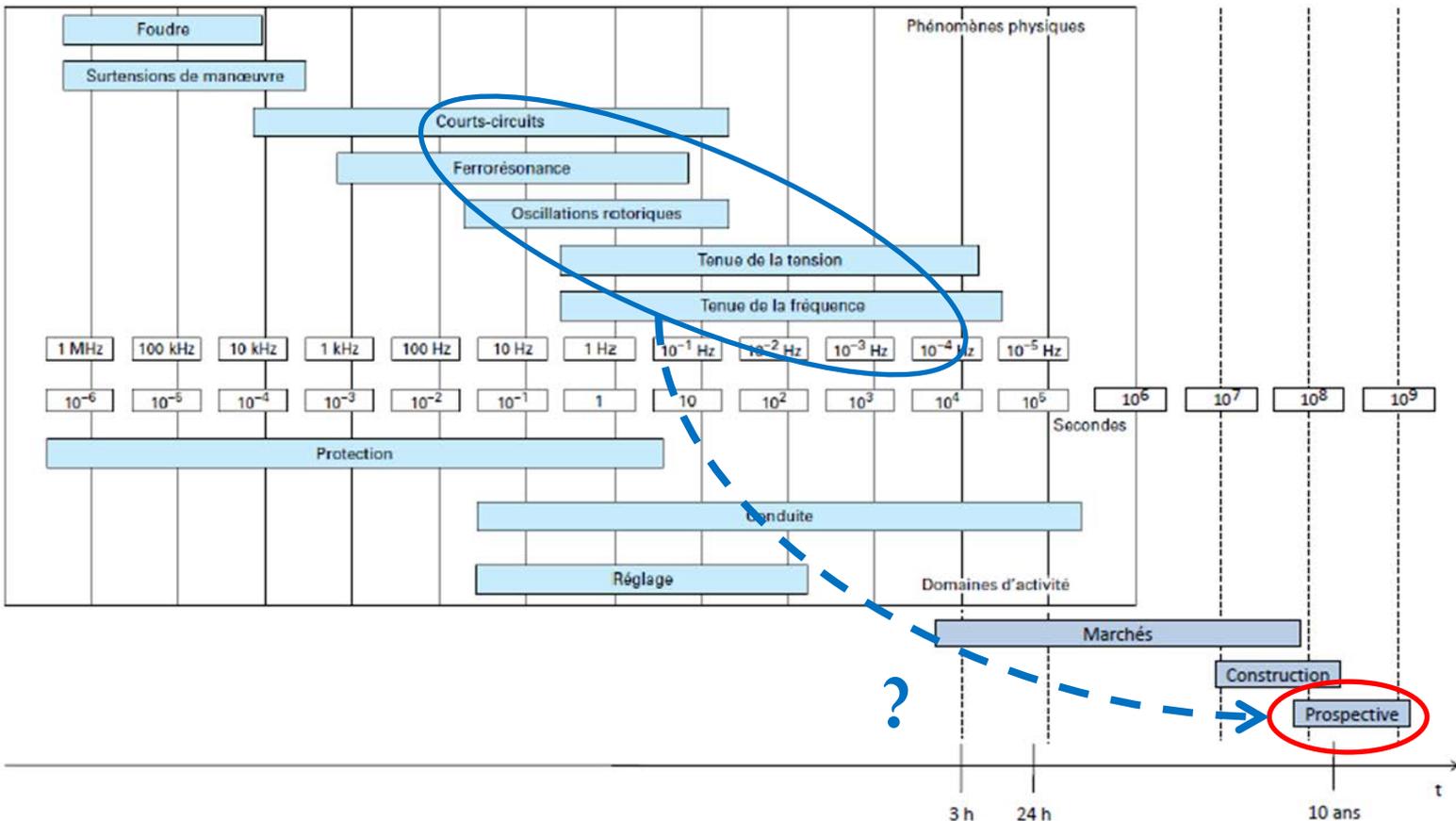


Scénarios de pénétration du renouvelable dans le système électrique français

Séminaire de la chaire modélisation prospective au service du développement durable

13/05/2016

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

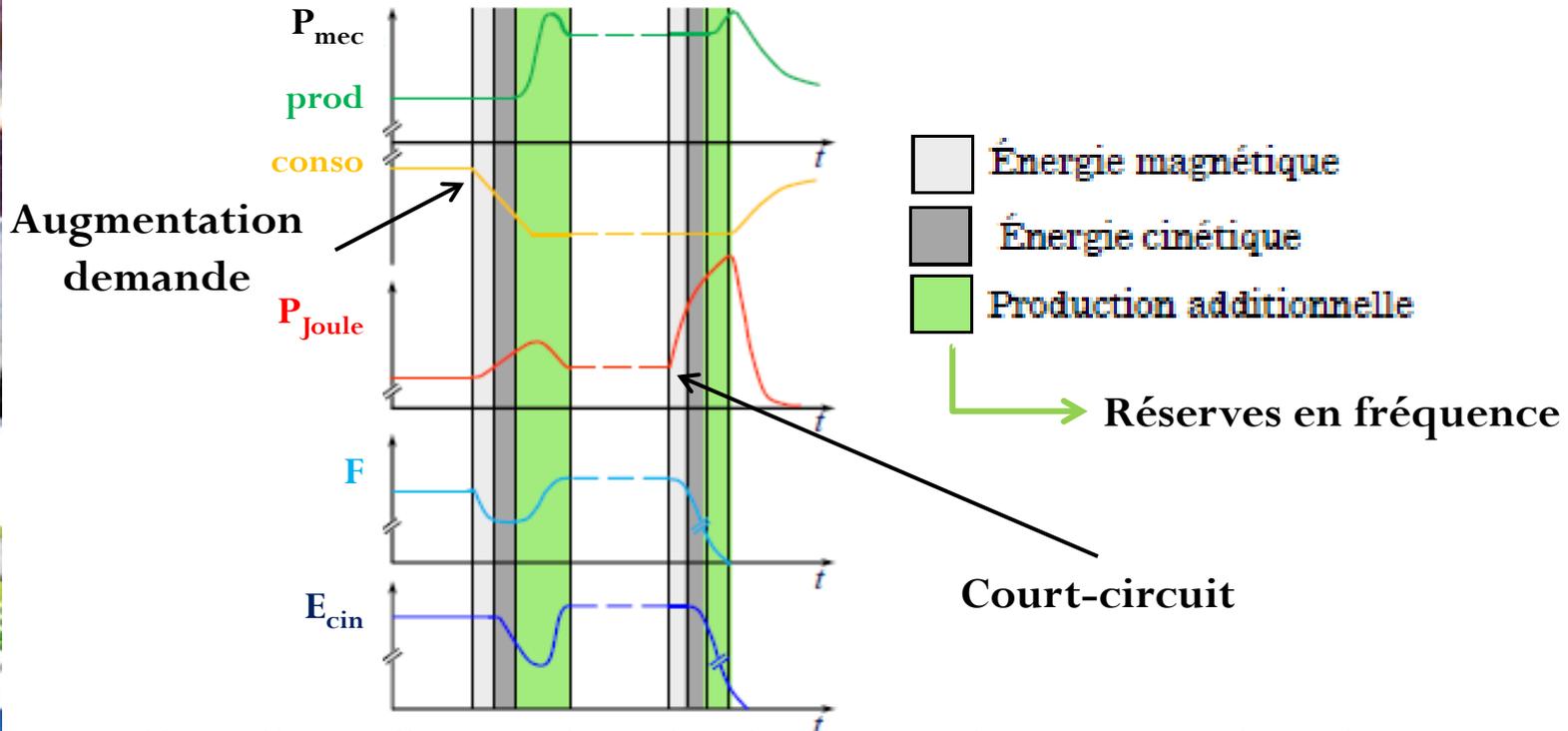
Source : Drouineau 2012, adapté de Meyer 1998

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
 ω : 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



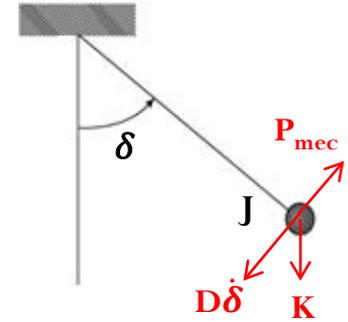
- Glissement de l'angle rotorique :

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

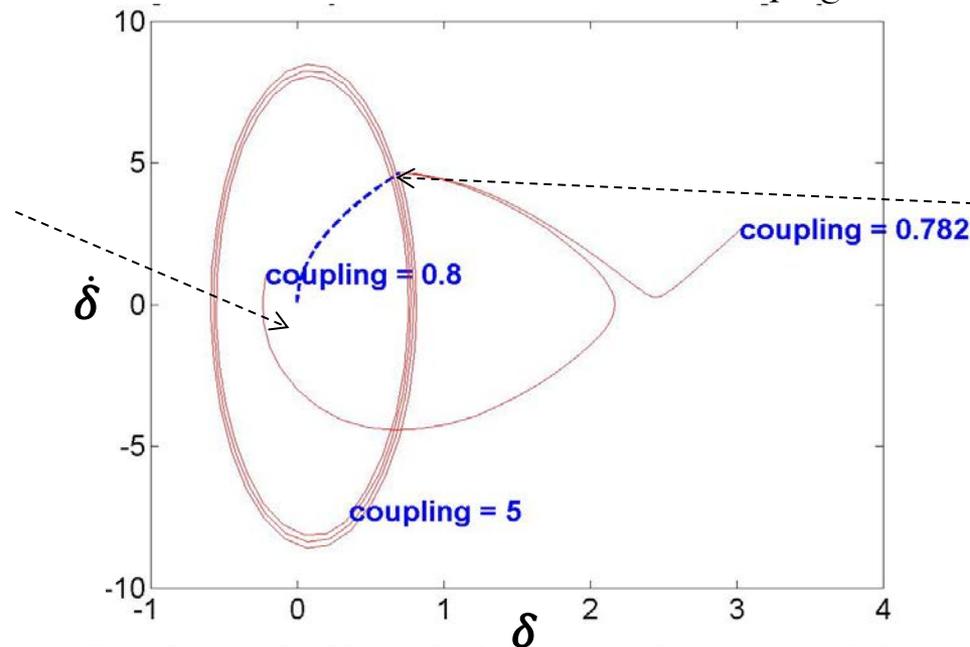
- Pour 1 générateur connecté à un bus infini :

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

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



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



Au bout de ϵ s, le générateur est reconnecté après avoir « glissé ».

