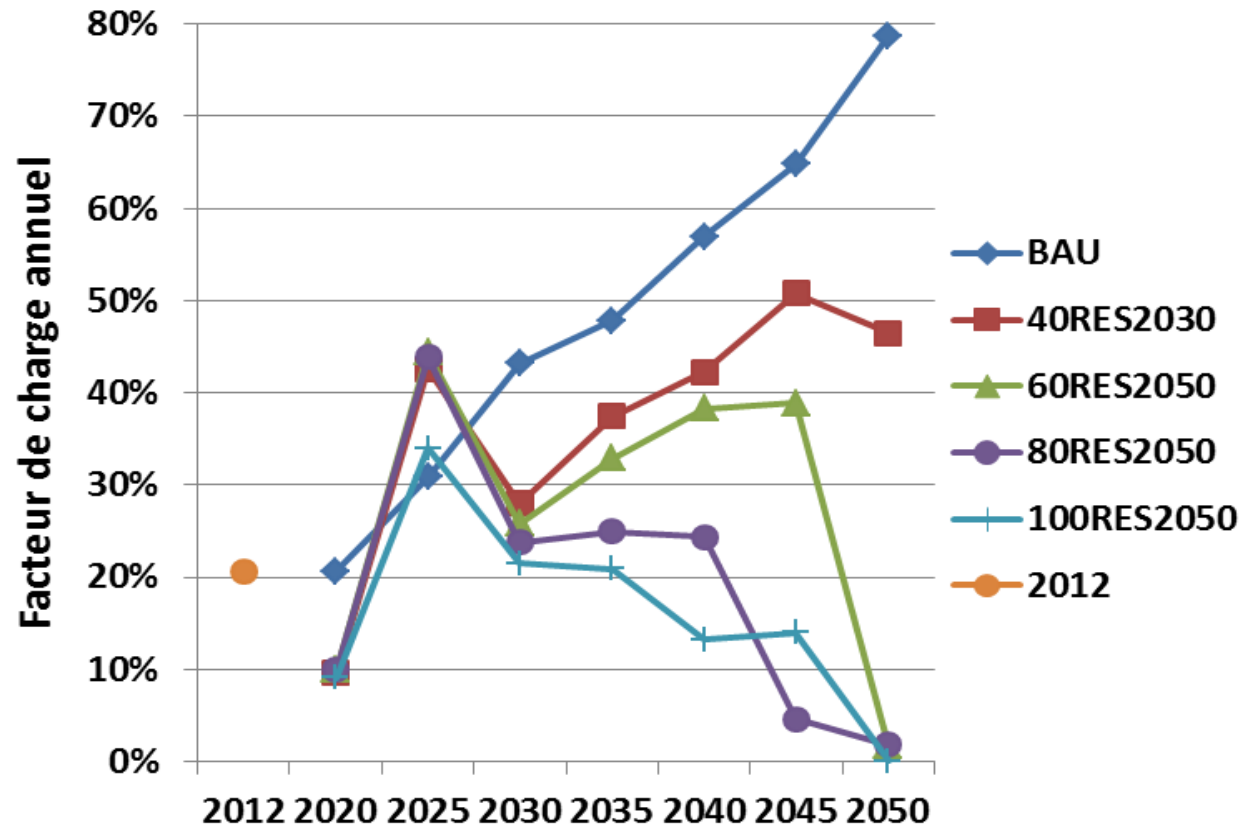


# Augmentation de la capacité installée, y compris fossile, avec la pénétration du renouvelable



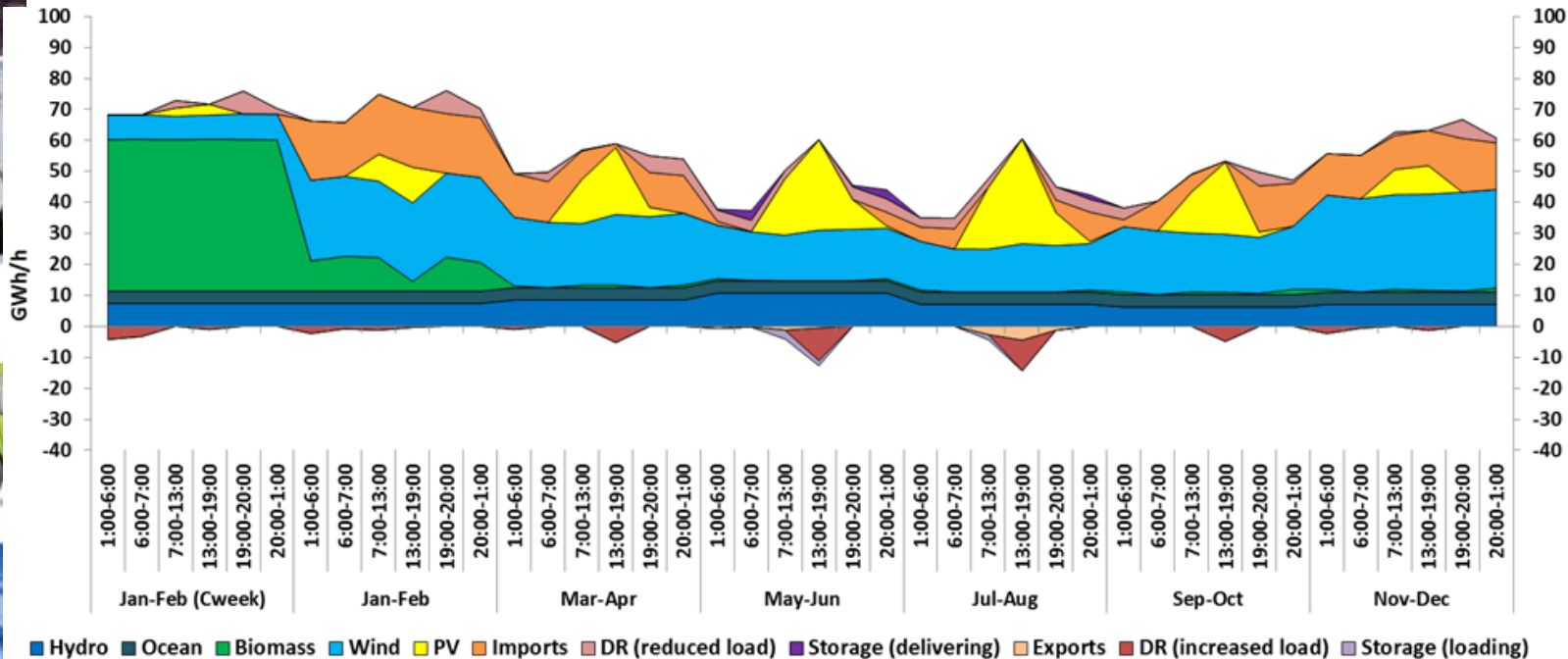
Nouvelles capacités installées entre 2013 et 2050

# Diminution du facteur de charge des moyens fossiles avec la pénétration du renouvelable



Evolution du facteur de charge des centrales fossiles entre 2012 et 2050

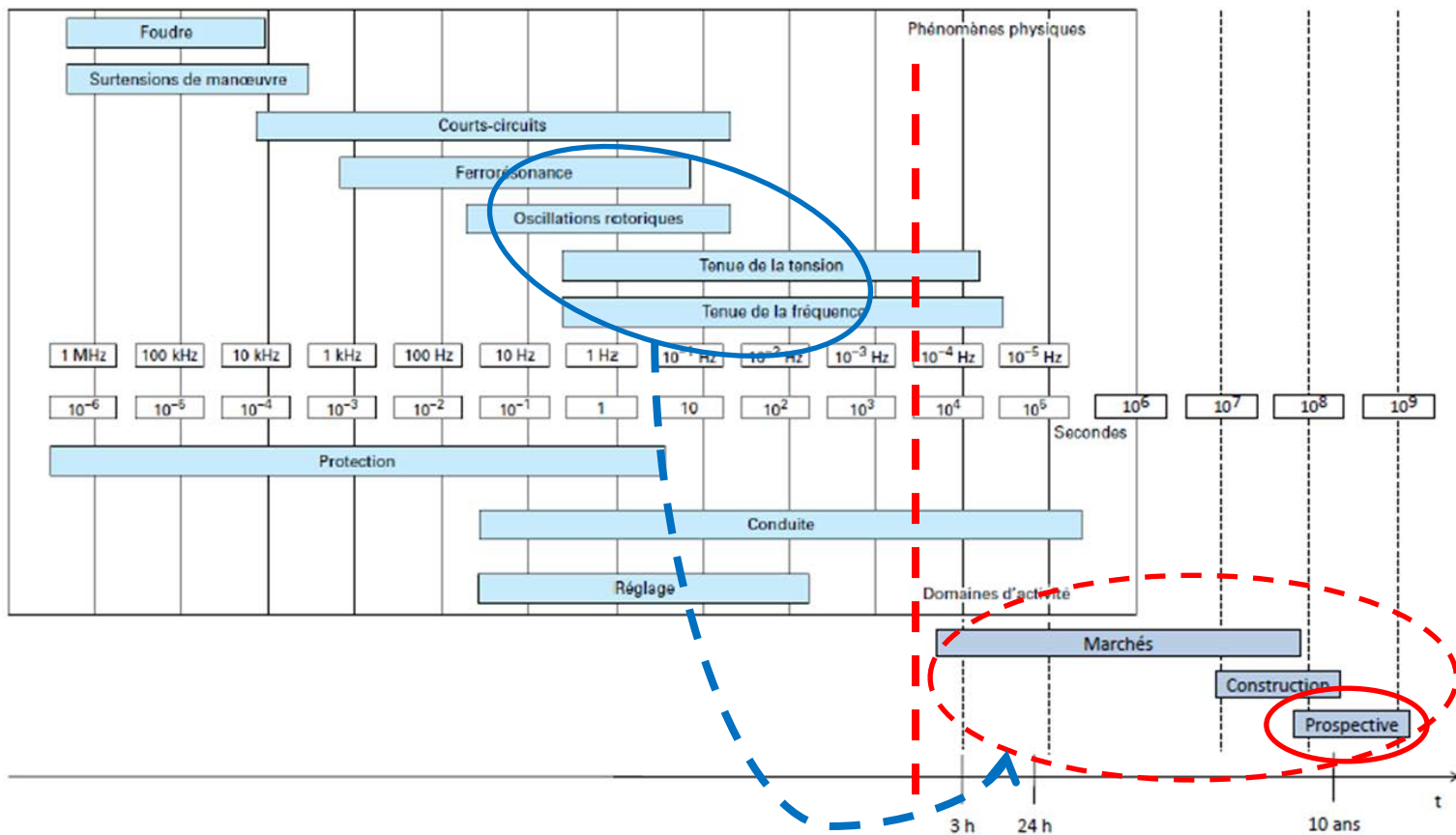
# Complémentarité des différents moyens de production et de flexibilité pour l'équilibre offre-demande infra-annuelle



