

Quelle électricité en France pour 2035 ?

Une étude prospective

Alain RICAUD ¹

Table des matières

Introduction	5
Structure et évolution de notre consommation énergétique	8
Comment nous chauffons-nous encore en 2019 ?	9
Les pompes à chaleur au secours du nucléaire ?	10
Les transports	10
Consommation d'énergie et émissions de GES	10
La transition dans le bâtiment	11
Les directives européennes	11
Les émissions de gaz à effet de serre	12
Au niveau mondial	12
Les recommandations du GIEC	13
De la COP 21 à la COP 25	14
Et en France ...	16
L'habitat	16
La construction	16
Une conception bioclimatique	17
L'efficacité énergétique :	17
La sobriété énergétique :	17
Et les énergies renouvelables :	17
Les transports	18
Transports individuels	18
Transport de marchandises	18
Agriculture et alimentation	18
L'échec de la révolution verte	18
La responsabilité du monde paysan	19
Agriculture et bilan carbone	19
Notre alimentation	19
Les sources d'électricité en France	20
Une répartition très déséquilibrée	21
Puissance installée et énergie produite	21
Facteurs d'émissions comparés en gaz à effet de serre	22
Situation du nucléaire dans la production d'électricité	22
Forces	23
Disponibilité en base :	23
Contenu carbone :	23
Faible coût du combustible :	24
Standardisation :	24

¹ Alain Ricaud, ingénieur SupElec et Docteur ès sciences, retraité, a travaillé 35 ans dans l'énergie solaire. D'abord comme directeur de filiales de grands groupes, puis comme PDG du Bureau d'études Cythelia fondé en 1994. Il a été Professeur Associé à l'Université de Savoie de 2000 à 2012 où il a enseigné le solaire et les changements climatiques. Il s'intéresse à l'écologie politique depuis 1973. Éditeur de « La Lettre du Solaire » de 2000 à 2014, il est aussi le concepteur et réalisateur des Maisons Z.E.N en Savoie.

Faiblesses	24
Au plan fondamental:	24
Au plan de la technoscience:	25
Au plan de la dangerosité:	25
Au plan de la décision politique:	25
Au plan du secret et de la communication:	26
Au plan de l'indépendance énergétique:	26
Au plan du traitement des déchets sur le long terme:	26
Au plan de la propriété des centrales :	27
Au plan des coûts:	27
Au plan de notre activité économique:	27
La situation française	28
Risques techniques	29
Durée de vie et renouvellement	29
Le coût du nucléaire actuel	30
Les évolutions prévisibles :	31
Des incertitudes connues :	31
Coût du grand carénage	32
Chiffre d'affaire, endettement d'EDF et capacités de financement	32
L'EPR de Flamanville	32
Coût prévisionnel	33
<i>Nucléaire français : un secteur dans l'impasse</i>	34
<i>La France ne doit pas lâcher cette industrie par inadvertance</i>	35
Les énergies renouvelables	36
Le potentiel	36
Les limites du réseau français en 2004 ...	36
... et l'avis de RTE en 2019 :	37
Le solaire	38
Solaire photovoltaïque	38
Petit historique	38
Les chiffres au niveau mondial	40
Les forces	40
Les faiblesses	41
Conséquences sociétales	41
Réponses aux questions récurrentes	41
Où en est le recyclage des produits en fin de vie ?	41
Quid des matériaux rares et des limites de leur extraction ?	42
Coût de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)	42
Situation et perspectives	42
Coût du photovoltaïque	44
Centrales en plein champ	46
Systèmes rapportés au bâti	47
Potentiel des toitures en France et en Europe	47
L'autoconsommation	48
La nécessité du stockage	49
Le stockage par le réseau	49
L'éolien	50
Le potentiel	50
Le facteur de charge ou taux d'utilisation	50
Volume au niveau mondial	51
Et en Europe	51
Coût de l'éolien terrestre	52
L'éolien en France	52
Coût de production en France	53
Obligation d'achat à tarif réglementé	54

Rénovation des parcs et démantèlement	55
Activité industrielle et emploi	55
Intégration au réseau électrique	57
La production d'électricité éolienne en France pose plusieurs problèmes	57
L'éolien offshore	58
Projets offshore, une gabegie financière	58
Les projets français d'éoliens en mer	58
Éoliennes flottantes	60
Critiques, contestation et propositions de réformes	61
L'énergie hydraulique	63
La grande hydraulique :	63
L'énergie hydraulique et ses perspectives de développement.	63
Le potentiel hydraulique exploitable	63
Le potentiel hydraulique actuellement exploité	64
Le coût de l'énergie hydraulique	64
L'énergie hydraulique en France	65
La micro-hydraulique :	65
Les STEP :	65
La gestion de l'électricité	66
Réduire les consommations domestiques	66
La sobriété énergétique	66
L'efficacité énergétique	67
Effet rebond	67
Pompes à chaleur ou solaire thermique ?	67
Electricité spécifique et éclairage	68
Délestage et effacement	69
Effets du recyclage de l'Aluminium	70
Le stockage	70
Des productions et des demandes saisonnières	71
Foisonnement du réseau	72
Scenario ADEME 100% renouvelables.	72
Coûts du stockage	73
Le stockage d'électricité en France passe par les STEP.	74
Les batteries d'accumulateurs électro-chimiques	77
Les batteries au Li-Ion	77
Coût des batteries	78
Les batteries au Sodium-ion .	79
Quel stockage pour le long terme ?	80
Le « power to gas to power »	80
Les réseaux intelligents	81
Le pilotage de la demande	81
La régulation	82
Le véhicule électrique : un moyen de stockage solaire mobile ?	83
Trois scénarii se dessinent :	85
Rappel de la situation actuelle :	85
Sobriété et efficacité :	85
Scenario A : un arrêt du nucléaire rythmé par la gestion des risques	85
Scenario B : une fermeture du parc nucléaire actuel retardée de 10 ans.	89
Scenario C : six EPR supplémentaires à la demande du gouvernement :	92
Coûts et nuisances comparés	95
Classification des contraintes	95
Coûts d'investissements dans le nucléaire	96
Coûts d'investissement du mix électrique	96
Quel bouquet de production d'électricité pour 2035 ?	99
Notre proposition	99

"2025 est une échéance tenable" _____	99
"On ne pourra pas lutter contre le réchauffement climatique en luttant aussi contre l'énergie nucléaire" _____	100
Et maintenant, que faire ? _____	101
Les petits gestes seraient-ils insuffisants ? _____	101
La paralysie des politiques _____	101
Quel chemin pour atteindre le but ? _____	101
De nouveaux comportements des peuples _____	102
Quels indicateurs pour demain ? _____	103
Pour un nouveau « récit » _____	103
Conclusion _____	105

Introduction

L'utilisation massive des énergies fossiles et fissiles, même si elle a envahi tout le champ de l'activité des hommes d'aujourd'hui, reste un épiphénomène à l'échelle de l'histoire humaine; elle apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19^e siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20^e siècle avec le pétrole pour les moteurs, le gaz pour le chauffage le charbon et le nucléaire pour l'électricité. Par leur faible coût, leur grande disponibilité, et la poussée démographique qui les accompagne, elles auront été la cause de la modification profonde de l'empreinte des humains sur la planète en une période très courte de 150 ans ². L'argument des limites de leur disponibilité dans le temps (le fameux Pic de Hubert ³) ayant trouvé quelque accommodement avec la découverte des sources non-conventionnelles ⁴, c'est la révélation concrète des méfaits redoutables sur le climat de l'usage des fossiles carbonés qui vient sonner la fin de la partie.

Pendant cette courte période, les techniques employées pour transformer l'énergie thermique en énergie plus noble (mécanique ou électrique), ont utilisé le vieux principe du piston-bielle-manivelle (machine à vapeur ou moteur à explosion) ou la turbine. Avec l'avènement de la production directe d'électricité (solaire, éolien, hydraulien) initiée dès les années 80, ce début de XXI^e siècle connaît une véritable révolution technique et sociétale sous-estimée par nos décideurs.

Pour se placer dans le contexte du gaspillage énergétique actuel, nous commençons par un rapide survol des productions et des consommations d'énergie en France par source et par application, avec une insistance particulière sur leurs rendements d'utilisation, mentionnant chaque fois leurs taux d'émissions de GES (gaz à effet de serre). Nous regardons ensuite comment s'est déroulée la transition énergétique depuis 2001 sous les incitations des directives de l'Union Européenne et l'avalanche des lois nationales d'orientation, décrets, arrêtés et autres circulaires, souvent obsolètes avant même d'entrer en vigueur...

La part de **l'électricité comme vecteur d'énergie** ne cessant d'augmenter partout dans le monde et plus particulièrement en France, c'est ce secteur qui fait l'objet principal de ce document. Même si chez nous, sa production n'est que très peu émettrice de gaz à effet de serre (GES), ce n'est pas le cas dans le reste du monde. Notre propos est de réfléchir à la façon de la consommer avec sobriété et de la produire tant en termes de durabilité, de sécurité que d'efficacité. Mais il faut qu'elle adienne bien avant que nous ayons épuisé toutes nos ressources fossiles dont le taux d'extraction prohibitif ⁵ est la cause principale de la saturation des capacités d'absorption des GES par la biosphère.

² Voir Claude LORRUS, Laurent CARPENTIER, Voyage dans l'Anthropocène, Arles, Actes Sud, 2011. Voir aussi le film « *L'anthropocène, l'époque humaine* », Canada (2018) réalisé par Jennifer Baichwal et Nicholas de Pencier.

³ En 1956, King Hubbert, géologue à la société Shell publia un article peu remarqué « Nuclear energy and the fossil fuels » : il y affirmait que la production pétrolière des USA allait croître jusqu'à 1970, puis décliner inexorablement ensuite, ce qui s'est vérifié. Le pic de Hubbert se définit comme le maximum-maximorum de la production de pétrole : il est obtenu lorsqu'environ la moitié de la réserve est extraite. Le pic mondial des ressources conventionnelles est passé en 2007-2008.

⁴ Les réserves prouvées de pétrole sont aujourd'hui généralement estimées à 1 000 milliards de barils. Les réserves ultimes (passées, présentes et futures) récupérables, tenant compte des sources non conventionnelles sont estimées à 2 300 milliards de barils par l'USGS (United States Geological Survey). On a donc consommé 1 300 milliards de barils en 150 ans et il nous en reste pour 30 ans.

⁵ Sachant que la combustion d'une tonne de pétrole émet 3,45 teq CO₂ de gaz à effets de serre (GES) dans l'atmosphère, et qu'un baril contient 138 kg de pétrole, le cumul des émissions de gaz à effets de serre de nature anthropique juste lié au pétrole est de 620 milliards teq CO₂. Si ce pétrole avait été consommé de façon modérée et constante sur toute la période, la planète qui ne peut « absorber » que 11 milliards teq CO₂ par an, aurait pu encaisser ces émissions sans perturbation majeure. Le fait inquiétant, c'est que la consommation de

Nous sommes donc dans une course contre la montre jusqu'en 2050 avec plusieurs solutions qui s'offrent à nous. Après 20 années perdues en procrastination, notre gouvernement réfléchit enfin à la stratégie énergétique du pays qu'il n'aurait jamais dû abandonner : elle va du prolongement de notre parc nucléaire vieillissant (*EDF*), à son renouvellement (*JM Jancovici*), et à l'utilisation systématique des énergies renouvelables pour la production d'électricité (*négaWatt*).

Mais les sources auxquelles on pense en premier – éolien, solaire photovoltaïque et hydraulique – ont le défaut majeur d'être variables, du moins pour la première, la seconde étant aussi variable mais plus prévisible, et la troisième nécessitant des aménagements nouveaux non programmés. Avec un **parc probable de 20 GW d'éolien et de 10 GW de PV à fin 2020, la France pourrait produire 54 TWh d'électricité nouvelle renouvelable** dès l'an prochain – plus que la production actuelle des centrales thermiques de pointe, et proche de la production de la grande hydraulique, soit 11 % de notre consommation d'électricité. L'absorption par le réseau de leur variabilité est encore possible à ce stade, mais ne disposant que d'un parc de 5 GWc de stockage gravitaire par STEP ⁶, dans l'hypothèse où il faut environ 1 GWc de stockage pour 10 GWc de sources variables, se pose sur ce point **la nécessaire extension progressive de ce parc à une capacité de 15 GWc dans les Alpes et dans les Pyrénées dans un délai de 15 ans.**

Contrairement aux centrales nucléaires qui assurent « la base », les sources dites « de pointe » sont utilisées pour faire face aux pics de consommation (voir les diagrammes en temps réel sur le site de RTE). Ce sont pour la « mi-base » les barrages hydroélectriques et pour « les pointes » les centrales thermiques (à gaz principalement), et les STEP (lacs à 2 niveaux), rapides au démarrage, donc très réactives en cas de besoin. À partir de 2005, la production thermique s'est sensiblement réduite pour n'être plus alimentée que par du gaz en 2020. La production hydroélectrique quant à elle, a peu varié depuis 1973 (60 TWh). Jusqu'à présent la hausse française de la demande en électricité a principalement été dictée par un nucléaire surabondant (de 1990 à 2005), mais depuis 15 ans en constante décroissance notamment pour des raisons de sécurité et de maintenance. Le déploiement accéléré des ENR (depuis 2005 en forte croissance) qui n'ont malheureusement pas le privilège d'être « pilotables », étant néanmoins inéluctable, il nous faut trouver des moyens de délestage, de gestion des réseaux et de stockage efficace et non carboné.

Connaissant la durée de vie théorique de nos centrales nucléaires, leurs fragilités spécifiques, les coûts de leur mise à niveau ou du prolongement de leur durée de vie, **on tâche d'évaluer pour la France, à travers trois scénarii contrastés, vers quel bouquet de production électrique il est encore possible de s'orienter pour 2035.** Dans ce but, nous montrons les effets considérables que pourraient avoir la sobriété et l'efficacité si elles étaient considérées comme prioritaires par l'Etat et les collectivités. Puis, nous analysons la situation du parc nucléaire français et son évolution éventuelle ; nous dévoilons les percées du solaire photovoltaïque et de l'éolien, les avantages du délestage et des réseaux intelligents, ainsi que les potentiels du stockage de l'électricité par voie gravitaire et électrochimique. En fonction des avantages et des nuisances des techniques retenues, des capacités nouvelles à installer, des investissements requis, des coûts de production et délais prévisionnels, on esquisse la structure du bouquet qui pourrait constituer la production optimale d'électricité en France entre 2020 et 2035.

pétrole est désormais à 36 milliards de barils/an et qu'elle ne cesse d'augmenter. C'est 17 milliards teq CO₂ que nous rejetons maintenant chaque année dans l'atmosphère, juste par la combustion du pétrole.

⁶ Stockage par transfert d'énergie potentielle entre deux lacs d'altitude différente.

Contrairement au choix du « Manifeste négaWatt »⁷, nous avons délibérément pris le parti de ne pas nous projeter en 2050, cette échéance nous paraissant trop lointaine par rapport à des décisions de politique industrielle qui doivent être prises dans l'urgence. Une perspective à 15 ans (3 mandats présidentiels) rend impératifs les choix à faire, et perceptibles, à portée de main, leurs conséquences immédiates avec le personnel dirigeant en place. Les trois scénarii évoqués dans ce document montrent que nous aurons atteint en 2035 les limites de la contribution des renouvelables éoliennes et solaires associées à du stockage par STEP. Au-delà, d'autres techniques de stockage ou d'énergie embarquée devenues matures devront prendre le relais. Mais entre l'utilisation industrielle et banalisée de l'Hydrogène, la circulation du biogaz dans les réseaux d'ENGIE ou la généralisation de la méthanation, on ne peut pas dire aujourd'hui quelle technique s'imposera sachant en outre que de nouvelles générations seront aux manettes.

Il faudra surtout faire le point sur les effets des attitudes de sobriété et les soucis d'efficacité qui, s'ils sont vraiment pris au sérieux, devraient avoir permis une réduction des consommations globales de l'ordre de 45 % (-4 %/an) et électriques de 32 % (-2,5 %/an) en 2035. Politiques radicalement nouvelles de « sobriété heureuse » qui pourraient se déployer plus avant dans une perspective de changement à 180° du cap dans lequel nous sommes engagés depuis 150 ans. Cap où la Nature n'est plus mystère à vénérer comme chez les Anciens, beauté à contempler comme chez les Romantiques, mais énigmes à décoder, systèmes à modéliser, artefacts à concevoir, ressources minières à extraire, produits à fabriquer, à user, à détruire et puis jeter sans état d'âme. Le tout pour un confort individuel et matériel qui devient de plus en plus problématique et empêche de s'épanouir nos vies collectives, artistiques et spirituelles.

Bien conscients d'être entrés dans l'anthropocène de par notre responsabilité, il est grand temps pour nous de sortir de la toute puissance et de trouver une sagesse à la mesure de l'extension de nos capacités physiques.

L'exercice auquel nous nous livrons n'est donc pas seulement une nième étude prospective qui projette dans le futur des éléments connus de notre génération, mais l'amorce d'un changement de paradigme qui aurait dû se manifester depuis plus de vingt ans et qui, à défaut d'être élaboré dans l'apaisement issu d'une plus grande sagesse, risque de se faire dans la douleur et la précipitation.

⁷ Elaboré par 25 praticiens de l'énergie, le scénario « négaWatt » est aujourd'hui la proposition la plus novatrice et la plus élaborée pour repenser la politique énergétique de la France à l'horizon 2050.

Structure et évolution de notre consommation énergétique

En France, nous consommons en 2010, 252 Mtep⁸, soit 4 tep⁹ / hab.an d'énergie primaire¹⁰, ou 47 MWh/an.hab. (ou bien encore : 5,5 kW permanents par tête), réparti comme suit: pétrole 33%, gaz 17%, charbon 4%, nucléaire 39%¹¹, hydraulique 6%, ENR¹² 1%. C'est comme si nous avions à notre disposition individuelle et permanente la puissance de 7 chevaux costauds ou 70 « esclaves » ... et ceci est peu comparé aux USA où ils ont plus de 12 CV¹³, soit plus de 120 « esclaves » par habitant !

En 2018, alors que la population avait augmenté de 5% passant de 62 à 65 M hab, cette consommation diminuait de 3 % à 244 Mtep, soit une réduction de près de 8 % par tête, réparti comme suit : pétrole 32 %, gaz 15 %, charbon 3 %, nucléaire 39 %, hydraulique 6 %, ENR 5 %. La première bonne nouvelle, c'est que la consommation diminue en valeur absolue ; la deuxième bonne nouvelle est que la part des ENR a été multipliée par 5, sauf que 88 % de l'énergie primaire est encore importée (voir Figure 1) ... l'indépendance énergétique de la France stagnant en réalité à 14 %¹⁴!

En 2010, la consommation d'énergie finale s'élevait à 157 Mtep soit 94 Mtep de pertes (37 %) à la production (principalement dans le rendement des centrales électriques) et au transport. Le secteur résidentiel et tertiaire est le premier secteur consommateur d'énergie finale en France avec 68 Mtep (43 %), et 25 % des émissions de gaz à effet de serre lui sont dûs.

On estimait la consommation d'énergie utile à seulement 108 Mtep (avec un rendement énergétique global de 43 %), soit une perte totale de 145 Mtep, essentiellement sous forme de chaleur perdue, un énorme gaspillage qui peut être considérablement réduit par ce que l'on appelle l'efficacité énergétique¹⁵! Ca nous faisait encore 28 « esclaves » effectifs par personne, nuit et jour ! Qu'en aurait dit mon grand-père qui ramassait le crottin de cheval pour le mettre dans la chaudière ?

⁸ non compris les usages non-énergétiques.

⁹ 1tep (tonne équivalent pétrole) = 1,3 tec (eq charbon) = 2.3 teb (eq bois) = 11 680 kWh = 42 GJ, équivaut à la consommation énergétique annuelle d'un français pour ses activités domestiques.

¹⁰ L'énergie primaire est l'énergie de base pour produire l'énergie finale (65% de pertes pour l'électricité sans compter le transport). L'énergie finale est celle que l'on paye au compteur ou à la pompe. L'énergie utile est l'énergie juste nécessaire pour faire fonctionner une application sans perte.

¹¹ L'énergie nucléaire est ici comptée à tort en fraction d'énergie primaire.

¹² Nous considérons comme énergies nouvelles renouvelables (ENR), le bio-gaz, les bio-carburants (ethanol et diester), la géothermie, le géosolaire, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, l'éolien, le petit hydrolien et l'énergie des vagues.

¹³ 1 CV= 736 W

¹⁴ Jusqu'en 2001, la France était le seul pays au monde à comptabiliser les pertes des centrales électriques, de sorte que lorsqu'on comparait nos statistiques avec celles des autres pays, les comparaisons n'étaient possibles que pour les consommations d'électricité (énergie finale), pas pour les productions (énergie primaire). Cette équivalence statistique, avait pour résultat d'augmenter la part de l'électricité dans l'utilisation de l'énergie primaire de la France (47% alors qu'elle n'est en réalité que de 19%) et d'augmenter la part du nucléaire (39% au lieu de 14%), ce qui permettait à nos ministres successifs de l'industrie de dire que la France était un pays énergétiquement indépendant à 50% !... Depuis que la France a changé le "coefficient de conversion", pour s'aligner sur les autres pays... et si l'on tient compte du fait que l'uranium est totalement importé, la fameuse indépendance énergétique n'est plus que de 14 % en 2018 (5,1 % bois énergie ; 2,1 % agro-carburants ; 3,7 % hydraulique ; 3,1 % éolien et solaire).

¹⁵ Ex. l'éclairage à incandescence a un rendement global : 34%*90%*5% = 1,5% ! Avec des LED, il passe à 12 %.

Secteur d'utilisation	Mtep primaire		Mtep final		Mtep utile		Energie utile / finale	Energie utile / primaire
Résidentiel et tertiaire	132	52%	68	43%	58	54%	85%	44%
Agriculture	7	3%	4	3%	3	3%	69%	44%
Industrie	64	25%	35	23%	32	30%	91%	50%
Transport	50	20%	49	31%	15	14%	31%	30%
Ensemble	252	100%	157	100%	108	100%	69%	43%

Tableau 1: Consommation d'énergie par secteur d'activité et rendement d'utilisation (France 2010)

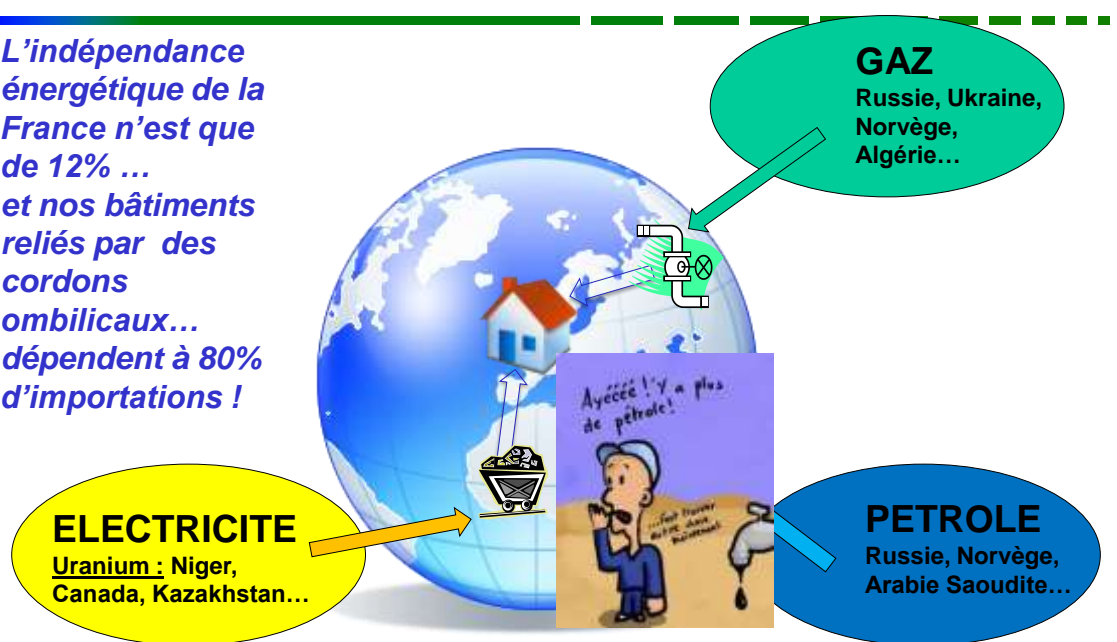
Comment nous chauffons-nous encore en 2019 ?

Devant les préoccupations environnementales de ces vingt dernières années liées aux changements climatiques, l'habitat est le premier lieu où la prise de conscience individuelle puisse se traduire en un impact visible, sensible et mesurable.

L'énergie en France

Comment nous chauffons nous encore en 2018 ?

L'indépendance énergétique de la France n'est que de 12% ... et nos bâtiments reliés par des cordons ombilicaux... dépendent à 80% d'importations !



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

2

Figure 1: Comment nous chauffons-nous encore en 2018 ?

Le secteur résidentiel et tertiaire représente 43% de notre consommation d'énergie finale et est à l'origine de 25% des émissions de GES. C'est donc un enjeu prioritaire, d'autant que 80% de l'énergie qui y est dépensée l'est sous forme de chaleur (chauffage, ECS, cuisine).

Les pompes à chaleur au secours du nucléaire ?

Il faut noter que pour justifier d'une programmation nucléaire surabondante, dès les années 70, l'Etat a eu la riche idée de développer le chauffage électrique de façon massive de sorte qu'avec 107 TWh, soit 1 800 kWh/hab, l'électricité pour le chauffage représente encore 23% de la consommation finale d'électricité; sachant que la production d'énergie thermique entraîne 2/3 de pertes sous forme de chaleur, ce procédé de chauffage qui a été abusivement favorisé en France, est interdit dans plusieurs pays, sauf à généraliser l'usage des pompes à chaleur dont le COP¹⁶ théorique de 3 vient en principe compenser le rendement de 34 % des centrales nucléaires.

Les transports

En France, nous dépendons du pétrole et du gaz pour 68 % de notre approvisionnement en énergie finale et les transports utilisent près du tiers de l'énergie consommée (50 Mtep d'énergie finale pour 15 Mtep d'énergie utile, écart dû principalement au rendement des moteurs). Le poste transport est aujourd'hui celui qui pèse le plus en termes d'émissions de GES (29 %).

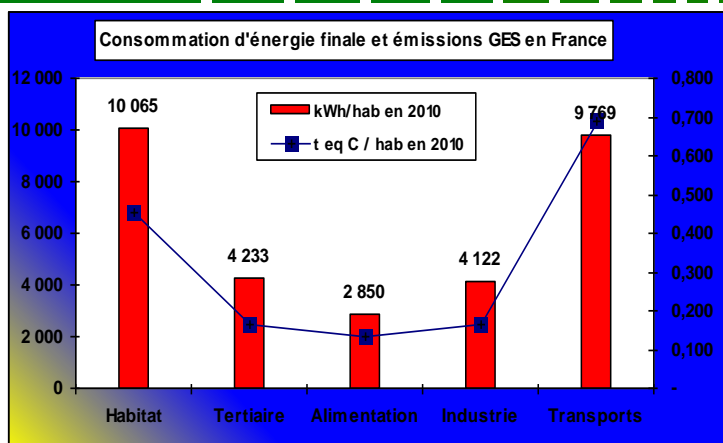
Consommation d'énergie et émissions de GES

L'énergie en France

Consommation d'énergie finale : 47 MWh/an.hab (7 CV permanents)
Emissions de GES par tête en France en 2010: 1,8 t eq C /hab

Dans le secteur « **habitat et tertiaire** » nous consommons par tête, environ :

- 10 000 kWh pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire, en diminution
- 1 800 kWh pour la climatisation, en augmentation
- 1 000 kWh pour la cuisson des aliments, stable
- 1 500 kWh pour les usages spécifiques de l'électricité (éclairage, électroménager, bureautique, audiovisuel), en augmentation.



