

DÉBAT PUBLIC PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

DU 19 MARS AU 30 JUIN 2018

CAHIER D'ACTEUR
N°168 Juillet 2018



SECAFI est un cabinet de conseil spécialisé dans le domaine de l'assistance auprès des Instances Représentatives du Personnel (CE, CCE, CHSCT - bientôt CSE- comités de groupe, comités européens). Il regroupe plus de 400 consultants issus des filières économie, gestion, stratégie, finances, expertise comptable, organisation du travail et process industriels, hygiène, sécurité du travail, ergonomie, ressources humaines, psychologie du travail.

Nous privilégions une approche systémique des problématiques rencontrées dans les entreprises. Nous nous efforçons dans toutes nos interventions de rendre compatibles l'amélioration des conditions de travail des salariés et l'amélioration des performances de l'entreprise.

L'équipe Energie intervient auprès des Instances représentatives du personnel du domaine de l'énergie.

Contact
gerard.manon@secafi.com
mireille.battut@secafi.com

Secafi
20 rue Martin Bernard
75643 Paris Cedex 13
<http://www.groupe-alpha.com/>

CAHIER D'ACTEUR DE L'EQUIPE ENERGIE DE SECAFI

Faire évoluer le mix électrique exige un pilotage délicat. Les dés étant quasiment jetés à l'horizon 2025-2030, le jeu reste ouvert pour préparer 2050... à condition de faire des choix éclairés, dès maintenant, pour concilier, à cet horizon, des objectifs aujourd'hui contradictoires.

Nota : la présente contribution traite du seul mix électrique. Elle serait utilement complétée par une valorisation des apports des infrastructures gazières existantes et des nouvelles filières de gaz renouvelables en termes de potentiel économique, de sécurité énergétique et d'impacts sur l'emploi.

LES CHOIX DE LA PPE DOIVENT ARTICULER DEUX HORIZONS TEMPORELS

Dans le cadre de la transformation, l'évolution du mix électrique est nécessaire, notamment le renforcement des ENR électriques et thermiques et le développement des gaz renouvelables, afin de continuer d'engranger les gains de productivité déjà observés. La grande inconnue reste cependant le rythme du progrès technique qui rendrait possible une révision des termes de la compétitivité des différents moyens de production à service rendu équivalent.

A moyen terme (2025/2030), il est probable et relativement inévitable que ce développement entrainera un surcoût pour les usagers. En effet, nos simulations montrent (voir méthodologie page suivante) qu'une baisse du nucléaire, dans les conditions actuelles (notamment au regard de la non maturité des technologies de stockage) aura des conséquences plus ou moins importantes selon les scénarios sur le coût et la pilotabilité du système, avec un recours accru au thermique classique, afin de pallier l'intermittence des ENR électriques, et ainsi à la clé le risque d'une augmentation des émissions de CO2.

Cependant, pour ne pas hypothéquer l'avenir, il faut faire dès maintenant les choix structurants, que cela soit en matière d'ENR et de stockage (batteries et montée en puissance du *Power to Gas*) ou en matière de nouveau nucléaire (EPR NM, voire SMR), sans oublier les potentialités des gaz verts (biométhane, biogaz...).

Quels que soient ces choix, il restera délicat de piloter des objectifs contradictoires : à la fois réduire - ou *a minima* - maintenir les émissions de GES (CO2), avoir un système électrique non défaillant pour faire face aux périodes de pointe, maximiser la part des ENR électriques et minimiser le coût pour les usagers.

LA MODELISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS NECESSITE UN REGLAGE PARTICULIEREMENT FIN

La modélisation du système électrique français est à bien des égards un exercice particulièrement délicat où de très nombreux paramètres interagissent :

- l'évolution de la consommation électrique aussi bien en niveau (le RTE, dans son édition 2017, prévoit désormais sur un temps long une baisse de la consommation dans la plupart des scénarios, voire au mieux une stabilité), qu'en structure (ainsi, depuis le début des années 2000, la pointe de consommation a augmenté de manière plus rapide que la consommation électrique annuelle) ;

Pour notre part, nous avons préféré une hypothèse conservatrice à ce stade, soit la stabilité de la consommation par rapport à son niveau actuel (475 TWh en consommation finale, hors pertes en ligne).