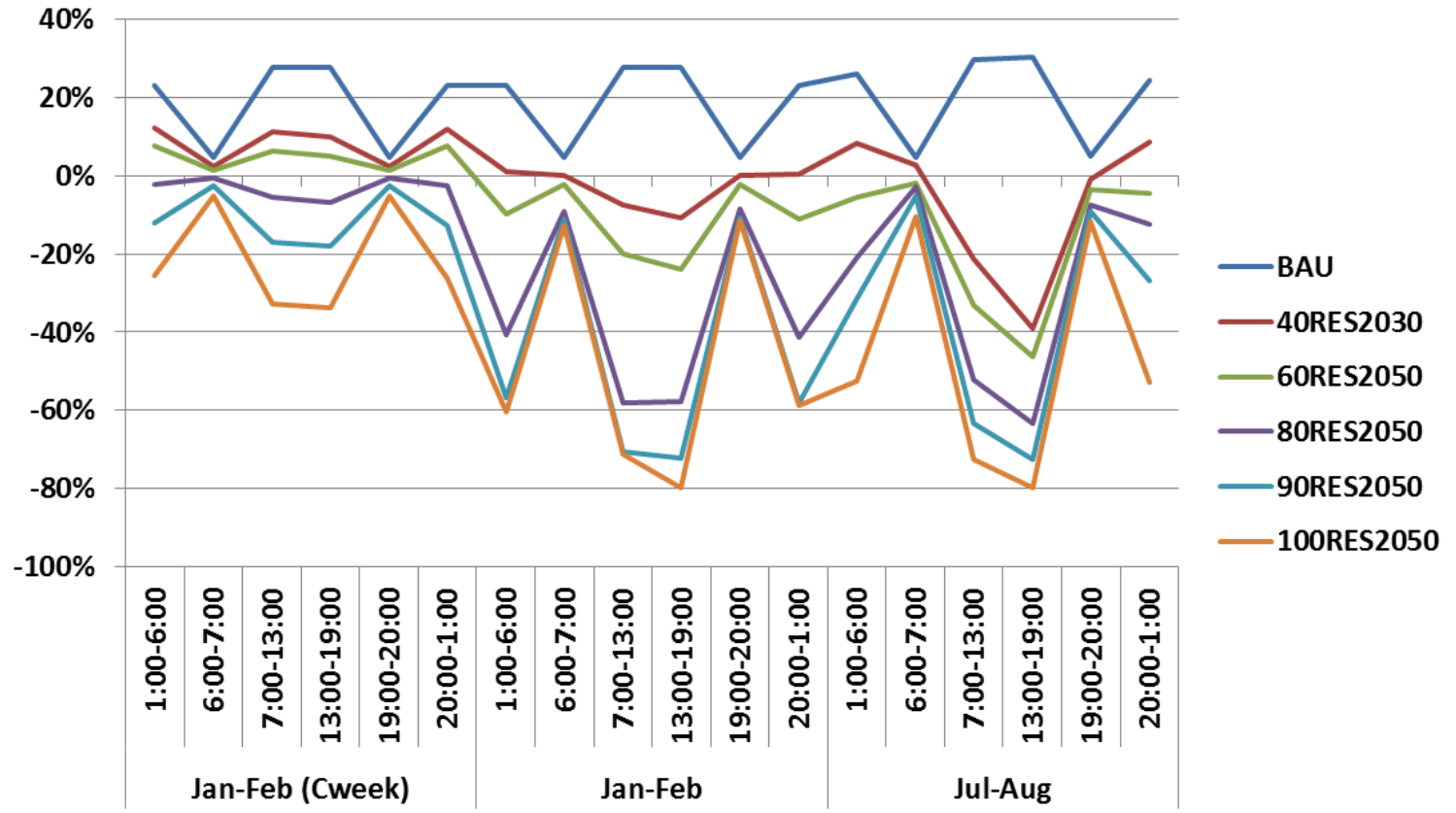
## Mix électrique aux différents pas de temps du modèle en 2050 dans le scénario 100% renouvelable

Cweek: semaine avec peu de vent / solaire, pas d'import et demande hivernale

# Problématique : Prise en compte de la dynamique court-terme des systèmes électriques dans la modélisation prospective



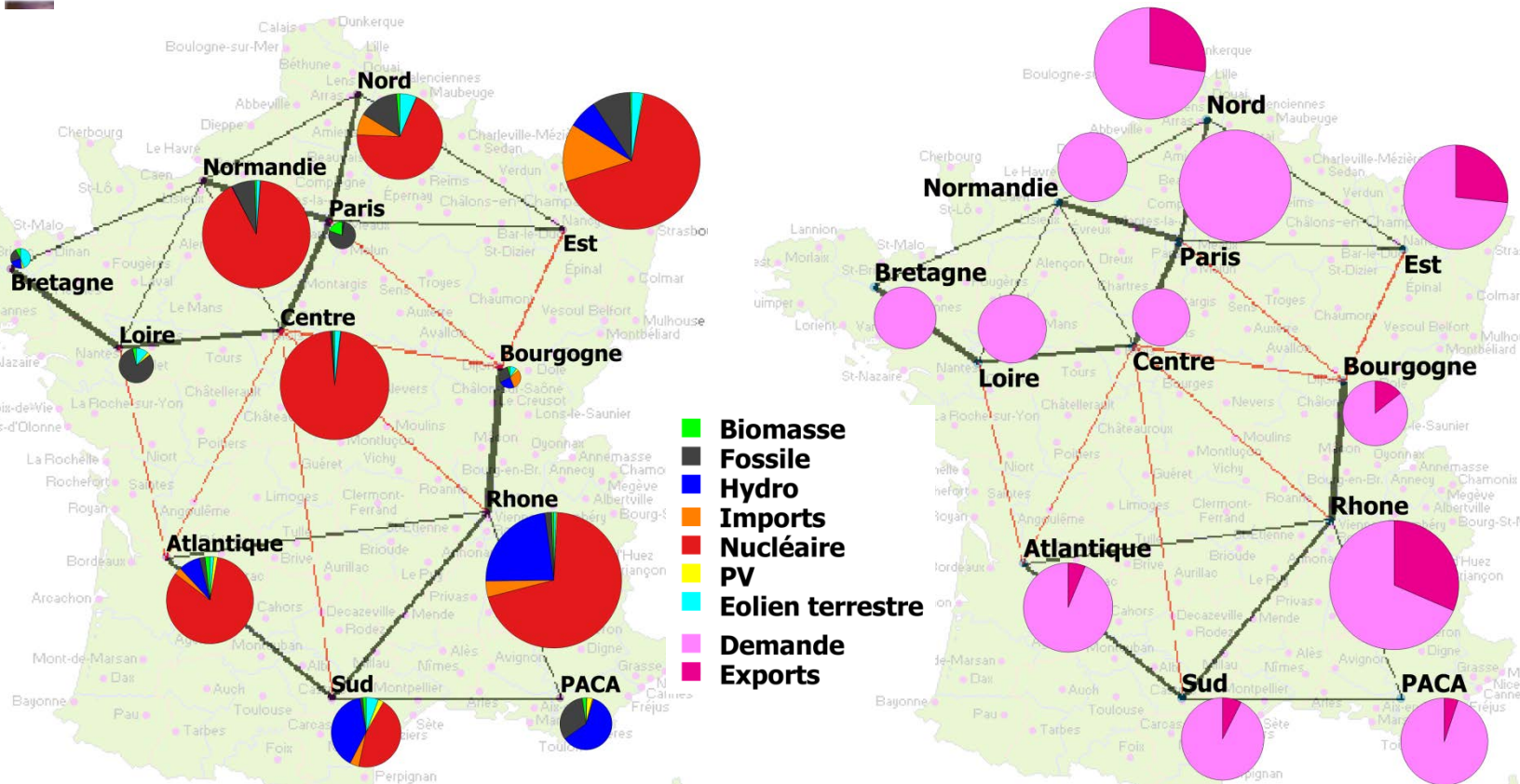
# Dégradation des réserves cinétiques avec la pénétration du renouvelable



Indicateur cinétique en 2050 en valeurs relatives par rapport au minimum observé en 2012 pour quelques périodes de l'année



