HAL
open science

Coût d'un système électrique optimal sans émissions de CO2 pour la France, avec et sans nucléaire Centre international de recherche sur l'environnement et le développement

Philippe Quirion, Behrang Shirizadeh

To cite this version:

Philippe Quirion, Behrang Shirizadeh. Coût d'un système électrique optimal sans émissions de CO2 pour la France, avec et sans nucléaire Centre international de recherche sur l'environnement et le développement. 2020. hal-02434990

HAL Id: hal-02434990

https://hal.science/hal-02434990

Preprint submitted on 10 Jan 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

CIRED Working Paper
N° 2020-75 - Janvier 2020

Coût d'un système électrique optimal sans émissions de CO2 pour la France, avec et sans nucléaire

Philippe Quirion, Behrang Shirizadeh
(CIRED)

Contact : quirion@centre-cired.fr

Centre international de recherche sur l'environnement et le développement
Unité mixte de recherche CNRS - ENPC - Cirad - EHESS - AgroParisTech
Site web: www.centre-cired.fr Twitter: @cired8568
Jardin Tropical de Paris -- 45bis, avenue de la Belle Gabrielle 94736 Nogent-sur-Marne Cedex

Cette note présente le modèle et les hypothèses utilisées dans l'article *La montée en puissance des énergies renouvelables électriques ne nous mettra pas sur la paille, bien au contraire*, rédigé par Alain Grandjean, Philippe Quirion et Behrang Shirizadeh. Des informations plus détaillées sur le modèle sont présentées dans deux documents disponibles en ligne[1,2].

Le modèle

Le modèle EOLES_elec2035 utilisé pour cet article fait partie des modèles de la famille EOLES (Energy Optimization for Low Emission Systems), qui minimisent le coût total (coût d'investissement et coût de fonctionnement) du système énergétique sous certaines contraintes. Ces modèles optimisent simultanément l'investissement dans des capacités de production et de stockage, et le fonctionnement de ces capacités. Ils recourent à la programmation linéaire (avec le solveur CPLEX et le logiciel GAMS), qui permet une optimisation plus rapide et robuste que les autres méthodes existantes.

La version EOLES_elec2035 représente uniquement le système électrique et non l'ensemble du système énergétique, tout comme la version EOLES_elecRES utilisé dans le document présenté en note de bas de page 1. Par rapport à cette précédente version, celle-ci inclut en plus l'énergie nucléaire et repose sur des hypothèses de coût technologiques différentes, basées sur des prospectives à échéance 2035 et non 2050, mais basées sur les mêmes sources. Par rapport au modèle EOLES_elec utilisé dans le document mentionné en note 2, EOLES_elec2035 n'inclut pas les techniques de capture et stockage du CO_2. La Figure 1 présente les techniques de production et de stockage inclues dans le modèle.

Trois options de stockage d'énergies sont disponibles : les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les batteries stationnaires et la méthanation[3]. Ces options diffèrent par leur rendement, par leurs coûts fixes, dont une partie est proportionnelle au volume d'énergie stockable et une autre proportionnelle à la puissance potentiellement appelée, et par l'existence ou non d'une contrainte de capacité installable (contrainte qui, dans le modèle, existe pour les STEP).

[1] Shirizadeh, B., Perrier, Q., & Quirion, P. (2019). How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? FAERE PP 2019-4. http://faere.fr/pub/PolicyPapers/Shirizadeh_Perrier_Quirion_FAERE_PP2019.04.pdf
[2] Shirizadeh, B. et Quirion, P. (2020). Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and CO_2 capture and storage? CIRED, à paraître.
[3] Production de méthane de synthèse suivant la réaction de Sabatier, à partir d'hydrogène obtenu par électrolyse et de CO_2 obtenu comme coproduit de la production de biogaz. Il s'agit de l'une des techniques de la famille « power-to-gas ».