- la place respective des moyens de production, en distinguant bien les productions « pilotables » des productions « fatales » intermittentes, les contraintes et des limites de l'accès au réseau de l'éolien et du photovoltaïque (PV) ;
- la place des différents moyens de stockage pour que la fourniture d'électricité réponde exactement à la demande heure par heure de l'année (batteries, STEP, Power to Gas H2 via électrolyse, CH4 via méthanation, déplacement ou effacement de consommation, ...).

Méthodologie : nous utilisons un outil de simulation décrivant le fonctionnement du système électrique français au pas horaire (8760 heures), en partant des données du RTE (ECO2mix) pour l'année 2013 (jugée suffisamment représentative de conditions climatiques « normales » : cf article d'Henri PREVOT : « Coût de la diminution de la capacité nucléaire » paru dans la Revue de l'Energie n° 636 janvier/février 2018).

IL EST POSSIBLE D'EN TIRER DES ENSEIGNEMENTS QUANT AU RYTHME DE PENETRATION DES ENR ELECTRIQUES ASSOCIE A UN RETRAIT PLUS OU MOINS IMPORTANT DE CAPACITES NUCLEAIRES

Nous avons testé différents scénarios de pénétration des ENR électriques (éolien et photovoltaïque) associée ou non à un retrait de capacités nucléaires. Le premier enseignement majeur qui ressort de ces exercices de simulation est l'impossibilité d'un retrait du nucléaire, dans les conditions actuelles (notamment stockage), sans recours accru au thermique à flamme pour assurer la sécurité d'approvisionnement : moins de nucléaire et plus d'ENR électriques non pilotables = un déficit de puissance garantie à compenser par du thermique à flamme (et donc de CO2 émis) ... et moins d'exportation (nucléaire).

Nous avons également cherché à évaluer l'impact sur le système électrique français du développement et de la construction de 30 GW de solaire photovoltaïque en France. Nous avons supposé la mise en œuvre de 37 GW de PV à l'horizon 2030 (sachant que 7,7 GW sont d'ores et déjà installés fin 2017 : source RTE), à conditions technico économiques concernant le stockage d'aujourd'hui. Il en ressort là aussi l'incompatibilité entre d'une part la concomitance de la montée en puissance des ENR (dont + 30 GW PV) et de la baisse de la capacité nucléaire, et d'autre part l'objectif de baisse des émissions de CO2. Nous indiquons même la nécessité d'ajuster la capacité nucléaire afin par exemple de maintenir à un niveau inchangé, par rapport au niveau « normalisé » actuel, les émissions de CO2 (cf ci-dessous notre scénario avec un nucléaire à 55 GW).

Illustration : nos scénarios à l'horizon 2025/2030

Capacités en GW	Scénario "normalisé" ENR 21 GW NUC 63 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 63 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 55 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 47 GW	Scénario ENR 72 GW NUC 40 GW
Nucléaire	63	63	55	47	40
Eolien	13,5	24,8	24,8	24,8	35
dont en mer	0	3	3	3	6
PV	7,7	37	37	37	37
Capacité garantie hors thermique fossile	70,1	70,3	63,1	55,9	49,7
Max puissance appelée	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1

Production/Consommation en TWh	Scénario "normalisé" ENR 21 GW NUC 63 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 63 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 55 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 47 GW	Scénario ENR 72 GW NUC 40 GW
Hydro + Thermique ENR Consommation	66	75	75	75	90
Nucléaire Production	413,9	413,9	361,4	308,8	262,8
Nucléaire Consommation	377,3	327,7	312,4	286,5	255,7
Eolien + PV Production	38,9	102,2	102,2	102,2	127,8
Eolien + PV Consommation	38,9	94,9	94,9	94,9	94,2
Déstockage/Déplacement Consommation	3,3	2,3	3,4	5,6	10,7
Potentiel Export	31,8	90	51,2	21,4	25,4
Consommation	508,2	508,3	508,3	508,3	508,3