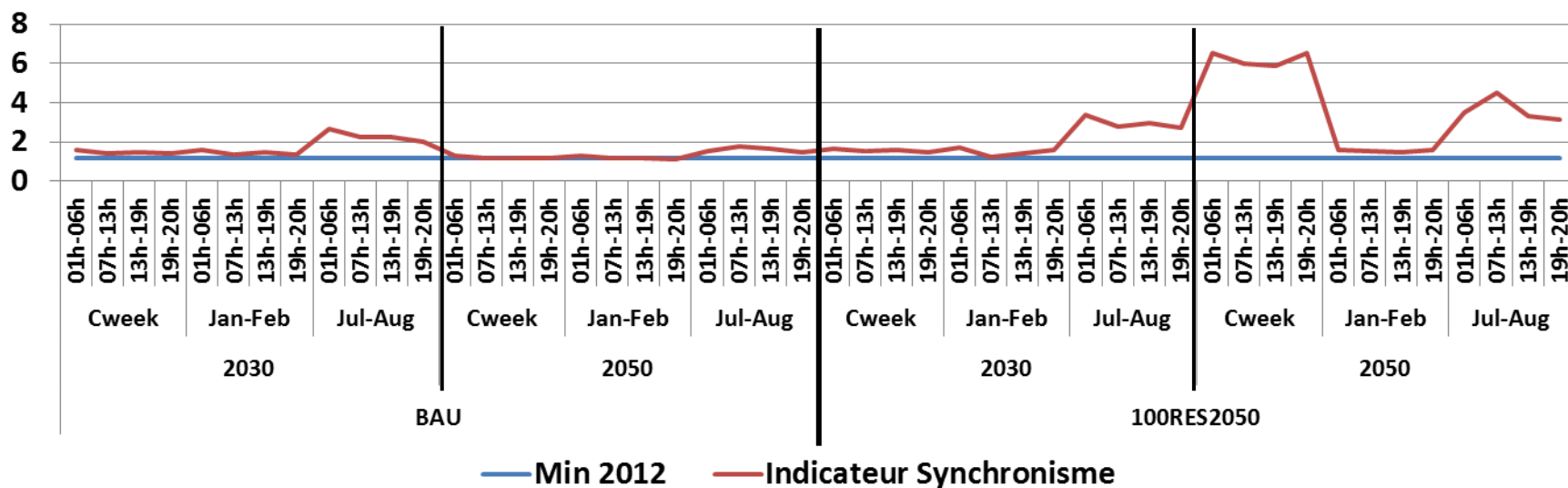
# Spatialisation des résultats du modèle TIMES : Répartition de la production et consommation sur les 12 régions



Mix électrique par région en 2012

**Hypothèse de travail : Répartition des moyens de production et de la consommation identique pour 2012 et 2050**

# L'indicateur de synchronisme est toujours supérieur à l'unité, et est meilleur dans le scénario 100% EnR



Indicateur de synchronisme pour quelques périodes de l'année, en 2030 et 2050, dans les scénarios BAU et 100% EnR

# Plan de la présentation

1. Problématique
2. Cadre théorique
3. Modélisation prospective
4. Résultats
5. **Conclusion**





# Conclusion



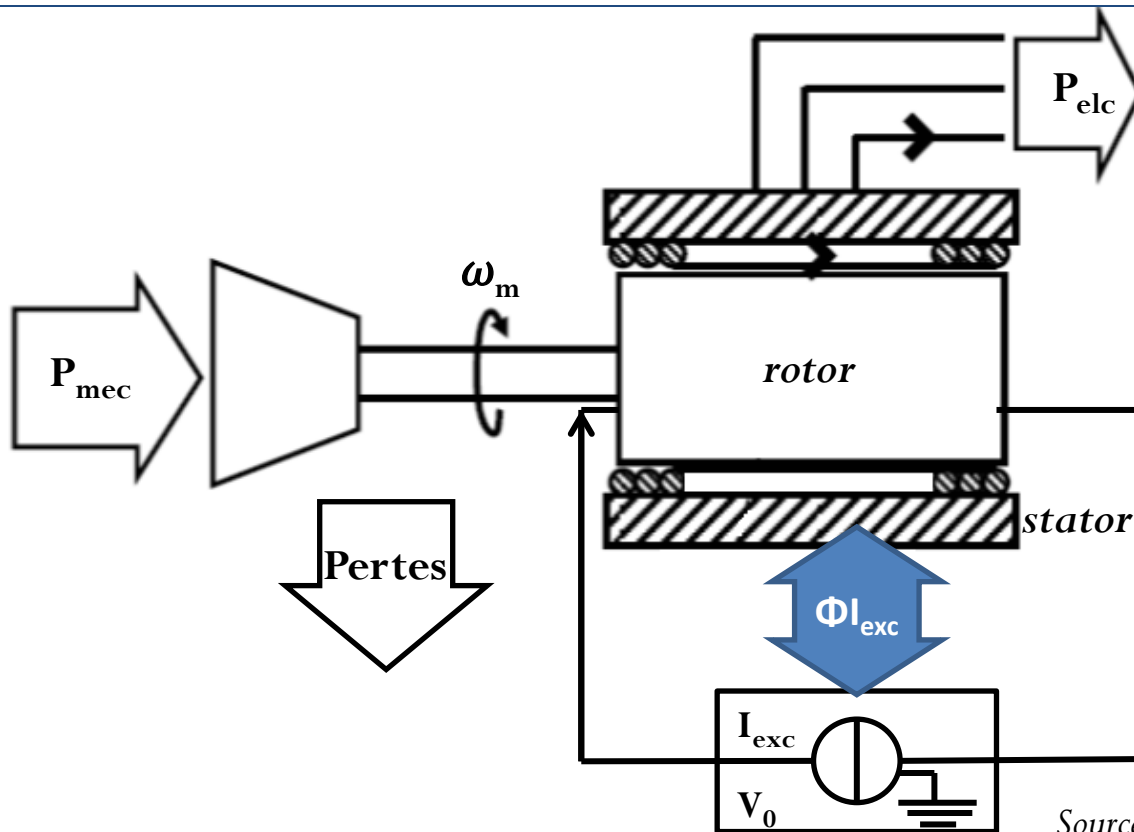
- Principaux résultats :
  - La **pénétration du renouvelable** entraîne :
    - Le **doublement**, voire **triplement**, de la **capacité installée**,
    - La nécessité de disposer d'**actifs flexibles** (fossile / biomasse) fonctionnant en **extrême-pointe**,
    - L'**inversion** du solde des **échanges** d'électricité,
    - Une **hausse des coûts**,
    - La **dégradation** des **réserves cinétiques**
  - Rôle des **moyens de flexibilité**, en 1<sup>er</sup> lieu **demande** et **imports/exports**
  - La **décentralisation** de la production **réduit les besoins en réseau**
- Méthodologie développée :
  - Capturer les **éléments dimensionnants des systèmes électriques**
  - **Réconcilier le court-terme** de la dynamique de ces systèmes (phénomènes transitoires) avec le **long-terme de la prospective**
  - 2 indicateurs proposés :
    - **Indicateur cinétique** : Stock d'énergie emmagasinée dans les machines tournantes pour faire face à un déséquilibre offre-demande
    - **Indicateur de synchronisme** : Le système revient naturellement au synchronisme suite à un aléa grâce au couplage entre machines (réseau)

# MERCI POUR VOTRE ATTENTION

## Références :

- Thèse de Mathilde Drouineau « *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique* » (2011)
  - Thèse de Stéphanie Bouckaert « *Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme* » (2013)
  - Article Revue de l'énergie n°627 « *Enjeux d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable en France* » (sept.-oct. 2015)
  - Article Applied Energy 171 « *Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis* » (2016)
  - Soutenance de thèse de Vincent Krakowski prévue en septembre 2016
- 
-