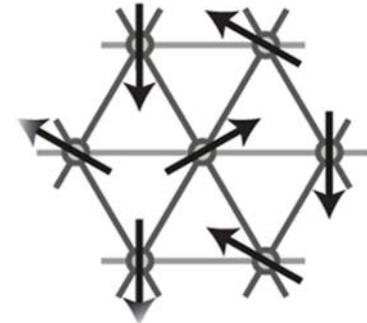
Diagramme de phase de l'angle interne d'une machine tournante connectée à un bus infini, suite à un défaut

Conditions de conservation du synchronisme



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

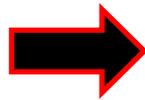
$$(5) \begin{cases} J_i \ddot{\delta}_i + D_i \dot{\delta}_i = P_{g,i} - \sum_j C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \\ D_i \dot{\delta}_i = -P_{c,i} - \sum_j C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \end{cases}$$



P_g : Puissance générée

P_c : Puissance consommée

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



Modèle de Kuramoto du 2nd 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

λ_{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

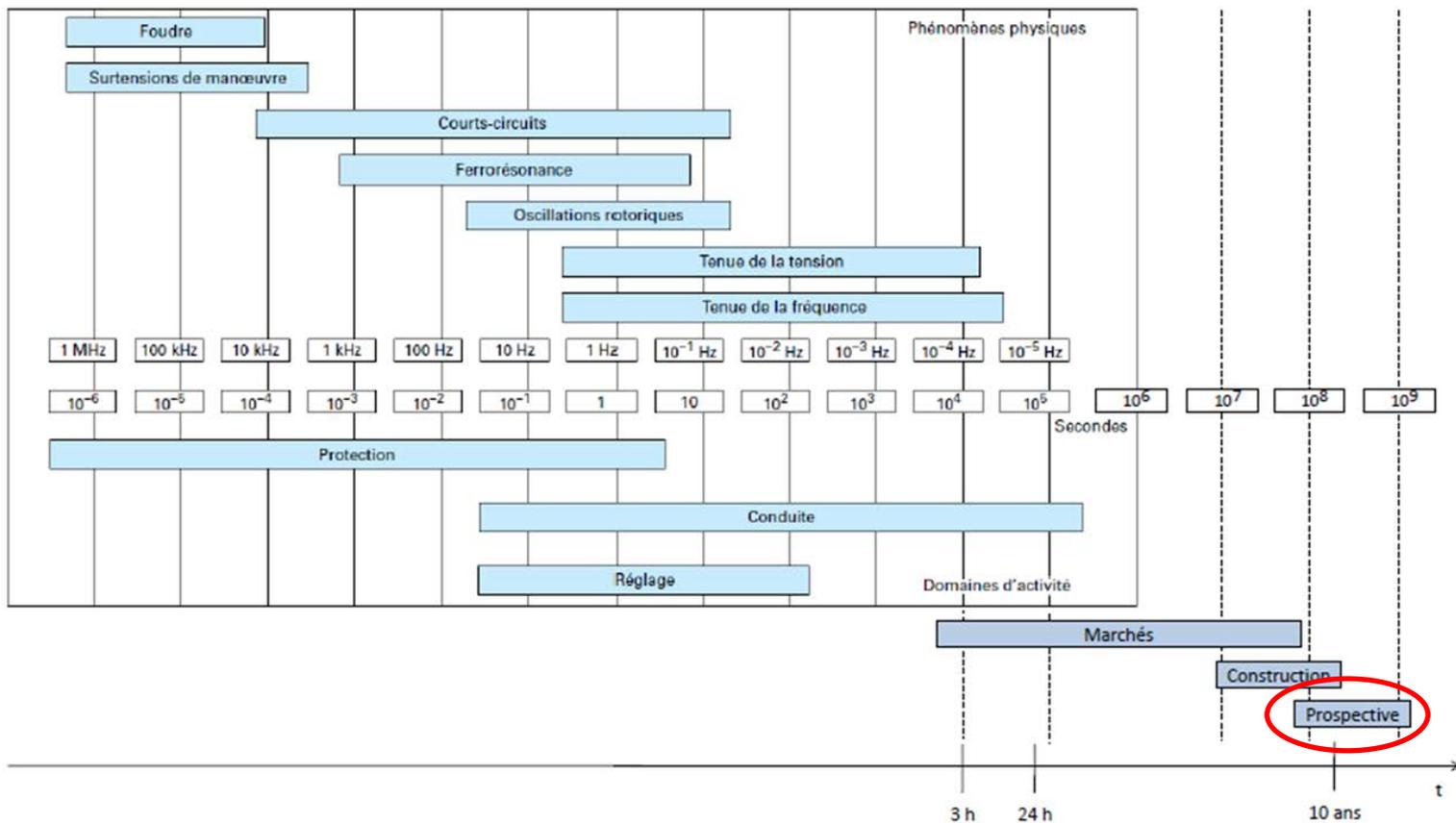
U : Tension du réseau

$\lambda_{2,G}$: 2nd + 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



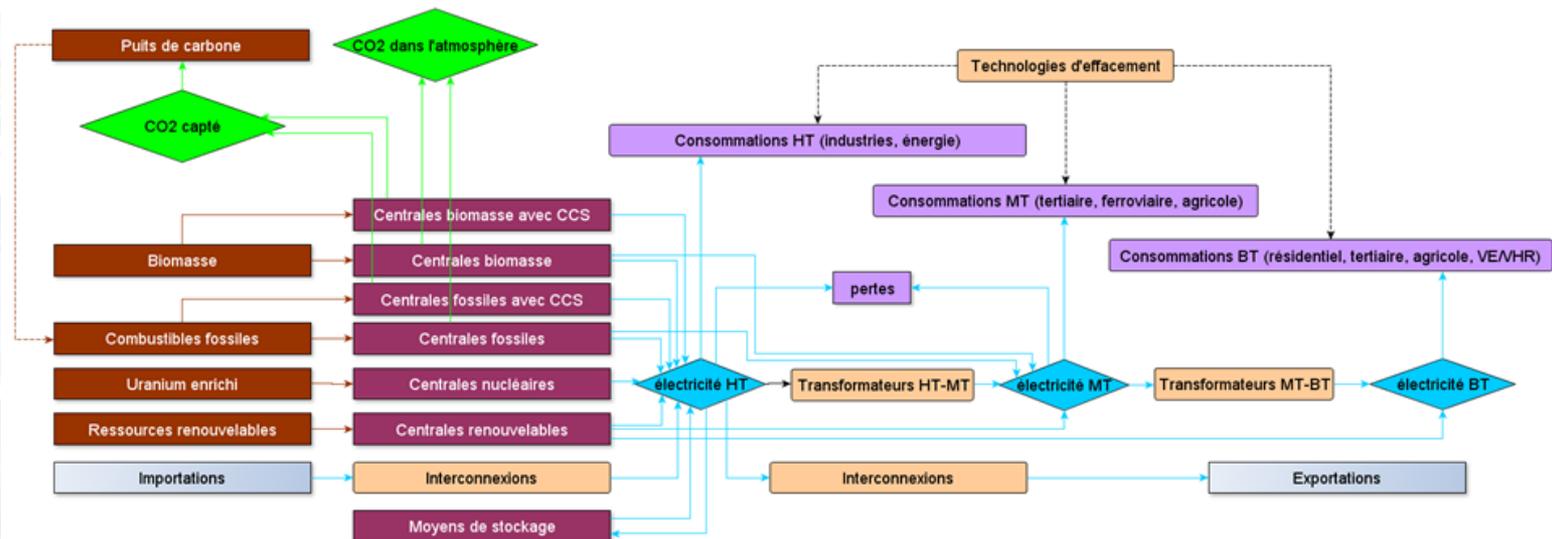
Plan de la présentation

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 CO₂)
- 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



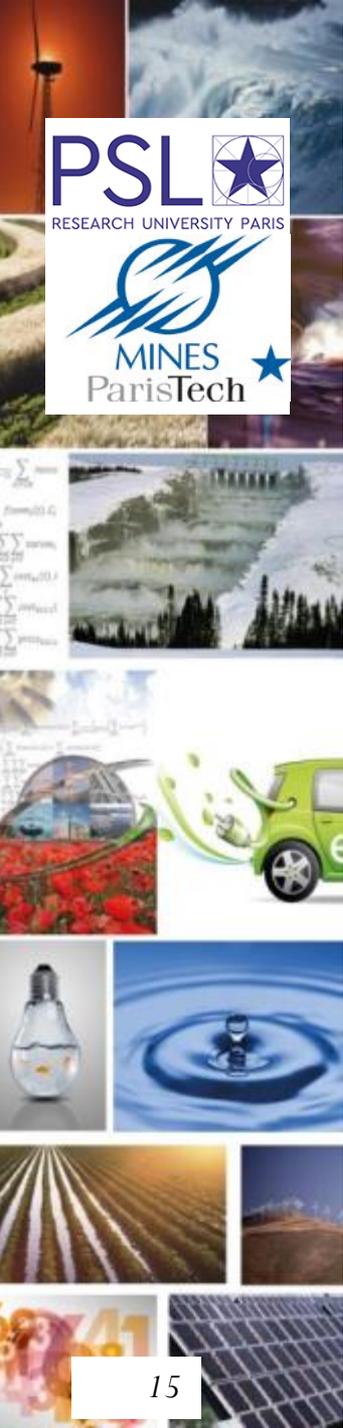
Scénarios	Années	BAU	40RES 2030	60RES 2050	80RES 2050	90RES 2050	100RES 2050
Part max du nucléaire dans le mix	> 2025	NA	50%	50%	50%	50%	50%
Part min du renouvelable dans le mix	2020	NA	27%	27%	27%	27%	27%
	2030	NA	40%	40%	40%	40%	40%
	2035	NA	40%	40%	40%	45%	55%
	2040	NA	40%	40%	50%	60%	70%
	2045	NA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