Part du nucléaire	74%	64%	61%	56%	50%
Part des ENR	21%	34%	34%	35%	38%

Traitement Secafi sur base modèle H. Prévot

Bilans en écarts / Scénario "normalisé" ENR 21 GW NUC 63 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 55 GW	Scénario ENR 62 GW NUC 47 GW	Scénario ENR 72 GW NUC 40 GW
Nucléaire			
Puissance installée en GW	-8,0	-16,0	-23,0
Puissance garantie en GW	-7,2	-14,4	-20,7
En production TWh	-52,6	-105,1	-151,1
Eolien + PV			
Puissance installée en GW	40,6	40,6	50,8
Puissance garantie en GW	1,1	1,1	2,2
En production TWh	63,3	63,3	88,9
Total			
Puissance installée en GW	32,6	24,6	27,8
Puissance garantie en GW	-7,1	-14,3	-20,5
En production TWh	10,7	-41,8	-62,2
Thermique fossile pilotable			
Supplément de capacité en GW	7,1	14,3	20,5
Supplément de consommation en TWh	-0,3	23,4	34,8
CO2 émis MtCO2/an	-0,1	11,7	17,4
Export en TWh (Nucléaire)	19,4	-10,4	-6,4

Nous appelons **Scénario « normalisé »** la reproduction du mix actuel en matière de nucléaire et d'ENR électriques, de consommation appliquée à la courbe de charge d'une année « normale » au plan climatique (2013).

Les **scénarios prospectifs** ont comme hypothèses communes plus d'ENR et moins de nucléaire en proportions variables avec :

- une capacité en éolien conforme aux hypothèses « basses » de la dernière PPE et un photovoltaïque poussé à 37 GW ;
- un scénario poussé à 72GW d'ENR pour réduire la part du nucléaire à 50% de la consommation.

Les hypothèses de réduction du nucléaire sont étagées avec

- Un scénario à 55 GW afin de garder inchangées les émissions de CO2 ;
- Un scénario à 47 GW équivalent à l'arrêt anticipé de 17 réacteurs nucléaires ;
- Un scénario à 40 GW afin de limiter la part du nucléaire à 50 % dans la consommation.

A l'horizon 2025/2030, tous les scénarios conduisent à une augmentation de la puissance installée, mais aussi et surtout un déficit en matière de puissance garantie (hors thermique fossile) : en effet, si la disponibilité du nucléaire est comptée à 90 %, celle de l'éolien terrestre est comptée à 10 % (et 0% pour le PV).

Les conséquences qui s'en déduisent sont :

- la nécessité de garantir le passage de la pointe avec un supplément de capacité pilotable, le thermique fossile « classique » (entre + 7 et + 20 GW selon les scénarios) ;
- le supplément de production du thermique à flamme et donc plus d'émissions de CO2 – sauf pour le premier scénario construit afin de maintenir les émissions de CO2 stables (scénario nucléaire à 55 GW) ;
- et la diminution sensible des exportations nettes (nucléaire), sauf pour le premier scénario.

DES SURCOUTS DE MISE EN ŒUVRE IMPORTANTS, A L'HORIZON 2025/2030

Un thème apparaît peu traité dans les différentes simulations du système électrique disponibles : le coût de mise en œuvre des différents scénarios (et donc l'évolution du prix de l'électricité d'ici 2025/2030). Nos premières conclusions, concernant notamment la mise en œuvre supplémentaire de 30 GW PV - qui pourraient encore être affinées -, sont les suivantes :