- Au niveau des usages, deux grands postes dominant: la consommation d'énergie pour le **chauffage des locaux (environ 38%)** et les carburants dans les transports (environ 31%).

Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

3

Figure 2: Consommation d'énergie finale et émissions de GES par secteur en France en 2010

¹⁶ Le COP (coefficient de performance d'une pompe à chaleur) est le rapport entre l'énergie thermique produite et l'énergie électrique consommée. Il est en pratique plus proche de 2 que de 3 surtout quand il fait très froid ou quand il fait très chaud pour les PAC réversibles.

La transition dans le bâtiment

C'est un secteur à très lente évolution puisque les bâtiments neufs construits chaque année ne représentent que 1% du parc existant. Agir sur les normes des constructions neuves ne peut donc suffire, mais on sait en outre les difficultés rencontrées par la rénovation thermique de l'ancien¹⁷. On avait prévu au Grenelle de l'environnement en 2007 sous présidence Sarkozy, d'imposer à tous les immeubles construits à partir de 2012 le niveau de performance du label BBC dont l'association Effinergie assurait la promotion. En 2019, on peut dire que c'est finalement entré dans les pratiques de tous les constructeurs. Il était aussi prévu qu'à partir de 2020, tous les bâtiments neufs soient conçus à énergie positive (BPOS)... qui en parle aujourd'hui ? Le troisième engagement spécifiait que la consommation totale du parc immobilier soit réduite en 2020 de 38% par rapport à ce qu'elle était en 2007 ... Il fallait rénover pendant 10 ans l'équivalent de 500 000 logements par an en divisant par 4 leur consommation de chauffage à 50 kWh/m².an. Où en est-on ? De l'ordre de 350 000 logements par an, malgré une campagne téléphonique forcenée auprès des propriétaires¹⁸.

Les directives européennes

Dès 2001, une directive européenne avait fixé pour chaque Etat un objectif de la part des renouvelables dans la consommation d'électricité à l'horizon 2010. La France devait porter ce chiffre de 14 à 21 %. Le solaire et l'éolien n'ayant pas décollé, elle n'atteignit que 15 %.

Plus tard, le « paquet énergie-climat » adopté en 2008, donnait comme objectif commun à tous les Etats de passer la part des énergies renouvelables dans la consommation moyenne européenne d'énergie finale à 20% pour 2020. Concernant la France il s'agissait d'atteindre 23 % tous usages confondus, se traduisant en 27% pour l'électricité, 33% pour la chaleur et 10% pour les transports, représentant environ un doublement de la production renouvelable pour chacun des trois secteurs. L'objectif ne sera atteint que pour l'électricité. Malgré la mise en place du « Fonds chaleur » en 2009 et des tarifs d'injection du bio-méthane en 2011, la chaleur renouvelable n'atteindra pas son objectif. Quant aux transports, de sérieux doutes sur le bilan énergétique des agrocarburants de première génération (éthanol et bio-diesel) ont conduit l'Etat à geler à hauteur de 5% leur taux d'incorporation dans les carburants courants. Les biocarburants ligno cellulosiques (issus de la tige des végétaux) de deuxième génération n'en étant qu'au stade de prototypes, et le méthane renouvelable n'ayant pas vraiment décollé, c'est le véhicule électrique qui à grands renforts d'aides directes en a profité depuis 2013, à la grande satisfaction d'EDF pour qui cette augmentation de consommation électrique pour le transport ne peut aller que dans le sens de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires et/ou de leur renouvellement.

¹⁷ A cause de la très faible rentabilité de l'investissement dans l'isolation (en moyenne 26 000 € par logement, et un temps de retour supérieur à 20 ans compte tenu du bas prix de l'énergie), les propriétaires d'immeubles anciens ne se sont pas précipités.

¹⁸ L'actuel gouvernement a cru trouver la parade. On reçoit plusieurs appels par jour sur le tel fixe pour isoler notre maison pour 1€. Qui a eu cette idée saugrenue de faire financer ces travaux par les grandes entreprises en dette de carbone ? Les aigrefins du solaire photovoltaïque ont trouvé là un nouveau fromage... Donc, travaux bâclés et suspicion généralisée du grand public sur le sujet : juste l'inverse de ce qui était souhaitable. Il faut maintenant changer de braquet : non plus l'incitation financière qui implique toujours des opportunistes, mais l'obligation réglementaire avec vérification de la qualité des travaux réalisés.

Les émissions de gaz à effet de serre

Au niveau mondial

La production mondiale d'énergie commercialisée était en 2018, selon BP, de 13 865 Mtep, en progression de 18,5 % depuis 2008. Elle se répartissait en 32,3 % de pétrole, 28,3 % de charbon, 24,0 % de gaz naturel, 4,4 %¹⁹ de nucléaire et 11,5 % d'énergies renouvelables (hydroélectricité 6,8 %, éolien 2,1 %, biomasse et géothermie 1 %, solaire 1 %, agrocarburants 0,6 %).²⁰ Concernant les tendances relatives pour chaque source, la consommation de pétrole est à peu près stable (depuis 2009 on constate un léger déclin), la part du charbon est remontée à cause de la Chine, le gaz naturel est en forte croissance, le taux de croissance du nucléaire est en net déclin, et les ENR prennent leur envol (+ 25% /an). Le charbon, produit à raison de 3,7 Gt par an, reste hélas une énergie en développement. Essentiellement utilisé aux USA, en Chine et en Inde, le charbon produit plus de 40 % de l'électricité mondiale, il est très bon marché (40 US\$/ t) et ses réserves sont abondantes (200 ans de consommation au rythme actuel).

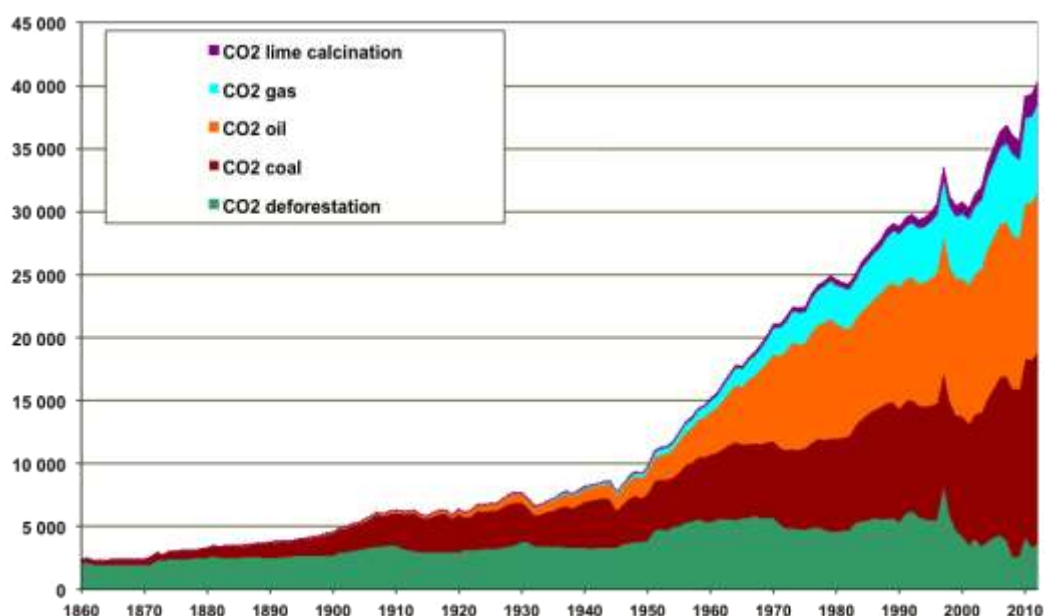


Figure 3: Les émissions mondiales de CO₂ par source de 1860 à 2012 (teq CO₂)

On a émis en 2018 dans le monde environ 50 Gteq CO₂²¹. Pour rétablir la situation il faudrait n'émettre que 11 Gteq CO₂ par an, soit en moyenne environ 1,5 teq CO₂ par habitant.

¹⁹ Comptabilisé en énergie primaire

²⁰ Cette statistique ne prend pas en compte les énergies auto-consommées (bois, pompes à chaleur, solaire thermique, etc.), qui selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) représentaient 8,5 % en 2017. Au total, la part des énergies renouvelables dans la production d'énergie mondiale est donc d'environ 20 %.

²¹ Pour agréger l'ensemble des sources de gaz à effet de serre (GES) il est convenu de les additionner en les pondérant par leur pouvoir de réchauffement global (1 pour le CO₂, 21 pour le CH₄, 310 pour le N₂O, 6000 pour les CFC) et par leur durée de vies dans l'atmosphère, le résultat étant exprimé en g eq CO₂ à distinguer des g CO₂ qui ne rendent compte que de l'émission du dioxyde de carbone. La confusion est hélas fréquente, même dans les revues scientifiques. On utilisera le plus souvent dans la suite de ce texte la mesure en g eq CO₂ qui peut également s'exprimer par certains en g eq C justement pour éviter cette confusion (1 g eq C = 44/12 g eq CO₂).

Si l'on veut rester sous la barre des 2 °C d'augmentation de température d'ici 2100, il faut que nos émissions se limitent en cumul à 660 Gteq CO₂ d'ici 2050. Cela implique que nous devrions laisser sous terre 80 % des ressources fossiles encore non exploitées. Qui peut le croire ? ²²

Au rythme actuel, alors qu'elles augmentent globalement de plus de 3 %/an, nous aurons émis ces 660 Gt avant 2035. Dans le système technico-économique actuel, la plupart des experts estiment que l'équation est impossible. Il faut donc se préparer à un réchauffement (et les perturbations qui vont avec) très probablement supérieur à 3 °C avant la fin du siècle ... ce qui signifie une grande partie de terres devenues inhabitables et des migrations massives de population.

En 2018, globalement avec 28 % des émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie pour la production d'électricité, celle-ci est le premier secteur émetteur (14 Gt eq CO₂ pour 24 000 TWh), car encore à 75 % produite par des énergies fossiles carbonées : 50 % à partir de charbon, 25% de gaz et de pétrole ; et seulement 25 % à partir de renouvelables. Viennent ensuite l'agriculture (20%), l'industrie (19 %) et les transports autonomes (14 %, dont 6% pour les autos, 4% pour les camions, 2% pour les avions, et 2% pour les bateaux). En Chine, la production d'électricité et l'industrie ont une part très supérieure à la moyenne mondiale. Quant au secteur des transports, il contribue plus que la moyenne aux émissions dans l'Union européenne (26 %) et surtout aux États-Unis où l'automobile est reine (34 %).

Les recommandations du GIEC

Le GIEC a publié la conclusion suivante :

- quel que soit le niveau et quelle que soit la date auxquels on souhaite stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère **il faudra un jour que l'humanité redescende ses émissions à 11 Gteq CO₂ par an.**
- 11 Gteq CO₂ correspond à ce que la biosphère (principalement les océans) sait absorber en une année (on parle de capacité de recyclage).
- Nous sommes 7,3 milliards d'habitants, il faut donc revenir à 1 500 kg eq CO₂ par habitant et par an, pas plus ! ²³
- Ce niveau de 25% des émissions de 2010 (44 Gt eq CO₂) n'est pas négociable : tant que nous n'y redescendons pas, les concentrations en CO₂ dans l'atmosphère continuent d'augmenter.

Plusieurs pistes s'offrent à nous et à nos décideurs, dans l'ordre décroissant de leurs effets:

- **la sobriété énergétique**
- **l'efficacité énergétique**
- **les énergies renouvelables**

²² La décennie 2001-2010 a été plus chaude de 0,21°C que la décennie 1991-2000 et se situe 0,48°C au-dessus de la moyenne 1961- 1990. Les augmentations prévues à l'horizon d'un siècle varient entre 1,5 et 6°C pour la température moyenne de l'air au niveau du sol; dans l'hypothèse haute où nous émettrions des quantités sans cesse croissantes de gaz à effet de serre pendant ce siècle, ce serait 7°C et 3 m d'augmentation du niveau des océans lorsque le maximum sera atteint après quelques siècles. Même en cas de suppression totale des émissions en 2050, les concentrations en GES - et donc les forçages radiatifs - ne décroîtront que très lentement. Il en résulte que le maximum des températures n'est atteint que bien après que le maximum de concentration en gaz le soit, et les valeurs atteintes en 2100 pour les divers scénarios d'évolution ne représentent que 50 à 90% du maximum absolu à venir ultérieurement.

²³ Si nous nous basons sur une population de 9 milliards d'individus en 2050, cela signifie que nous aurons alors le droit d'émettre non plus 1 500 kg mais 1 200 kg eq CO₂ par hab et par an, ou encore 16% de ce qu'un Français émet aujourd'hui. Mais ceci ne signifie pas l'arrêt total et absolu de la consommation de gaz ou de pétrole. Simplement, il faut en consommer 6 fois moins.

- le recours à des sources stock moins polluantes
- le contrôle des naissances ? ...

Depuis une trentaine d'années que l'on tente de mobiliser les Etats par des COP successives, en même temps que l'on note toujours un décalage entre l'attente des peuples et les mesures prises par leurs gouvernants (trop tard et trop peu), les émissions augmentent, des divergences s'accroissent entre les nations riches et un glissement s'opère vers un « apartheid climatique » qui pourrait être source de migrations massives. En outre, la réalité de plus en plus perceptible des dérèglements du climat transforme celui-ci en « défi existentiel » qui pourrait servir de prétexte à la remise en cause de certains aspects de nos démocraties.

De la COP 21 à la COP 25 ²⁴

*Initialement prévue au Brésil, puis au Chili, la COP25 s'est déroulée en décembre à Madrid. La veille de l'ouverture, le Secrétaire général des Nations Unies, **Antonio Guterres avait assumé la dramatisation des enjeux, dénonçant les mesures très insuffisantes prises par les Etats et appelant surtout à la fin de la guerre contre la nature.** A raison. La conférence précédente tenue à Katowice en plein pays minier polonais avait déçu, et les difficultés à faire tout simplement « atterrir » celle-ci en lui trouvant un lieu d'accueil, ne rassurent pas.*

Piétinement

Si on songe aux espoirs soulevés par la COP21 en 2015, le piétinement est frappant : des contributions Etat par Etat qui donnent un réchauffement climatique autour de 3,2 degrés alors que l'accord général prévoit entre 1,5 et deux degrés, des règles d'évaluation encore trop floues, alors que les inégalités climatiques s'accroissent, et une réelle absence de leadership même si la Chine souhaiterait à sa manière occuper le vide laissé par les Etats-Unis.

Le décalage est complet entre la bulle des COP et la vie quotidienne de milliards d'habitants de la planète déjà exposés aux conséquences du réchauffement. En quatre ans le dérèglement climatique s'est accéléré avec son lot de sécheresses, de typhons, d'incendies, et de victimes. En France même, l'érosion côtière, les inondations, la fonte des glaciers font l'actualité. La ville de Montpellier, après avoir subi depuis 2014 inondations à répétition, canicule et fortes chaleurs, grêle et disparition des vignes, s'est déclarée en urgence climatique. Elle a prévu de mobiliser un fonds spécial de 15 millions d'euros dès 2020 pour lutter contre ces phénomènes. La région Nouvelle Aquitaine, autour du projet AcclimaTerra, anticipe les conséquences du dérèglement climatique en adaptant ses filières agricoles et l'aménagement du territoire côtier. Et dans toutes les métropoles françaises, la multiplication des îlots de chaleur urbains, déjà très sensible cet été, ne pourra être combattue que par la réintégration de la nature en ville.

Divergences

Face à l'urgence, le front des Etats s'est jusqu'à présent fissuré. Les divergences au sein des nations les plus puissantes, celles-là mêmes dont les moyens et l'influence auraient dû nourrir une responsabilité collective, se sont accentuées : retrait américain, tergiversations de l'Union Européenne dont plusieurs membres à l'Est dépendent du charbon, coups de menton nationalistes de Jair Bolsonaro sur l'Amazonie. Le contexte actuel des relations internationales, où le bilatéralisme et les rapports de force entre Etats l'emportent sur la recherche de règles communes, n'a pas épargné l'arène climatique.

Les valeurs communes qui structuraient le multilatéralisme onusien sur le climat depuis le sommet de Rio en 1992 se sont affaiblies. Ainsi le principe de « responsabilité commune mais différenciée » des pays, qui prenait

²⁴ Par Lucile Schmid, Vice-présidente de la Fabrique de l'écologie, dans Alternative Economique du 5 Décembre 2019, *La COP25 pourra-t-elle sauver la démocratie ?*

en considération les enjeux historiques entre nations (colonisation, extractivisme) pour affirmer en retour le droit au développement, a été peu à peu remis en question par l'émergence des BRICs et la puissance de la Chine. Les Etats développés se sont engouffrés dans cette brèche pour relativiser leur responsabilité. Les enjeux relatifs à la vulnérabilité des territoires (petits pays insulaires, territoires enclavés..) ou des populations (Asie, Amérique latine, Afrique..) sont sous-estimés. Aujourd'hui la solidarité multilatérale prend essentiellement la forme d'un abondement du Fonds vert (100 milliards de dollars en 2020) destiné à l'adaptation au changement climatique. C'est peu, beaucoup trop peu face à la complexité des désordres, aux inégalités de destins, aux insécurités économiques et sociales que génère la nouvelle situation climatique.

Espoir

L'espoir existe pourtant que le processus des COP se relance. On peut compter sur les pays les plus menacés, dont la survie est déjà en jeu et qui pourraient convaincre l'Europe de reprendre l'initiative et de revenir un allié actif. Surtout, les COP sont un espace hybride dans lequel les citoyens ont droit de cité, même si la décision leur échappe encore. Elles sont progressivement devenues un lieu de discussion ouvert aux ONG, et à l'ensemble des composantes de la société (peuples indigènes, organisations féministes, migrants, think tanks, syndicats, citoyens engagés..).

Cette relative porosité entre les citoyens, la société civile et les parties prenantes était déjà illustrée par le préambule de l'accord de Paris. Celui-ci affirmait en effet que « les parties prenantes devraient respecter les obligations concernant les droits de l'homme, le droit à la santé, les droits des peuples autochtones, des communautés locales, des migrants, des enfants, des personnes handicapées et des personnes en situation vulnérables et le droit au développement ainsi que l'égalité des sexes, l'autonomisation des femmes et l'équité entre les générations ». L'universalité était ainsi associée très clairement à la reconnaissance de la diversité des situations et des personnes. Et la question climatique ouvrait sur celle des droits humains.

Un « défi existentiel »

L'Accord de Paris n'en tirait pas de conséquences opérationnelles. Mais continûment depuis, et surtout à compter de la COP24 à Katowice avec l'alerte de Greta Thunberg puis les mobilisations dans le monde, la question de la place à donner aux interactions entre négociations climatiques et droits de l'homme a pris de l'importance. En juin 2019 Philip Alston, rapporteur du Haut Comité des droits de l'homme des Nations Unies pointait le risque d'un « apartheid climatique » affirmant que « les droits menacés n'étaient pas les seuls droit à la vie, à l'eau, à la santé et à un logement décent mais aussi la démocratie et l'Etat de droit et de nombreux droits civils et politiques ».

La réalité de plus en plus perceptible du changement climatique transforme celui-ci en « défi existentiel » selon les termes d'Esther Loiseleur, membre du réseau français des étudiants pour le développement durable, rappelant que dès 2005 les Inuits avaient ainsi mené un combat juridique à l'époque sans issue pour le droit au froid. L'économie et la culture locale des Inuits dépendant du froid et de la glace, le réchauffement planétaire constituait en effet une négation de leurs droits sanitaires, culturels, sociaux.

Plus encore, les désordres que le dérèglement climatique crée déjà, et qui vont s'amplifier, pourraient servir de prétexte à la remise en cause des droits démocratiques. Il est temps d'en prendre conscience et d'agir. Ce n'est qu'en donnant aux droits humains une vraie place dans ces négociations et en réactivant la justice climatique qu'on permettra à nos démocraties de survivre.

Et en France ...

La France a une répartition des émissions de GES assez différente de la structure mondiale vue plus haut. Le poste transport est aujourd'hui celui qui pèse le plus (29 %). Il arrive devant le logement (24 %) et surtout l'alimentation (16%). L'usage des véhicules personnels est à l'origine de la très grande majorité des émissions de CO₂ au sein du poste transports (80 %). Les transports en commun ne comptent que pour 1% des émissions grâce à l'électricité non carbonée. L'avion pèse quant à lui pour 19% des émissions du poste transport, soit 6 % du total (comparé à 2 % au niveau mondial).

La France n'a pas tenu ses objectifs en 2017 pas plus qu'avant d'ailleurs, notamment à causes des transports et du bâtiment. Elle a émis en 2017 **465 Mt eq CO₂** (+ 5 % par rapport à sa trajectoire cible). Le bilan carbone global moyen d'un Français s'élevait donc à **7 400 kg eq CO₂** en 2017.

En conséquence, l'objectif ultime n'est plus le fameux facteur 4 de JP Raffarin en 2005, mais un facteur 6, soit une diminution globale et continue de nos émissions actuelles de GES de 5 % /an jusqu'en 2050 !

L'habitat ²⁵

Emissions annuelles correspondant au chauffage d'une maison individuelle mal isolée en France (exemple pour 20 000 kWh). ²⁶

- au charbon (2,4 t): 6,6 teq CO₂
- au fuel (2 000 l) : 5,1 teq CO₂
- au gaz naturel (2 000 m³) : 4,1 teq CO₂
- au bois (8 stères) : 0,6 teq CO₂ si replanté, et 7,3 teq CO₂ si pas replanté. En France les 25 Mtep de bois (ou 10 Mtep) consommées, représentent 5 % du bilan énergétique global.
- à l'électricité: en France elle est en moyenne à 90% dé-carbonée: nucléaire (72 %), hydroélectrique (12 %), éolienne (5 %) et solaire PV (2 %).
 - 2,4 teq CO₂ si convecteurs type "grille-pain".
 - 1,4 teq CO₂ si pompe à chaleur (COP de 2,3) avec fuites standard de CFC (fluide R 410) ²⁷.

La construction

Alors que 230 000 logements individuels et 200 000 logements collectifs sont construits annuellement, et à la veille de l'obligation de construire les bâtiments à énergie positive, les techniques visant à réduire les consommations énergétiques de l'habitat sont hélas encore loin d'être généralisées.

²⁵ Source des données « bilan carbone » qui suivent : Jean Marc Jancovici.

²⁶ L'utilisation d'énergies fossiles pour le chauffage est non seulement une aberration technique (point n'est besoin d'une combustion à 800 °C pour alimenter un plancher chauffant à 28°C), mais aussi économique (les 3 000 litres de fioul consommés annuellement dans une habitation moyenne, sont certainement mieux utilisés pour propulser une automobile pendant quatre ans à raison de 5 litres /100 km et 15 000 km /an). Même avec le développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique, le pétrole restera en effet pendant très longtemps la source d'énergie de choix pour les applications embarquées, à cause de sa très forte densité énergétique : 11,6 kWh /kg.

²⁷ Le chauffage étant assuré par des PAC dont on sait que le fluide caloporteur, R 410A donne lieu à des fuites. Nous avons compté 240 g de fluide frigorigène par kVA installé, un taux de fuites conservatifs de 15% par an, et un PRG du R 410A de 1 725.

Pour toute construction nouvelle, il faut prendre en compte les quatre piliers de la transition :

Une conception bioclimatique

- exposition, rapport surface/volume
- apports solaires gratuits par les surfaces vitrées
- des casquettes pour limiter les surchauffes d'été
- construction bois (puits de carbone: - 1,75 teq CO₂ / tonne de bois)

L'efficacité énergétique :

- Super isolation (dans l'ordre d'importance : toit, parois, vitrages, sol)
- Appareils > A+
- Eclairage par des LED
- Pompes à chaleur

La sobriété énergétique :

- Comportement sobre: mettre un pull en hiver.
- Baisser la température l'hiver dans les lieux chauffés (économie : - 8% / °C)
- Pas de rafraîchissement d'été jusqu'à 26° ambiante intérieure

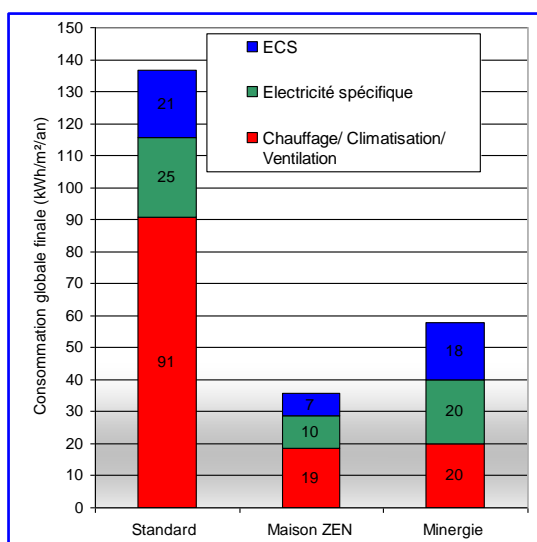
Et les énergies renouvelables :

- Solaire (photovoltaïque et /ou thermique) en toiture obligatoire pour toutes les constructions neuves à partir de 2020.
- Géothermie (puits canadien / provençal) partout où c'est possible
- Bois énergie en chaudière ou en insert efficace fermé ...

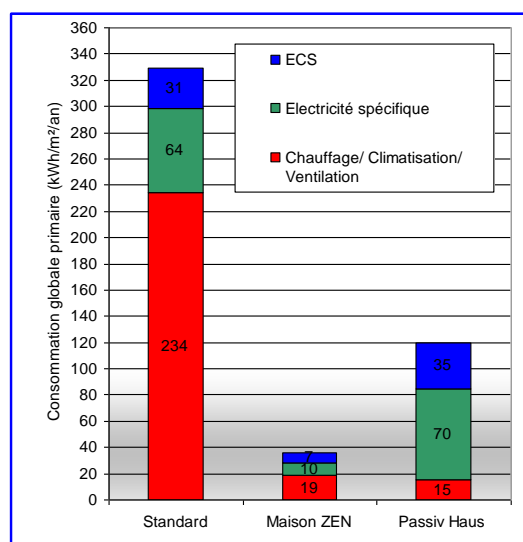
Intégration au bâti.

Comparaison construction standard: parpaing, isolation intérieure, double vitrage, chauffage électrique nucléaire.

Conso énergie finale standard: 137 kWh/m².an (ZEN : 36)



Conso énergie primaire standard : 329 kWh/m².an (ZEN : 36)



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

21

Figure 4: Comparaison construction standard, Maison ZEN (2008), Minergie et Passiv Haus

Les transports

Responsables de 29 % des émissions hexagonales des gaz à effet de serre, les transports sont une urgence dans l'urgence. Pour mémoire, ci-dessous les émissions annuelles de CO₂ correspondant à un déplacement de 15 000 km/an.