# Importance des énergies cinétiques et magnétiques lors des transitoires

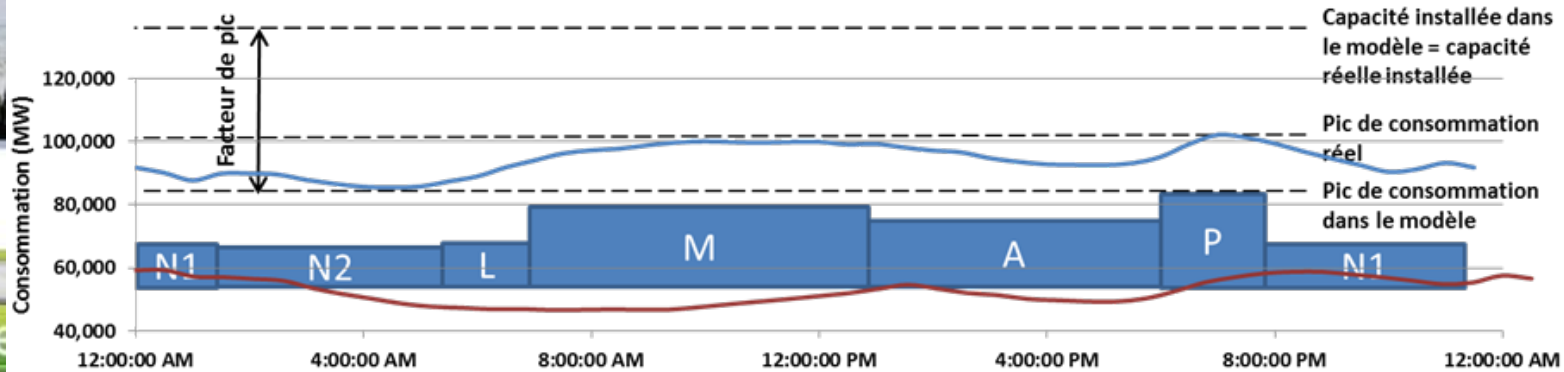


Source : Rebours 2008,  
modifiée par l'auteur

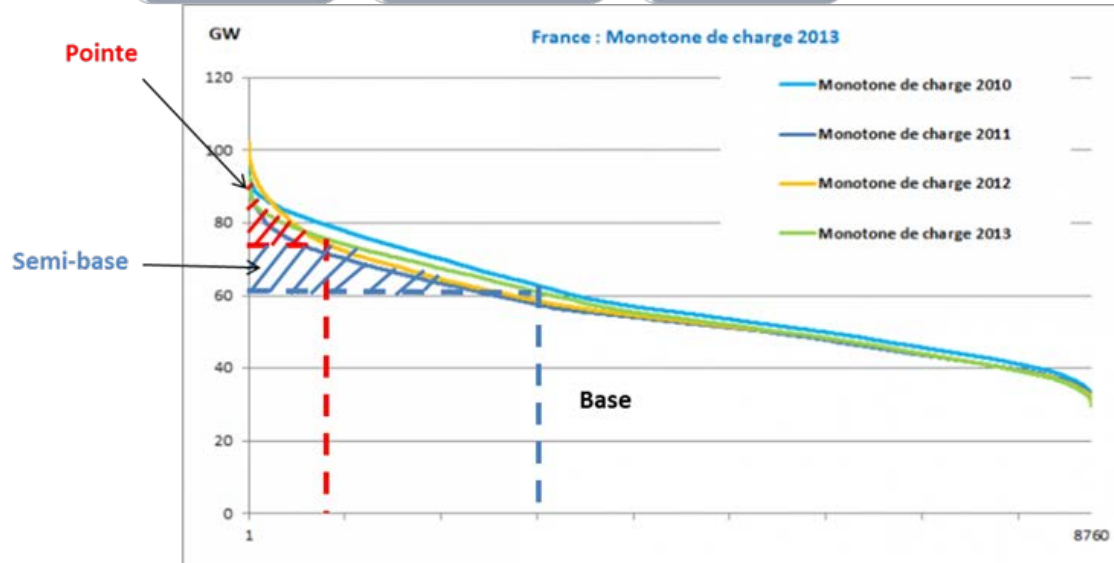
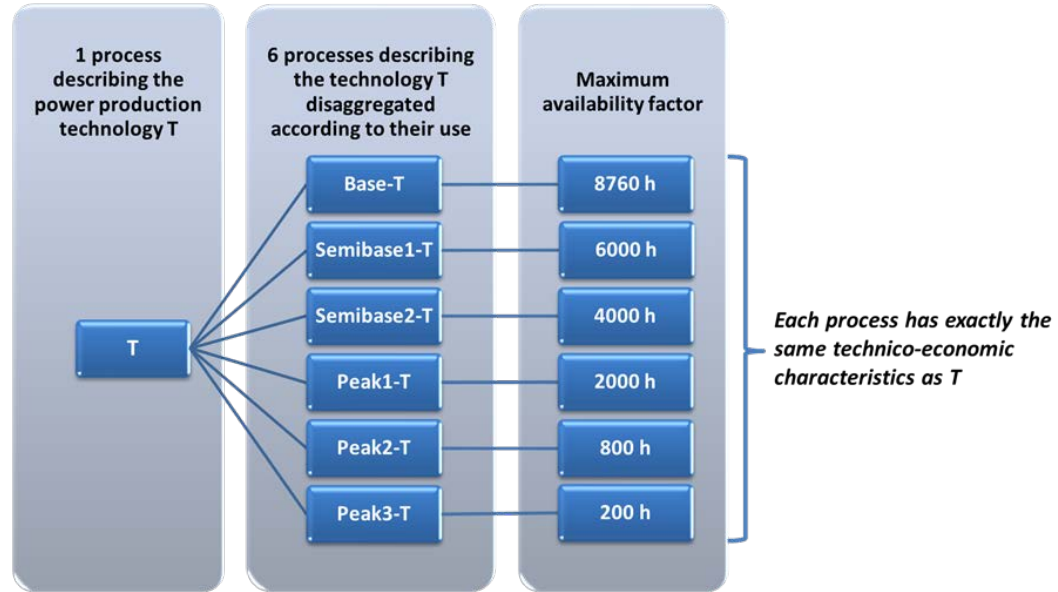
- Equilibre offre-demande pour une machine tournante :

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + \frac{dF}{dt} = P_{mec} - P_{elc} - Pertes$$

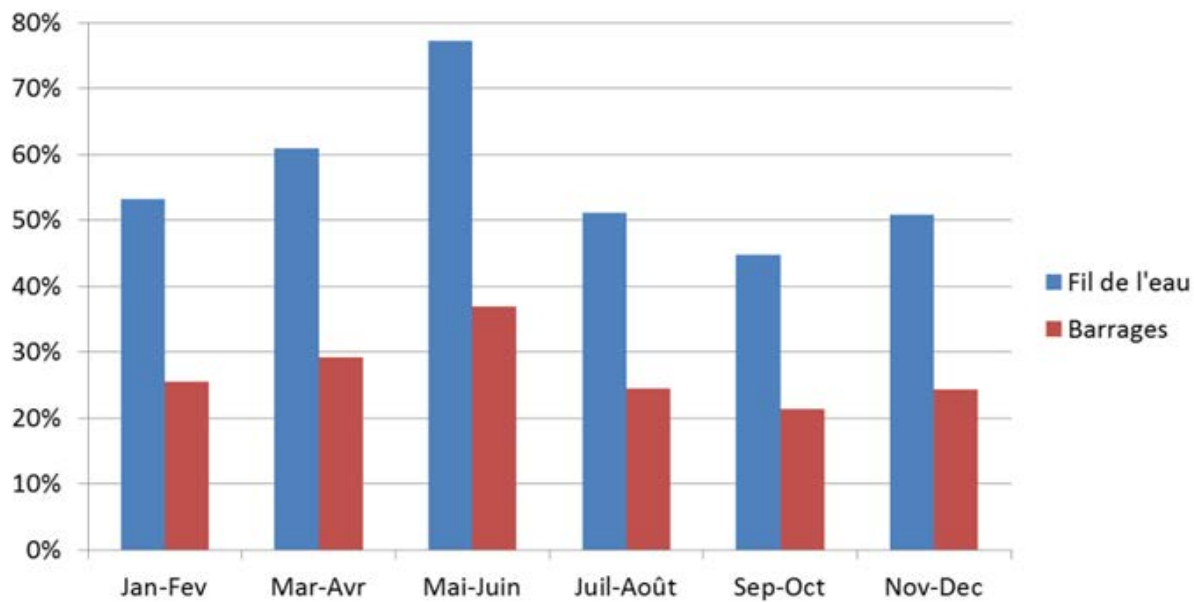
# Illustration du facteur de dimensionnement dans TIMES



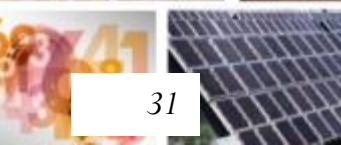
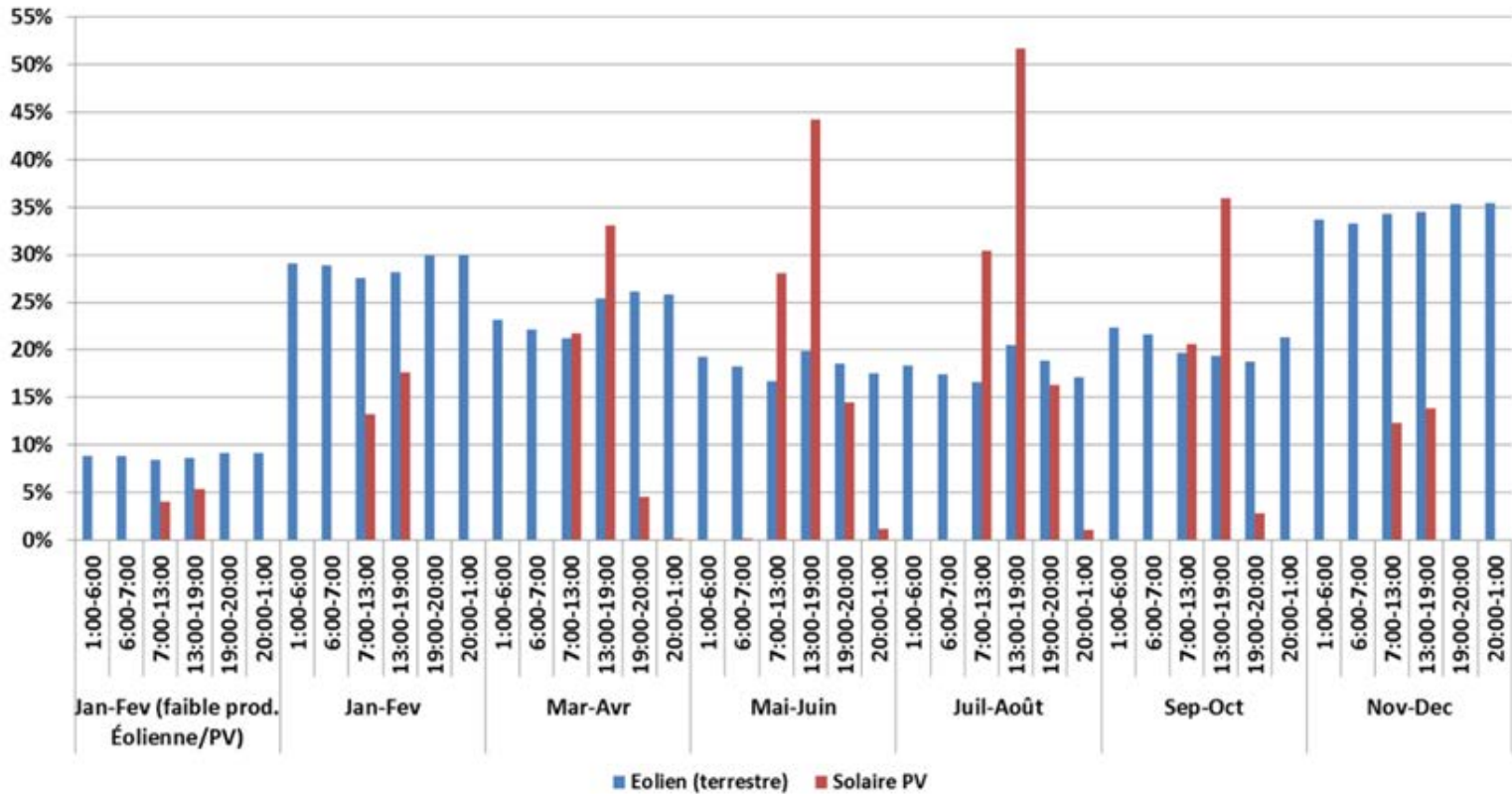
# Illustration de la segmentation des centrales en base, semi-base, pointe, extrême-pointe