Loi transition énergétique ←

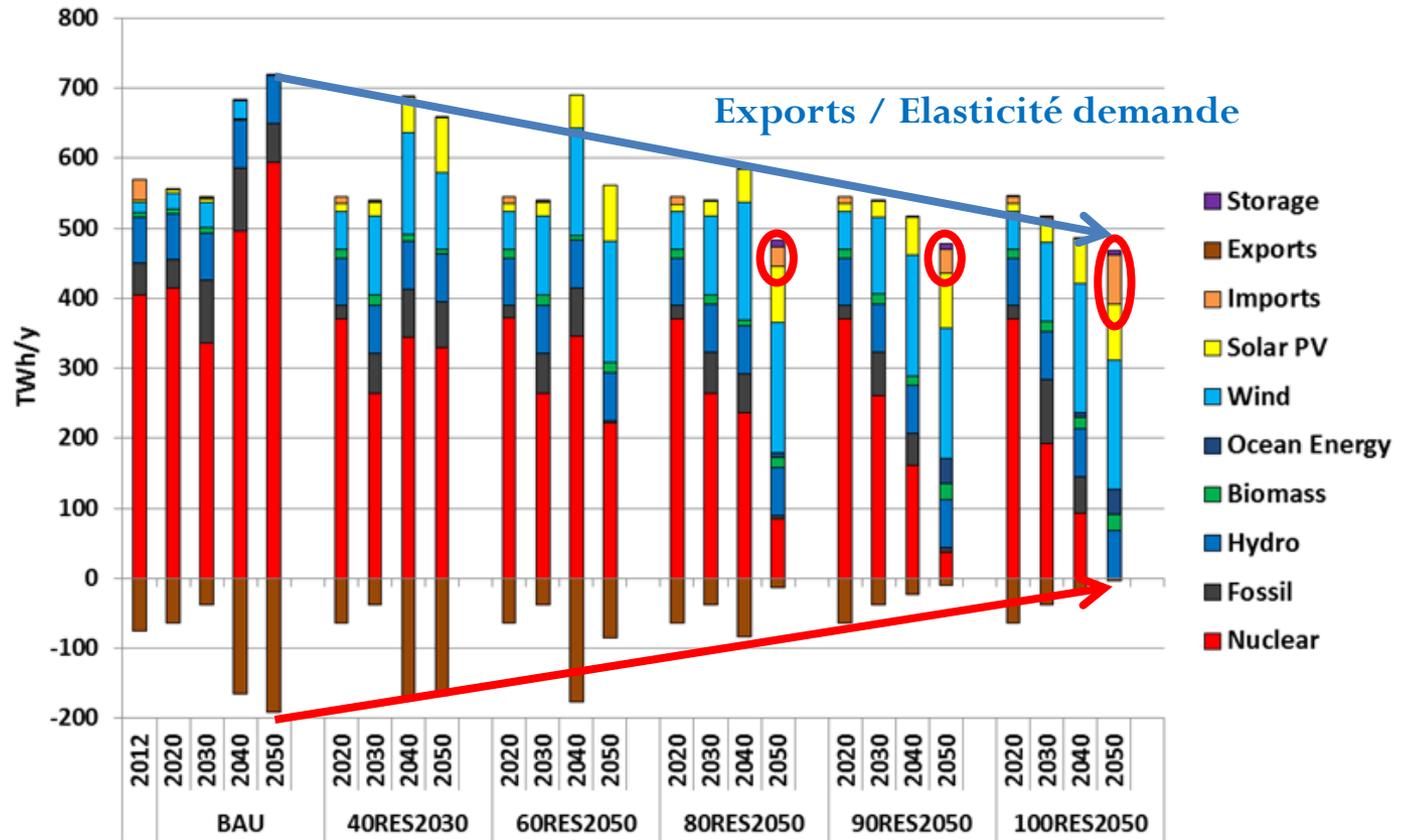
→ Objectifs
pénétration EnR +
ambitieux

Plan de la présentation

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

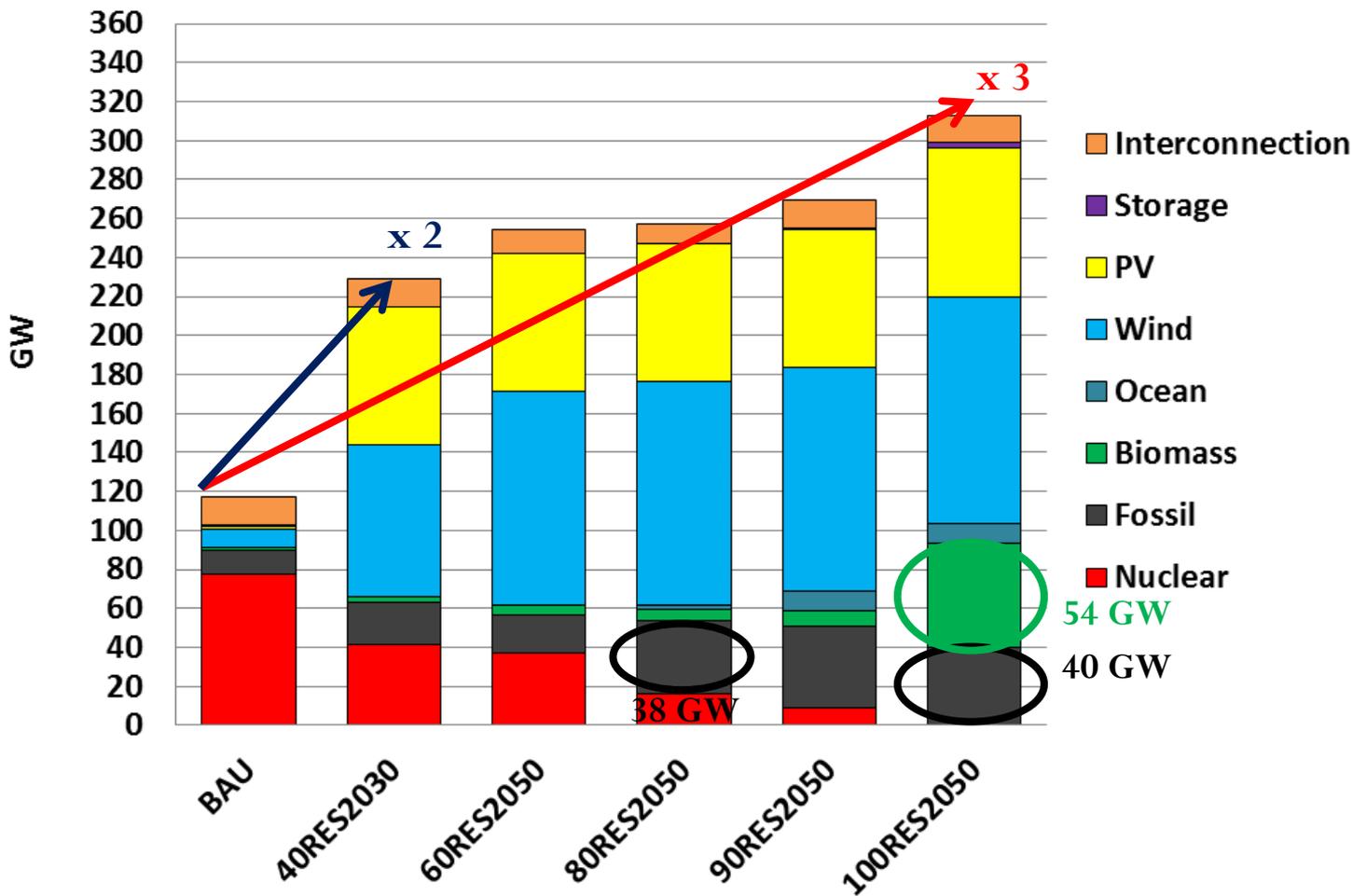


Inversion du solde des échanges et baisse de la demande avec la pénétration du renouvelable



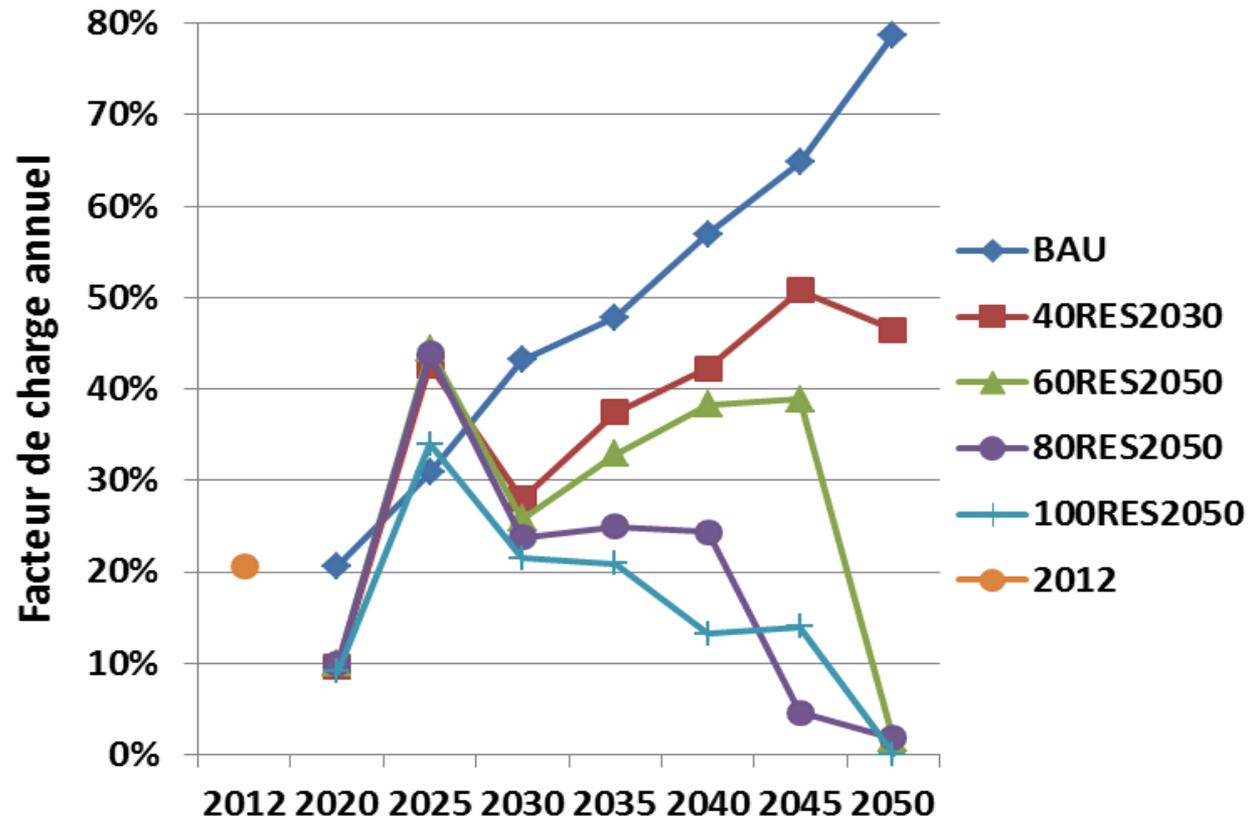
Evolution du mix électrique français entre 2012 et 2050

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



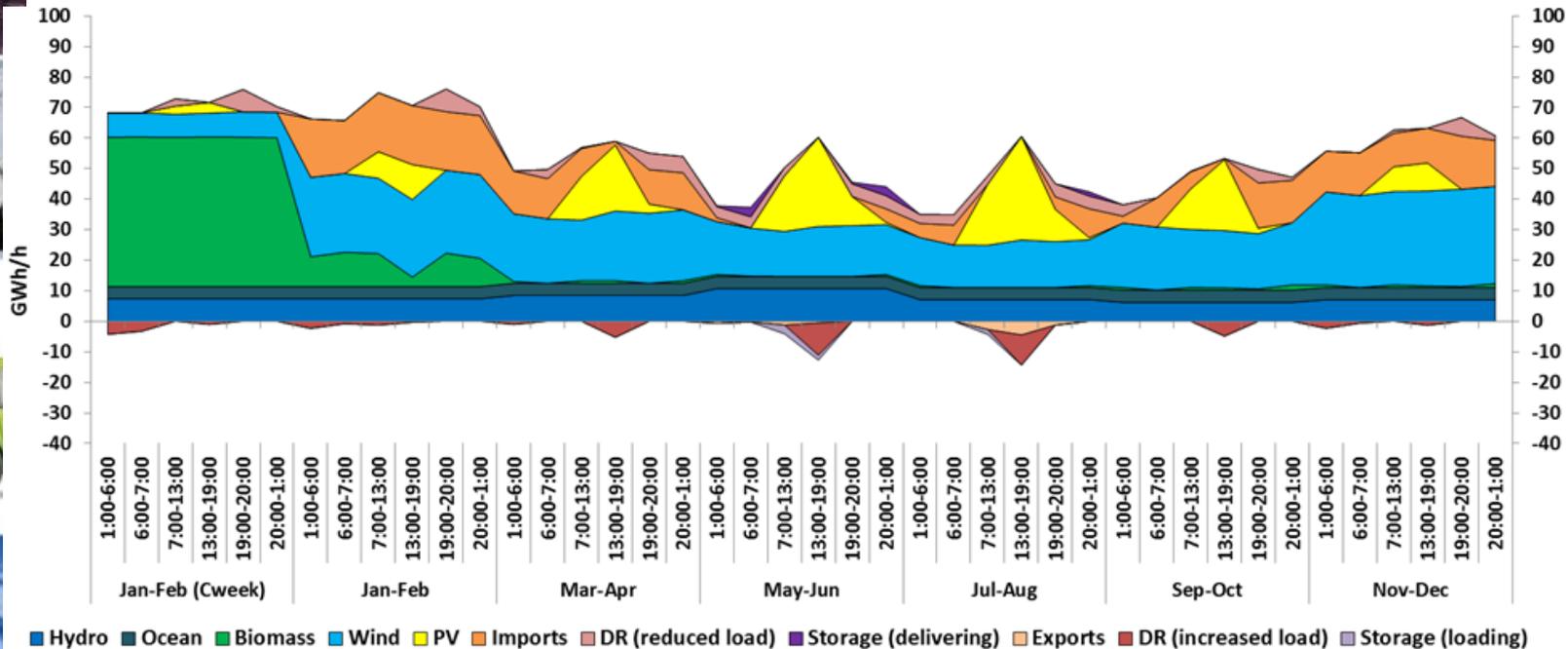
Nouvelles capacités installées entre 2013 et 2050