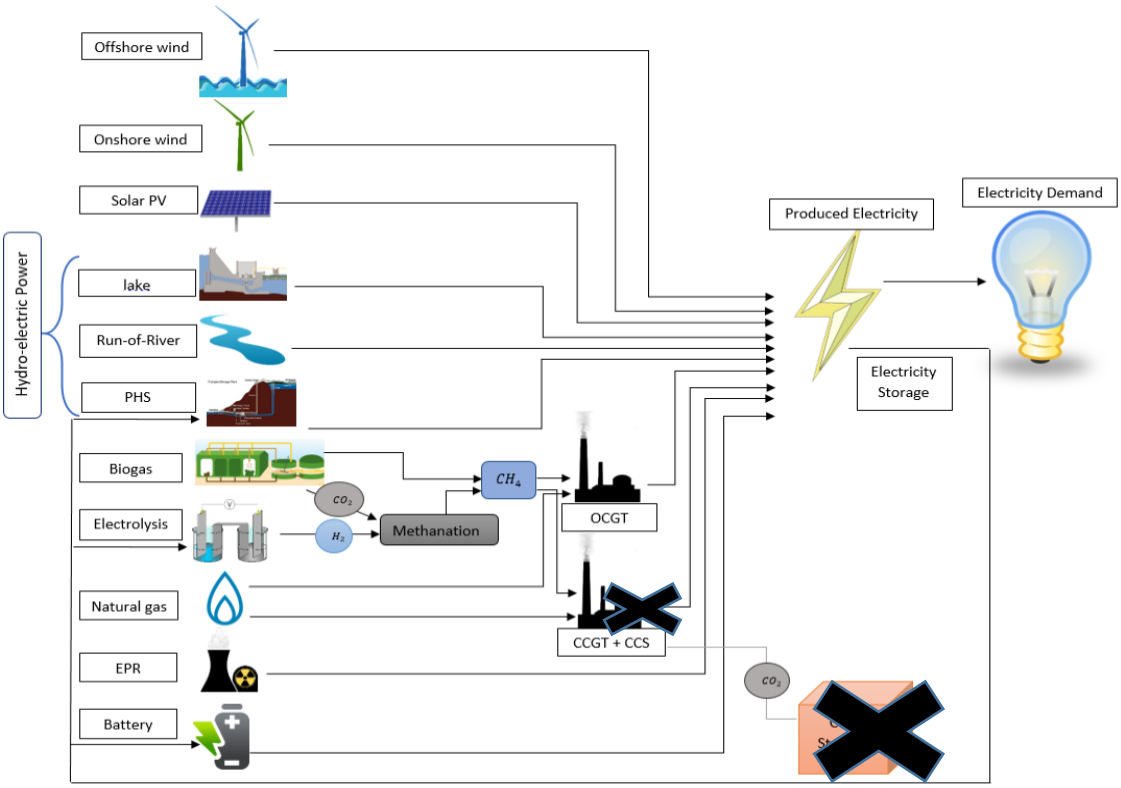

Figure 1. Techniques de production d'électricité et de stockage incluses dans le modèle EOLES_elec2035

L'ensemble des équations est présentée dans le document mentionné en note 2. Une partie de la production d'électricité hydraulique est pilotable (celle issue des lacs) mais seulement au sein d'un mois. L'hydraulique au fil de l'eau n'est pas considéré comme pilotable : il s'agit d'une production fatale, comme l'éolien et le solaire.

Les principales contraintes sont la demande d'électricité, qui doit être satisfaite 100% du temps au pas horaire sur une période donnée (ici, un an, donc 8760 heures), les capacités hydrauliques (dont on suppose qu'elles ne peuvent être accrues, sauf très modestement pour les STEP) et la production possible (ici, une telle contrainte est fixée pour le biogaz). Une dernière série de contraintes concerne la disponibilité de réserves de régulation de la fréquence. Ces contraintes imposent une quantité minimale de moyens de production pilotables afin de pouvoir répondre à une variation imprévue de la demande ainsi qu'aux variations de la production non pilotable et de la demande aux pas de temps infra-horaire, ces dernières n'étant pas représentées explicitement dans le modèle.