# Courbe de production de l'hydraulique



# Courbe de production de l'éolien et du PV



# Hypothèses d'évolution de la consommation électrique et d'élasticité demande-prix



Secteur	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	Agriculture	Energie (hors pertes)	Ferroviaire	VE/VHR	Total (hors pertes)
<b>2012 (TWh)</b>	161	133	117	8.8	24	13	0.1	<b>457</b>
<b>2030 (TWh)</b>	161	145	117	4.0	12	16	7.5	<b>462</b>
<b>2050 (TWh)</b>	161	145	119	4.9	12	22	15	<b>479</b>
<b>Elasticité</b>	-1	-1.3	-0.5	-0.8	0	0	0	NA
<b>Variation max de la demande avec l'élasticité</b>	17%	11%	9%	0%	0%	0%	0%	NA



# Prix des combustibles et valorisation des imports/exports d'électricité



€2012/GJ	2012	2020	2030	2040	2050
<b>Pétrole</b>	14,5	15,9	18,0	20,3	22,5
<b>Gaz</b>	8,6	9,1	9,9	10,7	11,5
<b>Charbon</b>	2,6	3,0	3,1	3,3	3,4
<b>Uranium enrichi</b>	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80
<b>Biomasse solide</b>	5,55	5,78	6,06	6,35	6,63
<b>Biogaz</b>	8,50	8,85	9,28	9,72	10,15
<b>Déchets municipaux et industriels</b>	0	0	0	0	0

	2012	2050
<b>Importations (€/MWh)</b>	47	94
<b>Exportations (€/MWh)</b>	44	44

# Potentiels et facteurs de charge des différentes technologies renouvelables, du stockage, de l'effacement et des interconnexions



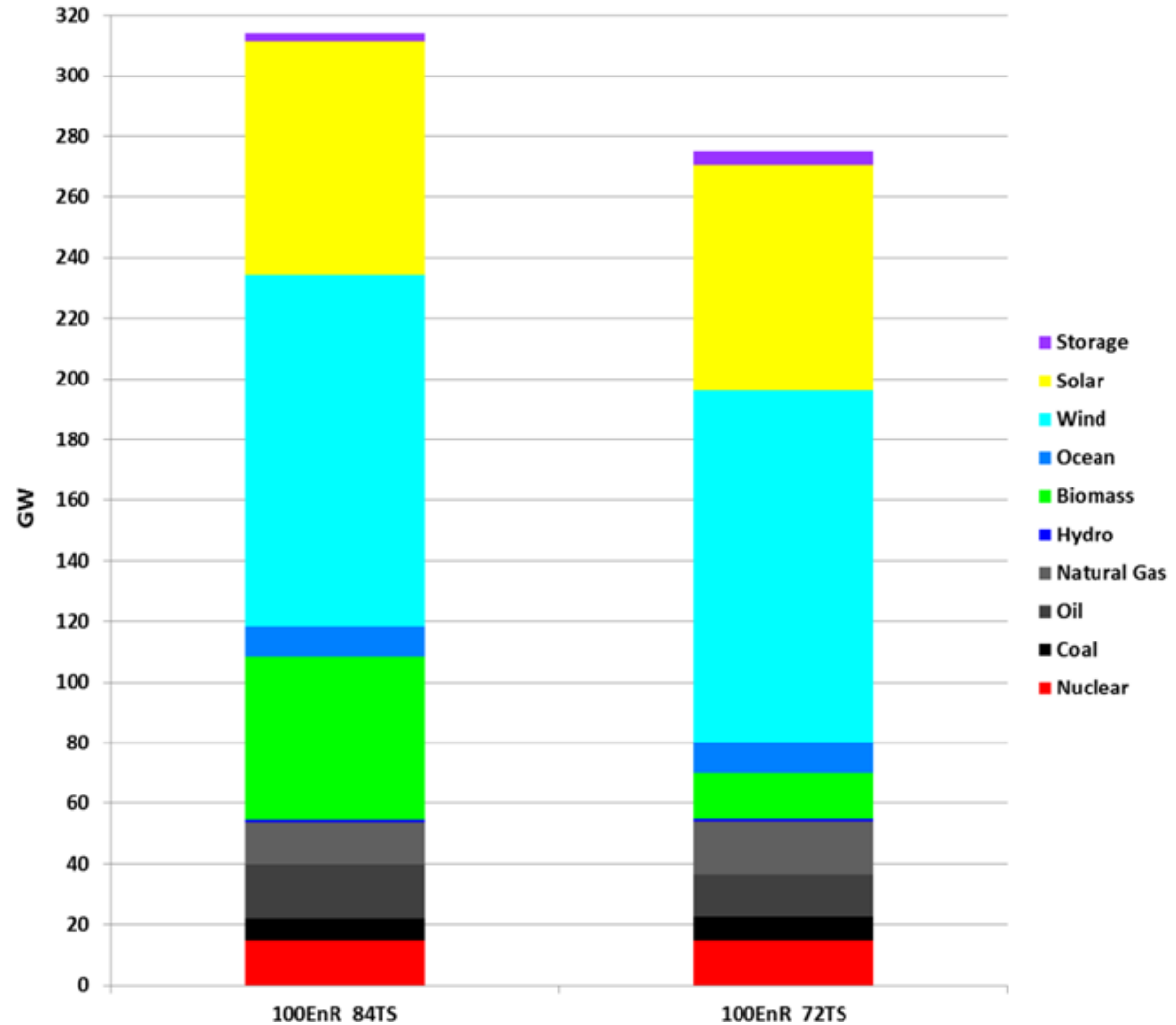
Technologie	Potentiel en 2030	Potentiel en 2050	Disponibilité maximale
<b>Eolien terrestre</b>	34 GW	40 GW	23%
<b>Eolien en mer</b>	12 GW	30 GW	40%
<b>Solaire PV</b>	33 GW	65 GW	14%
<b>Hydrolien</b>	1 GW	3 GW	40%
<b>Houlomoteur</b>	0,2 GW	10 GW	40%
<b>Biomasse solide</b>	13,8 TWh	15,1 TWh	Dépend de la technologie utilisée pour produire de l'électricité
<b>Biogaz</b>	14,3 TWh	15,1 TWh	
<b>Déchets municipaux</b>	12,8 TWh	13,9 TWh	
<b>Géothermie</b>	1,2 TWh	4,6 TWh	85%
<b>Barrage Hydraulique</b>	Pas d'évolution de la production		23%
<b>Fil de l'eau</b>	Pas d'évolution de la production		48%
<b>STEP</b>	1 GW	1.5 GW	NA
<b>AA-CAES</b>	0.5 GW	0.5 GW	NA
<b>Autres moyens de stockage</b>	1 GW	3 GW	NA
<b>Effacement infra-horaire</b>	2,5% de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire	10% de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire	NA
<b>Effacement infra-journalier</b>	2.5% de la consommation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 12,5% de celle des VE/VHR	10% de la consommation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 50% de celle des VE/VHR	NA
<b>Capacités d'importation</b>	20 GW	24 GW	84%
<b>Capacités d'exportation</b>	25 GW	29 GW	84%

# Potentiels et facteurs de charge des différentes technologies renouvelables, du stockage, de l'effacement et des interconnexions