Transports individuels

- en voiture de petite cylindrée, à la campagne (sans embouteillages): 2,2 teq CO₂ (notons que la combustion d'hydrocarbures produit aussi des précurseurs de l'ozone, 2 000 fois plus "réchauffant" que le CO₂ et des oxydes d'azote)
- en voiture de grosse cylindrée, en zone urbaine (avec embouteillages): jusqu'à 10 teq CO₂. On notera qu'avec une taxe carbone à 45 € la tonne, la pénalité ne sera que de 0,03 € /km.
- en RER: 0,2 teq CO₂ par personne (en France, 5 à 10 fois plus à l'étranger)
- en avion court courrier (10 aller-retours Paris Marseille) : 2,6 teq CO₂ par personne
- en avion long courrier (un aller-retour Europe-USA) : 1,6 teq CO₂ par personne.

On notera que le kérosène n'est toujours pas taxé, ce qui rend les voyages en avion de plus en plus fréquents parce que facilement accessibles financièrement.

Transport de marchandises

- le transport d'une tonne de fruits venant d'Espagne (1 000 km) en poids lourd engendre environ 290 kg eq CO₂
- une tonne de pommes venant du maraîcher du coin en utilitaire léger (25 km) engendre 12 kg eq CO₂
- une tonne de mangues venant d'Afrique du Sud par avion engendre 5,5 t eq CO₂
- une tonne d'oranges de Tunisie en avion 3,5 t eq CO₂
- une tonne de courrier Paris-Nice par train de nuit n'engendre que 11 kg eq CO₂ ; en avion (Chronopost ou équivalent) 1 260 kg (110 fois plus).

Agriculture et alimentation

L'échec de la révolution verte

La mondialisation et la « révolution verte »²⁸ n'ont pas tenu leurs promesses, car toutes deux sont des idéologies qui ne prennent pas en compte la réalité. Leur modèle est basé sur une approche simpliste du sol, ramené au rôle de support, et sur une conception industrielle du vivant, réduit à une masse de bio-molécules et de matières premières. Il a rendu l'agriculture polluante, destructrice de l'environnement, productrice de « malbouffe » et incapable d'assurer la survie économique de ses agriculteurs. Désormais, les citoyens français protestent contre ce modèle archaïque et demandent à l'agriculture d'évoluer vers plus de durabilité, en produisant des aliments de qualité et en assurant aux paysans un revenu décent pour une pérennité de leur métier. C'était le but de la loi « Agriculture et alimentation » qui a accouché d'une souris. On peut se passer de biens industriels mais pas de nourriture ; l'agriculture est la seule source durable des nations. *Le Manifeste pour une agriculture durable*²⁹ propose des solutions pour la faire évoluer vers une restauration biologique, chimique et

²⁸ Politique de transformation de l'agriculture fondée sur l'intensification par l'utilisation de variétés de céréales sélectionnées à haut rendement, d'engrais, de pesticides et d'irrigation artificielle.

²⁹ Lydia et Claude Bourguignon Actes SUD, Mars 2017

physique des sols par une meilleure compréhension des mécanismes agro-biologiques complexes qui ont été ignorés par l'agro- chimie industrielle et la mécanisation à outrance depuis 70 ans.

La responsabilité du monde paysan

La fracture entre la ville et la campagne, la méconnaissance voire le mépris des citadins qui oublient d'où est tirée leur nourriture et s'intéressent peu à la vie de leurs semblables, tout cela doit évoluer. Le paysan lui-même doit être conscient des missions que la société lui confie : non seulement assurer la sécurité et la souveraineté alimentaires, mais aussi protéger le sol vivant, maintenir la biodiversité, assurer la gestion de l'eau, la résistance à l'érosion et à la désertification, l'extension du couvert végétal et des forêts, l'entretien du milieu rural. Il en tirera fierté. Ce sont des responsabilités économiques et sociales majeures que toute la société doit reconnaître et valoriser, et qui sont de nature à rendre aux agriculteurs un sentiment de dignité justifié.

Agriculture et bilan carbone

L'agriculture mondiale constitue la première source d'émission de gaz à effet de serre, notamment du fait des émissions de carbone liées à la production d'un kg de viande. En effet, la production végétale est elle-même en grande partie destinée à la production de viande, notamment de boeuf, et la consommation de viande rouge par habitant a été multipliée par deux depuis le début du siècle.

Pour apprécier les émissions provenant de l'agriculture, il faut prendre en compte, non seulement les émissions de méthane, mais celles de protoxyde d'azote (N_2O) et de CO_2 lié à l'utilisation d'énergie (engrais, tracteurs...).

- la production d'une tonne de blé engendre environ 0,4 teq CO_2 (provenant pour 25% du N_2O issu des engrais et pour 75% du CO_2 issu de la dépense énergétique)
- une tonne de boeuf engendre jusqu'à 10,2 teq CO_2 (6,2 tonnes pour le CH_4 provenant de la fermentation intestinale, plus 4 tonnes s'il est nourri aux céréales). L'alternative est bien entendu le pâturage (comme en Savoie !).
- pour 1 t de viande de volaille, 0,7 teq CO_2 pour le CH_4 provenant des déjections.

Notre alimentation

- Locale avec le marché de producteurs pour réduire le transport et pour le lien social.
- Jardins partagés; permaculture, ...
- AMAP, Bio
 - pour réduire la consommation d'intrants, grands gaspilleurs d'énergie,
 - pour la santé du producteur et du consommateur !
- En vrac et en gros pour réduire les emballages (lessive 15 l en cubi)
- Ré-emploi des emballages (boîte à œufs, pots de yaourt en verre, sac papier et tissus,...)

Les sources d'électricité en France

La consommation intérieure d'électricité en 2018 était de 476 TWh (40 Mtep, soit un quart de la consommation d'énergie finale et plus d'un tiers de l'énergie utile) dont un bon quart pour l'industrie et elle ne cesse d'augmenter. Les exportations nettes étaient de 60 TWh (12%). Qui eut pu imaginer une telle débauche d'énergie électrique du temps de nos parents, il y a seulement 60 ans ?

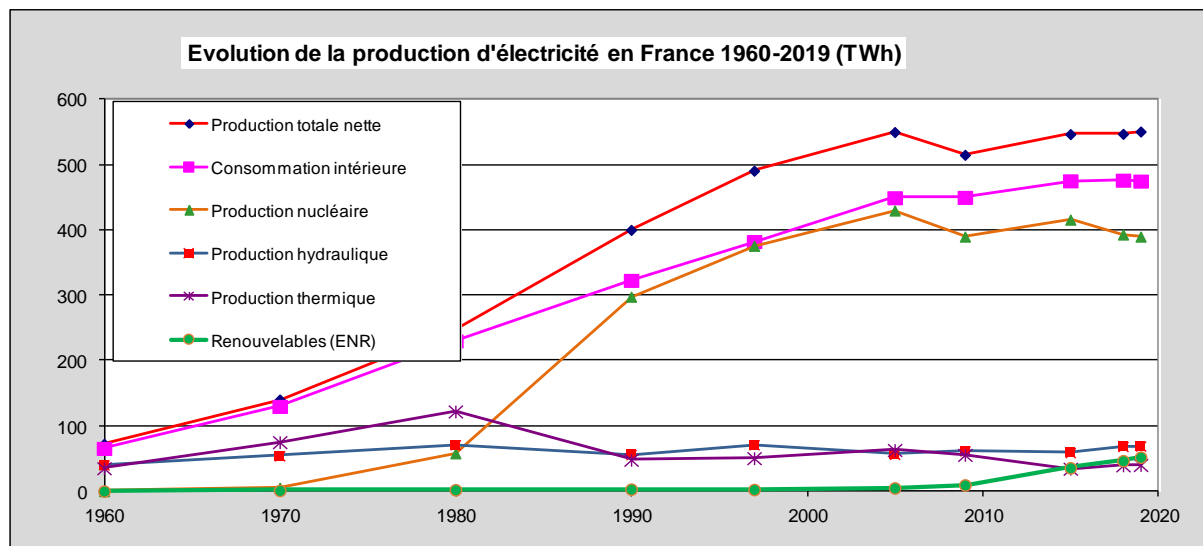


Figure 5 : Evolution de la production et de la consommation d'électricité en France de 1960 à 2019

Dans une perspective sur 60 ans, on note en effet sur la Figure 5 qu'en 1960 l'hydro-électricité représentait plus de la moitié de notre production électrique. On note aussi vers la fin des années 70 le démarrage de l'électricité nucléaire qui représente aujourd'hui avec 58 réacteurs, 72 % d'une production surabondante (les exportations nettes - justifiées par EDF pour gagner une certaine souplesse par les échanges avec nos voisins européens - variant entre 60 et 100 TWh /an suivant les années). On remarquera le décollage très tardif (en 2000) en France des ENR (Energies Nouvelles Renouvelables) qui ne représentent en 2018 que 7 % de la production, comparé à l'Allemagne ou au Japon où elles décollèrent dès 1990. D'où un retard notoire qui sera dur à rattraper compte tenu du report permanent des décisions politiques nécessaires pour le remplacement de la source nucléaire. On note enfin que la consommation globale d'énergie électrique par tête a quintuplé en passant de 1 500 à 7 400 kWh/an. Avec 1 800 kWh /hab, le chauffage électrique des secteurs habitat et tertiaire y est pour beaucoup.

Enfin, les commentaires de RTE³⁰ confirment pour l'électricité une **diminution significative des émissions de GES en 2018 par rapport à 2017** :

- La production d'électricité fut particulièrement décarbonée (-28% d'émissions de CO₂ par rapport à 2017). En effet, l'hiver plus clément a permis de diminuer de 27 % le recours aux énergies fossiles.
- Production d'électricité d'origine renouvelable dynamique (+22 % par rapport à 2017).
- La consommation reste stable (474 TWh) pour la sixième année consécutive.

³⁰ Réseau de transport d'électricité, en charge de l'acheminement de l'électricité sur les lignes THT, HT et MT.

Une répartition très déséquilibrée

Avec 72 % le nucléaire détient encore la part du lion d'un bouquet énergétique très déséquilibré – unique au monde ! Mais si l'on compare les émissions de GES en faisant les bilans carbone pour chaque source (Figure 7), il faut se féliciter que le mix-solaire –éolien soit du même ordre que le nucléaire : 10 g eq C/kWh et que la production ENR ait dépassé dès 2015 la production à partir de sources thermiques polluantes, avec l'espoir que ces dernières disparaissent rapidement du mix français.

Puissance installée et énergie produite

Pour mesurer l'importance d'un dispositif de production d'énergie il faut au moins deux paramètres : la puissance installée et le taux d'utilisation. Ne donner que la puissance nominale conduit en effet à des effets pervers si l'on ne l'assortit pas du nombre d'heures moyen de fonctionnement dans l'année, qui peut être très variable suivant les installations, allant de 1 200 heures équivalent pleine puissance pour le photovoltaïque à 8 760 (nombre d'heures dans l'année) d'une installation hydraulique au fil de l'eau.

Source: RTE	Nucléaire	Hydraulique	Thermique	Charbon	Fioul	Gaz	ENR	Bio	Solaire	Eolien
Prod 2018 en TWh										
547,4	393,2	68,3	39,4	5,8	2,2	31,4	46,5	9,7	9,0	27,8
	72%	12%	7%	1%	0%	6%	8%	2%	2%	5%
Puissance installée (GW)										
132,9	63,1	25,5	18,6	3,0	3,4	12,2	25,7	2,0	8,5	15,1
	47%	19%	14%	2%	3%	9%	19%	2%	6%	11%
Taux d'utilisation (%)										
48%	71%	31%	24%	22%	7%	30%	21%	55%	12%	21%
Source Cythelia										
Taux d'émission de GES en g eqC/kWh										
18	10	1	137	240	180	115	9	12	14	6
Bilan carbone en kt eq C										
9 740	3 932	68	5 399	1 392	396	3 611	409	116	126	167

Figure 6: Sources de production d'électricité en France en 2018, taux d'utilisation et bilan carbone (Source RTE et Cythelia)

En outre la production d'électricité se sépare traditionnellement en trois types : l'électricité de base, celle consommée par des équipements qui fonctionnent de manière à peu près constante; la semi-base (chauffage à accumulation) et l'électricité de pointe (pointes journalières de 7h, 13h, 19h, et 23h; chauffage d'hiver, climatisation d'été). La comparaison des productions aux puissances installées (Figure 6) multipliées par 8 760 heures/an, donne le taux d'utilisation, le plus fort étant de loin celui du nucléaire avec 74 % les bonnes années. Sur ce plan, le solaire (14 %) et l'éolien (21 %) ne sont pas très bien placés.

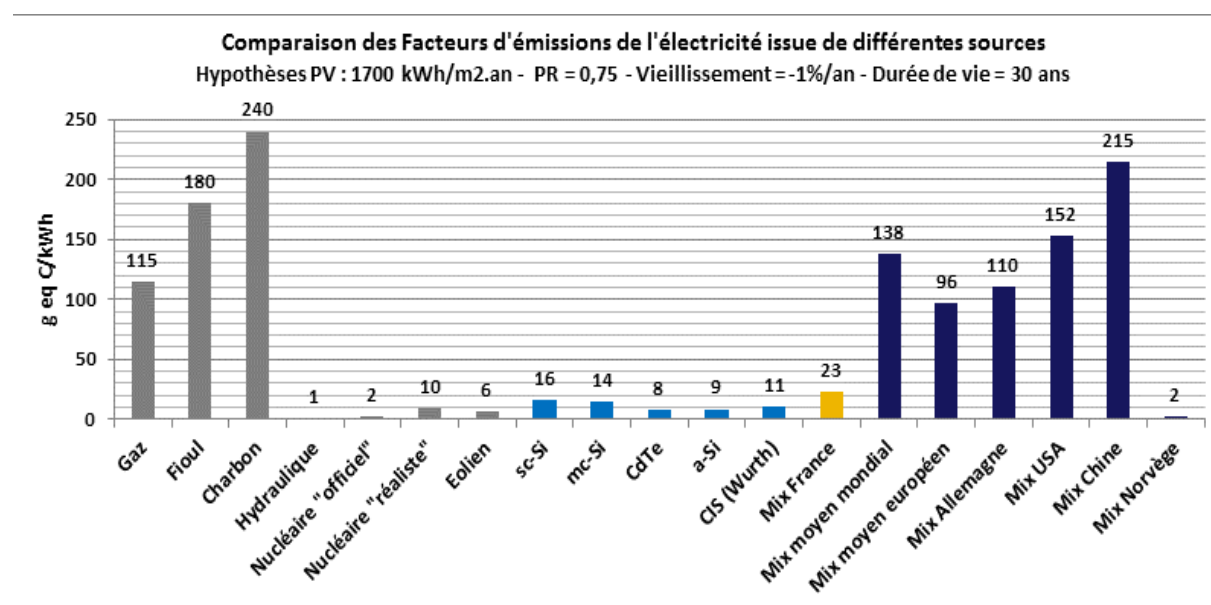


Figure 7: Emissions de GES comparées des différentes sources de production d'électricité (Source Cythelia)

Situation du nucléaire dans la production d'électricité

La production d'électricité d'origine nucléaire est avec la grande hydraulique, le moyen de production centralisé d'électricité, qui ne rejette presque pas de gaz à effet de serre, mais qui nécessite une surveillance policière de toute la filière tant les déchets sont hautement toxiques et qui dépend actuellement d'une ressource minière, l'uranium naturel que nous n'avons pas et dont l'horizon d'utilisation est inférieur à une centaine d'années.

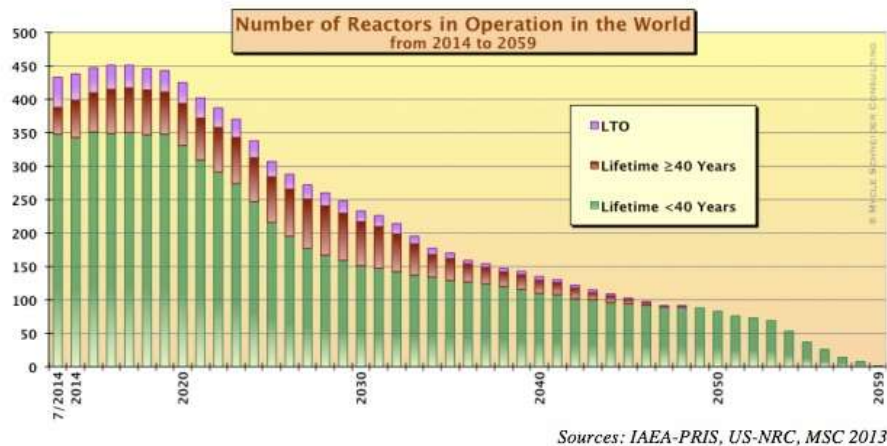
En 2010, la puissance totale installée dans le monde était de 375 GW (dont 59 GW en France), produisant environ 18 % de l'électricité mondiale (2 429 TWh) à comparer à la France où les 400 TWh représentaient 75 % de notre électricité. Après les drames de Tchernobyl et Fukushima, le développement du nucléaire est pratiquement stoppé partout à l'exception de la Chine de la Corée et de la Russie. Sauf revirement majeur dans l'opinion, ou développement de nouvelles techniques moins polluantes (thorium et sels fondus), une telle situation devrait se poursuivre pour plusieurs décennies.

La puissance électronucléaire mondiale ne dépassait pas 400 GW en 2018, produisant environ 2 600 TWh (soit 12% de l'électricité) à comparer aux 600 GWc de solaire photovoltaïque installés produisant 736 TWh et autant d'éoliennes produisant 1 208 TWh³¹, soit au total 1 944 TWh.

Mais à long terme, l'énergie nucléaire apparaît comme relativement marginale dans le bilan énergétique à l'échelon mondial. En évolution tendancielle, il y aura peu de nouvelles substitutions d'énergie vers l'énergie nucléaire dans le monde au cours des trente prochaines années.

³¹ Il faut toutefois noter que chaque fois que l'on mentionne des puissances crête installées, leur production en TWh doit être comparée après pondération par leur taux d'utilisation: 74 % pour le nucléaire, 23 % pour l'éolien, 14 % pour le solaire.

Figure 11. Forty-Year Lifetime Projection versus PLEX Projection (in numbers of reactors)



Mykle Schneider, Antony Froggatt et al.

World Nuclear Industry Status Report 2014

24

Figure 8: Nombre de réacteurs nucléaires dans le Monde et projection pour 2060

Forces

Disponibilité en base :

Les diagrammes de RTE montrent à l'évidence que ce sont les centrales nucléaires qui assurent la base permanente de notre consommation, mais comme elles sont assez difficilement pilotables, les STEP en particulier « saisonnières », permettent d'optimiser leur fonctionnement en les maintenant en « base », à leur puissance constante et maximale évitant ainsi le triple inconvénient de la « modulation rapide »³² de leur puissance, même si c'est techniquement possible (+/- 5 % de la puissance max en 5 min).

Contenu carbone :

Les émissions de GES « réalistes » du nucléaire français se situent autour de 10 geqC /kWh, soit 10 fois moins que le mix moyen européen et 12 fois moins que le gaz ! Le mix actuel (voir plus haut) de production d'électricité émet 10 800 teq C (soit 39 600 teq CO₂). Si la totalité du parc nucléaire était remplacée par des centrales à gaz, la production d'électricité émettrait 191 000 teq CO₂ soit cinq fois plus. Alors que sa part en proportion de la production d'énergie finale n'est que de 21%, la contribution du nucléaire à la diminution des émissions de GES en France est donc de l'ordre de 33 % (en faisant l'hypothèse que le nucléaire se substitue uniquement à du gaz), ce qui est tout à fait considérable.

³² Les changements rapides de températures de la « vapeur sèche » entraînant les turbines fragilisent les structures, érodent les pales des turbines et usent les « gaines des combustibles »... Pour diminuer la puissance on absorbe davantage de neutrons avec les barres de contrôles classiques (bore) ou grises (inox) ... en consommant autant de combustibles pour moins de kWh... Pour absorber davantage de neutrons tout en gardant un flux homogène, on préfère injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur et donc extraire en même temps de l'eau radio-active...idem si l'on extrait de l'eau borée pour reprendre de la puissance. D'où la nécessité d'absorber cette radio-activité supplémentaire avec des résines qui deviendront autant de déchets encombrants.

Faible coût du combustible :

D'après la cour des comptes, le coût du combustible (l'uranium) et du traitement de ses déchets ne représenterait que 16 % du coût de production total, l'uranium naturel n'entrant que pour une faible part (5 à 7%)³³. Ce faible pourcentage a permis de dire que le coût de production du nucléaire est insensible aux fluctuations des cours internationaux de l'uranium. Le coût de l'importation d'uranium ne représenterait pour la France qu'entre 0,5 et 1 Md euro environ par an, contre 60 Md euro pour l'importation annuelle d'énergies fossiles. Mais au début des années 2000, le prix du kg d'uranium est quand même passé de 20 à 300 dollars !... et ses cours pourraient encore augmenter.

Standardisation :

Marcel Boiteux, patron d'EDF de 1967 à 1987, principal protagoniste de la mise en oeuvre du programme nucléaire français aimait dire : « *bâti autour de quelques idées clé : massivité (57 réacteurs bâtis en moins de 20 ans), standardisation (identiques et répartis en paliers de puissance homogène), rapidité (rythme exceptionnel de 6 tranches par an), homogénéité du trépied formé par l'ASN, EDF et ses fournisseurs industriels : COGEMA pour le combustible, FRAMATOME pour les chaudières, ALSTHOM pour les machines tournantes* » ; ce fut un véritable plan Marshall. Le contre-exemple actuel de Flamanville – et son miroir finlandais, tout aussi désastreux, à Olkiluoto – rappelle que, pour en maîtriser les coûts, les réacteurs nucléaires doivent être construits en série avec une connaissance intime du tissu industriel national (comme Michel Hug, le directeur de l'équipement de l'époque, avait su l'imposer). C'est l'un des facteurs majeurs du succès du programme électronucléaire français des années 1970-1980, que l'on retrouve dans le programme nucléaire chinois contemporain³⁴.

Faiblesses

Au plan fondamental:

Un réacteur nucléaire n'est rien d'autre qu'une grosse bouilloire produisant de la vapeur d'eau et dont le rendement de Carnot n'est que de 34 % sans compter les pertes en ligne. Toutes ses filières (graphite-gaz, eau bouillante, eau pressurisée...) sont donc dérivées des principes de la machine à vapeur du XVIIIe siècle. À l'époque où ils ont été conçus, nous étions encore dans le rêve prométhéen de l'énergie illimitée (on disait d'un gramme d'uranium qu'il représentait plusieurs dizaines de kg de pétrole, et ça nous faisait rêver). Compte tenu de sa dangerosité, on n'a pas osé augmenter ce faible rendement par de la cogénération (en y associant des réseaux de chaleur pour chauffer nos villes). En outre, il n'était alors pas question de lutte contre l'effet de serre, puisque celui-ci n'était pas encore reconnu comme un danger. En quarante ans, l'homme a montré que d'autres sources d'énergie que celles issues du feu (carboné ou nucléaire) pouvaient être « dé-carbonées » et mises en place dans un temps relativement court : la fabrication d'électricité en direct par des renouvelables comme la grande hydraulique, puis l'éolien, le solaire photovoltaïque et l'hydrolien, ont toutes au moins cette vertu, et des vertus plus belles encore sur le plan sociétal pour le solaire décentralisé.

³³ Source : audit Cour des Comptes Jan 2012

³⁴ La China General Nuclear Power Corporation n'a construit que deux EPR, mis en service en 2018 et 2019 – les seuls au monde à ce jour. Mais neuf réacteurs ont été activés en Chine sur la même période, et six autres sont en construction.

Au plan de la technoscience:

C'est une machine conceptuellement simple mais extrêmement complexe à faire fonctionner compte tenu du fait que par nature, la réaction est divergente. Outre le contrôle des barres qui régulent en permanence la réaction, il faut en continu faire marcher des pompes et des circuits d'eau sans défaillir pendant au moins quarante ans. Or il se trouve qu'au cours des 30 dernières années, les faits nous ont prouvé à de nombreuses reprises dans des accidents plus ou moins graves, que tout ceci est sujet à des éléments de défaillance extérieurs (humains, séismes géologiques, météorologiques ...) qui bien que peu probables, se sont le plus souvent avérés comme de dures réalités.

Au plan de la dangerosité:

Aussi improbables³⁵ soient-ils, les risques liés au nucléaire civil ont des effets trop monstrueux sur les populations pour être socialement acceptables. 50 morts immédiats reconnus officiellement, et plusieurs dizaine de milliers d'irradiés à Tchernobyl ; une modification définitive du paysage sur des milliers de km² pour les siècles des siècles, ceci n'a rien à voir avec les conséquences d'un crash d'avion (cf. H. Proglio, patron d'EDF, qui le 16 mars 2011 sur RTL compare les effets d'apprentissage du nucléaire avec ceux de l'aviation: « tout accident d'avion se traduit par une difficulté pour l'industrie aéronautique, mais ça ne condamne pas les avions pour autant »). Ca n'est ni lui ni Éric Besson, ministre de l'époque, qui auraient fait les « héros liquidateurs » pour sauver les populations en danger d'irradiation. On note qu'il n'a même pas été prévu d'interdiction du survol aérien du centre de retraitement de La Hague³⁶.

A un moment donné, l'humanité doit savoir choisir entre la vie et les équations économiques : nous sommes à ce tournant de l'histoire.

Au plan de la décision politique:

Mais pour faire ce choix il faut être en démocratie. Une vraie démocratie, pas celle de nos pays où l'on dépose un bulletin dans l'urne tous les deux ou trois ans. En 1974, jeune ingénieur chez IBM, je faisais partie à Nice du mouvement d'écologie politique et je me suis opposé dans de nombreuses manifestations, au choix Gaullo-Pompidolien du gouvernement Messmer proposé par un quarteron de polytechniciens, sans la moindre consultation démocratique. En outre, il s'agissait à l'époque de résister à l'OPEP qui augmentait outrageusement le prix du pétrole (passant de 2 \$/baril en 1973 à 12 en 1974, puis à 40 en 1980). L'idée officielle³⁷ était de gagner plus d'indépendance énergétique au moins pour la fabrication de notre électricité. Les faits nous ont montré que sur le coût direct de l'électricité produite, nous étions temporairement gagnants, mais que sur le taux d'indépendance énergétique, le mensonge était grossier³⁸.

³⁵ Rappelons-nous que l'imprévisible est hautement probable (cf. La Théorie du « Cygne noir », développée par le philosophe Nassim Nicholas TALEB, qui dans son ouvrage nous fait remarquer que l'histoire humaine a été façonnée par des événements imprévisibles).

³⁶ Cf. le très instructif film de Thomas JOHNSON « Nucléaire en alerte » qui simule en temps réel les conséquences pour les populations d'une fusion du cœur de la centrale de Flamanville.

³⁷ L'idée officielle est qu'il nous fallait aussi une source de plutonium pour la fabrication de notre armement dissuasif.

³⁸ Notre uranium n'est depuis longtemps plus extrait dans la Loire et en Lozère, mais au Kazakhstan et au Niger. Le nucléaire ne contribue donc pas à l'indépendance énergétique et sa contribution à l'énergie finale n'est que de 20 %.