Les facteurs de capacité (le ratio entre la production effective et la production avec un vent ou un ensoleillement maximal) des éoliennes et des panneaux solaires sont calculés pour chaque département à partir des réanalyses MERRA2 de la NASA, combinées à des méthodes de descente d'échelle et de correction de biais[4]. Ces

[4] Pfenninger, S., Staffell, I. (2016). "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data." Energy 114, pp. 1251-1265; Staffell, I., Pfenninger, S. (2016). "Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output." Energy 114, pp. 1224-1239.

méthodes reproduisent avec une grande précision les productions éoliennes et solaires observées en France par RTE[5] : la corrélation est de 97% pour le solaire et 98% pour l'éolien. Les facteurs de capacité obtenus pour l'éolien terrestre sont supérieurs à ceux constatés par RTE pour les parcs existants, du fait du recours à de nouvelles éoliennes qui captent mieux les vents moyens que les modèles aujourd'hui installés[6].

La part de chaque département dans les capacités installées d'éolien terrestre et de solaire reste proportionnelle à la situation de 2017. Pour l'éolien maritime, les capacités sont installées sur les lieux identifiés par la base 4C Offshore[7]. Ces facteurs de capacité sont simulés pour l'année 2006 qui est la plus représentative de la période 2000-2018, comme nous l'avons montré dans le document mentionné en note 1. La production d'origine hydraulique est également celle observée en 2006. Ce recours à une même année météorologique permet de représenter de manière cohérente l'hydraulicité, le vent et l'ensoleillement.

Le nucléaire est supposé pouvoir fonctionner en suivi de charge[8], donc avec une grande flexibilité. L'usure supplémentaire du matériel du fait des montées et descentes en température successive générées par ce suivi de charge n'est pas prise en compte, faute d'éléments permettant de la quantifier.

Les interconnexions avec les autres pays ne sont pas représentées car cela supposerait de faire des hypothèses sur les politiques menées dans ces pays. Il faut garder à l'esprit que cela constitue une source de surestimation importante du coût du système électrique[9]. De même, nous négligeons les possibilités de piloter la demande pour l'adapter à la production renouvelable, et le stockage dans les batteries des véhicules, deux manières de réduire la quantité de batteries stationnaires et donc le coût du système.

Les hypothèses numériques

La chronique horaire de demande d'électricité est celle projetée par RTE en 2035. La consommation annuelle est autour de 480 TWh (avec 11,7 millions de véhicules électriques) soit à peu près la consommation actuelle, mais sa répartition est différente car les usages évoluent avec le climat (plus de climatisation, moins de chauffage), l'efficacité énergétique et les nouveaux usages.

Les principales hypothèses de coûts et de rendements des différentes techniques sont détaillées dans les tableaux 1 et 2. Parmi les autres hypothèses importantes figurent la

[5] Moraes, L., Bussar, C., Stoecker, P., Jacqué, K., Chang, M., & Sauer, D. U. (2018). "Comparison of long-term wind and photovoltaic power capacity factor datasets with open-license." Applied Energy 225, 209-220.

[6] Hirth, L., & Müller, S. (2016). System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *Energy Economics*, 56, 51-63

[7] https://www.4coffshore.com/offshorewind/

[8] Ce suivi de charge n'est aujourd'hui autorisé que par une partie des pays qui exploitent des centrales nucléaires, dont la France. Cf. Loisel, R., Alexeeva, V., Zucker, A., & Shropshire, D. (2018). Load-following with nuclear power: Market effects and welfare implications. *Progress in Nuclear Energy*, *109*, 280-292.

[9] Annan-Phan, S., & Roques, F. A. (2018). "Market Integration and Wind Generation: An Empirical Analysis of the Impact of Wind Generation on Cross-Border Power Prices." *The Energy Journal* 39(3), 1-25.

quantité maximale d'électricité qui peut être produite à partir de biogaz (15 TWh/an), les capacités hydrauliques (10,5 GW de centrales au fil de l'eau et 12,9 de centrales de lacs, produisant 40 TWh/an pour les premières, 15 pour les secondes), la quantité d'énergie stockable dans les STEP (180 GWh) et la puissance de ces dernières (9,3 GW).