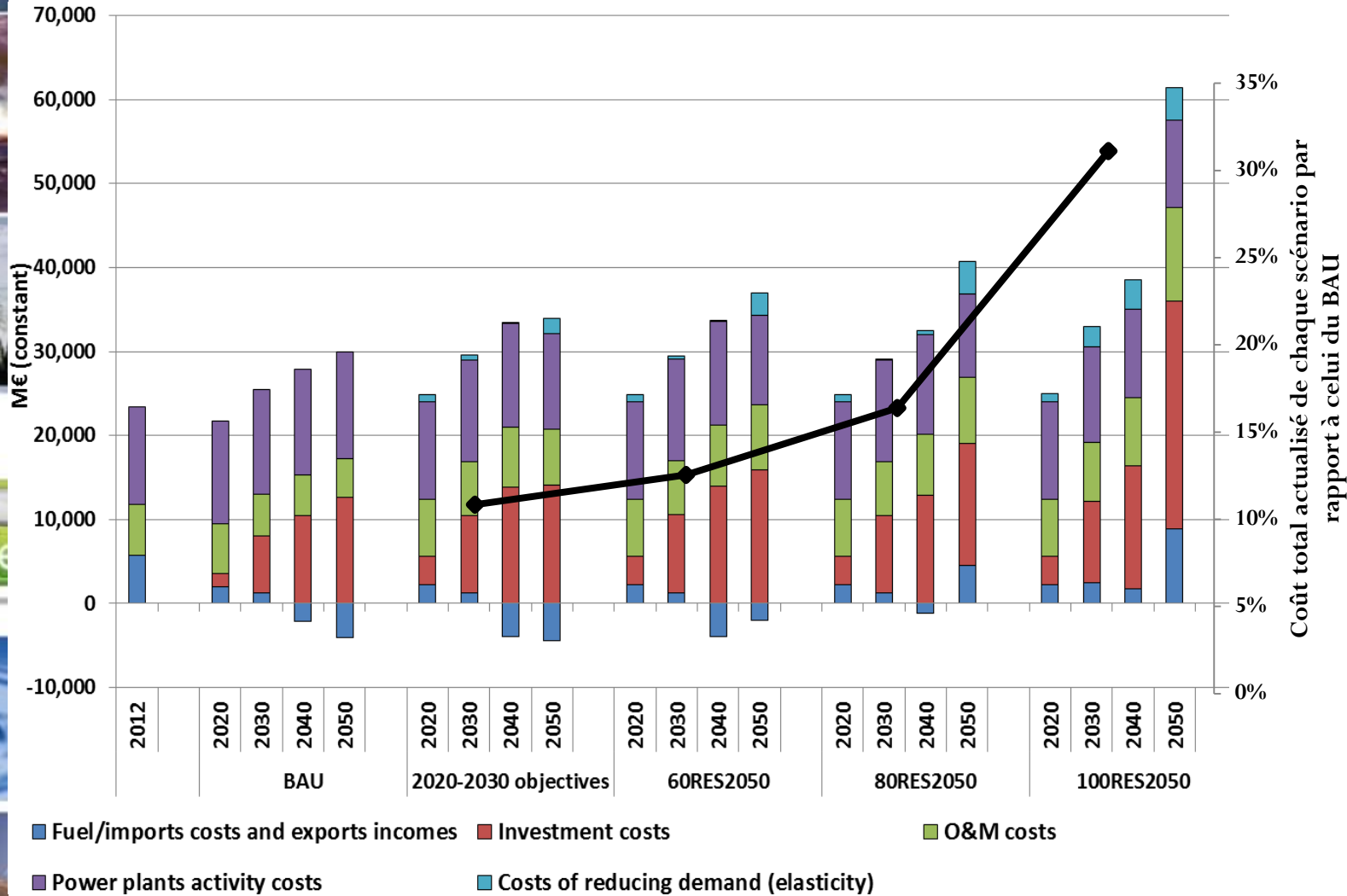


€/2012/kW	2013	2020	2030	2050
<b>Prolongation nucléaire 2ème génération (40 à 60 ans)</b>	488	488	488	488
<b>Nucléaire de 3ème génération</b>	3 707	3 583	3 413	3 098
<b>Nucléaire de 4ème génération</b>	NA	NA	NA	4 448
<b>Charbon</b>	2 100 – 2 655	2 020 – 2 469	1 912 – 2 225	1 712 - 1 817
<b>Charbon CCS</b>	3 592 – 3 946	3 360 – 3 691	3 055 – 3 356	2 477 – 2 774
<b>Cogénération charbon</b>	2 760	2 729	2 698	2 636
<b>Cycle combiné gaz</b>	1 012	971	914	812
<b>Cycle combiné gaz CCS</b>	1 724	1 633	1 512	1 296
<b>Turbine à gaz</b>	614	585	546	475
<b>Turbine diesel</b>	933	933	933	933
<b>Cogénération gaz</b>	1 725 – 5 749	1 224 - 5690	1 184 – 5 632	1103 - 5514
<b>Cogénération pétrole</b>	1 725 – 2 415	1 707 – 2 390	1 689 – 2 365	1 654 – 2 316
<b>Pile à combustible</b>	8 537 – 11 382	7 499 – 9 998	6 232 – 8 309	4 303 – 5 738
<b>Pile à combustible en cogénération</b>	5 174 – 18 397	4 294 – 14 349	3 414 – 10 301	1 654 – 2 206
<b>Hydraulique fil de l'eau</b>	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382	3 366 – 4 382
<b>Barrage hydraulique</b>	2 850	2 850	2 850	2 850
<b>Biomasse</b>	3 697 – 3 902	3 337 – 3 754	2 881 – 3 552	2 149 – 3 181
<b>Biomasse CCS</b>	7 094	6 546	5 836	4 638
<b>Cogénération biomasse</b>	4 944 – 5 979	4 701 – 5 697	4 457 – 5 416	3 970 – 4 853
<b>Cogénération biogaz</b>	5 404 – 9 198	5 349 – 9 104	5 294 – 9 011	5 183 – 8 823
<b>Déchets municipaux (UIOM)</b>	4 268	4 268	4 268	4 268
<b>Cogénération UIOM</b>	3 495	3 460	3 424	3 406
<b>Géothermie</b>	5 907	5 588	5 161	4 403
<b>Houlomoteur</b>	6 000	5 638	4 913	3 887
<b>Hydrolien</b>	5 200	4 900	4 300	3 438
<b>Eolien terrestre</b>	1 500	1 403	1 305	1 110
<b>Eolien en mer</b>	2 590	2 111	1 632	1 425
<b>PV en toiture</b>	3 034	2 220	1 480	1 110
<b>Centrale PV au sol</b>	1 628	1 110	740	518
<b>PHS</b>	2 835	2 835	2 835	2 835
<b>AA-CAES</b>	NA	1 200	1 200	1 200
<b>Other storage</b>	NA	1,500	1,500	1,500
<b>Interconnexion HTCA aérienne (50 km)</b>	34	34	34	34
<b>Interconnexion HTCC enterrée (50 km)</b>	271	271	271	271

# Effet de l'hypothèse peu de vent/solaire et pas d'import lors de la semaine contrainte sur la capacité totale installée

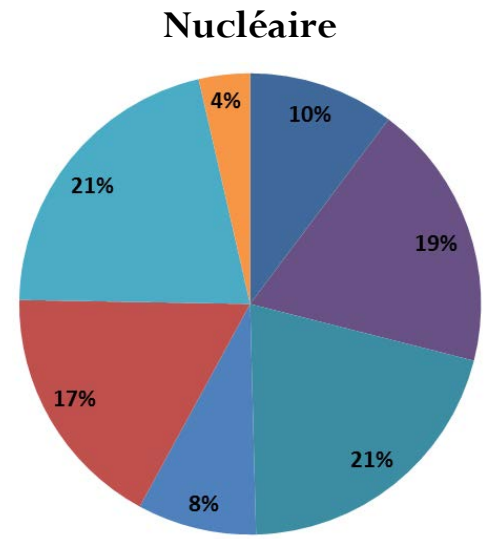
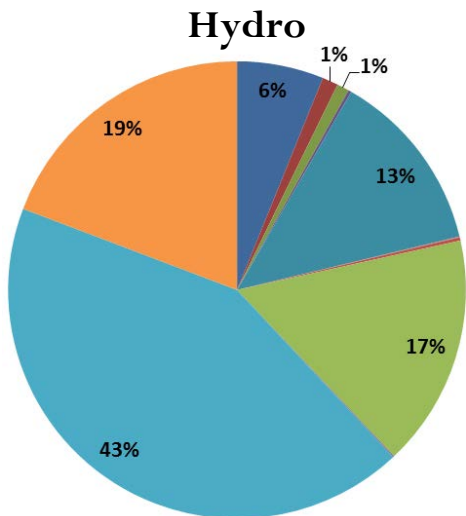
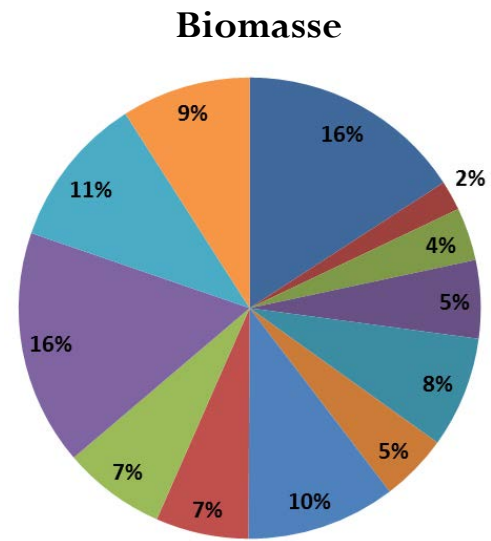
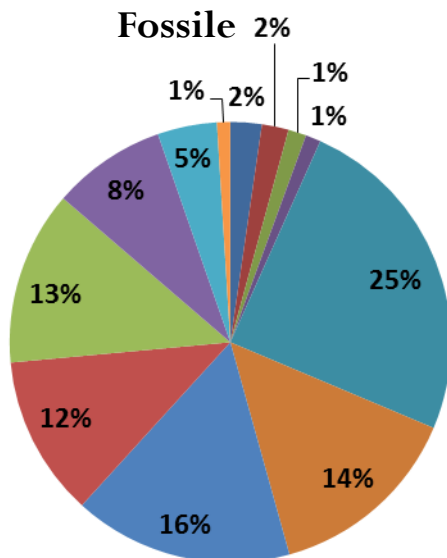


# Augmentation du coût total actualisé avec la pénétration du renouvelable



Coûts totaux actualisés par scénario et évolution des différents types de coût

# Répartition moyens de production par région (1/2)

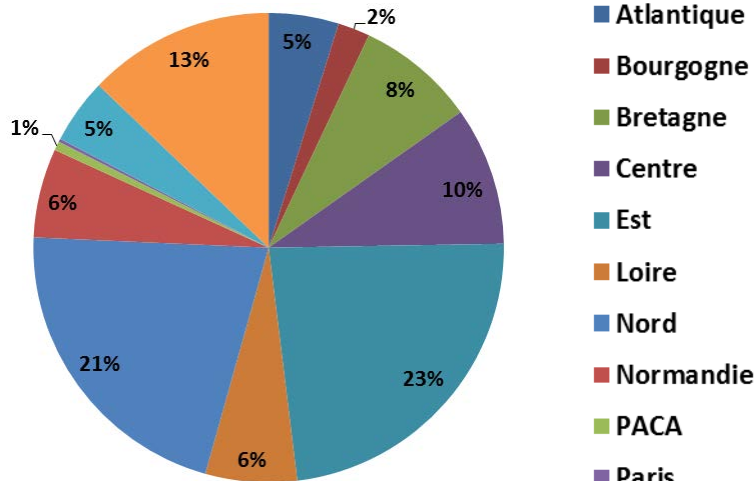


- Atlantique
- Bourgogne
- Bretagne
- Centre
- Est
- Loire
- Nord
- Normandie
- PACA
- Paris
- Rhone
- Sud