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

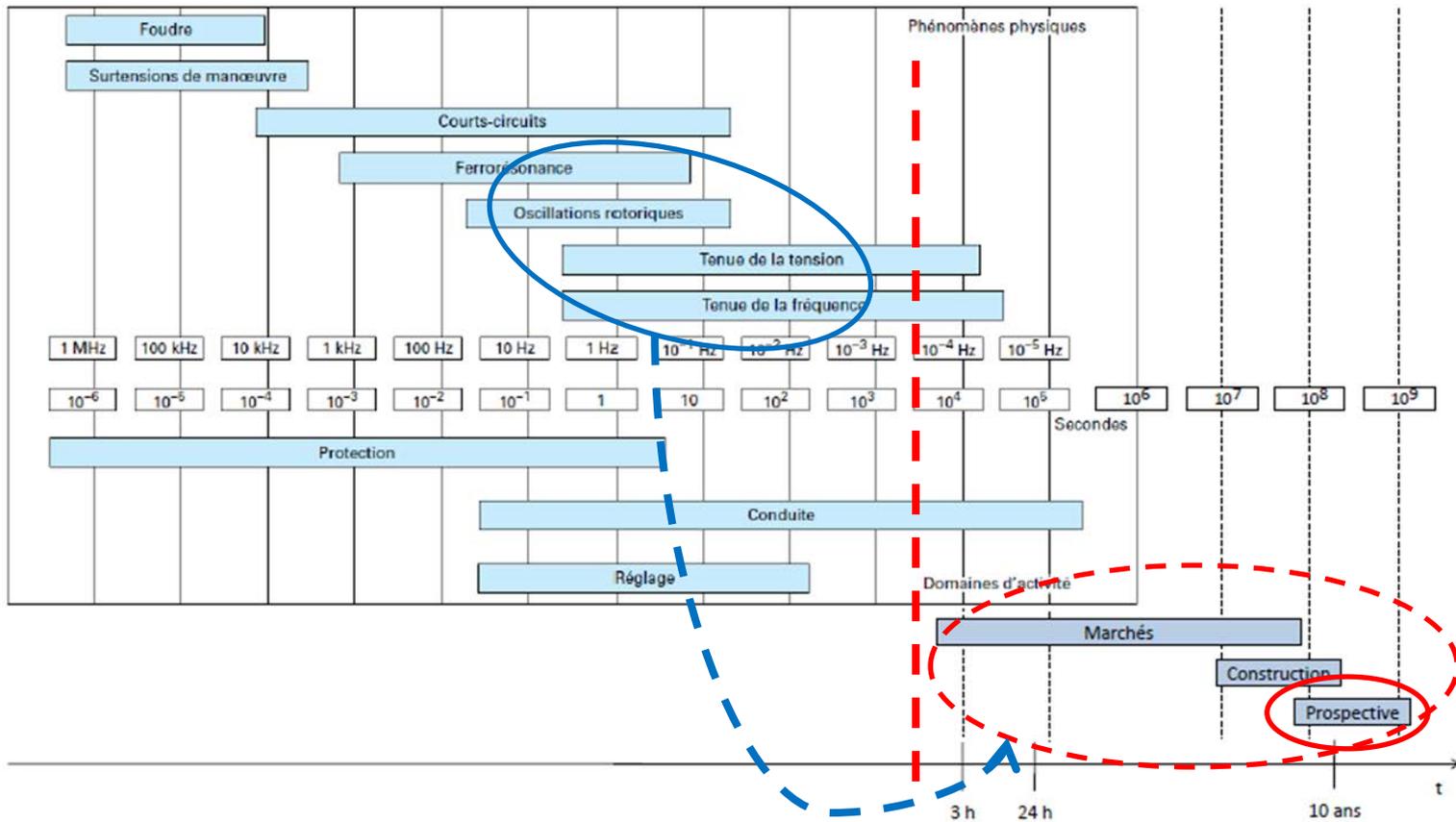
Complémentarité des différents moyens de production et de flexibilité pour l'équilibre offre-demande infra-annuelle



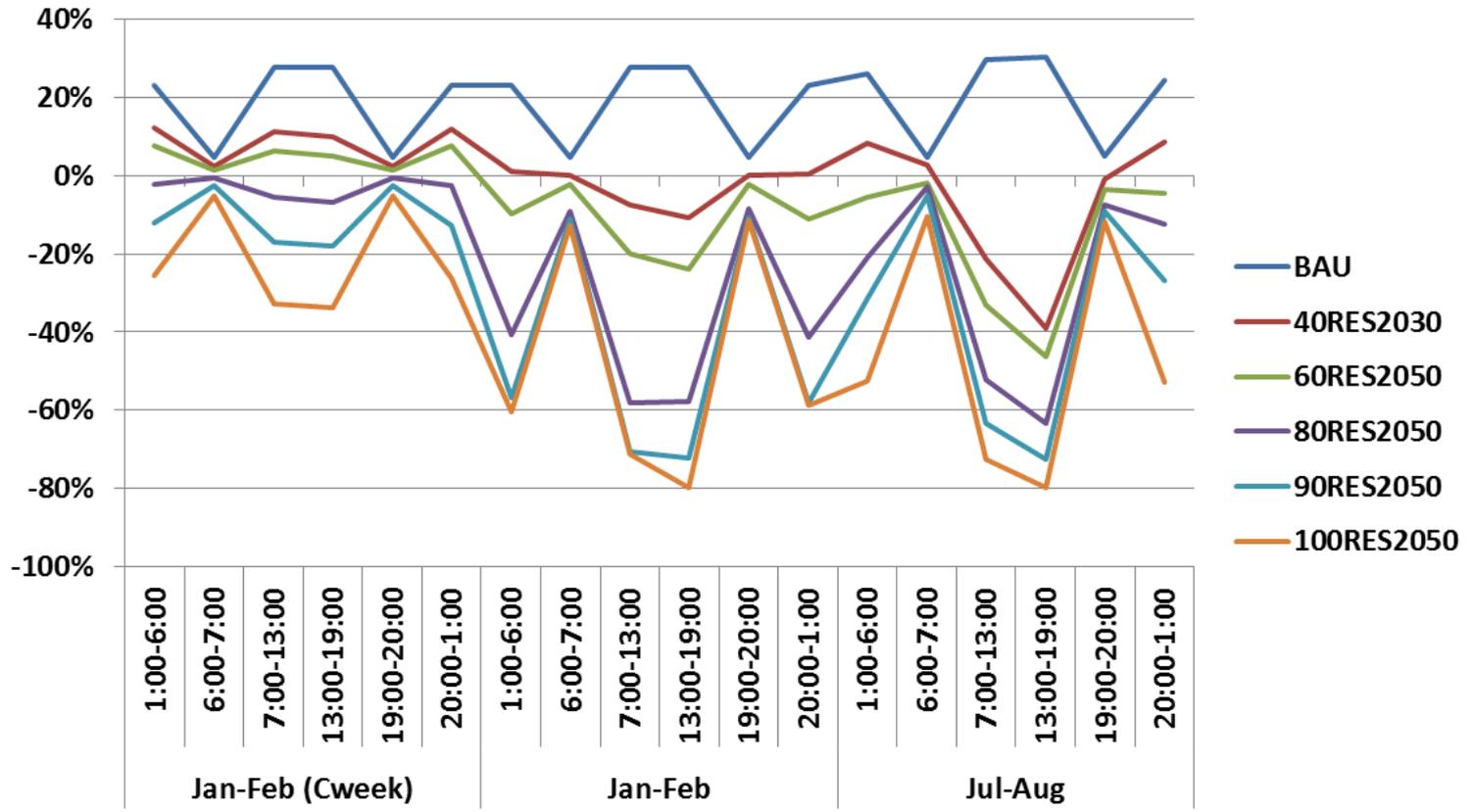
Mix électrique aux différents pas de temps du modèle en 2050 dans le scénario 100% renouvelable

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

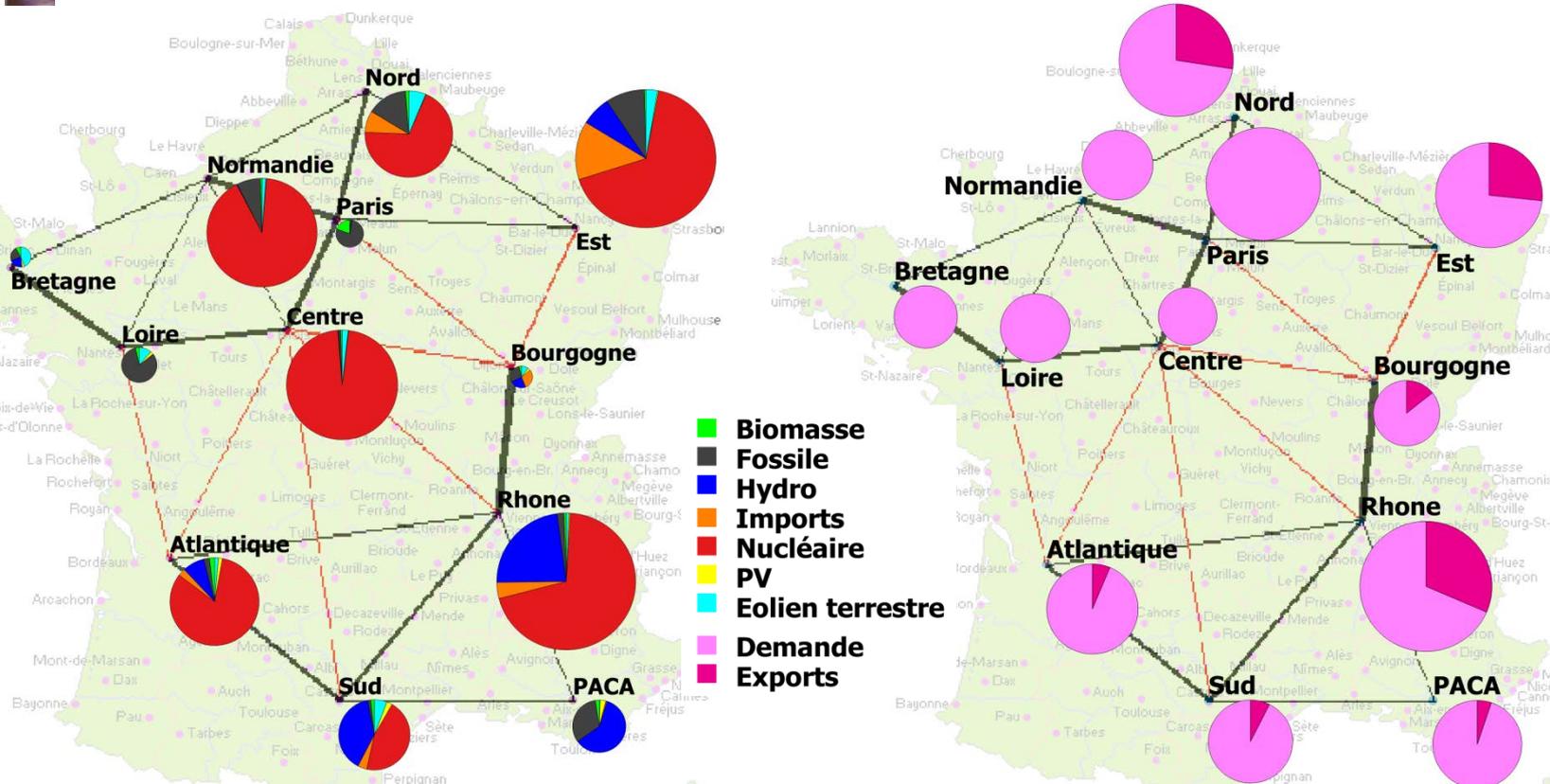


Dégradation des réserves cinétiques avec la pénétration du renouvelable



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

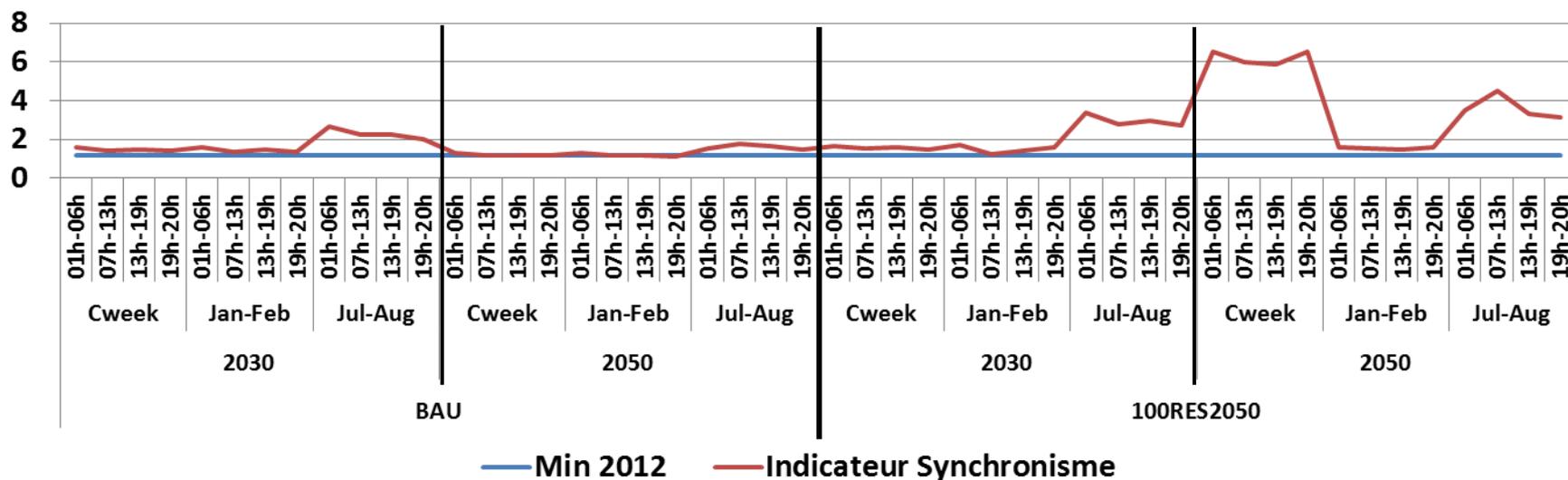
Spatialisation des résultats du modèle TIMES : Répartition de la production et consommation sur les 12 régions