Au plan du secret et de la communication:

Les années 70 ont été marquées par une chape de plomb sur le sujet du nucléaire civil tant ses acteurs étaient liés à la grande épopée gaullienne du nucléaire militaire³⁹. Quand la CFDT a sorti son fameux ouvrage (extrêmement bien documenté puisqu'écrit par les acteurs des centrales) comme le dit Bernard Laponche avec humour, on les a sommés de se taire en leur disant que « tout ceci doit rester entre nous, n'être communiqué, ni aux journalistes, ni aux politiques, ni... aux bonnes sœurs ». Cependant, à l'époque, régnait encore sur le sujet, une hiérarchie de la compétence, et nos centrales ont été conçues et opérées par des entreprises nationalisées qui avaient le souci de la sécurité avant celui de la rentabilité. Avec les années 80, le nucléaire qui ne nous posait pas trop de problèmes, s'est peu à peu banalisé auprès du grand public et des organismes indépendants ont vu le jour (CRIRAD), donnant naissance à des sources d'informations de plus en plus transparentes (IRSN, ASN...). En même temps qu'avait lieu cette évolution positive, nos représentants politiques n'ont fait aucun effort pour comprendre les implications sociétales du choix du nucléaire, et celui-ci leur apparaît maintenant comme une source d'énergie irremplaçable, au mieux comme un mal nécessaire pour les plus avertis d'entre eux.

Au plan de l'indépendance énergétique:

Le nucléaire dépend d'une ressource l'Uranium naturel dont l'horizon d'utilisation est d'une centaine d'années. Les ressources d'uranium se trouvent toutes à l'étranger, en grande partie au Niger, qui depuis peu, n'est plus le jardin de la France où on pouvait y imposer nos conditions. En outre, peu de nos décideurs savent que l'indépendance énergétique de la France comptée en énergie finale n'était encore en 2018 que de 14 % (5,1 % bois énergie ; 2,1 % agro-carburants ; 3,7 % hydraulique ; 3,1 % éolien et solaire), et non pas de 50 % comme certains politiques, suivis sans validation par les journalistes, le répètent depuis 30 ans !

Au plan du traitement des déchets sur le long terme:

Le maintien du nucléaire ne va pas sans une augmentation importante du cumul des déchets. **Chaque réacteur contient quelque 500 kg d'Uranium, et produit en moyenne 220 m³ de déchets par an**⁴⁰ soit 14 000 m³ fin 2018. Entre les piscines de désactivation d'EDF (une par réacteur) et celles de stockage d'AREVA ce sont environ 14 000 tonnes de combustible en attente de retraitement. La Hague dispose aussi de 26 000 tonnes issues du retraitement. Outre le fait que le centre de retraitement de La Hague est devenu la poubelle du monde, malgré la loi Bataille de 1993, nous avons toujours un problème de localisation de nos déchets à longue durée de vie (le site de Bure dans la Marne est en train de devenir une zone à défendre). D'après l'ANDRA, plus de 1,6 millions m³ de déchets radioactifs s'accumulent sur le territoire français, dont 59 % sont directement issus des centrales nucléaires et des activités de l'industrie électronucléaire, et le stock de déchets atteindra 4,8 millions m³ après 50 années d'exploitation des 58 réacteurs actuels.

³⁹ La stratégie de la dissuasion a été maintenue alors que des voix crédibles s'élèvent pour dire qu'elle ne correspond plus au contexte géopolitique actuel. Lire à ce sujet le livre de Paul QUILÈS, ancien ministre de la Défense, et le général Bernard NORLAIN, Nucléaire, un mensonge français. Sans compter la très forte déclaration du pape François à Nagasaki le 24 Novembre 2019.

⁴⁰ Source ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs). Indépendante depuis 1991, l'ANDRA dispose de trois grands centres de stockage : La Hague (Manche), Soulaire-Dhuys et Morvilliers (Aube).

Au plan de la propriété des centrales :

Il faut souligner ici le fait que la course à la compétitivité ainsi que le fait de privilégier le critère rentabilité a conduit l'opérateur EDF à mettre en place beaucoup de sous-traitance mal payée dans les parties les plus critiques des réacteurs. Ceci ne peut qu'augmenter les risques liés au facteur humain (cf. les protestations d'ouvriers sous-traitants syndiqués à la CGT, syndicat qu'on ne peut pas accuser d'être anti-nucléaire). Dans la folie de la dérégulation et des amitiés présidentielles, nous avons jusqu'à présent échappé à la vente de notre parc nucléaire à Bouygues ou à Vinci, mais jusqu'à quand ? Imaginons ce que deviendrait le rapport coût/sécurité dans un tel scénario.

Au plan des coûts:

Le coût officiel annoncé par EDF est imperturbablement le même depuis 15 ans : entre 35 et 45 €/MWh à partir des centrales existantes. Il s'agit d'un coût direct pour l'opérateur. À notre connaissance, ce coût n'inclut pas le coût de la gestion longue des déchets et du démantèlement – car inconnu en grande partie ⁴¹. En outre, en cas d'accident, ce ne sont pas les assurances mais l'État qui prend en charge le coût sanitaire et social ⁴². À cause des sécurités supplémentaires que devront incorporer les nouvelles générations, le coût direct ne peut qu'augmenter (il est désormais estimé par la commission du Sénat à 84 €/MWh)⁴³, en même temps que le coût des renouvelables ne peut que diminuer (en France, le solaire photovoltaïque en plein champs est déjà à moins de 60 €/MWh et l'éolien terrestre à 45 €/MWh).

Au plan de notre activité économique:

Fer de lance des potentielles exportations à la française, les centrales nucléaires ne peuvent être construites que dans les pays ayant à la fois la culture technologique et la stabilité politique. De plus les pouvoirs politiques des pays exportateurs, signataires du Traité de Non Prolifération Nucléaire, estiment que ces pays ne doivent avoir aucune tentation de développer des armes nucléaires. Il y a 435 réacteurs en service aujourd'hui dans le monde produisant moins de 2 % de l'énergie finale mondiale. Les plus optimistes prévoyaient encore en mars 2011 au moins 250 réacteurs supplémentaires à construire dans les 20 prochaines années dont 35 nouvelles centrales (100 réacteurs) rien qu'en Chine. La catastrophe de Fukushima a singulièrement obscurci l'horizon d'EDF pour qui l'ambition internationale est ébranlée, aussi bien d'ailleurs que pour AREVA dont on a récemment découvert les pertes pharaoniques qui bien sûr devront une fois de plus être compensées via EDF par l'État, c'est-à-dire le contribuable.

⁴¹ Les comptes d'Areva et d'EDF comprennent des provisions pour financer le démantèlement (provisions déconstruction), le retraitement et les déchets (aval du cycle), et la provision pour derniers cœurs (combustible dans le réacteur au moment de l'arrêt). Mais les montants et les actifs dédiés correspondants sont très discutables, puisque celui de la centrale de Brénis en Bretagne par exemple, a été multiplié par quatre en dix ans.

⁴² Un coût global estimé par l'IRSN à 120 milliards d'euros (fourchette de 50 à 430 milliards d'euros, soit entre 2 % et 21 % du PIB français).

⁴³ Sachant que la commission parlementaire a également pointé « un certain nombre d'incertitudes » et a souligné sa « préoccupation » quant à l'évolution de la filière.

La situation française

En ce qui concerne la France, mis à part les EPR vitrines pour l'exportation, le parc actuel de 58 « tranches » restera inchangé jusqu'à 2020. A part les cinq plus âgées, il n'est pas question d'abandonner en rase campagne les centrales existantes, pas plus qu'il n'est question de se lancer dans un nouveau programme de façon prématurée, non désiré et non nécessaire. Avec une capacité de production d'électricité de 550 TWh dont 15 % est exportée, la France dispose de plus qu'il n'en faut. Les mesures à prendre d'urgence par le gouvernement sont des mesures de sécurité des centrales si l'on veut étendre leur durée de vie, et pour réguler nos consommations, surtout des mesures de sobriété et d'efficacité énergétique. Ceci requiert des programmes d'éducation et non pas des publicités pour se peindre en vert et au final augmenter notre consommation d'électricité ⁴⁴.

Les réacteurs nucléaires des centrales françaises en 2019 classés par âge (Source ASN)							
Avec fermeture des plus dangereuses à			42	ans		2019	2020
Centrale	Région	Réacteurs	P unit (MW)	âge	danger	TWh	TWh
Fessenheim	Alsace	2	900	42		12	0
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	41	Cuve	6	6
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	40	Enceinte	12	12
Tricastin	Rhône -Alpes	4	900	39	Cuve	17	17
Gravelines	Nord-Pas de Calais	6	900	39	Enceinte	35	35
Dampierre	Centre	4	900	38		23	23
Le Blayais	Aquitaine	4	900	37	Cuve	23	23
Saint laurent	Centre	2	900	36	Cuve	12	12
Chinon	Centre	4	900	35		23	23
Cruas	Rhône -Alpes	4	900	35		23	23
Paluel	Normandie	4	1 300	34		34	34
Saint Alban	Rhône -Alpes	2	1 300	34		17	17
Flamanville	Normandie	2	1 300	34	Enceinte	17	17
Cattenom	Ardenne	2	1 300	33		17	17
Belleville	Centre	2	1 300	33	Enceinte	17	17
Nogent	Ile de France	2	1 300	32		17	17
Cattenom	Ardenne	2	1 300	28		17	17
Golfech	Midi-Pyrénées	2	1 300	28		17	17
Penly	Normandie	2	1 300	26		17	17
Chooz	Ardenne	2	1 450	23		19	19
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	22		9	9
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	12	Enceinte	9	9
Flamanville	Normandie	1	1 650	0	Cuve	0	0
Total	19	59	60 522	31		392	381

Tableau 2: Les réacteurs nucléaires des centrales françaises et leurs problèmes en 2019 classés par âge (Source ASN)

Les 58 réacteurs actuellement en service ont des niveaux de puissance différents, car réalisés en groupe, les fameux paliers, à 3 époques successives. Ainsi la France compte 4 réacteurs d'une puissance de 1 450 MW, 20 réacteurs de 1300 MW et 34 réacteurs de 900 MW.

⁴⁴ Voir les déclarations récentes et surprenantes de Ségolène ROYAL, victime de je ne sais quel lobby sur l'utilisation de radiateurs électriques plus modernes et plus efficaces, comme si l'effet Joule dans une résistance pouvait être augmenté. Le confort oui sûrement, grâce à des systèmes radiants et à stockage partiel en place des « grille-pains », mais pas la consommation qui elle, reste la même.

Les régions d'Auvergne-Rhône-Alpes, du Grand Est et du Centre Val-de-Loire produisent à elles seules plus de 60% de notre électricité d'origine nucléaire. Comme le montre le Tableau 2, les réacteurs sont répartis sur 19 sites, tous exploités par EDF. Il est à noter qu'un réacteur d'une puissance de 900 MW fournit annuellement 5 800 GWh. Cette production permet de distribuer de l'électricité à près de 800 000 foyers pour leur consommation.

Risques techniques

Au chapitre des risques techniques, depuis 2011, le monde n'a heureusement pas connu de nouvelle catastrophe de l'ampleur de celle de Fukushima. Toutefois, loin de répondre à sa promesse de fournir massivement l'électricité décarbonée dont le monde a besoin, à part quelques pays (Chine, Russie, Corée), le nucléaire est en déclin. En France, il est en crise profonde : entre aventures ruineuses à l'étranger (Amérique du Sud, British Electricity, Hinkley Point...), faillite de fait des acteurs industriels, perte durable de compétitivité, problèmes majeurs de qualité et découverte de falsifications graves, la sûreté des installations nucléaires vieillissantes n'a peut-être jamais été autant sujette à caution.

D'après Thierry Gadault et Hugues Demeude⁴⁵ qui ont mené une enquête détaillée sur chacune de nos centrales, la situation de 10 de nos 19 centrales nucléaires est préoccupante. De nombreux réacteurs ont mal vieilli (Gravelines, Bugey, Tricastin), soit au niveau de la cuve, soit au niveau de l'enceinte. 48 réacteurs sur 58 auront atteint en 2028 le seuil critique des 40 ans de fonctionnement. L'autorisation de mise en service des réacteurs est renouvelée tous les dix ans par l'ASN après une visite approfondie. La quatrième visite décennale a commencé au Tricastin (4 réacteurs) et se poursuivra au Bugey (4 réacteurs), et ensuite à Fessenheim (2 réacteurs).

Durée de vie et renouvellement

La barrière des 40 ans est une limite physique fixée par FRAMATOME lors de la construction du parc. En effet la durée de vie d'un réacteur est intimement liée au vieillissement de l'acier des cuves. Celui-ci a tendance à fluer sous l'effet du flux neutronique et des rayonnements ionisants. La température de casse de l'acier (la transition dite ductile-fragile) est normalement de -20°C. Au cours des 10 premières années d'exploitation, la température de casse va passer de -20°C à +30°C, et au cours des 30 années suivantes elle atteindra + 60°C. Ce qui impose de préchauffer les cuves au-delà de cette température lors d'un redémarrage à l'issue d'un arrêt de tranche.

Dans le cadre de la transition écologique, l'État prévoit de ne fermer que 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035. D'après leur ancienneté, il s'agirait des réacteurs des centrales de Fessenheim, Le Bugey, Tricastin et Gravelines. Ce qui signifie que les 45 réacteurs restants auront un âge moyen de 45 ans à cette époque, les plus anciens (Dampierre, Le Blayais, Saint Laurent ayant alors plus de 50 ans) et **il n'en restera que 7 qui auront moins de 40 ans.** Financièrement exsangue, incapable d'investir dans de nouveaux outils de production, EDF manœuvre pour imposer le prolongement de ses centrales au-delà du raisonnable. Une étude réalisée en interne en 2014 prétend que 14 réacteurs sur 34 peuvent aller jusqu'à 50 ans sans dépasser le niveau limite de fluence déterminé par Framatome.

⁴⁵ Nucléaire, danger immédiat, et ça se passera près de chez vous, Flammarion Enquête, Fev 2018

Le coût du nucléaire actuel ⁴⁶

Pour calculer le coût total de production du parc de réacteurs actuel, les enquêteurs de la Cour des comptes ont distingué et additionné :

- **les coûts passés** (recherche et développement, construction des réacteurs et de toutes les autres infrastructures nécessaires),
- **les coûts présents** (combustible, retraitement des déchets, charges d'exploitation),
- **les coûts futurs**, qui concernent à la fois l'investissement (le démantèlement des installations) ou les charges d'exploitation à venir (la gestion des combustibles usés et des déchets de longue durée).

La Cour des Comptes a constaté que la structure des coûts passés et présents du nucléaire était relativement bien identifiée, et estimé qu'il n'y a pas lieu de parler de « coûts cachés » ou non intégrés dans le nucléaire.

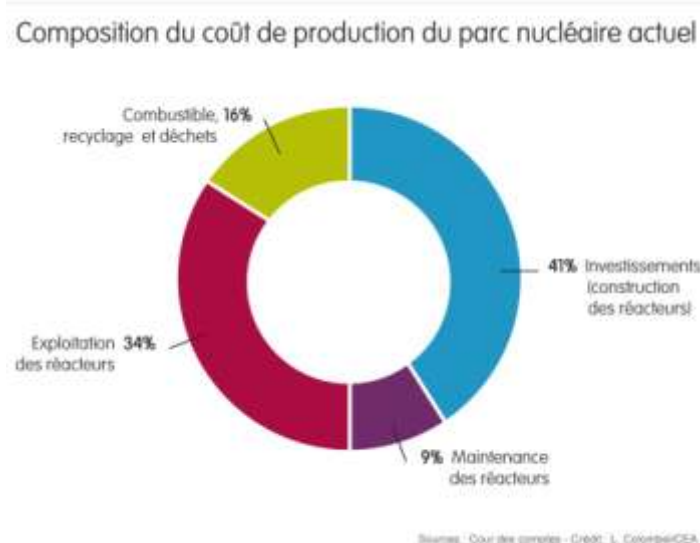


Figure 9: Structure du coût de production d'électricité du parc nucléaire actuel (Source : Cour des Comptes)

Parc nucléaire actuel	Investissement réacteurs	Investissement infrastructures	R&D passée	amortissement /an	Autres coûts fixes /an	Uranium /an	Exploitation /an	Maintenance /an	Recyclage déchets /an	Coût total passé /an
59 000 MWe	€	€	€	ans	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
58 réacteurs	232 000 000 000	46 000 000 000	40 000 000 000	7 950 000 000	850 000 000	1 000 000 000	5 600 000 000	1 800 000 000	2 000 000 000	19 200 000 000
€/MWh	14,81	2,94	2,55	20,31	2,17	2,55	14,30	4,60	5,11	49,04
Prod. (MWh/an)	391 500 000			40						77%
%	30,2%	6,0%	5,2%	41,4%	4,4%	5,2%	29,2%	9,4%	10,4%	100%

Tableau 3: Coût de production estimé des réacteurs existants hors déchets, mise à niveau et démantèlement (€/MWh)

La Cour des Comptes a souligné dans son audit que le calcul du coût de l'énergie nucléaire était marqué par de fortes spécificités :

- *Un investissement initial très important. Le nucléaire exige des capitaux importants pour la construction des réacteurs et de toute l'infrastructure d'accompagnement. En revanche, cette source d'énergie s'avère relativement peu coûteuse en fonctionnement.*

⁴⁶ Source : Cour des comptes Jan 2012

- Un impact limité du coût du combustible. Comparé aux autres énergies fossiles (pétrole, charbon...), l'énergie nucléaire est beaucoup moins dépendante des évolutions du coût des matières premières combustibles. En effet, l'uranium naturel n'entre que pour une faible part dans le coût de production de l'énergie (5 à 7%).
- Des dépenses en partie financées sur fonds public. Une partie des investissements réalisée pour le nucléaire a été faite par l'État : c'est le cas notamment d'une grande partie des dépenses de recherche et développement et de toutes les dépenses liées au contrôle de la sûreté, de la sécurité et de la transparence de l'information. Le montant de ces dépenses étant quasiment égal à celui des taxes spécifiques perçues, le bilan est nul en dépenses et largement positif pour la nation en termes d'activité économique.

Les évolutions prévisibles :

Les frais de maintenance des installations nucléaires devront, en toute logique, augmenter en raison du vieillissement du parc des réacteurs ; du renforcement des exigences de sûreté et de sécurité suite à l'accident de Fukushima. Selon EDF, ce renchérissement avait déjà été largement anticipé par l'exploitant qui avait prévu de doubler ses investissements d'ici à 2025. Au total, 55 milliards d'euros supplémentaires seront investis dans le parc nucléaire français, avec un impact estimé à environ 10 % sur le coût de production de l'électricité pour passer d'une durée d'exploitation du parc de 40 à 60 ans). En conséquence, selon les estimations de la Cour des comptes, le coût de production - hors gestion des déchets de longue durée et démantèlement - devrait progresser de 49,5 €/MWh (coût de 2010) à 54,2€/MWh en 2025 (en euros constants).

Des incertitudes connues :

L'audit de la Cour des comptes a analysé trois facteurs particuliers intervenant dans l'évaluation des coûts du nucléaire en France :

- Les coûts du démantèlement pour lesquels l'industrie dispose encore de peu d'expérience même si plusieurs réacteurs ont déjà été démantelés, par exemple, aux Etats-Unis ;
- Le coût de la gestion des déchets les plus radioactifs du nucléaire, selon les options qui seront choisies.
- Le « taux d'actualisation » : le coût du loyer de l'argent combiné à l'évolution de l'inflation joue un rôle très important dans les calculs des économistes.

Concernant le démantèlement des centrales et la gestion de la totalité des déchets, la Cour des comptes a indiqué qu'ils sont, par nature, très difficiles à prévoir en raison du manque de retour d'expérience dans ce domaine. Cependant, même si les incertitudes sont grandes, leur faible part dans le coût du kWh nucléaire ne conduira qu'à un impact limité : pas plus de 6% du coût global de production. Pour ces charges futures de démantèlement et gestion des déchets, l'État a validé le taux d'actualisation utilisé par les exploitants pour constituer leurs provisions. Ce taux est actuellement inférieur à 3%.

Coût total passé /an €/MWh	Mise aux normes €/MWh	Renforcement des piscines €/MWh	Déchets longue durée €/MWh	Démantèlement futur €/MWh	Coût total /an €/MWh	Prix de vente €/MWh	Marge €/MWh
19 200 000 000	58 000 000 000	58 000 000 000	58 000 000 000	58 000 000 000	25 000 000 000	26 230 500 000	
49,04	3,70	3,70	3,70	3,70	63,86	67,00	3,14
77%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	100%		4,7%
100%							

Tableau 4: Coût estimatif de production des réacteurs existants intégrant le traitement des déchets longue durée, la mise à niveau et le démantèlement (€/MWh)

En revanche, pour la construction de nouveaux réacteurs, le taux d'actualisation correspond aux modes et capacités de financement ainsi qu'à la politique d'investissement de l'entreprise. Les valeurs varient suivant les entreprises et sont plutôt de l'ordre de 8%. Compte tenu de l'importance des capitaux nécessaires pour construire un réacteur nucléaire, ce taux joue un rôle clé dans l'économie du nucléaire.

En France, le coût de production du kWh (0,064 €) ne représente que 40% du prix final TTC payé par le particulier pour ce kWh (0,165 €). Le reste correspond aux frais des réseaux de transport et de distribution pour 35% et aux taxes pour 25%.

Coût du grand carénage

Ce qu'EDF dénomme le grand carénage n'est en réalité que la maintenance et la mise aux normes de sécurité des centrales existantes. Le coût envisagé est en moyenne de l'ordre de 1 Md€ par réacteur, soit près de 60 Md€ pour l'ensemble du parc. On en est donc à 116 Md€ pour l'ensemble du parc sans compter le coût du démantèlement des centrales arrivées en limite d'âge.⁴⁷

En cas d'attaque terroriste, l'épaisseur actuelle du mur des piscines de refroidissement des combustibles irradiés (30 cm) n'empêcherait pas une bombe de creuser un trou de plusieurs mètres, vidant les piscines de leur contenu radio-actif. Selon Yves Marignac⁴⁸, le renforcement des piscines du parc en exploitation coûterait 1 Md€ par piscine, un montant astronomique qu'EDF ne peut même pas envisager.

Chiffre d'affaire, endettement d'EDF et capacités de financement

En 2018, le groupe EDF faisait un CA de 69 Md € et avait un endettement du même ordre (63 Md €). Et l'on vient de voir qu'il faut trouver 116 milliards € dans le court terme et encore le même montant sur le plus long terme. Bien que les taux d'emprunt soient aujourd'hui extrêmement favorables, qui va prêter de tels montants à une entreprise dont l'endettement est de l'ordre de son CA, et dont la capacité d'autofinancement se réduit en même temps que ses marges ?

Parce que le complexe nucléaire français est aujourd'hui en quasi-faillite – notamment en raison de la mauvaise gestion par l'Etat actionnaire des deux principales entreprises publique (EDF et AREVA), **et parce que nous avons trop attendu pour lancer un programme de stockages pour assister les énergies renouvelables dans leur variabilité, le piège est en train de se refermer.**

L'EPR de Flamanville

D'une puissance nominale de 1 650 MW, l'EPR a été conçu dans les années 90 par FRAMATOME (devenu AREVA⁴⁹) et Siemens. Les attentats du 11 sept 2001 ont été pris en compte lors de la construction du bâtiment réacteur et celui de la piscine : le bâtiment bénéficie d'une coque anti-avion et les sécurités sont partout renforcées. L'innovation de sûreté la plus emblématique et l'ajout dans le cœur du réacteur d'un « cendrier à corium ». Ce dispositif est supposé garantir qu'en cas de fusion des éléments combustibles, la masse des éléments en fusion, le corium, reste dans l'enceinte

⁴⁷ Ce montant est très discuté car, à part aux USA, très peu de réacteurs nucléaires de type REP ont été démantelés dans le monde

⁴⁸ Directeur du cabinet Wise Paris et co-auteur du rapport de Greenpeace.

⁴⁹ En Sept 2001, COGEMA et FRAMATOME fusionnent pour donner naissance à AREVA, une entreprise à 87% contrôlée par l'Etat, dont Anne Lauvergeon devient présidente du directoire, qui se rendra tristement célèbre avec l'affaire URAMIN.

de confinement et ne risque pas d'atteindre la nappe phréatique. Mais sa pertinence est contestée par de nombreux experts qui estiment qu'au contraire il pourrait provoquer de violentes explosions de vapeur susceptibles de détruire l'enclume de confinement.⁵⁰ Les concepteurs ont aussi tenté de jouer sur l'efficacité du combustible avec la possibilité de fonctionnement avec 100 % de combustible MOX⁵¹ dont l'activité alpha est complètement dominée par celle du Plutonium-238.

Ainsi, alors que plus de 200 tonnes de Pu se sont déjà accumulées en France depuis 50 ans, on rappelle qu'en termes de radioprotection, la limite de dose annuelle pour les travailleurs du nucléaire de 100 millisievert /an peut se traduire en limite d'incorporation du Pu-239 par voie respiratoire ou digestive à 1 millionième de gramme (1 µg).

Après sa séparation d'avec Siemens, AREVA a pris tous les risques en acceptant d'être le maître d'oeuvre du chantier alors que le groupe n'avait aucune compétence en la matière.

La cuve gigantesque⁵², réalisée dans les forges du Creusot (ex FRAMATOME), rachetées en 2006 par AREVA, doit résister à des pressions de 155 bars et des températures de 300°C. Mais dès 2007, l'ASN⁵³ s'aperçoit vite que les deux calottes de la cuve en acier déjà fondu, posent problème, car elles contiennent plus de carbone que la norme l'exige (0,22%) pour résister aux chocs⁵⁴.

Comme la cuve n'est pas conforme à la réglementation, le ministère de l'économie, a publié fin 2015 un arrêté permettant à l'ASN d'autoriser l'utilisation d'un équipement nucléaire sous pression qui ne serait pas conforme à la réglementation. Peu important, il fallait qu'à tout prix l'EPR produise son premier MWh fin 2018 sans que l'addition déjà très salée (12 Md € au lieu des 3,5 Md annoncés lors du lancement du chantier en 2007) ne s'alourdisse indéfiniment. On connaît la suite ...

Coût prévisionnel

EPR Flamanville 1650 MWc	Investissement réacteurs €	Investissement infrastructures €	amortissement t /an ans	Autres coûts fixes /an €/MWh	Uranium /an €/MWh	Exploitation /an €/MWh	Maintenance /an	Recyclage déchets /an €/MWh	Coût total passé /an €/MWh
	12 000 000 000	2 500 000 000	290 000 000	25 000 000	28 000 000	156 000 000	50 000 000	56 000 000	605 000 000
€/MWh	22,14	4,61	26,75	2,31	2,58	14,39	4,61	5,17	55,81
Prod. (MWh/an)	10 840 500		50						88%
%	39,7%	8,3%	47,9%	4,1%	4,6%	25,8%	8,3%	9,3%	100%

Tableau 5: Coût de production prévisionnel estimé de l'EPR hors déchets et démantèlement (€/MWh)

⁵⁰ Benjamin Dessus et Bernard Laponche, *En finir avec le nucléaire. Pourquoi et comment ?* Seuil Oct 2011

⁵¹ MOX, « Mixed Oxydes UO₂ – PuO₂ » composés de 7% de Pu issu du retraitement et 93% d'U appauvri. L'activité de 1kg de MOX (environ 30 TBq) est un million de fois plus importante que celle de 1 kg d'U naturel. Le mieux que je puisse nous souhaiter est de ne pas rencontrer dans un accident sur une route de campagne un de ces camions blancs, discrètement escorté de quelques gendarmes à moto, qui transportent le Plutonium, sous-produit naturel de tous nos réacteurs vers le centre de retraitement de La Hague. Je note qu'il est transporté dans un sens pour retraitement du combustible usé, et dans un autre sens, depuis Marcoule dans le Gard, vers les 20 réacteurs qui fonctionnent déjà partiellement au MOX.

⁵² La cuve du réacteur n'est pas forgée d'une seule pièce compte tenu de ses dimensions : 510 tonnes, 11 m de hauteur, 5 m de diamètre ; elle comporte les calottes (fond et couvercle) et les viroles constituant le corps de cuve, assemblées et soudées par des techniciens hautement spécialisés.