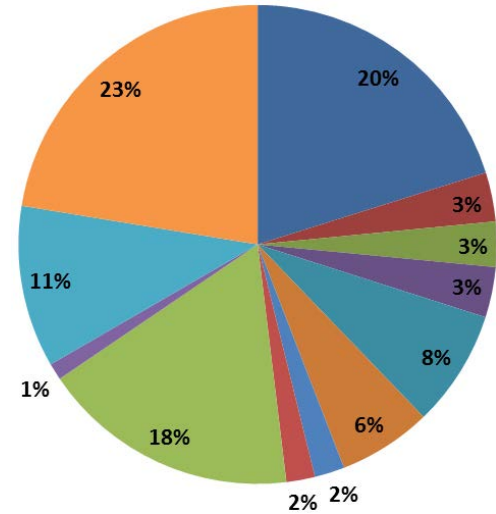
# Répartition moyens de production par région (2/2)



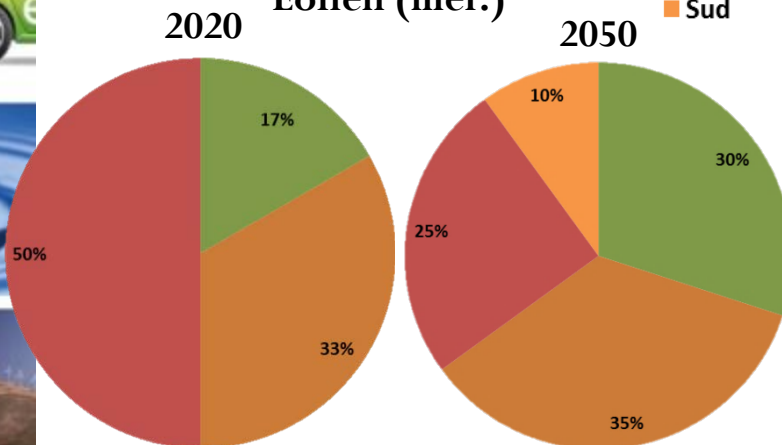
### Eolien (ter.)



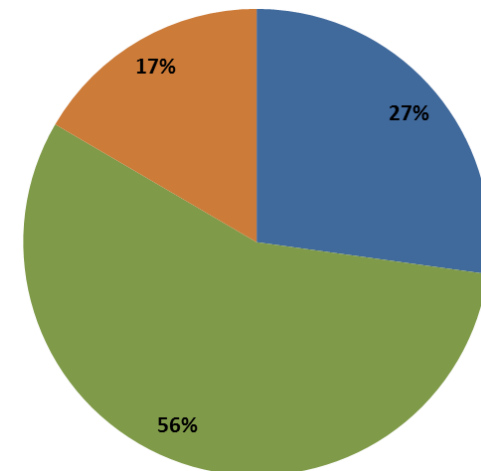
### PV



### Eolien (mer.)



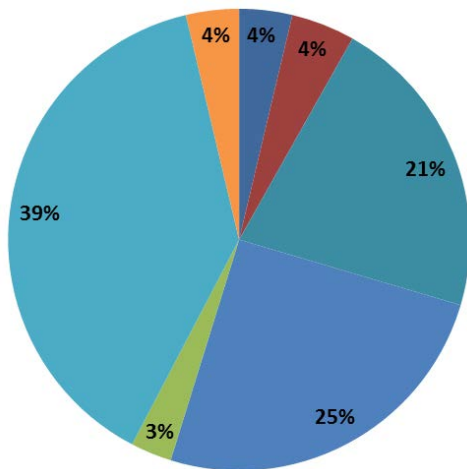
### Waves



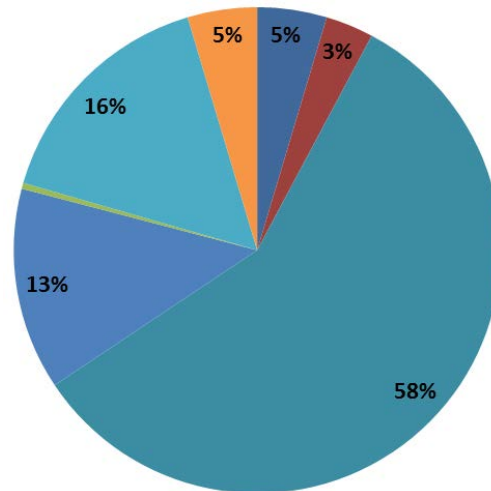
# Répartition imports/exports par région en 2012 et post 2020



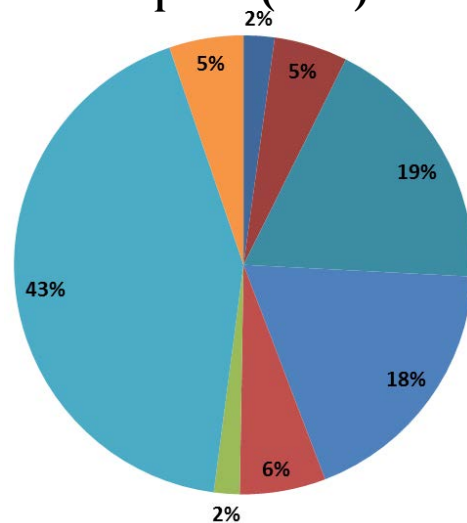
### Exports (2012)



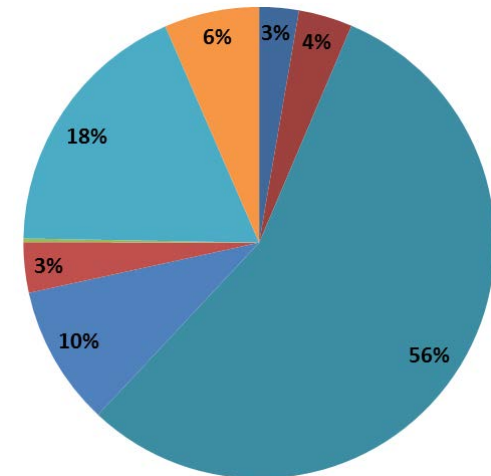
### Imports (2012)



### Exports (2020)



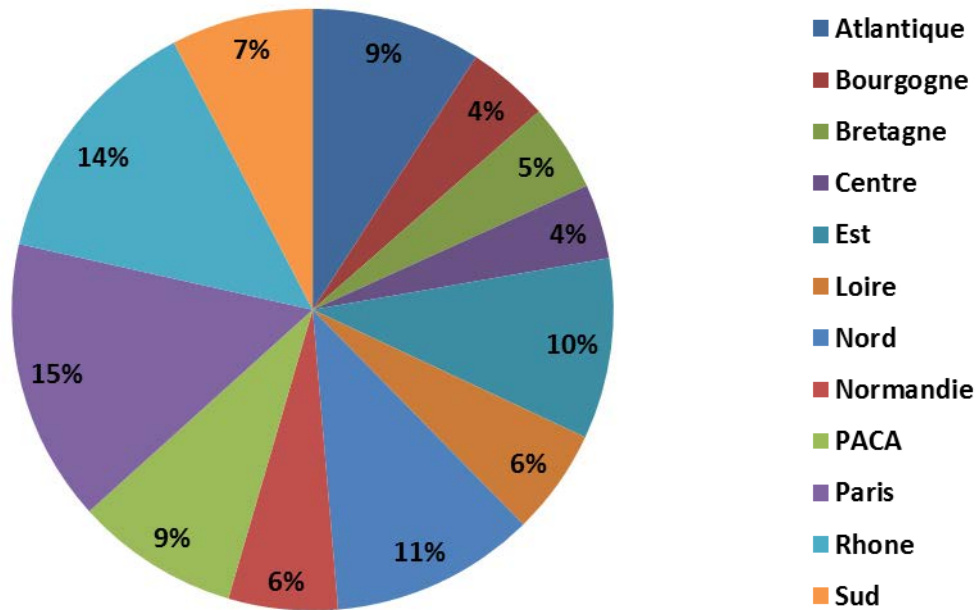
### Imports (2020)



- Atlantique
- Bourgogne
- Bretagne
- Centre
- Est
- Loire
- Nord
- Normandie
- PACA
- Paris
- Rhone
- Sud



