

De l'inutilité et du coût des renouvelables intermittents

Rémy Prud'homme

10 octobre 2022

Le gouvernement français entend lancer (ou relancer) un très lourd programme d'investissements dans les renouvelables intermittents que sont l'éolien et le photovoltaïque. C'est l'occasion de se pencher sur le programme qui a été lancé depuis 2000 sur ce même thème. Ce programme a lui-même été très lourd : environ 58 milliards d'euros d'aujourd'hui pour les investissements de la période 2000-2021¹. Ce chiffre est à comparer avec les 96 milliards d'euros d'aujourd'hui investis dans la construction des centrales nucléaires². La nécessaire évaluation de l'expérience passée a évidemment de nombreux aspects. On se focalisera ici sur deux questions (étroitement liées) : quelle a été l'utilité de ce programme ? quel a été son coût ?

Inutilité des intermittents en France

Aussi bizarre que cela puisse paraître, l'électricité intermittente produite a été totalement inutile. Elle n'a en rien servi à éclairer les ménages ou à faire fonctionner les entreprises. Le tableau 1 suivant relatifs aux années 2010 et 2021 le montre assez bien³. On voit que la consommation d'électricité de la France n'augmente pas, et qu'elle a même tendance à diminuer. Durant toute la période la production d'électricité traditionnelle, c'est-à-dire hors électricité intermittente a été plus importante que la consommation.

¹ Selon *Global Trends in Renewable Energy Investments 2020*, le rapport conjoint de l'UNEP et de Bloomberg New Energy Finance

² Selon un rapport de la Cour des Comptes de 2011 ; l'indice des prix industriels de l'INSEE n'a pas évolué entre 2011 et 2021.

³ On a vérifié que ces deux années sont bien représentatives des tendances enregistrées.

Tableau 1 – Electricité : production, consommation, exportations, France, 2010 et 2021 (en TWh)

	2010	2021	Variation
Consommation	513	472	-40
Production			
Intermittente	11	52	+41
Traditionnelle	539	471	-68
(dont : nucléaire)	429	361	-68
Exportations nettes	25	43	+18

Source : Wikipedia, citant les bilans électriques de RTE

Notes : Intermittents = éolien + photovoltaïque. Production traditionnelle = nucléaire (361) + hydraulique (63) + fossiles (39) + thermique renouvelable et déchets (10). Exportations nettes = nettes des importations.

Le tableau 1 montre également que la production d'électricité éolienne et solaire a beaucoup augmenté (de plus de 40 TWh). Il s'ensuit que pour faire place à cette électricité supplémentaire (qui a priorité sur le réseau), il a fallu soit augmenter les exportations nettes, soit diminuer la production d'électricité traditionnelle, soit les deux. C'est bien ce qui s'est produit. Dans les conditions françaises, le +41 TWh d'électricité intermittente impliquait nécessairement le -68 TWh d'électricité nucléaire ; décider l'un était également décider l'autre.

Trois sources de surcoût

Lorsque les renouvelables intermittents augmentent nos exportations, volant ainsi au secours d'une balance commerciale qui en a grand besoin, ne faut-il pas s'en réjouir ? Hélas non, car cette électricité-là est vendue bien moins chère que ce qu'elle a coûté. L'éolien et le solaire qu'EDF est obligée d'acheter en totalité sont payés entre 70 et 150 euros du MWh, disons 100 euros en moyenne pour fixer les idées (EDF est partiellement remboursée). L'électricité exportée l'est à un prix d'environ 40 euros/MWh (obtenu en divisant le montant en euros des exportations d'électricité par la quantité en TWh de ces exportations). La France vend 40 € ce qui lui coûte 100 €. Elle perd 60 € par MWh. Lorsqu'elle exporte 43 TWh, elle jette par les fenêtres 2,6 milliards d'euros. Chaque année. En douze ans, du côté de 30 milliards.

Il y a pire, bien que plus discret. Lorsque le surplus (par rapport à la demande de la France) d'électricité renouvelable ne peut pas être exporté parce que nos voisins n'en ont pas besoin, que se passe-t-il ? Le système ne peut pas absorber plus que la demande de la France et les exportations, sauf à gravement endommager le réseau. La loi oblige le système à absorber d'abord l'électricité renouvelable. Le gestionnaire du réseau demande alors aux filières traditionnelles de diminuer leur production, c'est-à-dire de réduire leur taux de charge, et donc de produire à un coût unitaire plus élevé. Il est difficile de calculer le surcoût que cela implique, qui varie beaucoup dans le temps, mais on peut en donner une idée. Cette obligation revient à préférer de l'électricité intermittente à 100 €/MWh à une électricité traditionnelle produite à un coût marginal très faible, parfois nul, voire négatif, disons de 20 €/MWh en moyenne. C'est

jeter 80 € par les fenêtres pour tous les MWh d'électricité traditionnelle évincés pour faire place à un MWh d'électricité intermittente.

Il y a encore pire. Les deux mécanismes d'absorption de l'électricité intermittentes présentés ci-dessus le sont sur un pas annuel. Il s'agit là d'une simplification assez grossière. En réalité, l'équilibre production = consommation plus exportation/importation doit être respecté sur un pas horaire. Le profil de la demande est très variable, selon l'heure de la journée (faible la nuit, élevé à 19h), et selon de la mois de l'année (faible en août, élevé en janvier). Il est assez bien connu et partiellement prévisible. Les filières traditionnelles peuvent et savent s'organiser tant bien que mal pour que leur production s'adapte aux variations de la demande. Par exemple, les opérations de maintenance et de rechargement des centrales nucléaires sont programmées durant l'été. L'irruption des intermittents intervient dans ce système délicat comme un chien dans un jeu de quille.