⁵³ Agence de Sûreté Nucléaire, actuellement présidée par Pierre Franck Chevet

⁵⁴ Dominique Minière, directeur exécutif d'EDF en charge des parcs nucléaire et thermique, raconte : « Les contrôles ont conduit à mettre en évidence dès 2005-2006 un certain nombre de manquements dans la maîtrise des procédés de fabrication et de contrôle, sur le processus de forge, sur les traitements thermiques, et sur le essais mécaniques. Ils mettent aussi en évidence des défauts de culture de sûreté du personnel, et des dysfonctionnements du système de qualité des fournisseurs ».

Coût total passé / an €/MWh	Réparation cuve €/MWh	Déchets longue durée €/MWh	Démantèlement futur €/MWh	Coût total / an €/MWh	Prix de vente €/MWh	Marge €/MWh	Coût TTC particulier €/kWh
605 000 000	1 000 000 000	1 600 000 000	1 600 000 000	689 000 000	726 313 500		
55,81	1,84	2,95	2,95	63,56	67,00	3,44	0,165
88%	2,9%	4,6%	4,6%	100%		5,1%	246%
100%							

Tableau 6: Coût total prévisionnel de l'EPR incluant réparation cuve, déchets et démantèlement (€/MWh)

L'ampleur et la récurrence de ce comportement dérogatoire à certaines règles de sûreté se traduisent en fait dans l'exploitation des pièces équipant tous les autres réacteurs en fonctionnement. Quand l'ASN rend public en mai 2016 l'existence d'irrégularités au Creusot, l'autorité parle alors de 50 pièces concernées. Un mois plus tard, elle évoque 80 cas répartis dans 12 centrales sur 19 et touchant 21 réacteurs sur 58. En Sept 2017, à la demande de l'ASN, quand EDF fait le point sur l'ensemble des dossiers de fabrication de Creusot Forge, le nombre de cas passe à 600 irrégularités concernant 309 composants ! Une question s'impose alors : la fameuse culture de sûreté dont ne cesse de se gargariser l'industrie nucléaire française cacherait-elle une culture de la fraude et de la dissimulation ?

Voyons ce qu'en disent deux éditoriaux de tendances opposées, parus dans Le Monde du 24 Novembre 2019: l'un parle d'un **secteur dans l'impasse, de déroute financière et de compétitivité dégradée**, l'autre se lamente de **l'abandon probable de la filière française en nous rappelant l'épopée glorieuse des pères fondateurs** de notre programme nucléaire unique au monde ...

*Nucléaire français : un secteur dans l'impasse*⁵⁵

Le rapport de Jean-Martin Folz sur la construction de l'EPR de Flamanville, remis le 28 octobre, est sans appel pour la filière électronucléaire française. La catastrophe financière n'en finit plus de s'aggraver. Le projet accuse à ce jour dix ans de retard et 9 milliards d'euros de dépassement budgétaire. Il a en partie contribué à englober Areva, fleuron de l'industrie nucléaire française, déclaré en faillite en 2016, qui n'a dû son salut qu'à un renflouement sur fonds publics de 4,5 milliards d'euros. Il pèse maintenant sur les comptes d'EDF, nouveau maître d'œuvre depuis le naufrage d'Areva, qui n'espère plus pouvoir raccorder le réacteur au réseau avant 2022. Flamanville vient nous rappeler les problèmes structurels de la filière. Les chantiers des centrales contemporaines, comportant plusieurs réacteurs de très forte puissance (1 650 MW dans le cas de l'EPR), sont pharaoniques. Le durcissement des règles de sécurité, notamment depuis l'accident de Fukushima, en 2011, a conduit à dupliquer la plupart des dispositifs essentiels au fonctionnement du réacteur et à doubler l'enceinte de confinement. Ce renforcement salutaire de la résilience du réacteur a provoqué une augmentation massive de sa complexité, et donc des coûts. L'existence d'un tel programme permet d'accumuler les savoir faire, chez le maître d'œuvre comme chez les sous-traitants. C'est cette perte de compétences que le rapport Folz souligne le plus sévèrement. Elle découle directement de vingt années de quasi-arrêt dans la construction de nouvelles centrales : deux mises en chantier entre 1985 et 2006, contre 54 sur la décennie précédente.

Une compétitivité dégradée

(...) A ce titre, le projet de construction de six EPR peut surprendre. Construire par paires devrait certes limiter les risques de voir une unique pièce défectueuse interrompre longtemps le chantier. Mais la construction de trois paires sur vingt ans semble insuffisante pour obtenir les gains d'échelle nécessaires à la restauration des

⁵⁵ Aurélien Saussay, Le Monde 24 Novembre 2019

savoir-faire. Le problème n'est pas que français. Au niveau mondial, la génération actuelle de réacteurs nucléaires dépasse largement ses objectifs de coût ; le temps moyen de construction d'un réacteur atteint près de dix ans. La compétitivité de la filière nucléaire en est fortement dégradée. Le nucléaire est l'une des rares technologies dont le coût augmente au fil du temps : un EPR construit pour un budget de 7,8 milliards d'euros produirait 1 kWh à plus de 10 centimes, contre 4 pour un réacteur « historique ». Dans le même temps, les énergies renouvelables ont vu leur coût s'effondrer – de 70 % pour l'éolien et de 90 % pour le photovoltaïque depuis 2008. Ces technologies, accompagnées des modes de lissage de la demande électrique et de stockage adaptés, offrent la seule alternative au nucléaire pour produire l'électricité décarbonée indispensable à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'industrie nucléaire se trouve dans une situation paradoxale. La lutte contre le changement climatique devrait la conduire à une véritable renaissance si ses promesses en matière de coût et de sûreté étaient tenues. En 2017, au niveau mondial, plus de 270 milliards d'euros ont été investis dans les renouvelables, contre 15 milliards pour le nucléaire. Même la Chine ne table plus que sur 7 % d'électricité nucléaire en 2040, contre 12 % pour l'éolien. L'entêtement nucléaire français risque de nous faire commettre une faute de politique industrielle historique : persister dans une filière dont l'avenir se referme, pendant que la véritable transition s'opère sur des secteurs que nos choix de politique énergétique ont trop longtemps ignorés.

La France ne doit pas lâcher cette industrie par inadvertance ⁵⁶

« Au delà des paroles, plusieurs décisions prises cet été risquent de sceller le sort du choix nucléaire français, bien plus sûrement que ne l'aurait été la fermeture d'un nouveau contingent de centrales. Premièrement, la fermeture de Fessenheim, longtemps promise, semble maintenant irréversible. Cette centrale est-elle la victime expiatoire qui paierait pour les autres – comme Plogoff en 1981 ? Ou bien la tête de liste d'une longue série ? On ne sort de l'ambiguïté qu'à son propre détriment... Deuxièmement, le projet de scission d'EDF, Hercule, isole la production d'énergie nucléaire dans une entité spécialisée, qui pourrait aisément se muer en structure de défaisance. Cela n'a pas de sens : sans les débouchés garantis par le monopole intégré de la distribution, le risque économique d'un pari d'une telle ampleur ne peut pas être pris – et pourra difficilement être maintenu dans un univers de concurrence. Troisièmement, le programme de recherche du CEA sur la quatrième génération de réacteurs à neutrons rapides, Astrid, a été arrêté en catimini. S'il n'y a plus d'avenir à préparer, le mouvement s'interrompt. Là, l'Etat exprime sa distance avec la filière plutonium (retraitement - MOX - surgénérateur). Plus perversément, la zizanie risque de s'installer entre le monopole électrique et le monopole atomique. Quatrièmement, l'aggravation à un niveau spoliateur du tarif de vente contrainte du kilowattheure d'EDF à ses concurrents (tarif d'« accès régulé à l'énergie nucléaire historique », Arenh), handicape gravement la capacité d'autofinancement des investissements d'entretien et de développement du parc nucléaire (...)

Qui commande, entre EDF, l'Autorité de sûreté nucléaire, Siemens et le CEA ? Sans un soutien affirmé et constant, le nucléaire s'étirole. Avoir contre soi « l'Internationale verte » de la nouvelle gauche écologique mondiale en même temps que le court-termisme financier de Wall Street n'est pas une mince affaire pour ce temple de l'économie réelle productive et du hightech lourd. Sans oublier nos voisins allemands, pour lesquels le succès français constitue un défi permanent à leur supériorité technologique alléguée ; il souligne aussi les contradictions et les disputes interallemandes, qui font payer le surcoût des énergies renouvelables par le très polluant lignite à très bon marché et la dépendance au gaz russe. Heureusement, il nous reste la Chine, bon élève de la technologie française à Daya Bay et à Taishan, qui, dans sa conception confucéenne d'un monde harmonieux, a bien compris que l'énergie nucléaire est le seul vrai substitut au charbon, au pétrole et au gaz dans les centrales électriques. Ce balancement entre critiques et déclarations de soutien camouflerait-il la tentation de sortir du nucléaire, tout en évitant d'affronter directement une si lourde responsabilité historique ? L'exception française a résisté jusqu'à présent. S'affirmer comme le meilleur professeur de la diplomatie du climat et le champion mondial de l'énergie nucléaire est un beau sujet de grand débat national et un beau défi, pas si paradoxal qu'il y paraît. »

⁵⁶ Le Monde du 24 Novembre 2019, tribune de Christian Stoffaës, vice-président du Cercle des économistes. Il a été le directeur de la prospective et des relations internationales d'EDF, après avoir été le collaborateur des pères fondateurs du programme nucléaire français, Pierre Guillaumat et André Giraud

Les énergies renouvelables

Après la maîtrise de l'énergie par la sobriété et l'efficacité, le développement des énergies renouvelables représente la seconde marge de manoeuvre importante vis à vis des problèmes d'épuisement des sources fossiles, de réchauffement d'atmosphère, et des risques nucléaires.

Le potentiel

L'irradiation solaire annuelle sur l'ensemble de la planète au niveau de la mer (754 million de TWh) représente plus de 5 000 fois l'énergie que nous consommons en 2010 (environ 12 Gtep ou 139 000 TWh). Sur le long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergie renouvelable pourrait couvrir la consommation mondiale actuelle - qui pourrait rester constante et même diminuer si nous options tous pour l'efficacité et la sobriété.

Quand on examine de près les scénarii prospectifs on constate que les principales contributions attendues sont la biomasse, l'hydraulique, l'éolien et le solaire, toutes énergies décentralisées, qui par définition vont nécessiter une reconfiguration du réseau de transport et de distribution. On rappelle ci-dessous ce qu'en pensait André Merlin ⁵⁷ à propos des éoliennes en 2004 ...

Les limites du réseau français en 2004 ...

L'électricité ne se stockant pas, RTE, le gestionnaire de réseau est tenu de prévoir à l'avance la disponibilité des moyens de production et de réseau qui lui permettent d'exploiter convenablement le système électrique tout en ayant suffisamment de réserve pour faire face à des indisponibilités fortuites. Afin de préparer l'avenir, RTE est chargé par la loi d'établir un bilan prévisionnel de l'offre et de la demande d'électricité décentralisée qui participe à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements de production. Dans ce cadre, il a été retenu comme hypothèse que le développement des énergies renouvelables en France se ferait majoritairement par l'installation d'un parc éolien, qu'il soit terrestre ou offshore. Au cours du débat sur l'énergie de 2003, le SER ⁵⁸ avait proposé que les puissances à installer en France d'ici 2010 soient de 14 000 MW pour l'éolien, 1 000 pour la biomasse, 1 000 pour la micro-hydroélectricité, 150 pour le photovoltaïque et 150 pour la géothermie. Un arrêté du 7 Mars 2003 relatif à la Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production d'Electricité a statué sur les valeurs suivantes : 2 000-6 000 MW pour l'éolien + 500-1 500 offshore, 200-400 pour la biomasse, 200-1 000 pour la micro-hydroélectricité, et 1-50 pour le photovoltaïque et 10-60 pour la géothermie !... Pour RTE, trois éléments déterminants sont à caractériser dans ce contexte : le volume global du parc qui sera installé à divers horizons temporels, sa localisation géographique, et ses caractéristiques de production.

La problématique pour le gestionnaire de réseau de transport est double. Il doit à tout instant : s'assurer qu'il y a égalité entre production et consommation ; s'assurer que la puissance produite arrive chez les clients consommateurs sans dépasser la capacité des ouvrages du réseau (lignes et transformateurs). Ce problème se complexifie très vite par la prise en compte des aléas affectant les éléments du réseau ou les centrales de production, les niveaux de consommation, et par l'exigence de maîtrise de la sûreté du fonctionnement du système électrique - maintien de la tension, de la fréquence et de la stabilité des unités de production. Se rajoute à cela la nécessité d'entretien du réseau qui se traduit régulièrement par la mise hors

⁵⁷ « Electricité et énergies renouvelables: jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées ? » André Merlin (62), directeur de Réseau de transport d'électricité (RTE) dans « La Jaune et La Rouge », Aout-Sept 2004.

⁵⁸ Syndicat des Energies Renouvelables

tension de certains de ses éléments, ce qui peut le rendre plus vulnérable. Enfin, ce type de problème se gère simultanément dans chacun des pays européens, qui sont interdépendants par le biais des lignes d'interconnexion.

On a assisté en 2002 à une focalisation des demandes sur les zones à fort potentiel éolien (côtes de la Manche, mer du Nord et régions méditerranéennes pour l'essentiel). Puis, face aux difficultés d'obtention des autorisations, les projets se sont déplacés vers des zones moins ventées mais encore attrayantes au vu de la structure du tarif d'achat. Malgré cette variation importante des hypothèses, la capacité installable sans impact sur le réseau de transport est de 6 000 à 7 000 MW dans les deux cas. L'exercice a montré une partition de la France en deux régions différentes très typées : d'un côté le Nord et l'Ouest où il y a peu de production sur les réseaux haute tension, et, de l'autre côté, le Sud et le Sud-Est où la capacité du réseau est faible et où la production hydraulique est en concurrence avec l'éolien. Par conséquent, l'installation des premiers milliers de MW éoliens ne nécessite pas un renforcement du réseau de transport, sous réserve que les projets se développent plutôt dans la moitié nord de la France.

... et l'avis de RTE en 2019 :

Mardi 17 septembre 2019, RTE a présenté son projet d'évolution du réseau électrique à l'horizon 2035, appelé « Schéma Décennal de Développement du Réseau ».

« Faute d'avoir pris les décisions qui s'imposaient en 2014 pour accompagner la baisse du nucléaire dans le mix électrique, l'objectif de 50% ne pourra être atteint qu'entre 2030 et 2035, ce qui veut dire qu'il n'y a plus de temps à perdre si on veut y arriver. »

Le projet proposé par RTE constitue une étape essentielle dans la mise en œuvre des orientations fixées par le Gouvernement en matière de transition énergétique. Il permettra de rénover le réseau et de l'adapter aux orientations de la future Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et à l'évolution des mix énergétiques des pays voisins, tout en s'appuyant au maximum sur les lignes existantes. Ce plan a été établi à l'issue d'une large concertation, dans un souci de minimisation de l'empreinte du réseau électrique sur l'environnement et d'optimisation de son coût.

Ce projet identifie cinq volets industriels permettant d'atteindre les objectifs de transformation du mix électrique tout en maintenant la qualité du service actuelle :

- Le réseau, dont la moyenne d'âge atteint aujourd'hui 50 ans, devra entamer un cycle de rénovation important : la priorité est donnée à la qualité de service des « réseaux du quotidien » ;
- Les réseaux seront adaptés dans un premier temps au niveau local en raccordant les nouvelles installations et en optimisant d'avantage les lignes existantes via l'utilisation d'automates et le couplage avec les technologies du numérique. Dans un second temps, le réseau sera consolidé sur quatre axes-clés : trois axes Nord-Sud (réseau de la façade atlantique, Centre-Massif central et Rhône-Bourgogne) et un axe Ouest-Est (Manche-Normandie-Paris) ;
- La numérisation du réseau sera accélérée afin d'augmenter la flexibilité d'exploitation du système électrique ;
- Les capacités d'échange avec les pays voisins seront doublées sur 15 ans en suivant un programme réaliste et séquencé, en ordonnant les projets qui présentent de l'intérêt pour la collectivité ;
- Un réseau électrique en mer sera déployé pour raccorder l'éolien en mer au rythme d'1GW/an nécessaire pour atteindre les nouveaux objectifs fixés par le gouvernement français.

Les investissements associés sont estimés à 33 milliards d'€ sur 15 ans, soit environ 2 milliards d'€ par an dans la prochaine décennie contre 1,3 milliard d'€ aujourd'hui. Ce montant se situe dans la fourchette basse des montants prévus dans les pays voisins.

Les nouveaux besoins ont été établis au plus juste **en intégrant les possibilités de flexibilité des énergies renouvelables**. Ces optimisations ont permis de réduire les coûts de 10 milliards d'€ par rapport aux précédentes estimations. Le coût du réseau de transport restera globalement stable, de l'ordre de 10 % des coûts du système électrique.

Du point de vue écologique, le projet d'adaptation du réseau permettra de réduire les émissions de CO₂ du système électrique européen de l'ordre de 5 à 10 Mt par an (un montant équivalent des émissions des centrales au charbon françaises). Sur le plan du cadre de vie, RTE propose la mise en souterrain des nouvelles lignes 63-90kV et l'utilisation des lignes électriques existantes associée à la mise en souterrain pour les nouvelles lignes 225-400kV. Cette nouvelle politique permettra, en complément des actions de mise en souterrain engagées sur les lignes existantes, de diminuer l'empreinte visuelle de ces infrastructures de 5%.

Le solaire

A l'inverse des énergies fossiles, notre mère nature a généreusement et équitablement pourvu les nations en énergies renouvelables. Le gisement solaire est même plus favorable dans les zones intertropicales, économiquement pauvres. Bien sûr, l'énergie reçue est variable selon les moments. Les nuits, les passages nuageux sont autant de moments où l'énergie solaire est inexistante, ou moindre. En moyenne sur une année, **la puissance permanente reçue annuellement à la surface du globe peut varier de 85 à 290 W /m² suivant les régions avec une moyenne à 169 W /m² (soit 1 480 kWh /m².an)**. Elle ne varie donc que d'un facteur 1 à 3 entre les régions les moins ensoleillées et les plus ensoleillées. Aucune région du globe n'est donc dépourvue d'énergie solaire.

Les techniques d'utilisation de l'énergie solaire peuvent être décomposées en quatre grandes familles ayant des utilisations et des technologies différentes:

- L'architecture solaire passive, permettant d'abord d'économiser de l'énergie de chauffage.
- Le solaire thermique ou l'utilisation de l'énergie solaire sous forme de chaleur le plus souvent pour l'eau chaude sanitaire et parfois pour des planchers chauffants.
- Le photovoltaïque ou la transformation directe du rayonnement solaire en électricité.
- Le solaire thermodynamique ou la concentration des rayons du soleil dans le but d'atteindre des très hautes températures (vapeur pour électricité) avec des possibilités de stockage haute température par sels fondus.

Les deux premières filières ont des applications domestiques, la troisième a des applications extrêmement variées et la dernière est plus du ressort industriel et encore relativement peu développée. Ces quatre formes d'utilisation de l'énergie solaire, bien qu'ayant une problématique commune, sont à la base de filières de développement technologiques tout à fait différentes.

Solaire photovoltaïque

Petit historique

Les quarante dernières années ont indiscutablement été marquées par un vif accroissement de l'intérêt général pour l'électricité solaire et ses possibilités d'utilisation, avec des bonheurs divers suivant la période et les pays.

Avec le recul, on peut noter en effet que l'intérêt des décideurs est inversement proportionnel à la part de l'énergie nucléaire dans la production nationale d'électricité, qu'il augmente de façon incontrôlée pendant les périodes de crise énergétique, et qu'il se manifeste parfois de façon plus organisée mais tout aussi éphémère pendant les périodes électorales.

Bien qu'universellement appréciée pour ses qualités écologiques, l'électricité solaire et ses véritables possibilités restent encore aujourd'hui relativement mal appréhendées. Il en résulte souvent un décalage entre l'ambition des attentes, la problématique de son financement, la taille des réalisations et la structure des réseaux de distribution. A cause de la nature variable, diluée et décentralisée de la source énergétique, l'utilisation rationnelle de l'énergie solaire reste un exercice difficile qui n'entre ni dans les schémas de pensée ni dans les méthodes de travail de nos « utilities ».

De plus l'électricité solaire n'ayant jamais été une discipline en soi, elle a longtemps été boudée (pour ne pas dire méprisée au CNRS), l'académie et le corps enseignant, et franchement ignorée des milieux industriels et de l'establishment économique jusqu'en l'an 2000.

Une abondante littérature a surgi au début des années 80 pour répondre vite au soudain engouement pour "le solaire" suscité par la peur panique du renchérissement des énergies fossiles. Il en est résulté une profusion d'articles, revues et ouvrages qui tenait plus de la sensibilisation du plus grand nombre que de la formation spécialisée de professionnels.

Au plan politique, jusqu'à la fin des années 80, les forces de changement venaient de réactions négatives aux deux chocs pétroliers. A partir de 1995, le changement est poussé par la nécessité positive de stabilisation du climat de la planète, et des dangers du nucléaire. Depuis 2005, il est tiré financièrement par les opportunités alléchantes d'investissements dans des systèmes de production d'énergie plus performants, plus propres et plus efficaces.

Au plan économique, jusqu'en 1997, la technologie modulaire du photovoltaïque pouvait laisser croire à son développement spontané par la conquête progressive de niches de marchés dans les pays développés, à travers des applications professionnelles (bornes téléphoniques d'appels d'urgence, télédétection, alarme, balisage, relais télécom., etc...). Les profits réalisés sur les premières niches permettant de développer au fur et à mesure, des niches plus vastes. En d'autres termes, à la différence des technologies lourdes et centralisées comme le nucléaire (EPR) ou comme la fusion thermonucléaire (ITER), l'industrie photovoltaïque n'aurait pas eu besoin de l'argent public et de l'Etat pour se développer... A suivre ce raisonnement, avec des taux de croissance « naturels » de 15 % par an, il aurait fallu encore attendre 2015 pour que la production mondiale annuelle atteigne 1 000 MW/an. Autrement dit, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire serait restée un gadget, ou au mieux l'énergie pour les sites isolés quand on n'a vraiment pas le choix !...

Cette vision hélas, était encore celle des décideurs en France en 2005. Or le monde a bougé vite et fort: des actions politiques d'envergure nous sont venues d'abord du Japon, puis de l'Allemagne, et de l'Union Européenne. A partir de l'an 2000 la diffusion massive de cette filière s'est faite par la réglementation (tarification, aides à l'investissement, certificats verts), et à partir de 2005 l'accélération de la baisse des coûts de production est venue principalement des volumes de vente, grâce à des méthodes de standardisation et des investissements massifs (stratégie volume - prix).

Avec le grand vent du libéralisme, tous les efforts de recherche supportés 40 ans par les citoyens européens, américains et japonais ont finalement abouti à ce que l'industrie du photovoltaïque soit transférée en Chine. Grâce à des investissements colossaux financés par l'Etat, la montée en puissance de la Chine, mais aussi de l'Asie du Sud Est en général, a été très rapide (2005-2010), laissant peu de chances aux industriels européens et américains. L'analyse des productions de modules et cellules PV, de leurs évolutions, de leur répartition géographique, le rôle des différentes technologies (Silicium cristallin et couches minces), les capacités installées, les prévisions de marché... toutes les données amènent aux conclusions suivantes :

- L'Asie est désormais l'atelier de monde : Chine, Asie du Sud Est, Japon concentrent 44 des 48 plus grosses usines de production, avec des investissements sans rapport avec les capacités européennes, voire même américaines⁵⁹.
- Les installations mondiales cumulées (500 GWc produisant 550 TWh à fin 2018) montrent que le photovoltaïque est bien sorti de son ghetto de source d'énergie pour sites isolés.
- La parité réseau est atteinte en de nombreux pays et va changer profondément le paradigme énergétique jusqu'ici en vigueur, basé sur la centralisation des sources énergétiques.

⁵⁹ Pour donner une idée de la bonne santé du photovoltaïque en Chine, en 2017, les Chinois JinkoSolar, Trina Solar et JA Solar forment le Top 3, avec des volumes respectifs de 9,7 GW, 9,1 GW et 7,5 GW.

Au global, la France qui n'a pas beaucoup investi dans la filière bien qu'elle ait commencé la première⁶⁰, n'aura finalement pas trop perdu. Il lui reste ses territoires, ses bâtiments, ses monteurs de projets, ses banquiers, ses bureaux d'études, ses intégrateurs, ses installateurs, tous éléments qui peuvent - au moins pour certains - ne pas être délocalisés. Il lui reste aussi quelques laboratoires qui poursuivent des recherches avancées dans des matériaux et procédés innovants.

L'Allemagne qui comptait beaucoup sur son industrie solaire pour l'exportation aura été prise à son propre piège en vendant usines clé en main, process et machines-outils aux chinois, qui en retour l'inondent de modules produits deux fois moins cher.

Les Etats-Unis sont et resteront le laboratoire du monde avec les nouvelles technologies et l'esprit entrepreneurial qui caractérise ses start-ups californiennes. Les aides publiques au secteur continueront de se transformer en royalties de brevets et de licences.

Seul le Japon qui a toujours su garder ses industries chez lui, aura vraiment réussi à transformer l'argent public en programmes de recherches, en industrie locale, emplois et exportations.

Les chiffres au niveau mondial

Le cumul des installations mondiales s'élevait à 404 GWc à fin 2017, grâce au déploiement du solaire en Chine vers un nouveau record de 53 à 60 GW en 2018, mais aussi en Inde ... En 2017, au niveau mondial, la production d'électricité solaire photovoltaïque atteignait 444 TWh, soit 1,7 % de la production mondiale d'électricité ; en 2018, elle est estimée à 585 TWh. L'Agence internationale de l'énergie prévoit que la part du photovoltaïque pourrait atteindre 16 % en 2050. En 2018, quatre pays concentrent plus des deux tiers de la puissance installée photovoltaïque : la Chine (35 %), les États-Unis (12 %), le Japon (11 %) et l'Allemagne (9 %). En valeur, les livraisons mondiales de modules auraient atteint 37 milliards de dollars en 2017. Pour 100 GW livrés, cela représente un prix de vente moyen sorti usine à 0.37 € /Wc.

Les forces

1. La source est bien d'origine nucléaire ; sa durée de vie se compte en milliards d'années et le retraitement des déchets y est intégré, à 150 millions de km de distance...
2. Elle est assez également répartie sur l'ensemble de la planète avec des ratios de gisement allant de 1 à 3 et chacun de nous dispose de la source à sa porte.
3. La conversion de la lumière en électricité est directe : elle ne passe pas par une transformation de Carnot.
4. Elle génère très peu de gaz à effet de serre (50 g eq CO₂ /kWh), moins carboné que le mix électrique actuel du réseau français (70 g eq CO₂ /kWh).
5. Les installations sont silencieuses, non polluantes et demandent très peu de maintenance.
6. Les installations sont modulaires.