Mix électrique par région en 2012

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

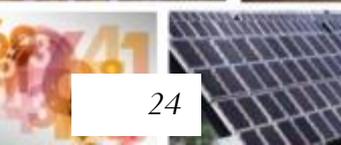
L'indicateur de synchronisme est toujours supérieur à l'unité, et est meilleur dans le scénario 100% EnR



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^{er} lieu **demande** et **imports/exports**
 - La **décentralisation** de la production **réduit les besoins en réseau**

Méthodologie développée :

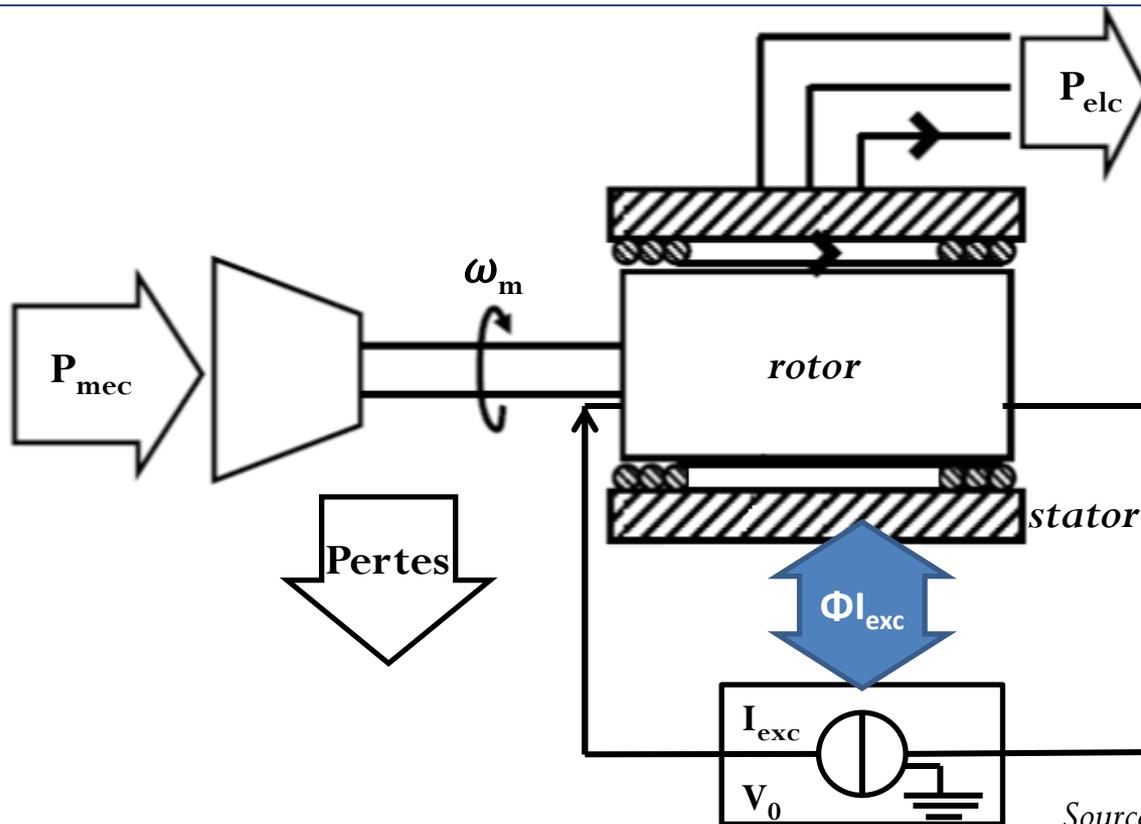
- Capturer les **éléments dimensionnants des systèmes électriques**
- **Réconcilier le court-terme** de la dynamique de ces systèmes (phénomènes transitoires) avec le **long-terme de la prospective**
- 2 indicateurs proposés :
 - **Indicateur cinétique** : Stock d'énergie emmagasinée dans les machines 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

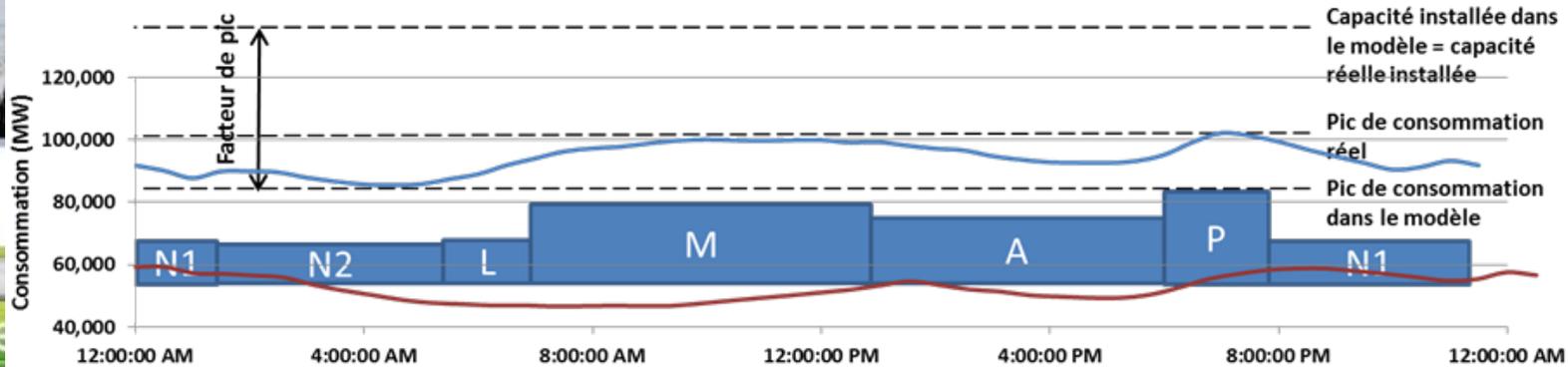
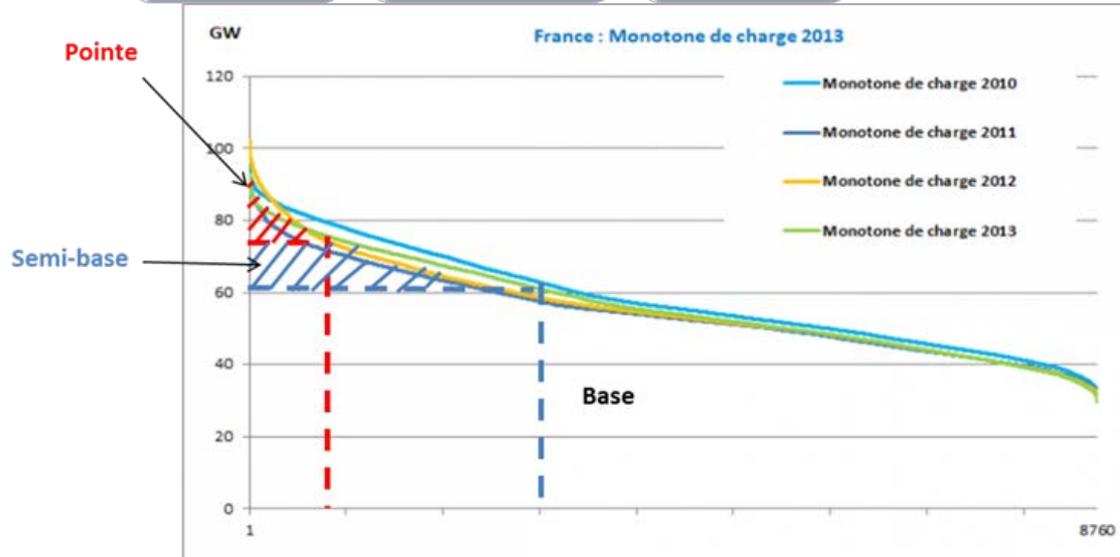
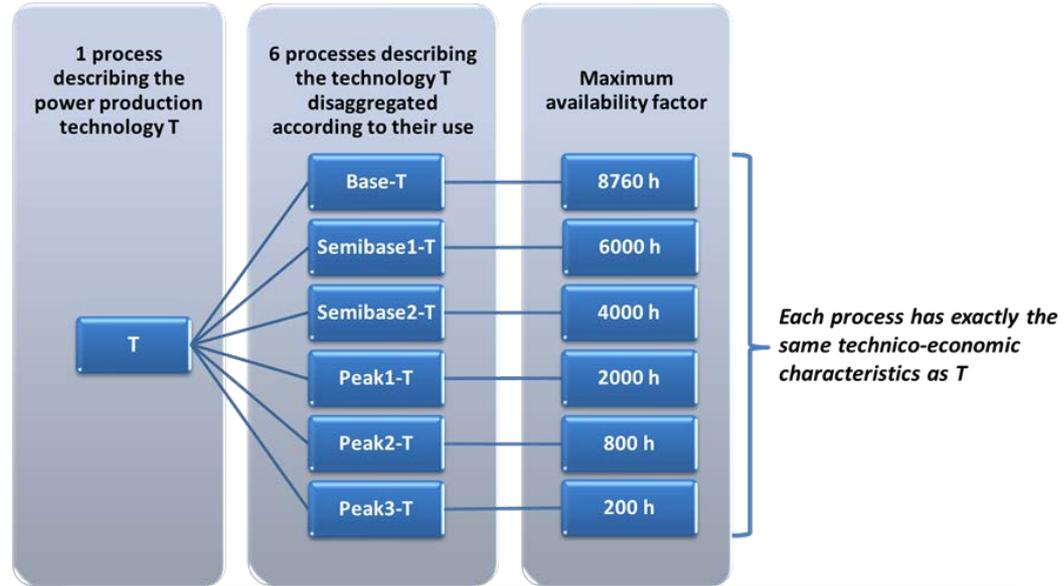
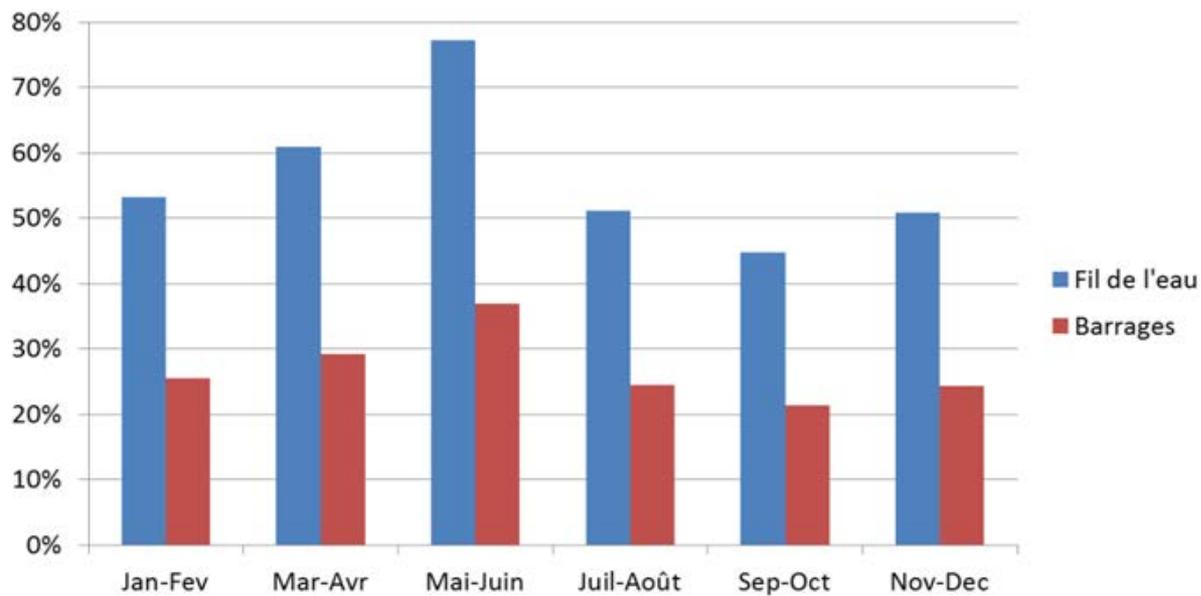