# Répartition demande par région

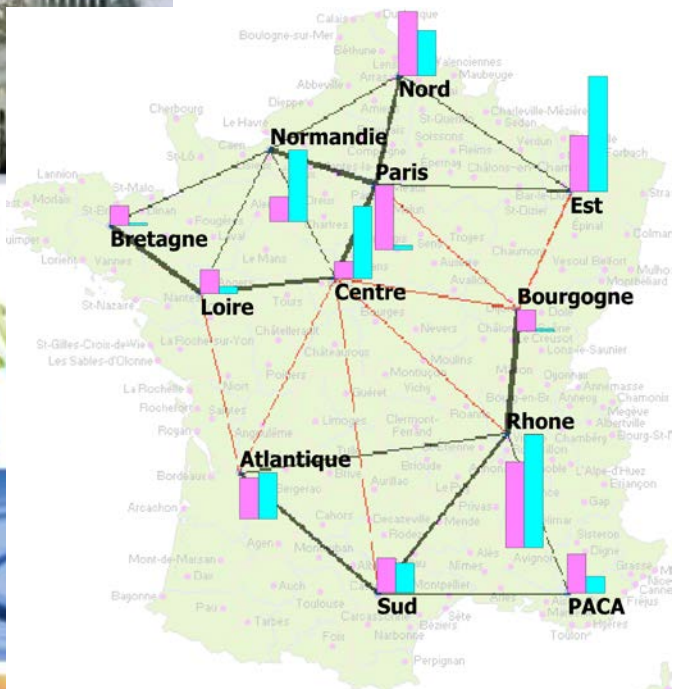


# Evolution de la production nette par région

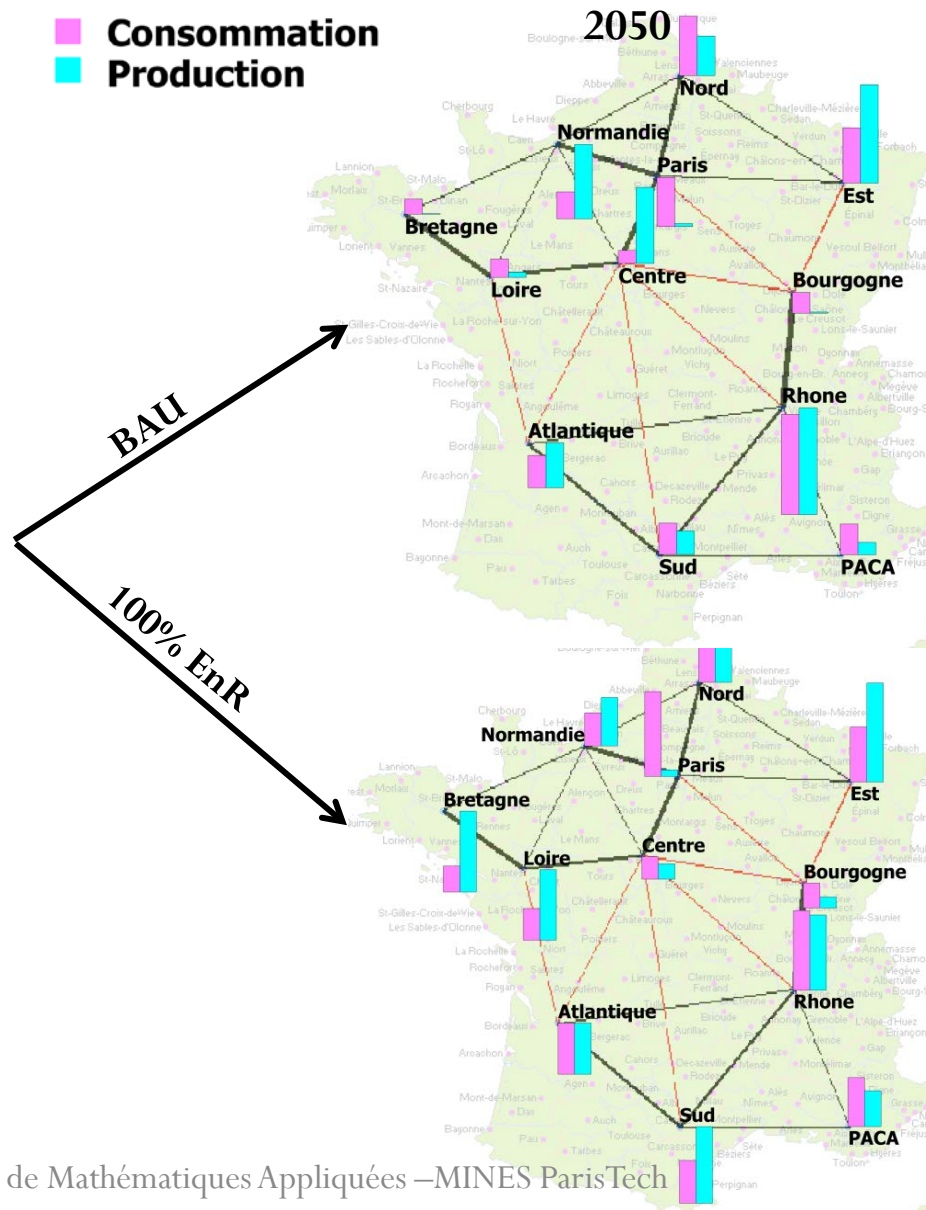


2012

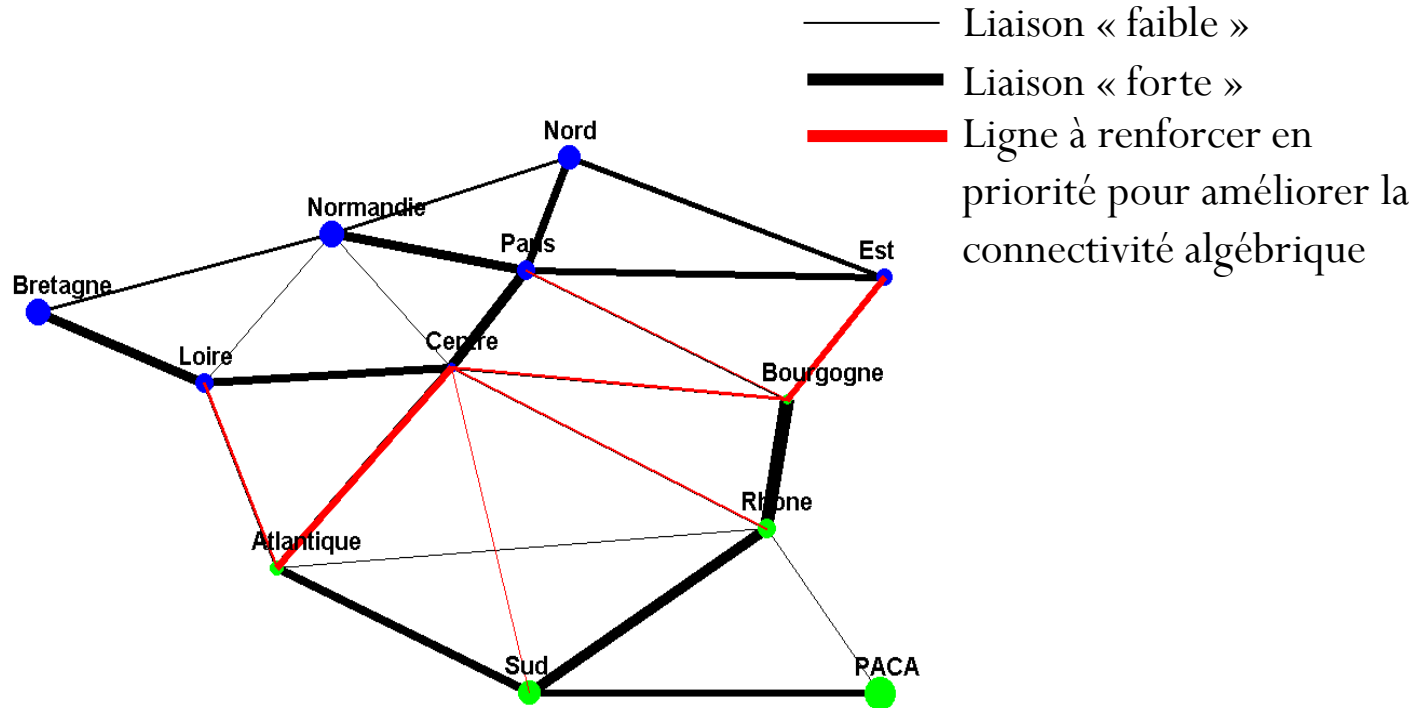
■ Consommation  
■ Production



2050



# Amélioration de l'indicateur de synchronisme : choix des lignes à renforcer

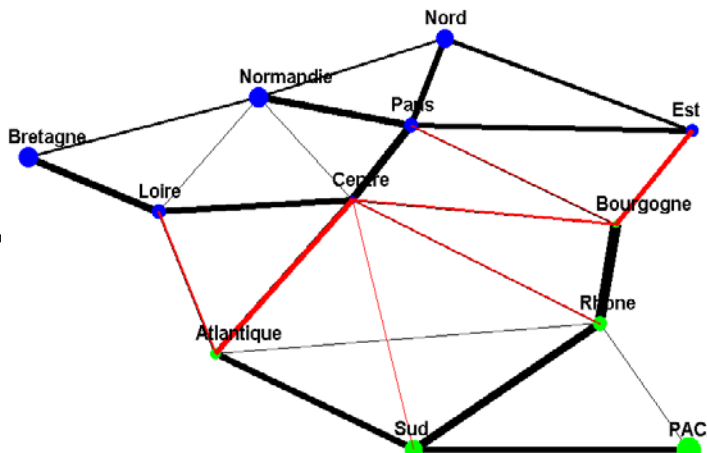


Représentation agrégée à l'échelle régionale du réseau français actuel

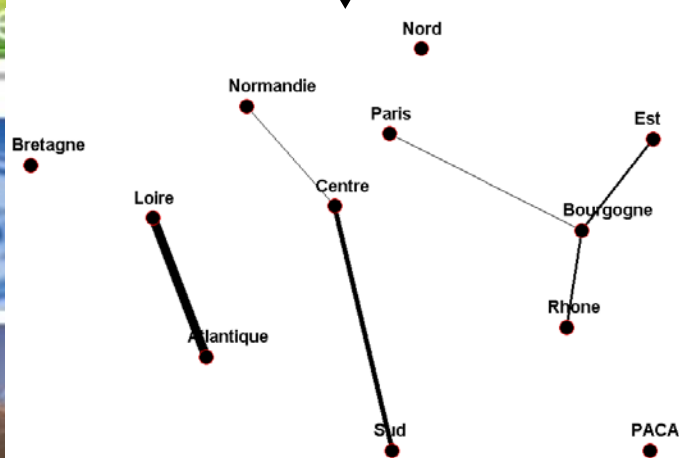
# Renforcements du réseau électrique pour améliorer l'indicateur de synchronisme



## Réseau actuel



### Renforcements BAU



### Renforcements 100% EnR