⁶⁰ Dès la fin des années 1970, avec France-Photon filiale de Leroy-Somer et de Solarex ainsi que Photowatt filiale d'ELF et de la SAFT, soutenues par le COMES (Commissariat à l'Energie Solaire créé par Giscard d'Estaing et présidé par Henry Durand), le développement d'une industrie photovoltaïque nationale fut en France une priorité. Avec le contre-choc pétrolier de 1984, le décrochage des ambitions françaises dans ce domaine durera de 1985 à 2005. Elles ne renaîtront qu'autour de 2006, soit 13 ans après le début des programmes japonais de connexion au réseau et 8 ans après l'Allemagne, avec le Grenelle de l'environnement et la mise en place d'une politique de soutien volontariste par des tarifs d'achat, prolongée par la loi sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

7. La décroissance des coûts de fabrication des modules suit la loi de Verdoorn des objets industriels : diminution du coût unitaire de 20% chaque fois que double la production cumulée.
8. Le temps de retour énergétique de la fabrication des modules est compris entre 18 mois et deux ans pour des durées de vie d'au moins 25 ans.
9. En 2019, le coût de fabrication des modules au Silicium cristallins dans des usines de grande capacité (1000 MWc/an) est inférieur à 0,30 €/Wc. Et les installations mondiales cumulées fin 2019 seraient de l'ordre de 600 GW_c, soit une production annuelle de 660 TWh, plus que la production totale française d'électricité.

Les faiblesses

1. La source est diluée (50-1000 W/m²)
2. Elle est à la fois périodique et aléatoire (variable mais prévisible avec Meteo France).
3. Elle ne se stocke pas facilement.
4. Le facteur de charge est faible (1 200 h d'ensoleillement correspondent à un taux d'utilisation de 14%).
5. En dépit des progrès techniques, le rendement photovoltaïque des produits industriels reste encore relativement faibles (12 à 24 %, soit 120 à 240 Wc /m²).
6. Utilisation massive de matériaux élaborés (silicium, verre, aluminium, cuivre, argent, EVA, ...)
7. Empreinte territoriale lorsqu'il n'est pas intégré au bâti.
8. Coût de la Contribution au Service Public de l'Electricité.

Conséquences sociétales

L'énergie solaire photovoltaïque doit se comprendre dans le cadre d'un triple changement de paradigme :

- le passage des énergies « stocks » aux énergies « flux »
- une grande égalité d'accès,
- une proximité démocratique (les consommateurs deviennent en même temps producteurs), donc un potentiel de rupture dans nos comportements consuméristes.

Elle ne devrait pas être une technologie supplémentaire pour construire des centrales électriques, en s'en remettant à un oligopole d'opérateurs, mais plutôt une technique que s'approprient des consomm'acteurs.

Uniformément répartie sur tous les territoires, elle n'est pas source de conflits armés prédateurs de territoires comme c'est le cas pour les énergies fossiles.

C'est cette révolution copernicienne que ne sait pas faire la France, le pays colbertiste par excellence qui ne peut pas imaginer que la problématique de l'énergie échappe au pouvoir central. D'où une cascade de décisions malencontreuses depuis le moratoire de François Fillon en Décembre 2010.

Réponses aux questions récurrentes

Où en est le recyclage des produits en fin de vie ?

Question qui revient en boucle dans toutes mes conférences. Au niveau européen, le programme *PV Recycle* existe depuis 12 ans. En France, la gestion de la fin de vie des panneaux photovoltaïques est

une obligation légale depuis le 22 août 2014. *La publication au Journal Officiel du décret 2014-928 relatif aux déchets d'équipements électriques et électroniques et aux équipements usagés marque l'entrée des panneaux photovoltaïques dans le champ de la responsabilité élargie.*

Quid des matériaux rares et des limites de leur extraction ?

Le Silicium, matériau très largement dominant (plus de 90 % des cellules produites à raison de 8 g/Wc soit 0,3 kg/MWh), est le deuxième élément de la croûte terrestre (obtenu dans la première étape de sa purification par la réduction carbothermique du SiO₂ : sable ou quartz) !

Si les modules en couches minces venaient à prendre leur essor - les seuls qui utilisent des matériaux rares – par exemple avec un gramme d'Indium on peut produire 1 500 kWh d'électricité sur la durée de vie d'un module de 0,6 m² en couches minces (25 ans). Ceci est l'équivalent de 150 litres de pétrole. C'est aussi dense que l'Uranium ...

Quant à l'Aluminium, (plus de 80 % des modules encadrés à raison de 12 g/Wc soit 0,4 kg/MWh) certains fabricant ont depuis longtemps montré qu'on pouvait supprimer des modules les cadres en Alu et réduire les structures porteuses à leur plus simple expression. On remarquera au passage que l'électrochimie requise pour produire une tonne d'aluminium neuf nécessite 11 MWh alors que le recyclage de l'Alu ne requiert que 1 MWh /t. Facteur 10, alors recyclez vos cannettes en Alu !

Coût de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

A la valeur de 19,5 €HT par MWh - dont un tiers environ provient du PV - d'après la CRE ⁶¹, la CSPE représentait environ 6,3 Md € en 2015. La compensation intégrale des charges prévisionnelles 2015 (9,3 Md€) nécessitait une CSPE estimée à 26 €/MWh⁶². La contribution unitaire s'établit aujourd'hui à 22,5 € HT/MWh, soit 15 % du montant HT des factures aux particuliers.

La part du PV (35% de la CSPE) au coût annuel de l'électricité d'une famille française consommant 20 MWh/an pèse en 2019 : 168 € (soit 5% d'une facture de 3 200 €). Si l'on raisonne globalement, le fait que la collectivité des abonnés français à l'électricité doive payer plus de 2 Md €/ an jusqu'en 2030 pour subventionner le décollage du photovoltaïque peut paraître insupportable ! Je l'ai dit et écrit en son temps dans *La Lettre du Solaire*. La faute en incombe en partie à Jean-Louis Borloo qui, ministre de l'écologie dans la période 2007-2010, n'a pas su ajuster des tarifs d'achat prohibitifs en même temps que le prix des matériels baissait très rapidement.

En même temps, je remarque que nous avons dépensé plusieurs dizaines de milliards d'€ en R&D pour le nucléaire civil et que nous allons devoir contribuer à sauver le nucléaire français (AREVA et EDF actuellement en grandes difficultés) pour des montants bien supérieurs.

Situation et perspectives

Malgré une relative stagnation des rendements photovoltaïque autour de 20%, des progrès peuvent encore être faits pourvu que les recherches fondamentales et appliquées sur les nouveaux matériaux

⁶¹ Commission de Régulation de l'Electricité

⁶² L'article L.121-13 du Code de l'énergie introduit par la loi n° 2010-1657 (29-12-2010) de finances pour 2011 limite sa hausse d'une année sur l'autre à 3 €/MWh ; Il faut s'attendre à ce que le montant de la CSPE soit votée incessamment à plus de 26 €/MWh.

(cellules multi spectrales, absorption à deux photons par des semi-conducteurs magnétiques, développement foudroyant des perovskites⁶³, etc...), et les prototypes pour leur mise en œuvre industrielle soient accompagnées de façon structurée et pérenne.

La prise de conscience du potentiel des énergies renouvelables et de leurs coûts en chute libre est encore fragile au sein des cercles dirigeants. Alors que se multiplient les appels à la relance d'un programme électronucléaire en France, il est utile de rappeler qu'elles représentent au contraire aujourd'hui une réalité sous-estimée. La France a commencé à combler son retard au moment où les énergies renouvelables, solaires et éoliennes, sont désormais compétitives partout dans le monde. Le développement à grande échelle du photovoltaïque, inimaginable il y a 20 ans, est maintenant enclenché, avec plus de 100 GW installés annuellement dans le monde, pour un cumul actuel de 500 GW, qui pourrait atteindre 1 600 GW en 2035. Avec un coût de production des modules en sortie d'usine d'environ 0,35 \$/Wc les réponses aux appels d'offre pour les très grandes centrales multi MW plein champs peuvent descendre à 45 €/MWh en certains pays comme l'Inde (fort ensoleillement 1 800 kWh/kWc). En France actuellement, les réponses aux appels d'offre de la CRE (commission de régulation de l'énergie) sont à 67,5 €/MWh pour les centrales au sol de moins de 5 MWc (moyen ensoleillement 1 200 kWh/kWc). Elle entraîne également un cercle vertueux sur le développement des technologies de stockage, de réseau intelligent et de numérisation.

Sur les 9 GW de PV connectés en France à fin 2018, la répartition est de 6 GW sur bâtiment et 3 GW au sol. Au cours du premier semestre 2019, seulement 397 MW de puissance supplémentaire ont été raccordés, contre 490 MW en 2018 sur la même période. Le parc PV français a ainsi progressé de 4% sur le premier semestre ... Les installations mises en service au cours du premier semestre se concentrent principalement dans la moitié sud de la France continentale : 92 MW en Occitanie, 77 MW en Nouvelle-Aquitaine, 61 MW en Provence-Alpes-Côte d'Azur, 45 MW en Auvergne-Rhône-Alpes.

Grâce à des conditions d'ensoleillement très favorables, la **production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque** s'élevait à 6 TWh sur le premier semestre 2019, en augmentation de 23 % comparé au premier semestre de l'année précédente.

En prenant comme hypothèse de croissance des taux relativement raisonnables allant de 13% /an en 2020, 10% en 2030, et 8% /an en 2035, et en supposant que le ratio bâti / plein champ reste d'un facteur 2, on obtient le Tableau 7 qui fait apparaître une production d'électricité photovoltaïque de 12 TWh en 2020, 21 TWh en 2025, 34 TWh en 2030 et 51 TWh en 2035.

⁶³ Le cristal $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ absorbe bien la lumière et a des propriétés (découvertes en 2012) permettant d'atteindre les meilleurs rendements de conversion (25,6 %, record actuel pour le silicium). La structure pérovskite est mise à profit pour fabriquer une nouvelle génération de cellules solaires inorganiques-organiques à haut-rendement car les porteurs de charge y ont de grandes longueurs de diffusion.

Statistiques PV France	2006	2010	2015	2018	2020	2025	2030	2035
PV Bâti MWc	28	950	4 269	6 018	7 585	14 074	23 735	36 568
Irradiation kWh/m².an	1 273	1 309	1 250	1 270	1 273	1 273	1 273	1 273
Perf coef AC	75%							
Prod (MWh /an)	27	933	4 002	5 732	7 244	13 441	22 668	34 925
PV Plein Champ MWc	-1	43	2277	2913	3998	6514	9855	14021
Irradiation kWh/m².an	1 400							
Perf coef AC	80%							
Prod (MWh /an)		48	2 550	3 263	4 477	7 296	11 038	15 704
Total MWh /an	27	981	6 552	8 995	11 722	20 737	33 706	50 629
Raccordements (MW/an)	8	635	858	871	1 287	2 062	2 838	3 614
Installations (MW/an)	11	838	903	1 261	1 326	2 126	2 925	3 725
Taux de croissance /an		13%	-5%	39%	36%	8%	6%	4%
Installations (MW cum)	30	1 196	6 591	9 321	11 622	20 651	33 677	50 700
Taux de croissance cumul			16%	16%	13%	11%	10%	8%
Stock non raccordé	3	203	45	390	39	63	87	111
Installations (nombre cumul)	9 000	150 000	365 000	466 000				
Puiss moyenne installée (kW)	3,3	8,0	18,1	20,0				
Plein Champ (MW/an)	1	200	609	411	409	574	739	904
Plein Champ (MW cum)	2	246	2 322	3 303	4 037	6 577	9 942	14 132
en %		21%	35%	35%	35%	32%	30%	28%
Bâti (MW/an)	10	638	294	850	917	1 552	2 186	2 821
Bâti (MW cum)	28	950	4 269	6 018	7 585	14 074	23 735	36 568
en %		79%	65%	65%	65%	68%	70%	72%

(Source 2006-2018 : L'écho du solaire ; prévisions 2020-2035 : Alain Ricaud)

Tableau 7: Installations photovoltaïques en France passées (2006-2018) et prévisionnelles (2020-2035) ; répartition bâti/plein champ et production d'électricité réseau en MWh/an. Hypothèse de moyenne ambition pour les ENR.

Le potentiel des toitures en France (voir Figure 11) montre que l'on peut installer jusqu'à 50 GWc sur des surfaces bâties. Avec 36 GWc installés en 2035, il y a encore de la marge, mais pour y parvenir, il est indispensable de favoriser l'intégration au bâti, même si son équation économique est moins attractive financièrement que le déploiement en plein champ.

L'obligation de construire des bâtiments à énergie positive à partir de 2020, comme le prévoyait en 2010 le Grenelle de l'Environnement, serait donc la bienvenue.

Coût du photovoltaïque

On a vu le coût de fabrication des modules photovoltaïques passer de 40 \$/Wc en 1975 à 0.40 \$/Wc en 2015, soit une diminution d'un facteur 100 en dollars courants sur une période de 40 ans.

La Figure 10 montre sur une échelle Log/Log, l'évolution historique du prix des modules de puissance en monnaie constante, en fonction du volume des ventes cumulées. En faisant certaines hypothèses, le comportement passé permet d'élaborer les tendances du futur. La formule classique de la loi de Verdoorn est utilisée: $\ln(P1/P0) = (\ln a / \ln 2) \cdot \ln(V0/V1)$ où a est le coefficient d'apprentissage, P le prix de vente unitaire et V le volume des ventes cumulées.

Dans l'industrie électronique, le coefficient d'apprentissage est égal à 0.79. Nous avons ici utilisé un coefficient d'apprentissage de 0.82 avec au-delà de 2010 un scénario optimiste qui résulte de politiques volontaires et qui donne lieu à une croissance pondérée de 35 % par an. A proprement parler, la théorie de la courbe d'apprentissage s'applique à la productivité du travail humain, tout au plus à l'évaluation des coûts directs. Il faut donc rester prudent dans son usage pour prédire des évolutions de prix: elle ne prend pas en considération les variations du coût de l'énergie auxquelles cette industrie est très sensible, les périodes de récession entraînant la guerre des prix, ni les profits à regagner; elle ignore l'implantation de nouvelles technologies et elle ne dit rien sur les effets perturbateurs que provoquent l'entrée en production de nouvelles usines aux capacités de plus en plus gigantesques, comme cela s'est passé en Chine depuis 2010.

C'est la raison pour laquelle les modules au silicium cristallin fabriqués en Chine ressortent en 2018 à 0,30 €/Wc et non pas à 0,60 €/Wc comme indiqué dans notre prédiction réalisée en 2009.

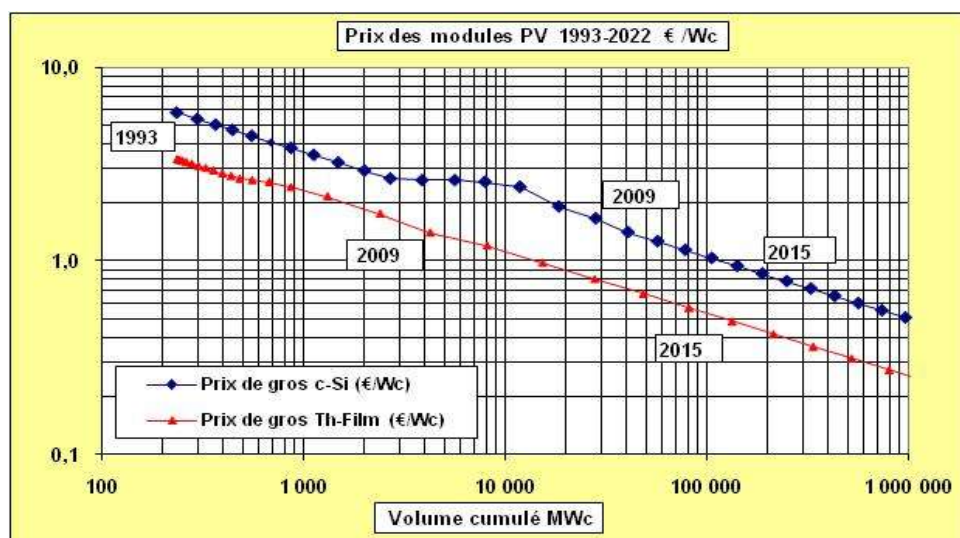


Figure 10 : Courbe d'apprentissage constatée et prévisible du solaire photovoltaïque mondial (A. Ricaud, 1994-2009)

La saturation de la baisse des coûts pendant la période 2003-2007 correspond à une demande croissante confrontée à une offre en silicium limitée (la fameuse « crise du silicium » qui a duré 4 ans). Elle a permis aux acteurs des modules en films minces de faire une percée sur le marché.

Le parallélisme des deux courbes prouve que les technologies en silicium cristallin et en films minces ont à peu près le même coefficient d'apprentissage, mais que les premières ont un coût intrinsèque beaucoup plus élevé (il y a 40 étapes dans la production des modules en silicium cristallin contre 13 pour les modules en films minces).

Système PV plein champ	Investissement usine	amortissement /an	Autres coûts fixes /an	Coût fixe modules	Coût variable	Coût usine module
MODULES PV	€	€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc
usine	250 000 000	50 000 000	10 000 000	60 000 000	300 000 000	360 000 000
Production (Wc)	1 000 000 000	0,050	0,010	0,060	0,300	0,360
%		5		4,0%	20,0%	24,0%

Tableau 8: Coût de fabrication des modules au Si cristallin dans une usine de capacité de 1 GWc/an

Des coûts très différents entre centrales au sol et installations sur toitures

Malgré les baisses de coûts de production de l'éolien et du photovoltaïque, l'Ademe estime que ces filières ont encore besoin d'un soutien public (appels d'offre, complément de rémunération, tarifs d'achat) pour atteindre les objectifs de développement de la loi de transition énergétique et de la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie).

Pour le photovoltaïque, **certaines centrales au sol** en France entrent déjà en concurrence avec les moyens conventionnels de production électrique, avec une fourchette **de coûts de production de 68 €/MWh à 136 €/MWh pour des centrales multi-megawatt**. L'Ademe rappelle que les coûts d'investissement de ces centrales ont été divisés par 6 entre 2007 et 2014 (avec la chute du prix des modules) et estime qu'ils devraient encore chuter d'environ 35% d'ici à 2025. Des grosses variations existent entre les différents sites, notamment en raison des **différences de « productible » entre le**

nord et le sud de la France et en fonction du taux d'actualisation retenu, car c'est une activité fortement capitalistique.

Coût usine module	BOS plein champ	Coût foncier	Marges cumulées	Coût total système	Irradiation annuelle	Coef perf AC	Durée de vie	Coût non actualisé	Coût actualisé	Prix de vente	Marge
€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc	kWh/kWc		ans	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
360 000 000									2%		
0,360	0,550	0,090	0,500	1,500	1 400	80%	25	53,57	68,60	70,00	1,40
24,0%	36,7%	6,0%	33,3%	100,0%							

Tableau 9: Coût de production d'électricité solaire en France en 2019 pour une centrale en plein champ > 5 MWc

Le coût de production de sites **photovoltaïques intégrés aux bâtiments** (petites et grandes toitures) est plus élevé (**150 à 200 €/MWh**) pour des installations < 10 kW, notamment en raison des marges cumulées considérables (producteur de modules x grossiste x distributeur x installateur) mais s'approche néanmoins du prix d'achat de l'électricité dont s'acquittent les consommateurs (**0.165 € TTC/kWh**). Cela devrait favoriser le développement économique de **l'autoconsommation**.

Coût usine module	Coût livré au particulier	BOS toiture onduleur	Installateur	Coût total système	Irradiation annuelle	Coef perf AC	Durée de vie	Coût non actualisé	Coût actualisé	Prix de vente	Marge
€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc	€/Wc	kWh/kWc		ans	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
									2%		
0,360	0,919	0,900	0,800	2,619	1 200	75%	25	0,116	0,15	0,160	0,01
13,7%	35,1%	34,4%	30,6%	100,0%							

Tableau 10: Coût de production d'un système photovoltaïque domestique intégré en toiture < 10 kW

Centrales en plein champ

En raison d'un accès au crédit grandement facilité par la politique du « quantitative easing », nous avons pris des taux d'intérêt de seulement 2% pour établir nos estimations de coût actualisé.

Entreprises	Réalisations
EDF Energies Nouvelles	- 24 MW sur la base aérienne d'Istres - 10 MW avec système de tracking près de Narbonne - 45 MW à Gabardan (Landes)
Electrabel	- 50 MW dans les Alpes de Haute Provence
Poweo	- centrale à Torreilles de 15 MW
Sechilienne Sidec	- centrale de 12 MW en Guyane
Solaire Direct	- 5 centrales en Provence pour un total de 32 MW
Eco Delta Développement	- centrale de 3 MW dans l'Indre
Volitalia	- centrale de 12 MW dans les Hautes Alpes

Tableau 11 : Quelques grandes centrales en France (à fin 2010)

A cause de leur structure modulaire, les systèmes photovoltaïques ne suivent pas de véritable loi d'économie d'échelle dans leurs coûts d'installation. D'où l'inutilité économique de programmes de grandes centrales en plein champ. L'argument de l'aide à l'augmentation des volumes est fallacieux, il n'a valu que temporairement, dans le cadre d'un tarif très favorable entre 2006 et 2010.

Systèmes rapportés au bâti ⁶⁴

Depuis une quinzaine d'années, la question n'est plus de savoir si le photovoltaïque représentera un jour une part significative de la production d'électricité en Europe, mais comment. Il serait naturel que, à l'image de la révolution micro-informatique, cette production se déploie à partir d'une multitude diffuse de producteurs-consommateurs privés, reliés par les réseaux existants plutôt que par des centrales solaires de grandes tailles qui répondent bien aux pratiques du système capitaliste qui nous gouverne, mais qui n'ont de justification ni physique, ni économique, ni sociale. L'énergie solaire (qu'elle soit de nature thermique ou photovoltaïque) est une source décentralisée et disponible à la porte de chacun d'entre nous. Elle répond donc bien à une attente sociologique d'indépendance des individus par rapport à l'Etat Providence. Par conséquent, en toute logique, ses produits devraient être basés sur des éléments de construction des bâtiments. Pour un projet donné, le produit photovoltaïque est à choisir parmi les catégories suivantes, en fonction des caractéristiques architecturales du projet :

- bacs acier photovoltaïques ;
- membranes d'étanchéité photovoltaïques ;
- parements de façade et de vérandas (modules semi-transparents ou translucides)
- systèmes d'intégrations de modules en toiture
- tuiles photovoltaïques

Les bacs métalliques photovoltaïques sont à privilégier dans les applications réservées aux bacs métalliques traditionnels (habitat en région de montagne, bâtiments industriels et commerciaux). Les membranes d'étanchéités photovoltaïques sont bien adaptées à des toitures industrielles où ce type d'étanchéité est courant. Pour les applications utilisant des modules photovoltaïques en façade, que ce soit des modules semi-transparents, translucides ou opaques, ils remplacent une double peau ou un parement. Un paramètre à vérifier sera la bonne ventilation des modules en face arrière. Les systèmes d'installation de modules photovoltaïques en toiture sont bien adaptés à des toitures de maisons individuelles mais sont également utilisables pour des toitures de surface importante.

Peu de systèmes semblent garantir une ventilation optimale de la face arrière des modules, et de l'utilisation éventuelle de l'air de ventilation (co-génération), comme nous l'avons fait dans les Maisons ZEN ⁶⁵ autant pour produire de l'air chaud le jour en hiver que de l'air froid la nuit en été. Les tuiles photovoltaïques, prioritairement destinées aux couvertures classiques des maisons individuelles dans le format des tuiles traditionnelles (IMERYS), n'ont pas percé, car systématiquement plus chères au m² que les modules standards, avec une mise en œuvre longue nécessitant de nombreuses liaisons électriques qui sont autant de possibilités de dysfonctionnement. Dans toutes les applications, l'enjeu de la ventilation semble déterminant pour un bon fonctionnement des installations photovoltaïques ⁶⁶. Il faudra donc toujours contrôler les méthodes de pose des produits et éventuellement demander des rehaussements des modules par rapport à la charpente. Enfin, au niveau des avis techniques existants, les systèmes de pose doivent être certifiés par le CSTB. Et les produits de couverture photovoltaïques ne peuvent en principe être posés en France que s'ils bénéficient d'une garantie décennale ⁶⁷.

Potentiel des toitures en France et en Europe

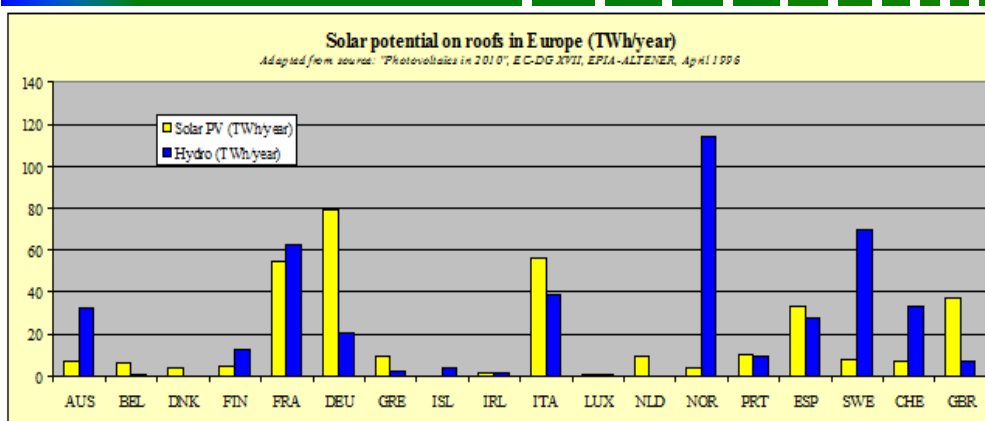
On constate sur la Figure 11 que le potentiel du photovoltaïque en toiture des bâtiments et structures existants - soit 50 GWh - est en France assez proche de la production d'électricité de la grande hydraulique, soit environ 60 TWh. Avec 18 GWh de centrales au sol produisant 20 TWh, on pourrait atteindre les 80 TWh suggérés par l'ADEME dans son plan d'un mix électrique 100% renouvelable pour 2050 (voir plus loin).

⁶⁴ Le texte en petits caractères issu de *Polytech' Savoie 5ème année* ©Alain Ricaud, Oct 2011 peut être sauté en première lecture.

⁶⁵ Brevet AEDOMIA déposé par Cythelia en 2011.

⁶⁶ On a une perte de puissance de 0,4% /°C d'élévation de température d'où un moins bon coef de performance pour les modules mal ventilés qu'on trouve souvent dans l'intégration au bâti.

⁶⁷ Comme ce n'est pas toujours le cas, l'assurance est négociée de gré à gré avec la compagnie d'assurance soit par le fournisseur du produit photovoltaïque soit par l'artisan poseur. En outre, la durée de vie des entreprises productrices de modules photovoltaïques a jusqu'à présent, été souvent inférieure à 10 ans.



Potentiel des toitures existantes si elles étaient équipées de photovoltaïque dans 18 pays d'Europe en TWh /an comparé à leur grande hydraulique (source : " PV in 2010, EC-DG XVII ; EPIA-ALTENER, Avril 96 ")

Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

16

Figure 11: Potentiel des toitures solaires en Europe comparé à la grande hydraulique

L'autoconsommation

Concernant le photovoltaïque domestique et tertiaire, comme la production a lieu sur le site d'utilisation, la « **parité réseau** » devrait pouvoir s'établir en comparaison du tarif domestique, grâce à des compteurs réversibles. Il faut donc clairement distinguer les producteurs d'électricité de type « utilities » comme les centrales au sol dont l'objectif est de vendre cette électricité (l'ancien paradigme), et les utilisateurs qui auto consomment toute leur production, et utilisent le réseau par foisonnement comme un moyen de « stockage temporaire » qui contrebalance le déphasage entre production locale et consommation.