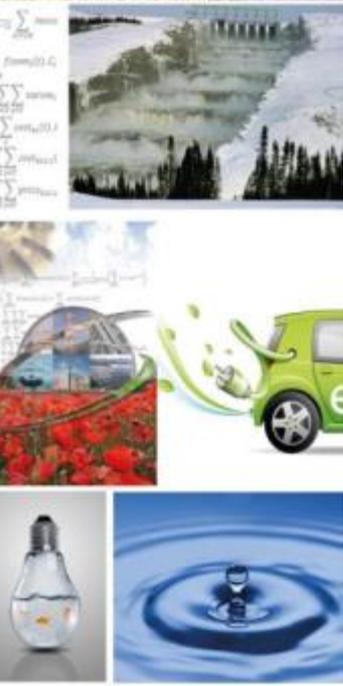
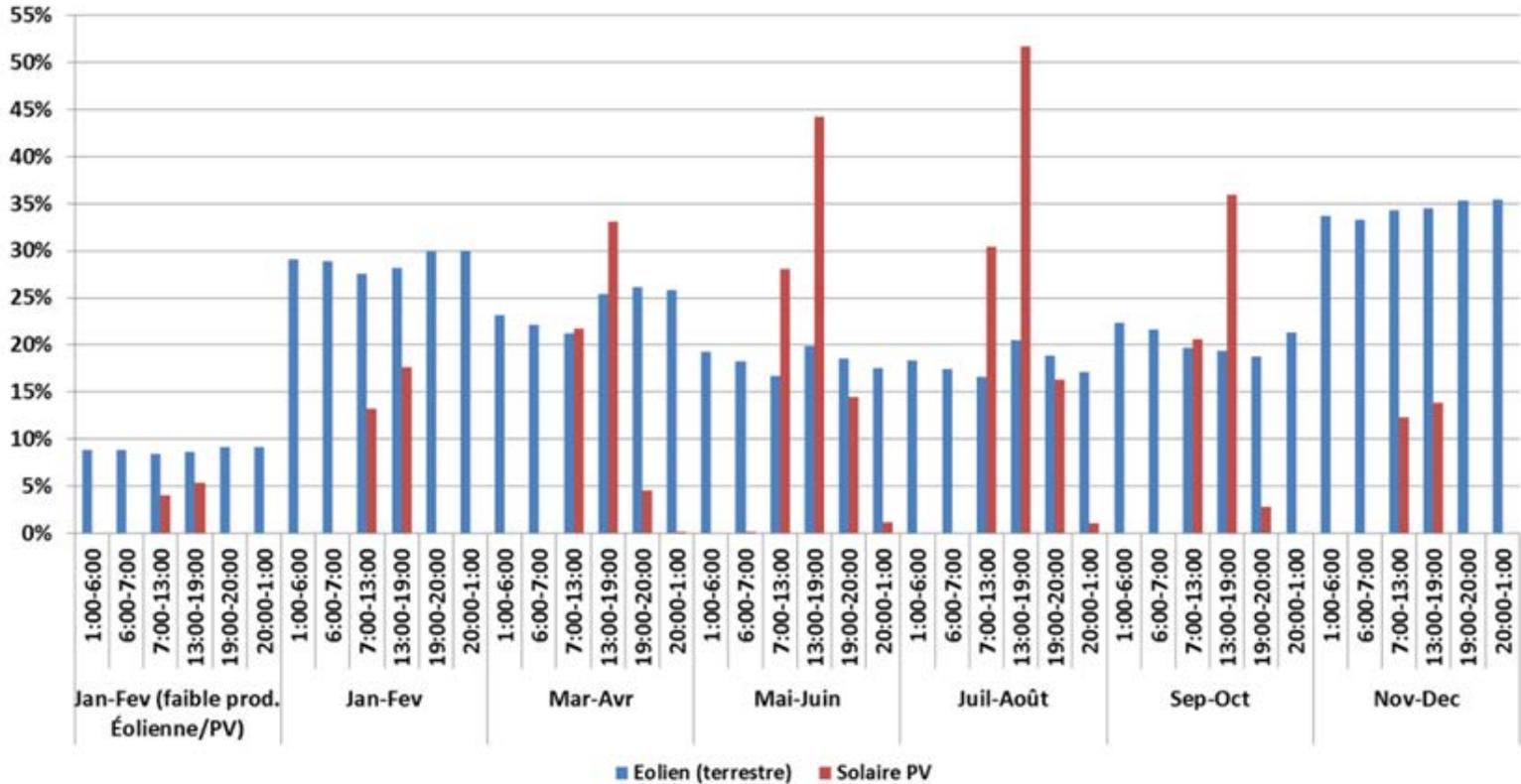
Illustration de la segmentation des centrales en base, semi-base, pointe, extrême-pointe



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)
2012 (TWh)	161	133	117	8.8	24	13	0.1	457
2030 (TWh)	161	145	117	4.0	12	16	7.5	462
2050 (TWh)	161	145	119	4.9	12	22	15	479
Elasticité	-1	-1.3	-0.5	-0.8	0	0	0	NA
Variation max de la demande avec l'élasticité	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
Pétrole	14,5	15,9	18,0	20,3	22,5
Gaz	8,6	9,1	9,9	10,7	11,5
Charbon	2,6	3,0	3,1	3,3	3,4
Uranium enrichi	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80
Biomasse solide	5,55	5,78	6,06	6,35	6,63
Biogaz	8,50	8,85	9,28	9,72	10,15
Déchets municipaux et industriels	0	0	0	0	0

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

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



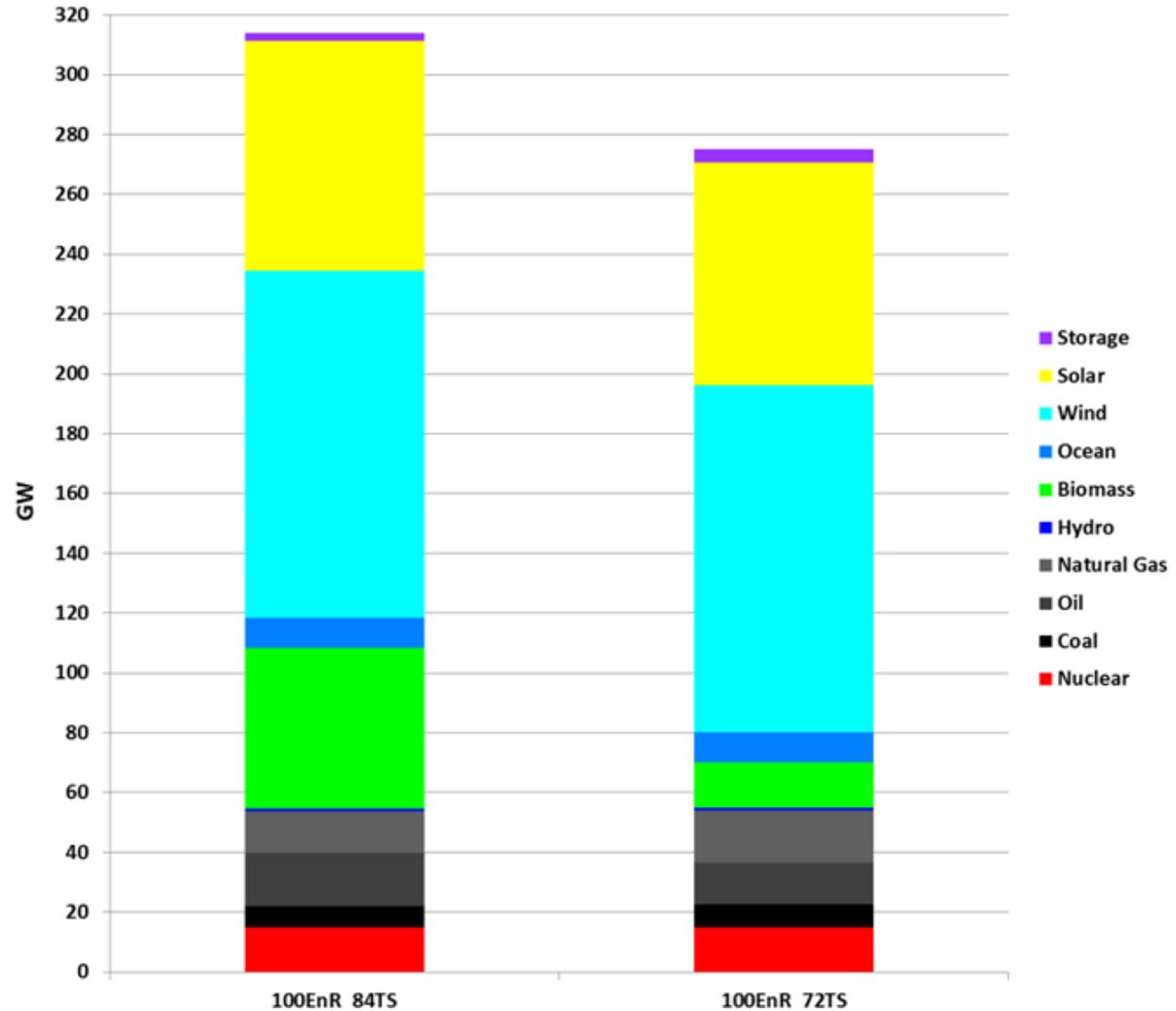
Technologie	Potentiel en 2030	Potentiel en 2050	Disponibilité maximale
Eolien terrestre	34 GW	40 GW	23%
Eolien en mer	12 GW	30 GW	40%
Solaire PV	33 GW	65 GW	14%
Hydrolien	1 GW	3 GW	40%
Houlomoteur	0,2 GW	10 GW	40%
Biomasse solide	13,8 TWh	15,1 TWh	Dépend de la technologie utilisée pour produire de l'électricité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