L'électricité éolienne et solaire, en effet, est à la fois intermittente et aléatoire. Elle n'est là que lorsque le vent souffle (un peu plus de 2000 heures par an⁴) et/ou que le soleil brille (environ 1000 heures par an). Mais surtout à des heures difficiles à prévoir, qui ne sont pas nécessairement celles où l'électricité est demandée. Le soleil, par exemple, a la fâcheuse habitude de briller davantage l'été que l'hiver ; et lors des pointes de la demande (les soirs d'hiver à 19 heures), la production d'électricité solaire est toujours égale à zéro. Le vent est mieux réparti, mais plus imprévisible. Les spécialistes ont une expression parlante : ils disent que l'électricité intermittente n'est pas « pilotable ». On ne peut pas trop compter sur elle pour ajuster l'offre d'électricité à la demande d'électricité. On est alors obligé de construire des centrales très pilotables, en pratique des centrales au gaz, que l'opérateur central peut mettre en marche ou éteindre en quelques minutes pour répondre aux caprices des intermittents. On pourrait imaginer que les centrales au gaz diminuent lorsque les fermes éoliennes et photovoltaïques augmentent. En réalité, c'est le contraire qui se produit. Intermittents et gaz marchent la main dans la main. Il y a là une source de surcoûts importante.

Une approche globale des surcoûts

On peut proposer une approche globale des surcoûts entraînés par l'expérience française des renouvelables intermittents. Pour apprécier une politique donnée, ici la politique de promotion des intermittents, il faut la comparer avec une politique de référence, toutes choses égales par ailleurs. C'est la différence entre les résultats des deux politiques qui fait apparaître le succès ou l'échec de la politique étudiée. La politique de référence qui s'impose ici est celle de la politique du fil de l'eau, *sans* le programme étudié.

⁴ Cette formulation est un raccourci. Elle ne veut évidemment pas dire que les éoliennes fonctionnent à pleine puissance pendant 2000 heures, et pas du tout pendant les 6760 autres heures de l'année, mais qu'elles produisent dans une année l'équivalent de 2000 heures de fonctionnement à pleine puissance.

Les coûts *sans* - En 2010, la France disposait en matière d'électricité d'un stock traditionnel de capital, principalement nucléaire et hydraulique, qui produisait une électricité abondante (plus abondante que la consommation française), bon marché, indépendante et décarbonnée. Ce stock de capital en bon état pouvait parfaitement continuer à produire la même quantité d'électricité. Et à le faire au même coût faible, ou même à un coût moindre, parce que le coût de production du nucléaire et de l'éolien est principalement un coût de capital, et que le stock de 2010 était largement amorti. Aucun investissement lourd supplémentaire n'était nécessaire, même si des travaux de surveillance et d'entretien étaient indispensables. Le coût de ce scénario *sans* intermittents est, pour chacune des années suivantes, le coût de la production, du transport et de la distribution de l'année 2010. Il est, à la marge près, égal au chiffre d'affaire du secteur. On l'obtient en multipliant la quantité d'électricité vendue par son prix.

Les coûts *avec* - La politique effective suivie, caractérisée par des investissements massifs dans l'éolien et le photovoltaïque, n'a (comme on l'a montré plus haut) rien apporté de plus à la consommation des Français et de leurs entreprises, mais le fait est qu'elle a augmenté les coûts de production de l'électricité, et les prix de vente. On calcule les coûts *avec* comme on a calculé les coûts *sans*.

Le tableau 2 présente les résultats de ces calculs. Il montre que les coûts *annuels* (de la satisfaction des besoins de la France) seraient au cours des années restés à peu près constants sans intermittents (un peu moins de 40 milliards par an) alors qu'ils ont dans la réalité (avec la politique suivie) augmenté d'environ 38% entre 2010 et 2021. Le tableau donne également les coûts *cumulés* de l'électricité au cours des 12 années 2010-2021. Il a été de 538 milliards d'euros *avec* les intermittents, alors qu'il aurait été de 452 milliards *sans* les intermittents. C'est un surcoût de 86 milliards. Ce surcoût de 20% est d'ailleurs est tout-à-fait cohérent avec les études qui corrélient pour les pays d'Europe le prix de vente de l'électricité avec le poids des intermittents dans le mélange électrique.

Tableau 2 – Surcoûts du programme éolien et solaire français

	Sans programme	Avec programme	Var relative	var absolue
Consommation (TWh)				
2010	444	444	0%	0
2021	427	427	0%	0
Prix unitaire (€/MWh)				
2010	89	89	0%	0
2021	89	119	+38%	30
Ventes = Coût (G€)				
2010	39	39	0%	0
2021	37	51	+38%	+14
2010-2021	452	538	+19%	+86

Sources : Pour les prix : Eurostat. Pour la consommation : RTE

Notes : Les ventes sont le produit des prix unitaires par les consommations. Les calculs ont été effectués séparément pour le secteur résidentiel et le secteur non résidentiel (tertiaire et industrie) ; les sources donnent des chiffres de prix et de consommation pour ces deux secteurs. Dans un souci de simplicité, les résultats ont été regroupés.

On en conclut que la politique de promotion de l'éolien et du solaire a coûté à la France environ 90 milliards d'euros. Il s'agit là d'une estimation par défaut, car elle néglige les externalités générées par les intermittents : les paysages détruits, les chauves-souris massacrées, les nuits gâchées par le bruit, les sols pollués par les millions de tonnes de béton des socles éoliens, etc. Ce coût est presque égal au coût de tout le programme électro-nucléaire des années 1970-1990. Pour rien. L'éolien et le photovoltaïque n'ont pas été seulement inutiles, ils ont également été nuisibles. Bien entendu, le gouvernement ne tirera aucune leçon de cette expérience, et est bien décidé à la renouveler. On ne change pas une politique qui perd.