Dès l'instant où le coût de production de l'électricité solaire domestique (aujourd'hui de l'ordre de 0,15 €/kWh, actualisée à 2%, voir Tableau 10) est devenu inférieur au prix de l'électricité du réseau basse tension (0,16 € kWh TTC) et que les tarifs de rachat par EDF se sont écroulés (0,12 €/kWh), l'intérêt du particulier devrait être en effet de consommer le maximum de son électricité produite plutôt que de la vendre en totalité comme autrefois. L'autoconsommation est un concept que d'aucuns ont vu comme très prometteur et pourtant, les Français ne l'adoptent pas pour des raisons variées : manque de crédibilité de la filière mise en cause par les arnaques passées des installateurs improvisés, complexité des démarches, cadre législatif trop versatile.

Pourquoi les français ne déploient-ils pas plus de solaire sur leurs résidences à l'instar des allemands ou des néerlandais dont les régions sont pourtant bien moins ensoleillées ? Ainsi, selon les chiffres de RTE, seuls 20 000 foyers français avaient adopté ce modèle en 2017, contre 500 000 foyers allemands. Côté production le photovoltaïque couvrirait en 2017, 2% de l'électricité consommée dans l'hexagone contre 11% en Allemagne.

La nécessité du stockage

Le stockage par le réseau

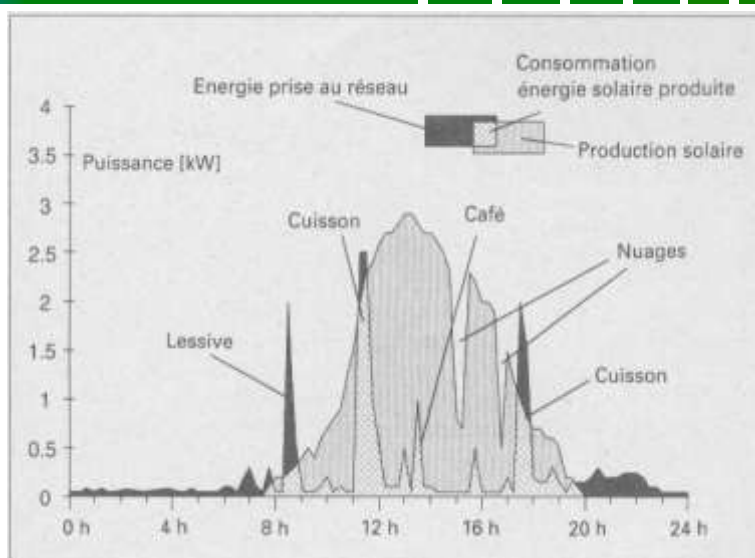
La Figure 12 montre à l'évidence que la source solaire n'est pas en phase avec la consommation domestique. Ne serait-ce que pour l'éclairage la nuit, d'où la nécessité de rester connecté au réseau public qui agit comme tampon. En revanche, dans un bâtiment à occupation tertiaire on peut montrer qu'il y a une très bonne adéquation (occupation de 8:00 à 19:00) et que le taux d'autoconsommation peut monter hors hiver jusqu'à 100%.

**Le
stockage**

Par le réseau

Inadéquation de la ressource

solaire aux besoins domestiques: le réseau sert de « stockage »



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

25

Figure 12: Inadéquation de la source solaire aux besoins domestiques : le réseau sert de stockage.

Le stockage par le réseau a ses limites: l'Allemagne qui a implanté trop de photovoltaïque en Bavière en a fait l'amère expérience une après-midi d'été où la production solaire étant trop abondante par rapport à la consommation, il a fallu délester le réseau. On considère qu'au-delà de 10 - 15% de production solaire, le réseau peut se trouver déstabilisé.

L'association du solaire et de l'éolien peut avoir un effet de foisonnement salutaire qui limite les besoins de stockage pour la nuit et pour l'hiver.

L'éolien

Le vent est en fait une énergie d'origine solaire. En effet, le rayonnement solaire réchauffe inégalement la surface de la terre, créant ainsi des zones de températures, de densités et de pressions différentes. Les vents sont des déplacements d'air entre ces différentes zones. Il y a, tout d'abord, des vents planétaires, dus au fait que des mouvements d'air transportent la chaleur des tropiques vers les pôles plus froids. D'autres vents sont plus locaux, par exemple en bord de mer (différence de température entre la mer et la terre) ou dans les sites montagneux (différence de température entre les sommets et les vallées).

Le potentiel

Bien des facteurs peuvent influencer sur l'existence et la vitesse du vent. Il est très important de bien connaître ceux-ci, car la puissance d'une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse : pour une vitesse deux fois plus forte, la puissance sera huit fois plus forte ! D'où la recherche effrénée de « bons sites » de la part des développeurs dès le début des années 2000. En pratique les endroits où les vents dépassent en moyenne 7 m/s. sont considérés comme de bons sites. De tels vents soufflent sur environ le quart de la surface de la terre. Mais, évidemment, une infime partie de ces terres est disponible pour l'installation d'éoliennes, compte tenu des villes, des forêts, etc... Certains auteurs estiment que seulement 4 % de ces sites favorables sont utilisables: dans ce cas, le potentiel global de l'énergie éolienne serait d'environ 50 000 TWh, du même ordre que la production électrique mondiale actuelle !

D'une année sur l'autre, il peut y avoir des variations de +/- 25 %. D'un mois sur l'autre, les variations sont encore plus sensibles: en général, les vents sont plus forts à l'automne et en hiver. Enfin, d'un jour à l'autre et d'une heure à l'autre, la vitesse varie aussi : les vents de mer s'accroissent par exemple en fin d'après-midi. A cause de toutes ces variations, il est important de connaître non pas seulement la vitesse moyenne, mais la distribution des vitesses autour de cette moyenne. En effet pour une même vitesse moyenne, la puissance moyenne captée, proportionnelle au cube de la vitesse, peut varier dans un rapport de 1,5 à 2,5 environ (du fait que la moyenne du cube est supérieure au cube de la moyenne).

Les éoliennes sont représentatives des nouvelles sources de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables. En effet quoique les moulins à vent aient été utilisés dès le Moyen Age, les éoliennes modernes sont des objets techniques rendus faisables par les progrès récents sur les matériaux composites et l'électrotechnique. La majorité des éoliennes raccordées aux réseaux dans les années 2000-2010, avaient des puissances unitaires de 100 à 600 kW. Des machines de 3 MW sont désormais en cours d'installation partout en Europe.

Le facteur de charge ou taux d'utilisation

Il dépend de plusieurs facteurs (Tableau 12) : tout d'abord, la limite théorique de Betz, loi physique qui indique que la puissance théorique maximale développée à partir d'un capteur de vent est égale à 16/27 (59 %) de la puissance incidente du vent qui le traverse. Les meilleurs coef de puissance (47 %) sont obtenus avec les machines tripailes qui se sont rapidement imposées sur le marché bien que leur courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent soit assez pointue. Il dépend ensuite de la disponibilité du vent à la vitesse nominale en heures par an, et enfin des disponibilités des machines qui ont considérablement augmenté au cours des 20 dernières années, passant de 90 à 98 % du temps. En investissant dans la maintenance prévisionnelle afin d'abaisser leurs coûts de

maintenance et d'accroître le taux de disponibilité, EDF EN a en effet réduit sur certains de ses matériels, la durée d'arrêt pour maintenance de 40 à 5 jours par an.

Gisement éolien et conversion électrique pour une machine terrestre de 3 MWc

Densité de puissance du vent : $P_v = 0.61 \cdot V^3$

Surface balayée : $S = 7\,850 \text{ m}^2$ (rotor de 100 m)

Vitesse de vent nominale : $V = 10 \text{ m/s}$ Vitesse de survie : 25 m/s

Puissance nominale éolienne : $P_N = 0.47 \cdot S \cdot P_v = 2\,250 \text{ kW}$

Energie annuelle potentielle : $E_p = 19\,715 \text{ MWh}$

Durée annuelle de vent équivalent à 10 m/s : $t = 2\,200 \text{ h}$ (25%)

Disponibilité de la machine : 92 % Production réelle: $E_R = 4\,555 \text{ MWh/an}$

Facteur de charge: $CF = E_R / E_p = 23,1 \%$

Tableau 12: Facteur de charge et conversion électrique pour une machine terrestre de 3 MW

Volume au niveau mondial

L'éolien représente environ 4,7 % de la production mondiale d'électricité. Fin 2018, la puissance éolienne installée atteignait 591 GW dont 23 GW en mer, produisant 1 200 TWh/an. Ce chiffre est à comparer avec les pronostics de l'EWEA, qui en l'an 2000, prévoyait, dans un scénario de développement modéré, 250 GW pour 2020 ! Bien plus que ne l'envisageaient ses protagonistes, l'éolien a donc le vent en poupe.

Cependant, sur l'année 2018, 51,3 GW ont été installés contre 53,2 GW en 2017, soit une baisse de 3,6%. *« Cette nouvelle baisse du niveau d'installation mondial, la troisième année consécutive, s'explique par une contraction importante des marchés européens et indiens qui n'a pas été entièrement contrebalancée par le retour à la croissance des marchés chinois et états-uniens »*, analyse EurObserv'ER. Les marchés les plus dynamiques ont été la Chine (+23 GW), les Etats-Unis (+7,6 GW) et l'Allemagne (+2,4 GW).

Et en Europe

Selon le Baromètre éolien 2019 d'EurObserv'ER, **la puissance éolienne atteint 179 GW en Europe fin 2018 pour une production de 379 TWh**. En 2018, les pays européens ont installé 10 GW de nouvelles capacités, contre 15 GW l'année précédente. Malgré un volume de nouvelles installations en baisse, *« la part de l'éolien commence à devenir substantielle au sein du mix électrique européen car elle représente à elle seule 11,4% du total de la production de l'Union européenne à 28 »*, analyse EurObserv'ER. L'éolien continue à se développer en Europe, mais à des rythmes très variables selon les pays. La baisse de la dynamique s'explique en partie par le recul des nouvelles installations de 48 % en Allemagne (3,2 GW) et de 24 % en France (1,6 GW). D'autres marchés sont au contraire fortement dynamiques : la Suède (796 MW, +350 %), le Danemark (+645 MW, +168 %) et l'Espagne (+336 MW, +258 %). Le développement de l'éolien est par ailleurs au point mort dans douze pays.

Les raccordements pour l'éolien offshore se sont également faits plus rares en Europe en 2018. Ils se sont élevés à 2 668 MW, contre 3 200 MW l'année précédente. **La puissance offshore cumulée atteint 18 GW pour une production de 63 TWh**, soit tout de même un taux de croissance de 17 % par rapport à 2017. L'Union européenne est toujours un espace primordial pour le déploiement de

l'éolien offshore avec 80% de la capacité mondiale. Malgré un ralentissement du développement de l'éolien en Europe et des conditions météorologiques moins avantageuses qu'en 2017, la production éolienne a augmenté. « Cette croissance a plus particulièrement été tirée par l'éolien offshore, note le Baromètre. La part de l'éolien offshore dans le total de la production d'électricité éolienne gagne en importance et passe de 14 % en 2017 à 15 % en 2018 ».

Coût de l'éolien terrestre

Le coût de l'énergie produite à terre est très dépendant de la disponibilité du vent et du taux d'actualisation⁶⁸. Selon l'ADEME, **le coût moyen de production de l'électricité éolienne terrestre en France était estimé en 2016 entre 54 €/MWh (avec un taux d'actualisation de 3%) et 108 € (avec un taux d'actualisation de 8%) pour des machines standards** et respectivement entre 50 € et 94 € pour des éoliennes de nouvelles générations. A titre de comparaison, on rappelle que la Cour des Comptes avait évalué le coût moyen de production révisé de la filière nucléaire française à 64 €/MWh en 2014. Autre point de comparaison, le tarif de vente de l'électricité du futur EPR franco-chinois en construction à Hinkley Point en Angleterre, se situe autour de 118 €/MWh.

Les freins pour le développement à grande échelle des éoliennes sont la faisabilité technique d'intégrer dans les réseaux une part non négligeable d'énergie dont la production est hautement variable et **l'acceptation sociale de la construction de structures métalliques très visibles dans des sites (régions côtières, lignes de crêtes, plateaux) ayant souvent une vocation touristique.**

L'éolien en France

La taille et la position géographique de la France lui donnent le deuxième potentiel éolien européen après celui de la Grande-Bretagne. Le potentiel exploitable à terre est fortement réduit par diverses contraintes gouvernementales, en particulier par l'obligation d'éviter les zones d'exclusion imposées par le ministère des Armées pour les radars ou l'entraînement aérien à très basse altitude, ainsi que les zones écologiquement protégées, les périmètres historiques, et l'obligation de construire à plus de cinq cents mètres des habitations. Ainsi en Bretagne, où l'habitat est dispersé, seul 4 % du territoire est éligible à l'éolien.

Les premiers contrats d'achat concernant l'éolien en France n'apparaissent qu'au début des années 1990, il faut attendre 1996 pour qu'un premier programme d'appels d'offres, baptisé « Éole 2005 », soit lancé sous la présidence de Jacques Chirac⁶⁹. L'énergie éolienne a pris progressivement de l'importance : **en 2018, avec près de 8 000 machines terrestres sur 1 380 parcs (6 éoliennes /parc), soit plus de 1,5 GW raccordés dans l'année et 16 GW de puissance installée cumulée, la production des éoliennes a atteint 28 TWh**, en progression de 15 % par rapport à 2017. Elle couvrait 5,1 % de la consommation électrique française, contre 4,4 % en 2017⁷⁰. La France est ainsi fin 2018 au 4e rang européen pour la production d'électricité éolienne (loin derrière l'Allemagne, l'Espagne et le Royaume-Uni) et au 7e rang mondial. Ce sont les Hauts-de-France et le Grand Est qui produisent le plus. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) engage le pays à atteindre 34 GW en 2028.

⁶⁸ Le taux d'actualisation réel t est défini comme le coût moyen pondéré réel du capital (dette et fonds propres). La valeur réelle t est reliée à la valeur nominale tn (avant correction de l'effet de l'inflation de taux constant i) par la relation : $t = -1 + (1 + tn) / (1 + i)$

⁶⁹ Bernard Chabot a grandement contribué au déploiement de l'éolien terrestre en France avec ses propositions de tarification d'achat de l'électricité produite sur de longues périodes, permettant ainsi aux pionniers de se lancer dans l'aventure en toute sécurité (méthode TEC).

⁷⁰ Augmentation qui s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables.

En 2017-18, le taux de couverture de la consommation par la production éolienne s'élevait à 5,8 %; en comparaison, quatre pays européens dépassaient 20 % : le Danemark avec 40 %, l'Irlande avec 28 %, le Portugal avec 25 % et l'Allemagne avec 20 %, et le taux de couverture moyen en Europe atteignait 11 %. Alors que le **taux moyen de couverture de la consommation** française d'électricité par la production éolienne sera **de 6 % en 2019**, sa valeur minimale (jours les moins ventés) reste à 0,1 %. Et ce taux varie fortement selon les régions :

Eolien par région en 2017	Facteur de charge par région (%)	Puissance installée (MWc)	Production (GWh)	Taux de couverture de la conso (%)
Auvergne-Rhône-Alpes	24,7	500	1 082	1,50
Bourgogne-Franche-Comté	21,4	640	1 200	5,10
Bretagne	18,7	973	1 594	7,10
Centre-Val de Loire	21,9	1 017	1 951	10,20
Corse	20,9	18	33	1,80
Grand Est	21,2	3 102	5 761	12,10
Hauts-de-France	21,6	3 367	6 371	11,10
Île-de-France	16,8	70	103	0,10
Normandie	21,7	726	1 380	4,60
Nouvelle-Aquitaine	17,5	875	1 341	2,70
Occitanie	27,3	1 399	3 346	8,20
Pays de la Loire	20,0	822	1 440	5,10
Provence-Alpes-Côte d'Azur	26,7	50	117	0,30
Total France	21,6	13 559	25 718	5,03

Tableau 13: Eolien terrestre par région en 2017

On observe un effet de foisonnement entre les productions éoliennes de plusieurs régions dont les régimes de vent sont décorrélés : ainsi, les productions des régions Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon peuvent compenser la baisse des productions du nord (Picardie et Champagne-Ardenne). **L'association du solaire et de l'éolien peut aussi avoir un effet de foisonnement qui limite les besoins de stockage pour la nuit et pour l'hiver.**

Année	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Capacité (MWc)	5 762	10 324	17 900	24 900	31 900	38 900
Production (GWh)	9 945	21 249	33 700	48 700	63 700	78 700
Taux d'utilisation	0,20	0,23	0,21	0,22	0,23	0,23
Accroissement (%)	26%	23%	10%	7%	5%	4%
Part prod.élec. (%)	1,7%	3,7%	6,1%	8,9%	11,6%	14,3%
Part conso.élec. (%)	2,2%	4,5%	7,1%	10,2%	13,4%	16,5%

Tableau 14: Production d'électricité éolienne terrestre en France (Source 2000-2018: Agence internationale de l'énergie, Sept 2019). Prévisions 2019-2035 Alain Ricaud.

Coût de production en France

L'étude « Coûts des énergies renouvelables en France » publiée par l'ADEME en janvier 2017 fournit une évaluation des coûts complets des éoliennes (coût du kWh actualisé sur 20 ans intégrant l'investissement, les coûts de raccordement, l'exploitation et la maintenance, mais pas le démantèlement ni les coûts liés à la variabilité des énergies renouvelables pour le système

électrique) ; les fourchettes de coût tiennent compte des caractéristiques de site (zones plus ou moins ventées, distance de raccordement, ...) et du taux d'actualisation :

Coûts de production des éoliennes en France en 2017 (€/MWh)									
	Puissance	Fonctionnement	Facteur de	Production	Coût	Coût	Coût	Coût bas	Coût haut
Unité	MW	heures	charge moyen	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Eolien terrestre standard	2,3	2100	21,6%	4 830	54	81	108	61	91
Eoliennes toitées	2,0	2550		5 100	50	72	94	57	79
Eolien en mer posé	6,9	3500	36,0%	24 150	123	175	227	123	169
Eolien en mer flottant (projets)	7,0	4000	41,1%	28 000	165	265	364	165	281

Source: « Coûts des énergies renouvelables en France » ADEME 2017

Tableau 15: Coûts de production de l'électricité d'origine éolienne en France (ADEME, 2017)

Pour comparaison, l'ADEME fournit une fourchette de coûts d'une centrale à cycle combiné gaz tirée de données AIE : 27 à 124 €/MWh selon les caractéristiques et le taux d'actualisation. On peut également comparer ce coût à celui du nucléaire, situé entre 49 en 2012 et 64 €/MWh en 2020 (pour les anciennes centrales) et un coût évalué pour les nouvelles centrales de 114 €/MWh d'après Denis Baupin (EELV), rapporteur de la commission parlementaire sur les coûts du nucléaire en 2014.

Obligation d'achat à tarif réglementé⁷¹

L'éolien a été stimulé en France par l'obligation faite à EDF et aux Entreprises Locales de Distribution d'acheter la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sur la base de tarifs d'achat réglementés institués par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Ces tarifs, supérieurs au prix de gros de l'électricité ont permis depuis 2008 de rendre rentables les investissements initiaux et garantir des débouchés à leurs productions. Le surcoût de ces tarifs réglementés par rapport au prix de marché est remboursé aux acheteurs obligés grâce à la taxe dénommée CSPE (contribution au service public de l'électricité), dont le montant est de 22,5 €/MWh, soit en moyenne 16 % de la facture moyenne des ménages, dont 25 % pour la compensation du surcoût de l'éolien. Ce mécanisme a été jusqu'à présent le moyen privilégié pour atteindre les objectifs de la politique énergétique nationale dans le cadre des objectifs européens.

Évolution vers des prix de marché

En réaction au coût croissant de ces subventions, qui constituent des aides publiques admises à titre dérogatoire pendant la période initiale de lancement des énergies renouvelables, la Commission européenne a publié en avril 2014 des propositions de réforme pour améliorer l'efficacité des systèmes de soutien en cherchant à insérer progressivement les EnR dans les mécanismes de marché : pour la période 2014-2020, elle a proposé d'interdire le système de prix garantis pour toutes les installations solaires de plus de 500 kW ou éoliennes de plus de 3 MW, afin de privilégier un système d'appel d'offres. La réforme du système français d'aides a été intégrée dans la loi sur la transition énergétique votée fin 2014 :

- maintien de l'obligation d'achat (article 23-I) ;
- remplacement du tarif d'achat réglementé par un complément de rémunération (article 23-II), dont les modalités de calcul, à préciser par décret, tiendront compte des investissements et des charges, mais aussi de l'autoconsommation ; la rémunération des capitaux immobilisés résultant de ce complément ne devra pas dépasser un niveau raisonnable, et les conditions du complément seront révisées périodiquement ;
- les contrats résultant des appels d'offres pourront comporter soit un tarif d'achat, soit un complément de rémunération (article 24) ;
- la CSPE est maintenue aussi bien pour les contrats à tarif d'achat que pour ceux à complément de rémunération (article 24) ;

⁷¹ Les parties du texte en petits caractères peuvent être sautées en première lecture ; elles sont issues d'une étude informée et détaillée dans Wikipedia, encyclopédie à accès libre que nous vous invitons vivement à soutenir par des dons annuels, même modestes.

- la possibilité d'investissement participatif des habitants ou des collectivités locales aux projets de production d'énergie renouvelable (sur le modèle allemand) est prévue par l'article 27.

La période d'adaptation prévue par la France a dû être abandonnée : le système « vente sur le marché plus complément de rémunération » est appliqué depuis le 1er janvier 2017, ainsi que le passage obligatoire par des appels d'offres. Les producteurs ne vendent plus leur électricité à EDF à un tarif garanti (82 €/MWh), mais ils la cèdent sur le marché de gros de l'électricité et bénéficient d'un complément de rémunération. De plus, le bénéfice du guichet ouvert (obligation d'achat) est réservé aux parcs de moins de sept éoliennes. Les autres doivent passer par des appels d'offres, comme c'est déjà le cas dans le solaire. Pour les parcs de moins de 7 turbines, le niveau du soutien est réduit : le gouvernement a fixé un plafond de 72 €/MWh sur vingt ans au lieu de 82 €/MWh sur quinze ans. Les parcs sont soumis au régime du complément de rémunération, avec un tarif de 72 €/MWh plus une prime de gestion de 2,8 €/MWh ; à partir de 2017, les parcs de moins de six turbines et 3 MW par machine bénéficient du complément de rémunération en « guichet ouvert » et ceux au-dessus de six turbines sont soumis aux appels d'offres (six sessions de 500 MW sur deux ans).

En avril 2015, pour la première fois en France, un parc éolien a commencé à vendre son électricité sur le marché spot. Ce parc de quelques mégawatts, situé dans la Somme, est âgé de plus de 15 ans et ne bénéficie donc plus du tarif d'achat. Ses propriétaires estiment qu'il peut continuer à produire pendant dix ans. Le marché spot permet de vendre l'électricité produite à un prix moyen de 40 €/MWh, assurant une rentabilité suffisante pour continuer d'exploiter un parc amorti. Le nombre de parcs éoliens arrivant au terme de l'obligation d'achat va croître rapidement.

Rénovation des parcs et démantèlement

La question du démantèlement des installations à la fin de leur durée de vie est prévue par l'article L 553-3 du Code de l'environnement, qui rend l'exploitant d'une éolienne responsable de son démantèlement et de la remise en état du site à la fin de l'exploitation. Les premiers parcs éoliens en France ont été raccordés en 2001, et le véritable essor de l'éolien s'est produit en 2005 ; les premiers contrats de vente de leur électricité à prix garanti avaient une durée de 15 ans, et leur durée de vie technique est d'au moins 20 ans ; les premiers chantiers de rénovation ont commencé en 2017, et le marché du démantèlement décollera surtout à partir de 2020. La filière éolienne est en discussion avec l'administration sur les règles qui seront appliquées à ces installations : les renouvellements de parcs avec des éoliennes beaucoup plus grandes, seront traités comme les nouveaux parcs, avec les mêmes contraintes. Le secteur discute aussi des conditions d'extension de durée de vie des parcs désormais soumis à de nouvelles contraintes environnementales.

Activité industrielle et emploi

95 % des éoliennes installées en France proviennent de fabricants étrangers. En 2017, le Danois Vestas a remporté 34 % du marché éolien français, devant l'Allemand Enercon (28 %). Les turbineurs allemands présents sur le marché français (Enercon, Senvion, Siemens Gamesa, Nordex...) ont capté au total 62 % du marché français. Les rares fabricants français, tels que Poma, Eolys ou Okwind, sont des PME présentes sur les éoliennes de petite taille. Certains turbineurs étrangers ont par ailleurs des activités de fabrication de composants en France, comme Enercon avec WEC Mâts Béton, ou GE avec la fabrication de pales. Le chiffre d'affaires de la filière atteignait 4 516 M€ en 2016 (60 % dans l'exploitation-maintenance).

Selon l'association patronale France Énergie Éolienne, la filière éolienne dénombrait 18 400 emplois directs et indirects en 2018, soit 6 % de plus qu'en 2017. Les emplois de la filière se répartissaient en : 26 % en études et développement ; 24 % fabrication de composants ; 30 % ingénierie et construction ; et 20 % exploitation et maintenance. Elle espère créer près de 30 000 emplois supplémentaires d'ici 2030.

Parmi les **anciens et nouveaux fabricants français** d'aérogénérateurs, on peut mentionner :

- le vétéran Vergnet, centré surtout sur les éoliennes de petite ou moyenne puissance, en particulier ses éoliennes haubanées rabattables en cas de cyclones, particulièrement adaptées au climat des Antilles ou de l'Océan Indien. Vergnet, a été placé en redressement judiciaire le 30 août 2017 par le tribunal de commerce d'Orléans ; son actionnaire principal est la banque publique Bpifrance (42 %).
- Alstom a pris pied dans la filière en rachetant en 2007 l'espagnol Ecotècnia, rebaptisé Alstom Wind, et l'a développé en construisant des usines à Pithiviers, à Amarillo au Texas et à Camaçari près de Salvador (Bahia) au Brésil ; Alstom Wind a remporté en 2013 un contrat pour 414 MW au Canada de 450 M€ pour équiper l'un des plus importants champs éoliens terrestres au monde. Le rachat des actifs énergies d'Alstom par General Electric en 2014 pose le problème du devenir de la branche éolienne d'Alstom et des 100 M€ d'investissements prévus dans les usines qu'il doit construire à Cherbourg (mâts) et Saint-Nazaire (nacelles) pour les parcs offshore. En

mai 2018, Alstom signait un accord avec General Electric pour sortir du capital des trois coentreprises créées en 2015 lors du rachat de ses activités dans l'énergie, dont sa branche éolienne. General Electric Renewable Energy a annoncé en octobre 2019 les premières ventes de ses turbines « made in France » de 12 MW baptisées « Haliade-X », les plus puissantes au monde. L'usine de Saint-Nazaire de GE Renewable Energy démarre le 30 octobre 2019 la fabrication des 80 turbines de type Haliade 150 (6 MW) destinées au parc éolien de Saint-Nazaire exploité par EDF. GE Renewable Energy a aussi été retenu en tant que « fournisseur privilégié » par Dogger Bank Wind Farms, qui développe le futur « plus grand parc éolien en mer au monde », à 130 kilomètres des côtes du Yorkshire, au Royaume-Uni, où 300 Haliade-X seront installées à partir de 2023. Avec ce carnet de commandes de 480 turbines, l'effectif de 140 salariés de l'usine doit être porté à 350 d'ici à la mi-2020, et celui de l'usine LM Wind Power, filiale de GE qui produit à Cherbourg les pales de l'Haliade-X, passera de 120 à 320 salariés.