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

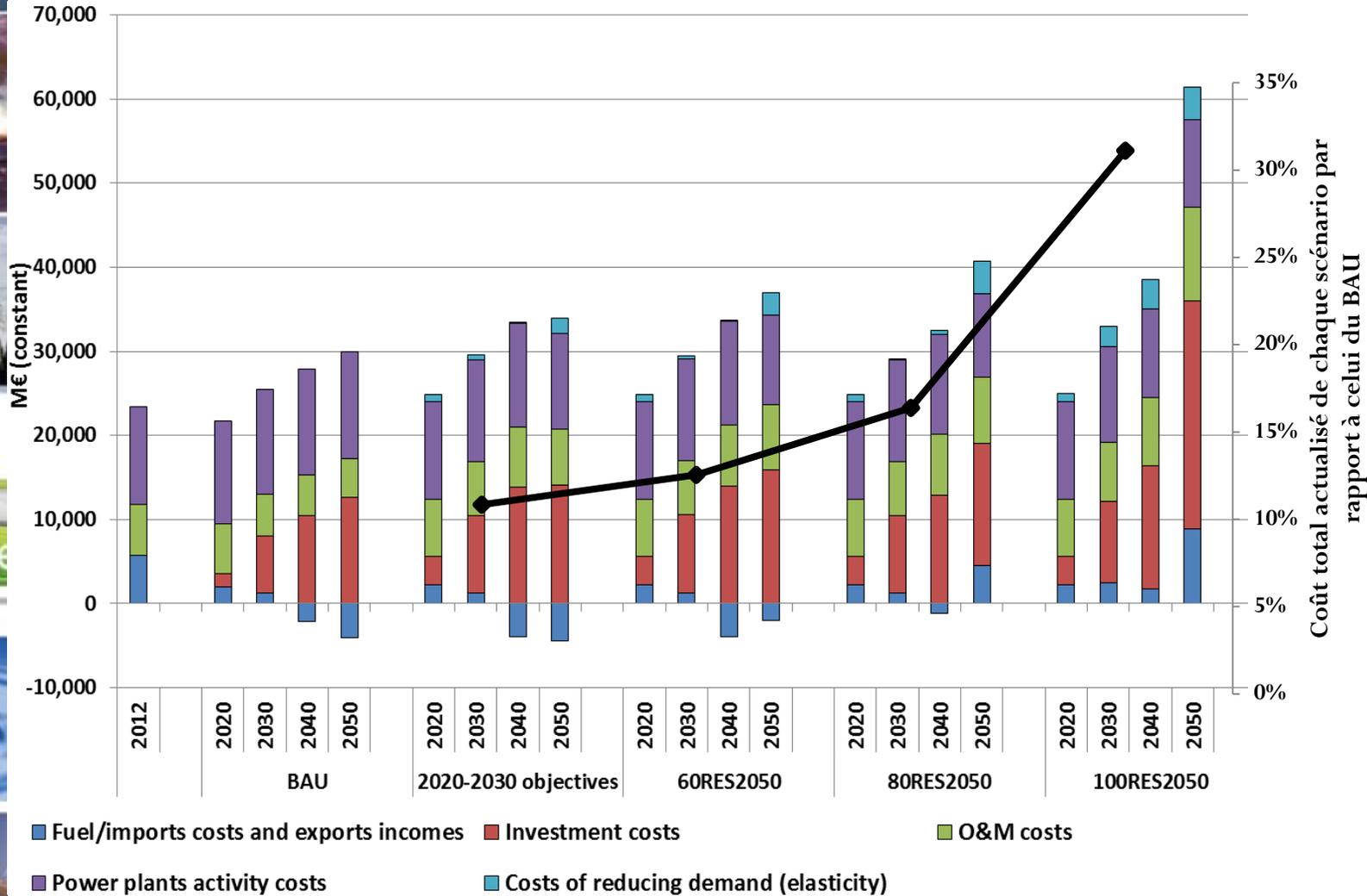


€/2012/kW	2013	2020	2030	2050
Prolongation nucléaire 2ème génération (40 à 60 ans)	488	488	488	488
Nucléaire de 3ème génération	3 707	3 583	3 413	3 098
Nucléaire de 4ème génération	NA	NA	NA	4 448
Charbon	2 100 – 2 655	2 020 – 2 469	1 912 – 2 225	1 712 - 1 817
Charbon CCS	3 592 – 3 946	3 360 – 3 691	3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

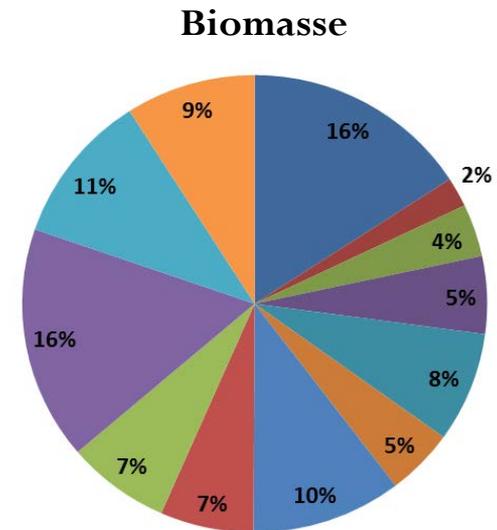
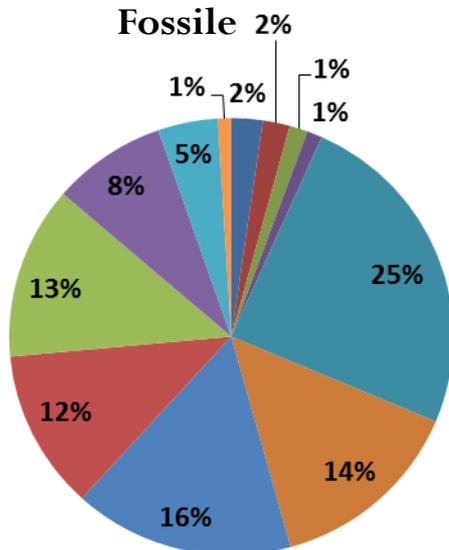


Augmentation du coût total actualisé avec la pénétration du renouvelable

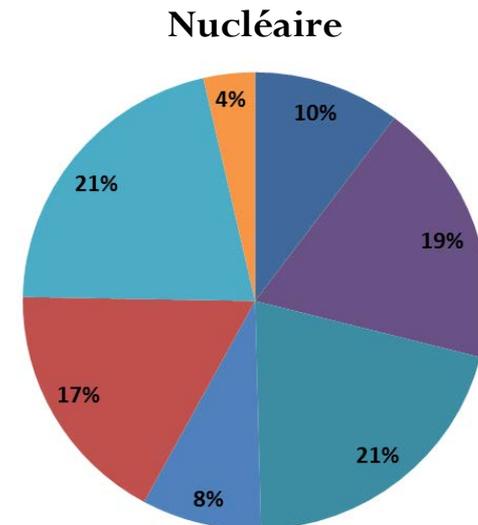
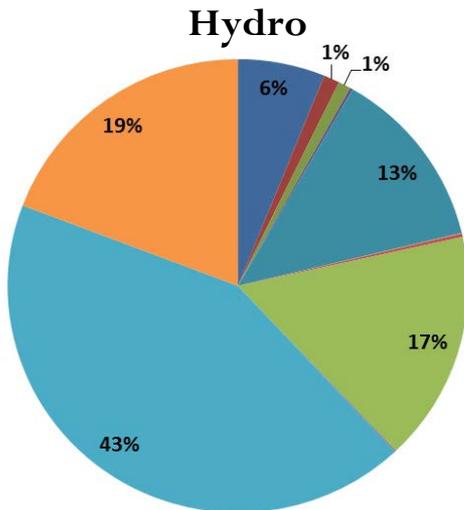


Coûts totaux actualisés par scénario et évolution des différents types de coût

Répartition moyens de production par région (1/2)



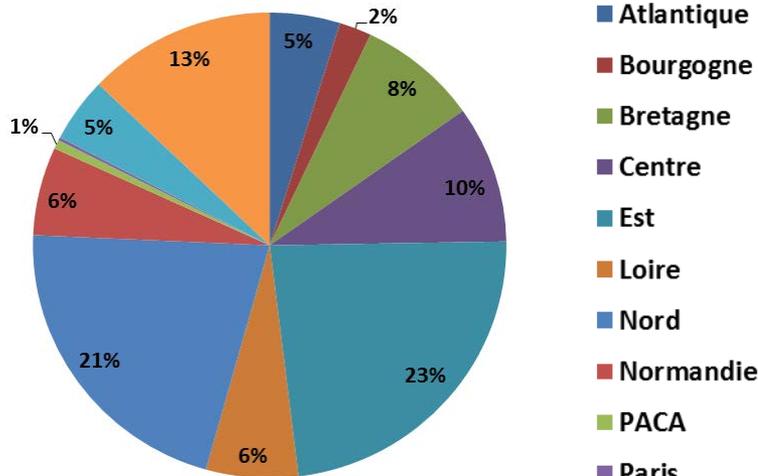
- Atlantique
- Bourgogne
- Bretagne
- Centre
- Est
- Loire
- Nord
- Normandie
- PACA
- Paris
- Rhone
- Sud



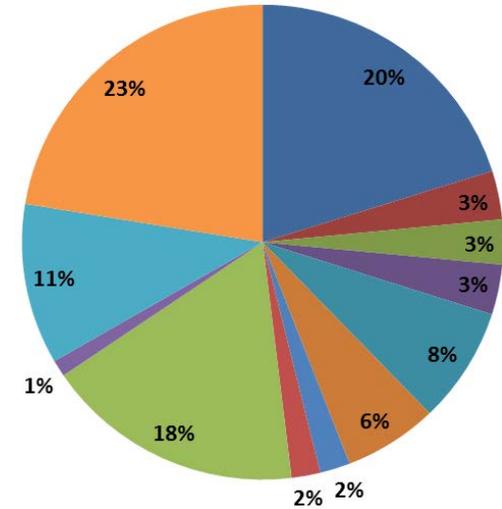
Répartition moyens de production par région (2/2)



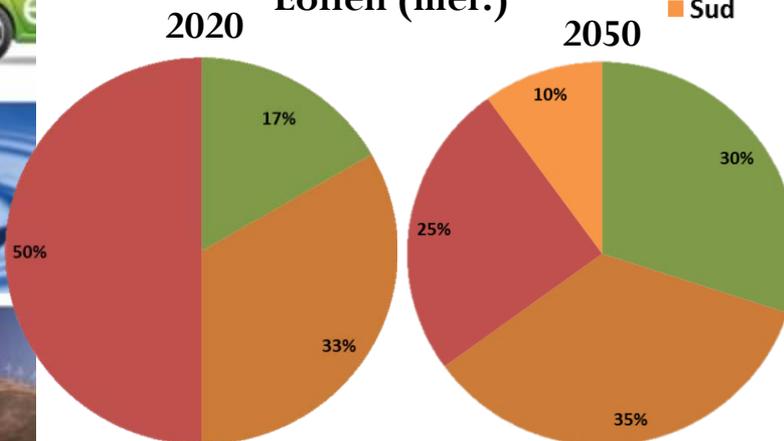
Eolien (ter.)



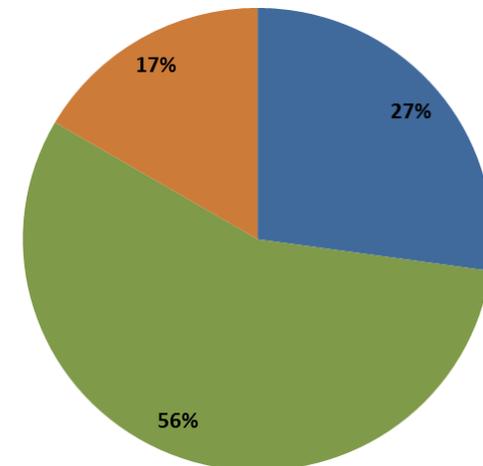
PV



Eolien (mer.)



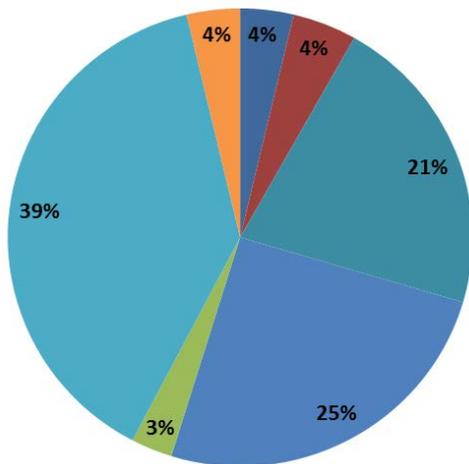
Waves



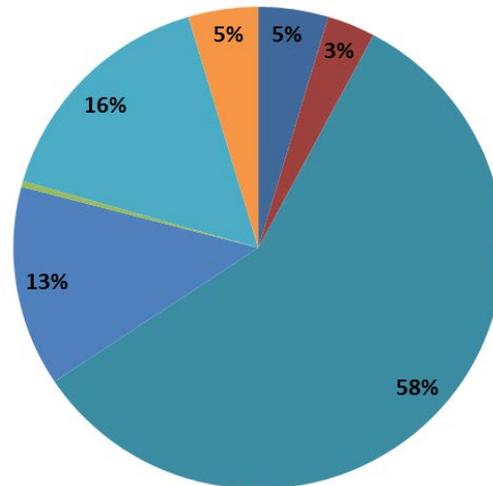
Répartition imports/exports par région en 2012 et post 2020



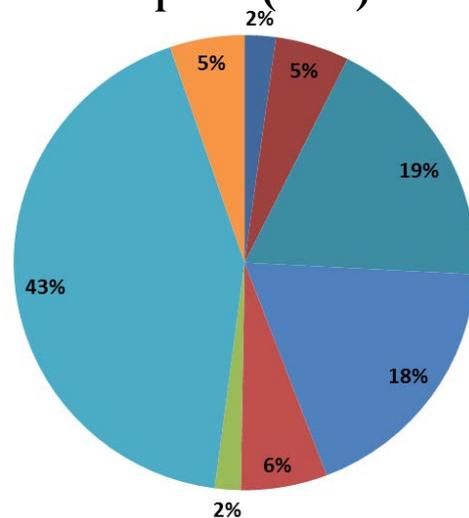
Exports (2012)