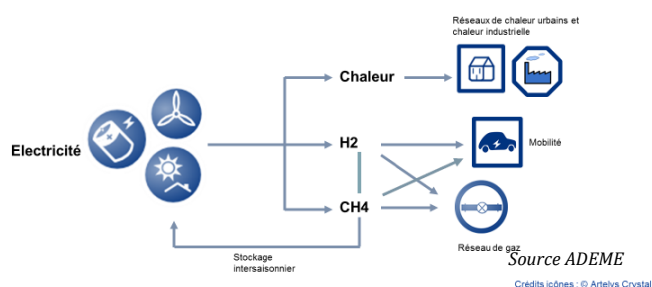
- L'augmentation du prix hors taxes pour la part production, par rapport à la situation actuelle « normalisée » s'inscrirait, selon les différents scénarios, dans une fourchette comprise entre 20 % et plus d'un tiers (entre + 12 et + 20 €/MWh).
- Le scénario qui présente l'avantage de maintenir les émissions de CO2 inchangées par rapport au scénario « normalisé » comporterait un surcoût pour la part production de plus de 20 % du kWh par rapport à la situation actuelle « normalisée », soit + 13 €/MWh.

COMPLEMENTARITE DES RESEAUX GAZ ET ELECTRICITE : UN ATOUT IRREMPLAÇABLE ALORS QUE LES SOLUTIONS DE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE SERONT LE POINT CRITIQUE DU SYSTEME

Un mix à fort taux de pénétration d'ENR électriques doit s'accompagner de solutions de flexibilité de la demande et de stockage à grande échelle. L'estimation du besoin pour ces diverses solutions (nouvelles STEP, batteries, électrolyse/méthanation, ...) est complexe à évaluer et ne peut être approchée que sur la base d'une modélisation fine au pas horaire du système électrique. **Les volumes de stockage envisageables sont-ils à la hauteur des enjeux, notamment en termes de réduction des émissions de CO2, et quel en sera le coût associé ?**

Une solution séduisante consisterait à contribuer à décarboner d'autres vecteurs comme le gaz à partir des surplus d'ENR électriques. Le réseau gazier pourrait devenir ainsi un moyen de stockage de l'électricité et offrir des débouchés complémentaires sous la forme d'hydrogène décarboné (électrolyse) ou sous la forme de méthane (méthanation).

Illustration complémentarité réseaux électricité/gaz



ET APRES, A L'HORIZON 2050 ? QUEL TYPE DE TRANSITION ENERGETIQUE VOULONS-NOUS POUR LE FUTUR ? ET A QUEL PRIX ?

Le débat actuel sur la transition énergétique en France repose sur le besoin d'un passage à une énergie décarbonée, dans un contexte de réchauffement climatique, de croissance économique mesurée et de précarité énergétique. Quelle place pour le nucléaire ? Quelle place pour les énergies renouvelables et quel mix énergétique ?

Les termes de la compétitivité comparée des moyens de production pourraient être largement revus : après une période où le nucléaire historique constituait le moyen le plus compétitif (après prise en compte des coûts du grand carénage), on peut imaginer (c'est une hypothèse) que les coûts de production des moyens de production (nouveau nucléaire *versus* ENR électriques) pourraient devenir relativement comparables.

Toutefois, il reste une grande différence entre compétitivité par rapport au productible et compétitivité par rapport à l'électricité effectivement consommée, surtout avec des hypothèses de très forte pénétration des ENR électriques (170 GW éolien par exemple) : il en résulterait une surproduction, liée aux capacités d'absorption du système électrique, pour une large partie non valorisée, du fait du caractère non pilotable des ENR électriques. La comparaison en termes de coût entre moyens pilotables et énergies intermittentes n'a de sens qu'à service rendu comparable : il convient donc de rajouter au coût de revient de l'électricité produite, le coût de revient des moyens nécessaires pour pallier l'intermittence (stockage, moyens de production de « back up », ...).

C'est bien pourquoi la question du stockage devient fondamentale, à deux titres :

- **Au titre de la volumétrie à envisager et envisageable techniquement : par exemple stocker et/ou déplacer l'équivalent de plus d'une centaine de TWh avec un scénario d'ENR électrique de 170 GW éoliens et 50 GW photovoltaïques.**
- **Au titre du coût admissible, qui viendrait ainsi se surajouter au coût des ENR électriques afin de les rendre « pilotables ».**