Tableau 1. Hypothèses pour les techniques de production d'électricité

	CAPEX (€/kWe)	Durée de vie (années)	OPEX fixes (€/kWe/an)	OPEX variables (€/MWhe)	Temps de construction (années)	Efficacité (%)	Source
Eolien maritime	2500	30	47	0	1	-	JRC (2017)
Eolien terrestre	1190	25	34.5	0	1	-	JRC (2017)
Solaire PV	605	25	9.2	0	0.5	-	JRC (2017)
Hydraulique – lacs	2275	60	11.4	0	1	-	JRC (2017)
Hydraulique – fil de l'eau	2970	60	14.9	0	1	-	JRC (2017)
Biogaz	2685	25	83.9	3.1	1	-	JRC (2017)
Nucléaire	4500	60	97.5	9.5	10	38%	JRC (2014)
Turbine à gaz	550	30	16.5	-	1	45%	JRC (2014)

Tableau 2. Hypothèses pour les techniques de stockage d'énergie

	CAPEX (€/kWe)	CAPEX (€/kWhe)	Durée de vie (années)	OPEX fixes (€/kWe/an)	OPEX variables (€/MWhe)	Temps de construction (années)	Efficacité (en entrée / en sortie)	Source
*STEP**	500	5	55	7.5	0	1	95%/90%	FCH-JU (2015)
Batteries (Li-Ion)	140	100	12.5	1.96	0	0.5	90%/95%	Schmidt (2019)
Méthanation	1850	0	20/25**	87.75	5.44	1	59%/45%	ENEA (2016)

*STEP = Station de transfert d'énergie par pompage

**20 ans pour les électrolyseurs, 25 ans pour les unités de méthanation.

Les résultats

Quatre simulations ont été menées, en combinant deux valeurs du taux d'actualisation (4,5% et 8%) et la possibilité ou non de recourir au nucléaire. Les principaux résultats sont disponibles dans les tableaux 3 et 4. Il s'avère que le coût du système est bien plus sensible au taux d'actualisation qu'au choix de recourir ou non

au nucléaire. Se priver du nucléaire n'entraîne qu'un surcoût de 5% (en actualisant à 4,5%) ou 1% (en actualisant à 8%). La part optimale de nucléaire n'est que de 22% dans le premier cas et 9% dans le second. Dans les deux cas, l'optimum consiste à utiliser le nucléaire en suivi de charge et non en base, d'où un facteur de capacité d'environ 60%.

En comparant les optima avec et sans nucléaire, on voit que l'absence de ce dernier est compensée dans des proportions assez similaires par les trois énergies renouvelables variables : éolien maritime, éolien terrestre et solaire PV. Les capacités installées restent toutefois toujours en dessous des potentiels identifiés par les études existantes[10]. La production issue de la méthanation double, afin d'assurer un stockage de long terme, et le recours aux batteries augmente très fortement, afin d'assurer un stockage de court terme, correspondant au cycle diurne de la production solaire. Les pertes dues au stockage et surtout l'écrêtement augmentent mais restent à des valeurs raisonnables. La prise en compte des interconnections entre pays et des transferts d'énergie entre secteurs permettraient de réduire nettement l'écrêtement, par exemple en utilisant l'énergie excédentaire pour des usages industriels comme la production d'acier à partir d'hydrogène[11].

Globalement, ces résultats battent en brèche l'idée selon laquelle la construction de nouvelles centrales nucléaires serait économiquement justifiée en France, surtout si l'on garde en tête que dans nos optimisations, nous n'avons pris en compte ni le coût d'un possible accident nucléaire, ni celui de la gestion des déchets, et que l'hypothèse (empruntée au JRC) que nous avons retenue pour le coût d'investissement dans les centrales (4500 €/kW) est bien en-dessous des coûts estimés pour les EPR en construction en Finlande, en France et au Royaume-Uni, ou que ceux estimés pour les nouvelles centrales nucléaires par la banque Lazard[12].