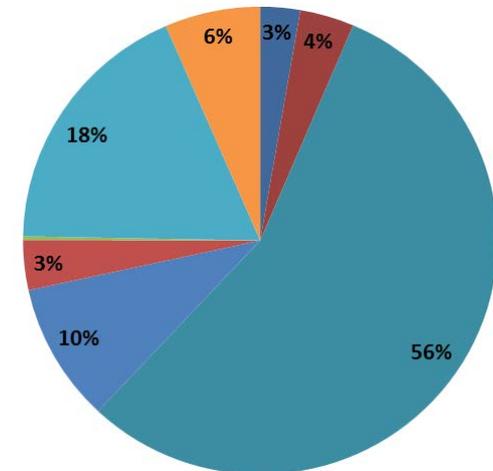
Imports (2012)



Exports (2020)

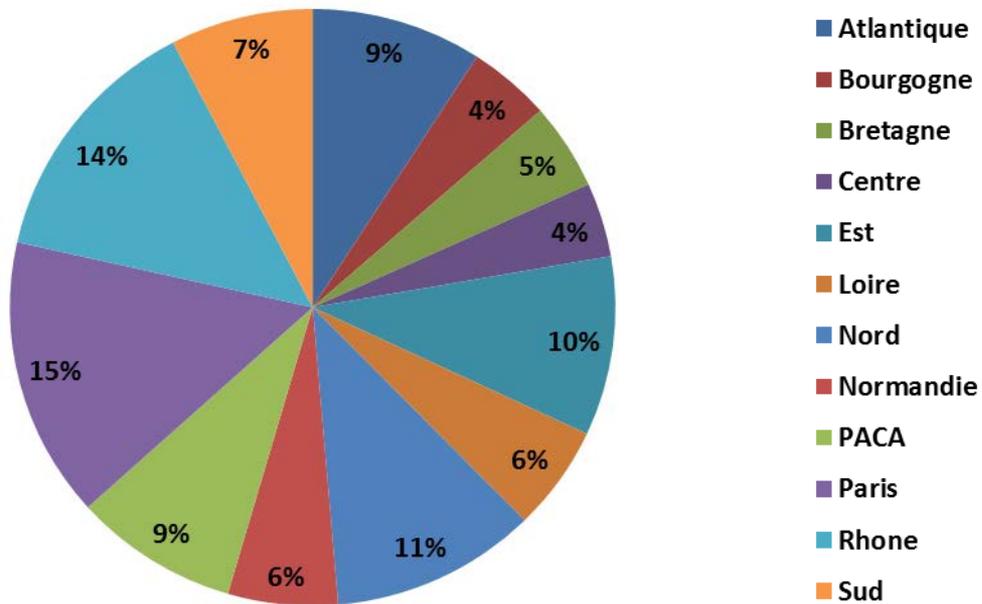


Imports (2020)



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

Répartition demande par région

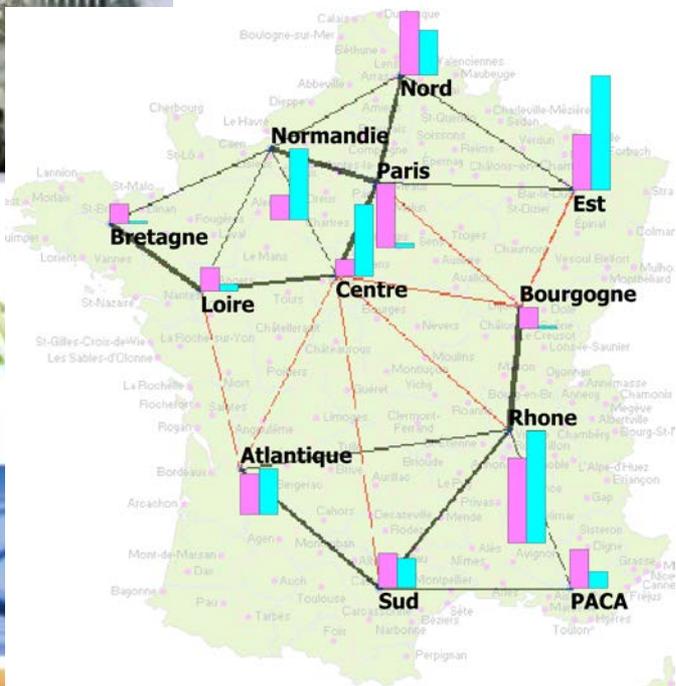


Evolution de la production nette par région

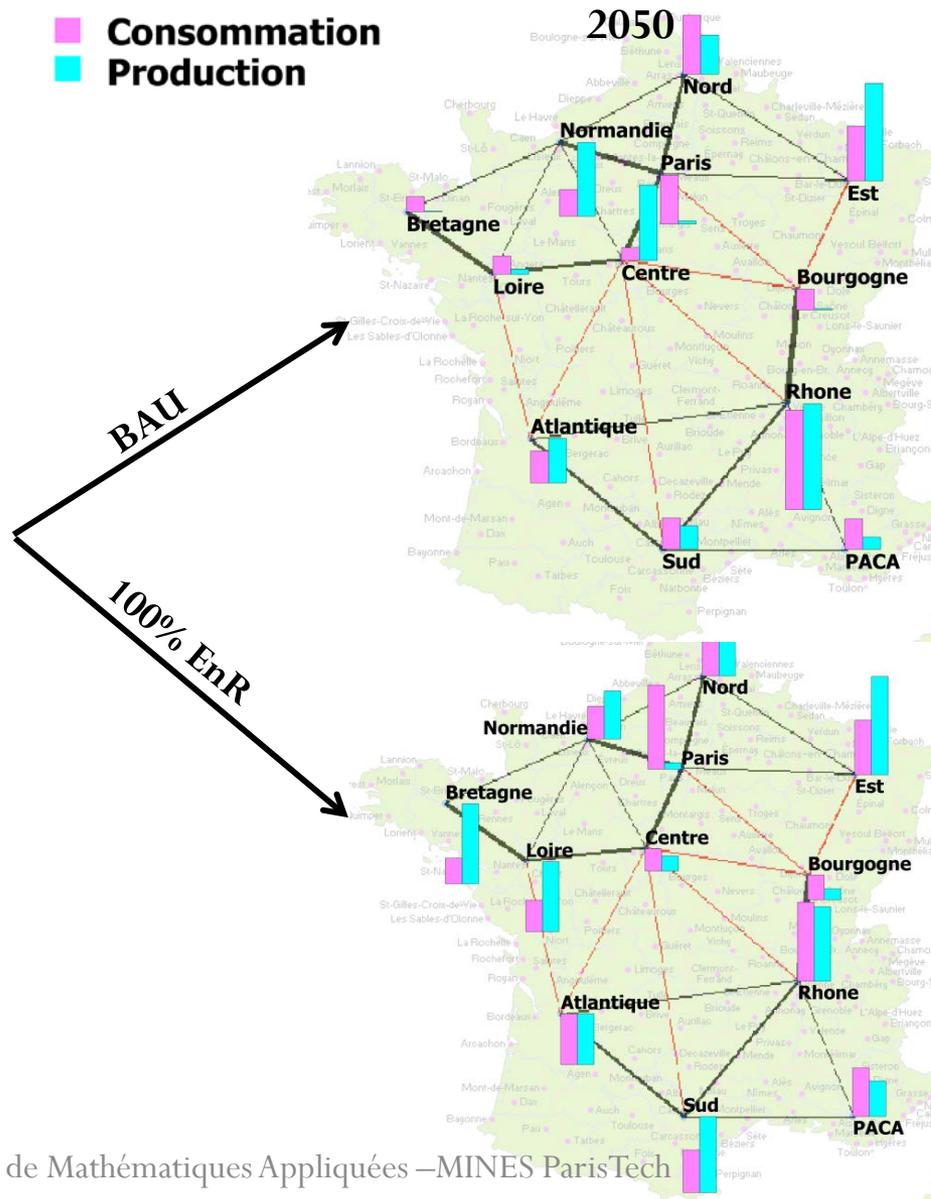


2012

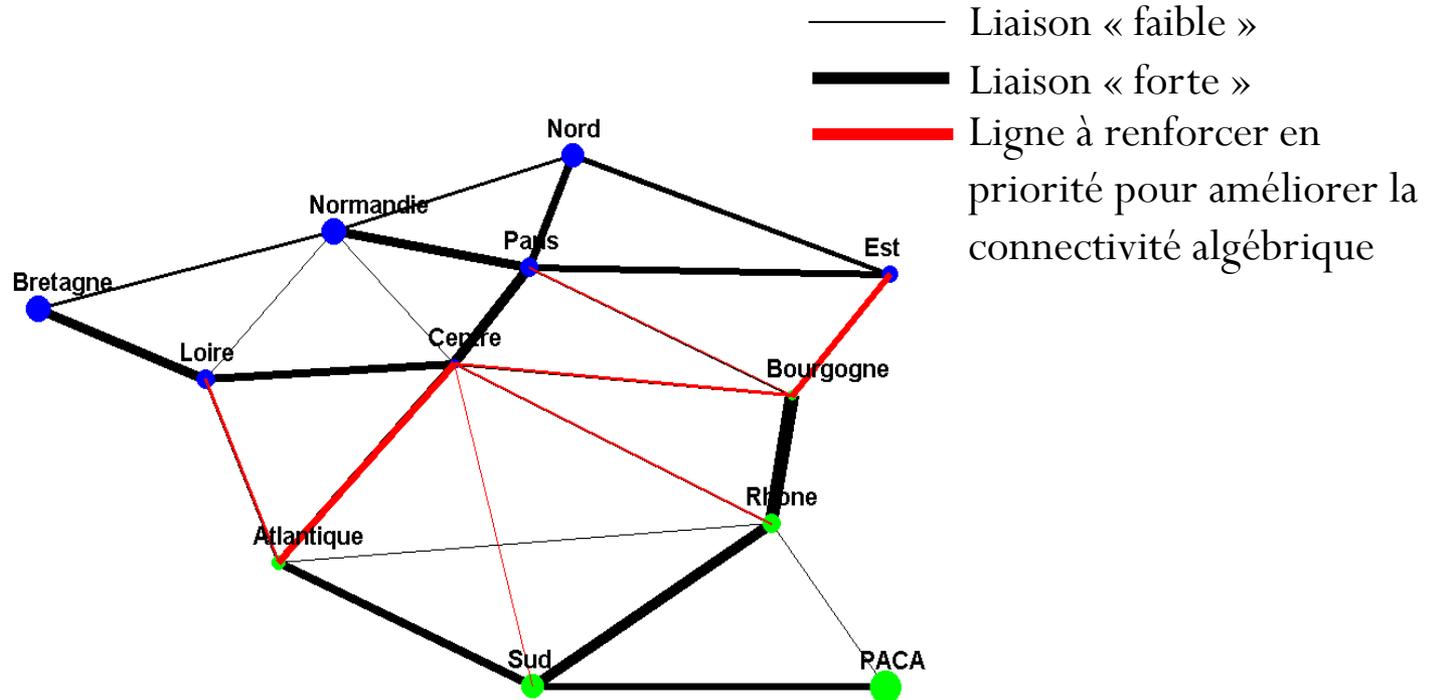
■ Consommation
■ Production



2050



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

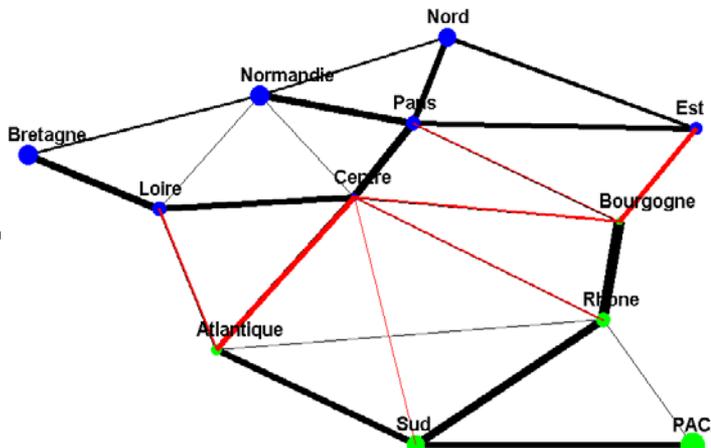


Représentation agrégée à l'échelle régionale du réseau français actuel

Renforcements du réseau électrique pour améliorer l'indicateur de synchronisme



Réseau actuel



Renforcements
BAU

Renforcements
100% EnR