[10] Enevoldsen, P., Permien, F. H., Bakhtaoui, I., von Krauland, A. K., Jacobson, M. Z., Xydis, G., ... & Oxley, G. (2019). How much wind power potential does Europe have? Examining European wind power potential with an enhanced socio-technical atlas. Energy Policy, 132, 1092-1100. Cerema, 2017. Photovoltaïque au sol. https://www.collins.fr/fr/actualites/photovoltaique-au-sol

[11] Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of cleaner production*, *203*, 736-745.

[12] 6 900 à 12 200 $/kW. Source : Lazard's levelized cost of energy analysis version 13.

Tableau 3. Résultats pour un taux d'actualisation de 4,5%

	avec nucléaire		sans nucléaire	
coût annualisé (Mds€)	26.8		28.2	
coût par MWh consommé (€)	55.3		58.09	
Electricité produite	TWh/an	%	TWh/an	%
éolien maritime	18	3%	60	10%
éolien terrestre	244	48%	340	56%
solaire PV	68	13%	141	23%
hydraulique au fil de l'eau	40	8%	40	7%
hydraulique de lac	15	3%	15	2%
biogaz	15	3%	15	2%
nucléaire	110	22%	0	0%
total	509	100%	611	100%
Electricité issue du stockage	TWh/an		TWh/an	
batteries	1.5		14.4	
STEP	11.7		15.9	
méthanation	3.5		6.5	
capacité de production	GW		GW	
éolien maritime	3.8		13.1	
éolien terrestre	85.7		119.6	
solaire PV	47.5		99.0	
hydraulique au fil de l'eau	10.5		10.5	
hydraulique de lac	12.9		12.9	
turbines à gaz	18.2		27.4	
nucléaire	19.7		0.0	
volume de stockage	GWh		GWh	
batteries	6.9		85.7	
STEP	180.0		180.0	
méthane	6 163.2		8 102.1	
puissance de stockage	GW		GW	
batteries	8.7		19.5	
STEP	9.3		9.3	
méthane	2.1		4.1	
écrêtement	2.3%		16.8%	
pertes dues au stockage	2.4%		3.8%	
facteurs de capacité				
éolien maritime	53%		53%	
éolien terrestre	32%		32%	
solaire PV	16%		16%	
turbines à gaz	12%		9%	
nucléaire	64%		-	

Tableau 4. Résultats pour un taux d'actualisation de 8%

	avec nucléaire		sans nucléaire	
coût annualisé (Mds€)	35.30		35.75	
coût par MWh consommé (€)	72.75		73.67	
Electricité produite	TWh/an	%	TWh/an	%
éolien maritime	0	0%	49	8%
éolien terrestre	330	60%	341	57%
solaire PV	98	18%	141	23%
hydraulique au fil de l'eau	40	7%	40	7%
hydraulique de lac	15	3%	15	3%
biogaz	15	3%	15	2%
nucléaire	52	9%	0	0%
total	550	100%	601	100%
Electricité issue du stockage	TWh/an		TWh/an	
batteries	1.5		14.4	
STEP	11.7		15.9	
méthanation	3.5		6.5	
capacité de production	GW		GW	
éolien maritime	0.0		10.6	
éolien terrestre	116.1		120.0	
solaire PV	68.7		99.1	
hydraulique au fil de l'eau	10.5		10.5	
hydraulique de lac	12.9		12.9	
turbines à gaz	22.1		27.8	
nucléaire	10.4		0.0	
volume de stockage	GWh			
batteries	22.8		81.4	
STEP	180.0		180.0	
méthane	8 667.6		10 925.8	
puissance de stockage	GW			
batteries	13.5		19.1	
STEP	9.3		9.3	
méthane	3.9		6.2	
écrêtement	8.1%		14.4%	
pertes dues au stockage	3.7%		4.9%	
facteurs de capacité				
éolien maritime	53%		53%	
éolien terrestre	32%		32%	
solaire PV	16%		16%	
turbines à gaz	11%		10%	
nucléaire	57%		-	