- Areva Wind a pris pied dans la filière en rachetant l'Allemand Multibrid en 2007-2009 et une filiale de rotors, PN Rotor GmbH, en 2009 ; elle n'a de français que son actionnaire Areva, son siège social et ses usines étant situés en Allemagne, à Bremerhaven et à Stade ; elle s'est cependant engagée, à la suite du premier appel d'offres pour l'éolien en mer en avril 2012, où le consortium Iberdrola-Areva avait emporté un site, à construire deux usines au Havre et de créer 2 000 emplois ; avec les deux champs éoliens gagnés au deuxième tour avec GDF Suez, le groupe parle désormais de quatre usines au Havre et 6 000 emplois directs et indirects ; en 2014, Areva crée avec Gamesa une entreprise commune (50 % Areva, 50 % Gamesa) nommée Adwen dans le domaine de l'éolien en mer ; en septembre 2016, Gamesa, après sa fusion avec les activités éoliennes de Siemens, rachète la part de 50 % d'Areva dans Adwen pour 60 millions d'euros. En 2019, Siemens-Gamesa a commencé au Havre les travaux de construction d'une usine de pales et nacelles d'éoliennes en mer dont la mise en service progressive est prévue fin 2021 ; elle produira les 336 éoliennes de cinq parcs français avec 750 emplois directs et indirects.
- Francéole, lancée au début 2013, fabrique des mâts pour éoliennes terrestres, marché sur lequel 50 % des produits installés en France venaient jusque-là d'Allemagne.

Malgré ce tissu local, l'écrasante majorité des éoliennes installées en France sont de marques étrangères : 78,5 % proviennent de quatre grands fabricants :

- Enercon (Allemagne) : 25,2 % ;
- Vestas (Danemark) : 21,9 % ;
- Senvion (ex-REpower) (Allemagne) : 18 % ;
- Nordex (Allemagne) : 13,4 %.

Avec l'espagnol Gamesa (8,5 %), Siemens (3,4 %) et GE Energy (3,4 %), WinWinD (0,5 %) et Acciona (0,5 %), les étrangers atteignent au total 95 %. Les constructeurs français se répartissent les 5 % restants, dont 3 % pour Alstom (+Ecotècnia) et 0,9 % pour Vergnet.

Parmi les exploitants de parcs éoliens, les principaux sont :

- **Engie : 1 900 MW en France** en septembre 2018 après le rachat du développeur Sameole et de son portefeuille de projets de 500 MW ; Engie avait déjà racheté en juin 2018 la société bretonne Langa, 1 500 MW en France en 2014 directement et à travers ses filiales : CNR, La Compagnie du Vent, Éole Generation, Maïa, rachetée au printemps 2016 puis fusionnée avec Engie Green ; Engie estime sa part de marché à 15 % dans l'éolien et, compte tenu des projets en cours, compte passer de 1,5 GW en 2016 à 2,2 GW en 2018 et 3 GW en 2021 ;
- **EDF Renouvelables : 853 MW en France** (+197,5 MW en construction), sur 6 249 MW de puissance installée au 30 juin 2014 ; l'éolien représente 87 % de la capacité installée totale d'EDF-EN ;
- Boralex (entreprise canadienne qui a racheté en 2014 Enel Green Power France) : 445 MW installés en France, sur 750 MW installés dans le monde fin décembre 2014 (Canada, États-Unis, France). L'éolien représente 80 % de la capacité installée totale de Boralex ;
- EOLE-RES (filiale du britannique RES - Renewable Energy Systems87) : près de 500 MW installés ou en cours de construction ;
- Ostwind (entreprise familiale indépendante allemande) : 234 MW installés (110 éoliennes) en France sur 725 MW au total en Europe89 ; le principal parc, celui de la Communauté de Communes du Canton de Fruges (Pas de Calais), est le plus grand ensemble éolien de France selon Ostwind, avec 140 MW.

La sortie d'Areva de l'éolien en mer en septembre 2016, par cession à Gamesa de ses parts dans la coentreprise Adwen, après la cession de 50 % de l'activité éolienne d'Alstom à General Electric, **sonne le glas des grandes ambitions de l'État dans le secteur.**

Intégration au réseau électrique

Fin 2018, sur 15 GW éoliens installés, 1 024 MW sont raccordés au réseau de transport (RTE) et 14 084 MW aux réseaux de distribution (Enedis, ELD et EDF-SEI pour la Corse) ; l'éventuelle mise en service des parcs éoliens en mer au début des années 2020 augmenterait fortement (de 3 000 MW) la part raccordée au réseau de transport. L'intégration au réseau des éoliennes implique en amont, des renforcements du réseau de distribution et parfois, encore plus en amont, des renforcements du réseau de transport ; RTE élabore donc des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des énergies renouvelables (S3REnR) en partant des objectifs fixés par les Schémas régionaux Climat-Air-Environnement (SRCAE), en concertation avec les régions et les gestionnaires des réseaux de distribution ; le total des objectifs 2020 des SRCAE pour l'éolien terrestre atteint 29 GW, largement supérieur à l'objectif national de 19 GW ; pour les 12 régions ayant déposé leur S3REnR, le cumul des objectifs 2020 atteint 23 GW (éolien + photovoltaïque), dont 11 GW déjà installés ou en file d'attente ; RTE a donc réservé 12 GW pour les EnR, dont 5 GW de réseau existant (marges de capacité suffisantes), 2,2 GW de renforcement non exclusivement dédiés au raccordement des EnR et 4, 8 GW dédiés aux EnR ; le financement de ces travaux d'ici 2020 est estimé à 1 200 M€, dont 150 M€ seront à la charge des producteurs.

La production d'électricité éolienne en France pose plusieurs problèmes

- L'énergie éolienne est non seulement variable, mais aussi intermittente, car les éoliennes commencent généralement à fonctionner lorsque le vent atteint 5 m/s (18 km/h) et s'arrêtent lorsque la vitesse des vents atteint 25 m/s (90 km/h), afin d'éviter la dégradation du matériel. La grande variabilité de la production éolienne (un facteur > 100 entre les productions éoliennes minimale et maximale en France métropolitaine en 2016) entraîne, pour garantir une capacité de production donnée, soit de construire des capacités de production alternatives (thermiques ou autres), soit de stockage (STEP ou autres) d'une puissance importante, actuellement en discussion. **Le foisonnement géographique** permet de réduire le risque de jours sans production car la France dispose de plusieurs zones géographiques indépendantes en termes de vent ; **selon RTE, grâce à ce foisonnement la puissance garantie du parc éolien est estimée à 5 % de sa puissance installée.**
- Les délais d'instruction par les services administratifs sont longs. L'empilement des réglementations multiplie les motifs de recours par les opposants dans près d'un projet sur trois ; le délai entre le dépôt d'un projet et sa mise en service serait en France de six à huit ans, contre deux ans et demi en moyenne en Allemagne.
- La quasi-totalité des éoliennes installées en France sont d'origine étrangère, avec 87 % pour les cinq principaux constructeurs : les allemands Enercon, Senvion et Nordex, le danois Vestas et l'espagnol Gamesa ; Alstom ne représente que 2 %, Areva 1 % et Vergnet 0,7 % ; en outre les branches éoliennes d'Alstom et d'Areva sont passées sous contrôle étranger et Vergnet est en redressement judiciaire.
- Les parcs éoliens en mer se révèlent beaucoup plus coûteux que les parcs terrestres : selon la CRE, l'électricité produite par ces parcs marins français sera vendue à un tarif moyen garanti de 200 €/MWh ; le gouvernement a renégocié ce tarif en 2018, obtenant un rabais de 30 % ; en comparaison, le danois DONG Energy a emporté en juillet 2016 l'appel d'offres sur les champs de Borssele (700 MW) **aux Pays-Bas en proposant un prix de 73 €/MWh** produit hors raccordement, soit moins de 100 €/MWh de coût complet ;

Il faudrait plus de 3 000 éoliennes terrestres de 2 MW pour remplacer la centrale nucléaire de Fessenheim ou 1 900 éoliennes plus modernes de 3 MW, ou 500 éoliennes offshore, plus puissantes (6 MW) et d'un facteur de charge plus élevé (40 % contre 21 %). Mais l'argument du nombre de mâts blancs affublés de grandes pales tournantes plantés au milieu des champs est à comparer aux vilains pylônes noirs des lignes 400 000 volts qui transportent l'énergie concentrée de la fission nucléaire, défigurant les paysages et auxquelles nous nous sommes habitués.

L'éolien offshore

Profitant de vents puissants et quasi permanents, une énergie renouvelable fonctionnant près de la moitié du temps, voire quasiment à 100 % les mois d'hiver, c'est le modèle qui se profile de **l'éolien offshore en Europe du nord**, où les projets continuent de se développer, avec plus de 17 gigawatts (GW) de capacités installées fin 2017 et une progression d'environ 1,5 GW par an. La Grande-Bretagne fait toujours la course en tête devant l'Allemagne. Ces deux pays possèdent plus de 70 % des installations. **Les coûts poursuivent également leur chute en Europe: de 180 €/ MWh en 2010 à 100 € en 2015, et autour de 60 € en 2019.** Au point que des projets sont même lancés sans subventions, avec une électricité qui sera vendue au prix de marché, comme le parc Hollandse Kust Zuid, en mer du Nord, attribué au suédois Vattenfall en 2018.

L'offshore représenterait donc le véritable avenir de l'éolien en Europe. L'aventure a commencé en 2003 lorsque Enron Wind a installé un prototype offshore de 3,6 MW à Albacete dans le Sud de l'Espagne. A la même époque, une éolienne géante de 4,5 MW avec un rotor de 112 m a été installée en 2003 en Allemagne par ENERCON. Jusqu'à présent, la France est restée totalement à l'écart de ce mouvement pour une raison simple : aucun des six projets (3 GW au total), dont les premiers ont été lancés en 2003⁷², n'est sorti de mer. Compte tenu de ces échecs répétés, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ne fait pas grand cas de l'éolien en mer. Elle ne prévoit que 5 GW installés en 2028, contre zéro actuellement mais 3,5 GW en projet, ce qui est largement insuffisant pour le maintien d'une filière française.

Projets offshore, une gabegie financière

Selon Engie, les projets offshore français « *sont des projets financièrement assez juteux, avec des tarifs d'achat de l'électricité vendue autour de 200 €/MWh accordés alors que le coût des turbines et de la dette était bien plus élevé qu'aujourd'hui* ».

L'État a accordé à six projets offshore, **totalisant 3 GW, plus de 30 milliards d'euros de subventions sur une période de vingt ans**⁷³, **alors que ce montant aurait permis de construire 20 GW de solaire photovoltaïque.** Les tarifs de ces premiers projets français varient entre **180 et 200 €/MWh** ! Alors qu'ailleurs en Europe des appels d'offres pour des projets d'éolien offshore ont été gagnés en 2017 à des prix variant entre **50 et 80 €/MWh**. L'Etat préconise aux industriels de construire leurs projets avec des machines de nouvelle génération, plus performantes que celles prévues au départ, tout en revoyant sensiblement à la baisse le niveau des subventions accordées à ces projets, comme la Belgique l'a fait fin 2017, gagnant près de 4 milliards d'euros en réduisant de 40 % les tarifs accordés initialement.

Les projets français d'éoliens en mer ⁷⁴

Le premier projet français de parc offshore à avoir remporté un appel d'offres en 2005 prévoyait l'implantation au large de Veulettes-sur-Mer (Seine-Maritime) de 21 éoliennes (puissance totale : 105 MW) ; après neuf ans de procédure, le projet purgé de tout recours en 2014, juge le tarif d'achat (135 €/MWh) accordé insuffisant; le président de la Région Haute-

⁷² sept acteurs de l'éolien avaient répondu à l'appel d'offres offshore initial de 2003; il s'agissait d'Enertrag, Total avec Shell, La Compagnie du Vent avec Shell, Eole Res, EDF Energies Nouvelles et Recherche et développement Eolien.

⁷³ Selon une estimation plus précise de la CRE, la subvention publique accordée à ces premiers parcs est même estimée à 42 milliards d'euros sur la durée de vie totale des contrats.

⁷⁴ Les parties du texte en petits caractères peuvent être sautées en première lecture ; elles sont issues d'une étude informée et détaillée dans Wikipedia.

Normandie essaie, avec le soutien des principaux fabricants français d'éoliennes, d'obtenir l'accord du gouvernement pour transformer ce projet en site de recherche et développement de l'éolien offshore et d'étude de son impact environnemental, à l'image du site pilote allemand Alpha Ventus ; ce projet WIN (pour Wind Innovation in Normandy) prévoit l'installation, dans un premier temps, de six machines ; il permettrait aux industriels d'accumuler de l'expérience avant de se lancer dans la construction des premiers parcs de 500 MW chacun au large des côtes françaises.

Le ministère de l'Industrie annonce en avril 2012 le résultat de l'appel d'offres portant sur la réalisation des premiers parcs éoliens offshore en France. Cinq zones sont concernées, avec **75 à 100 éoliennes de 5 à 6 MW** sur chaque parc, pour un investissement de près de **10 milliards d'euros**. Le consortium emmené par EDF Énergies Nouvelles avec Alstom et DONG Energy décroche trois des quatre sites sur lesquels il était en lice : St-Nazaire-Guérande (420 à 750 MW), Courseulles-sur-Mer (420 à 500 MW) et Fécamp (480 à 500 MW). Son concurrent Iberdrola, accompagné d'Areva et d'Eole-Res, est retenu pour le champ de la baie de Saint-Brieuc (480 à 500 MW). Enfin, le site du Tréport est déclaré infructueux. **Le coût de production de ces parcs est annoncé à 230 €/MWh !**

Le deuxième appel d'offres dans l'éolien offshore est remporté par le consortium mené par GDF Suez avec AREVA : il porte sur la construction et l'exploitation des deux champs, celui de Yeu-Noirmoutier (Vendée) et celui du Tréport (Seine-Maritime), pour **500 MW par champ** ; la CRE avait recommandé ce choix. L'appel d'offres fixait un prix plafond éliminatoire de 220 €/MWh ; GDF Suez a présenté la turbine d'Areva, d'une puissance de 8 MW contre 6 MW pour celle d'Alstom, lui permettant de réduire le nombre de machines de 40 % et de baisser les coûts ; **les deux champs représentent un investissement de 3,5 Mds €, dont 500 M€ à la charge de la collectivité. Ce qui signifie un coût d'investissement de 3,5 €/Wc, 2 fois plus élevé que le coût des centrales solaires photovoltaïques en plein champ en 2018.**

Le 14 avril 2015, la ministre de l'Environnement confirme le lancement du troisième appel d'offres pour la fin 2015 et présente les travaux de zonage qui ont permis la sélection d'une dizaine de zones en Manche, Mer du Nord et au large des Sables d'Olonnes et d'Oléron. C'est finalement la zone de Dunkerque qui est choisie pour cet appel d'offres, lancé le 4 avril 2016 (pour une mise en service prévue en 2022). Le 10 mai 2016, EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) annonce un accord avec le canadien Enbridge, qui prend 50 % des parts d'Eolien maritime France (EMF), la société qui contrôle les trois futurs parcs de Fécamp, Saint-Nazaire et Courseulles-sur-Mer (**1 450 MW**), EDF EN conservant les 50 % restants ; EDF se sépare donc de son partenaire danois DONG Energy. **L'investissement total sera de 6 milliards d'euros soit 4,14 €/Wc !** Le 22 novembre 2016, EDF Énergies Nouvelles acte un nouveau glissement du calendrier de mise en service des trois champs d'éoliennes en mer remportés lors du premier appel d'offres en 2012 : compte tenu des recours déposés par des associations, les parcs ne pourront être mis en service qu'en 2022. La construction des éoliennes prendra deux ans à terre, et leur installation en mer à nouveau deux ans. Si la mise en service du premier parc intervient en 2022, celle de chaque parc aura ensuite lieu avec cinq ou six mois de décalage. Si ce planning est respecté, il se sera écoulé dix ans entre le lancement de l'appel d'offres et la première mise en service ! Les associations anti-éolien déposent de nouveaux recours contre les parcs d'EDF EN à Fécamp (Seine-Maritime) et à Courseulles-sur-Mer (Calvados), décalant à nouveau potentiellement les projets d'un an. Alors que la mise en service du premier parc était initialement prévue pour 2020, il est désormais plus raisonnable de viser 2023.

Les candidats au septième appel d'offres pour le **futur parc éolien en mer de Dunkerque** lancé en 2016, avaient jusqu'au 15 mars 2019 pour déposer leur offre. Le prix étant le critère majeur de sélection ; le ministre de la Transition énergétique et solidaire, François de Rugy, espérait que cet appel d'offres serait le premier à **produire de l'électricité au prix du marché (autour de 55 à 60 euros/MWh)**, sans subventions. Le 21 juin 2019, François de Rugy, annonce que le projet est confié au consortium formé par EDF, l'allemand Innogy et le canadien Enbridge pour installer un champ éolien en mer situé au large de **Dunkerque (Nord), qui devrait produire à compter de 2026 près de 600 MW**. Le consortium bénéficiera pendant vingt ans d'un tarif garanti d'achat de l'électricité produite plafonné à 50 €/MWh. Ce prix d'achat, très inférieur à celui des six premiers appels d'offres (142 €/MWh hors raccordement), a permis au Premier ministre Édouard Philippe d'annoncer une révision à la hausse du volume d'appels d'offres pour l'éolien en mer dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, qui passera à 1 GW par an. Le prochain projet à être soumis à appel d'offres sera à Oléron (Charente-Maritime), pour une puissance de 500 à 1 000 MW, et une procédure de débat public a été lancée pour identifier un nouveau site en Manche.

Renégociation des prix et conditions pour ces parcs éoliens en mer

En juillet 2017, la CRE a calculé le montant de la subvention publique pour l'éolien en mer : 40,7 milliards d'euros sur les vingt ans de la durée de vie des parcs, pour une puissance installée de 3 GW, le tarif d'achat garanti de l'électricité produite par ces parcs étant évalué entre 170 et 200 €/MWh pendant 20 ans alors que le prix de l'électricité sur le marché de gros est d'environ 40 €/MWh ; or les derniers appels d'offres des pays voisins enregistrent de fortes baisses des prix : en septembre 2017, des projets ont été attribués à moins de 100 €/MWh pour une mise en service à partir de 2022. Le

gouvernement a donc lancé une réflexion pour s'assurer que la rentabilité des projets n'était pas excessive (!) La Commission européenne, qui examine les subventions au titre des aides d'État, pourrait servir de levier...

En mars 2018, le gouvernement a déposé au Sénat un amendement qui fixe le cadre d'une renégociation, voire d'une annulation des six projets de parcs de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Saint-Brieuc, du Tréport et de Noirmoutier ; selon l'exposé des motifs de l'amendement, « *le tarif accordé à ces installations est très élevé et ne correspond plus aux prix actuels de l'éolien en mer, entraînant des rémunérations excessives pour les candidats retenus* » ; la renégociation a pour objectif une baisse de ce tarif ; « *si la renégociation n'était pas possible, une des options pourrait être de mettre fin à ces projets et de relancer une nouvelle procédure dans les meilleurs délais afin de pleinement profiter des améliorations technologiques* ». Evidemment, les fournisseurs des équipements s'élèvent contre ce projet, faisant valoir qu'on ne peut pas demander aux lauréats des premiers appels d'offres de s'aligner sur les tarifs pratiqués dans les pays européens où la filière est mature. Leurs fournisseurs (à l'époque Alstom et Areva) avaient promis de créer un total de 1 700 emplois directs pour la fabrication des éoliennes ; certaines des usines promises ont déjà démarré et pourraient avoir du mal sans les marchés des parcs français.

Le 20 juin 2018, un accord a été conclu sur la renégociation des contrats des parcs éoliens attribués en 2012 et 2014 à EDF, Engie et Iberdrola. Cet accord permet « *une baisse de 40 % de la subvention publique et un ajustement de 30 % des tarifs* » de rachat de l'électricité. **Le coût pour l'État de ces projets sur 20 ans est désormais prévu à 25 milliards d'euros contre 40 milliards initialement.** En contrepartie, le coût de raccordement des parcs éoliens sera pris en charge par RTE ; ce coût est d'environ 200 millions d'euros d'investissement par parc, soit 10 % du coût global de chaque projet ; il sera donc intégré à la facture d'électricité des consommateurs ; ceci ramène le gain sur les subventions de 40 % à 33 %. Iberdrola a été autorisé à remplacer les éoliennes Areva de 5 MW par des éoliennes Siemens de 8 MW.

Démarrage des chantiers

En septembre 2019, EDF a démarré le chantier de son parc éolien en mer de Saint-Nazaire, près de sept ans après avoir remporté l'appel d'offres, prévoyant la mise en service des premières éoliennes au large des côtes françaises en 2022. EDF prévoit de lancer ensuite les chantiers sur le site de Fécamp puis sur celui de Courseulles-sur-Mer, dont les recours juridiques ont été définitivement rejetés ces derniers mois : le bouclage financier de ces deux projets remportés par EDF en 2012 est prévu respectivement pour le premier semestre 2020 et pour fin 2020. Iberdrola et Engie sont encore bloqués par des recours sur leurs appels d'offres remportés respectivement en 2012 et 2014. La décision finale d'investissement sera prise une fois les recours définitivement rejetés, possiblement en 2020 pour une mise en service en 2023.

Éoliennes flottantes

VertiWind, un consortium piloté par EDF pour installer des éoliennes flottantes au large de Fos-sur-Mer, a obtenu en décembre 2012 une subvention de 39 millions d'euros de la Commission européenne. Baptisé « Provence Grand Large », le projet sélectionné par Bruxelles comprend 13 machines, afin d'atteindre le seuil des 25 mégawatts exigé pour participer. L'éolienne flottante choisie par EDF pour le projet VertiWind a été développée par l'entreprise Nénuphar cofondée par Charles Smadja et Frédéric Silvert. La fabrication devait commencer en 2016, pour un raccordement des éoliennes au réseau en 2017 ; la plupart des pièces étant fabriquées en France. En juillet 2014, un arrêté du préfet des Bouches-du-Rhône autorise l'aménagement et l'exploitation du site, à 5 km au large de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Ce site est exploité par la SAS Mistral dont EDF EN est actionnaire. Le premier candidat est le prototype à axe vertical de l'entreprise Nénuphar, d'une puissance de 2 MW, haute de 107 m pour 50 m de diamètre.

La ministre de l'Énergie, Ségolène Royal, a annoncé fin juillet 2016 les deux premiers lauréats à l'appel d'offres pour des fermes pilotes d'éoliennes flottantes au large des côtes françaises : il s'agit des projets portés par Quadran, à Gruissan (Aude) en Méditerranée, et par le consortium Eolfi (ex-filiale de Veolia)-CGN Europe Energy, au large de Groix, en Bretagne. Chacun de ces deux parcs sera composé de quatre éoliennes de 6 MW. D'autres lauréats seront désignés à la rentrée, sur deux autres zones en Méditerranée, à Leucate (Aude) et Faraman (Bouches-du-Rhône). Ces fermes pilotes bénéficieront d'une subvention à l'investissement, dans le cadre du programme des investissements d'avenir, et d'un tarif d'achat garanti pour l'électricité produite. L'enveloppe de subvention initialement évoquée par l'exécutif s'élevait à 150 millions d'euros. Le tarif devait être compris entre 200 et 250 euros/MWh !

En 2017, un démonstrateur de 2 MW équipé d'une fondation flottante est installé au large du Croisic, sur le site d'essais SEM-REV de l'École centrale de Nantes. Porté par un consortium européen baptisé Floatgen, composé notamment de la société française IDEOL (spécialisée dans les fondations flottantes) ou encore de Bouygues Travaux Publics (chargé de la construction en béton), ce projet bénéficiant de fonds européens est chargé de démontrer la faisabilité technique et la viabilité économique de l'éolien flottant.

Critiques, contestation et propositions de réformes

La CRE a publié en avril 2014 un rapport sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables ; ce rapport recommande pour l'éolien :

- le recours aux appels d'offres plutôt qu'au tarif d'achat unique ;
- une révision de la structure des tarifs d'obligation d'achat afin d'éviter la rentabilité excessive des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent, un appel d'offres permettant également d'atteindre cet objectif ;
- un allongement de la durée des contrats, afin de la faire correspondre à la durée d'exploitation réelle des parcs éoliens, et un abaissement des tarifs en conséquence ;
- une révision régulière du tarif, inchangé depuis 2006, afin de refléter l'évolution des coûts.

En 2007, la CRE avait estimé que ces tarifs « *conduisaient à une rentabilité des projets [...] alors supérieure au niveau jugé nécessaire* » pour continuer à susciter l'investissement, consistant en un « *soutien disproportionné à la filière* ». Ces tarifs ont été diminués en 2008, fixés par arrêté à 82 €/MWh (prix indexé sur l'inflation) pendant les 10 premières années, puis dégressif selon la durée annuelle de fonctionnement les 5 années suivantes ; pour l'offshore, ce prix est de 130 €/MWh, avec indexation sur l'inflation durant 10 ans puis tarif dégressif sur 10 ans. C'est surtout EDF qui se trouve dans l'obligation de racheter l'électricité éolienne à prix réglementés ; **ce surcoût (par rapport aux prix de marché) est ensuite payé par ses abonnés par le moyen de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)**. En 2012, le coût d'achat moyen par EDF était de 87,4 €/MWh pour un prix de marché estimé être en moyenne de 45,5 €/MWh, soit un surcoût de 92 %.

En 2014, la CRE estime que la filière est mature et que beaucoup de projets ont été rentables pour les actionnaires, excessivement parfois, et aux dépens des consommateurs qui paient la CSPE. Les situations sont cependant contrastées selon les conditions de vent des parcs audités ; le SER note que ce rapport repose sur des données de parcs mis en service de 2007 à 2012, dans les meilleurs gisements de vent (1 500 à 3 900 heures/an) où la rentabilité de 5% attendue par les investisseurs a pu être dépassée, voire doublée, dans les zones très venteuses (plus de 2 900 heures/an) alors que les parcs éoliens mis en service depuis ou devant l'être auront une moindre rentabilité car les zones avantageuses sont toutes exploitées. La CRE estime que le coût d'investissement devrait baisser, mais ce n'est pas l'avis du SER. La CRE préconise en 2014 une généralisation des appels d'offres pour l'éolien terrestre et l'abandon du soutien par le prix d'achat ou des révisions régulières « *afin de refléter le niveau des coûts* », mais la filière craint une chute significative de rentabilité, comme cela s'est passé dans la filière photovoltaïque quand la tarification est devenue « dynamique » (évoluant par trimestres à la baisse en fonction du nombre de raccordements, et de procédures d'appels d'offres).

Attitude de l'opinion publique

En octobre 2012, selon le baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2012 publié par le ministère de l'Écologie, 75 % des Français « trouvent plutôt des avantages » au choix de l'éolien (79 % chez les moins de 25 ans, 63 % chez les 70 ans et plus). Parmi les inconvénients cités, la « dégradation du paysage » arrive en tête (43 %), suivie par l'intermittence de la production (39 %) et le bruit (34 %). L'adhésion est plus forte dans les zones rurales : 85 % des sondés habitant en zone rurale estiment que l'énergie éolienne est « plutôt avantageuse » contre 70 % pour ceux habitant des villes de plus de 100 000 habitants. Contrairement à l'Allemagne par exemple, les coopératives citoyennes d'énergie sont rares en France, et le premier parc éolien initié et notablement financé par des citoyens ouvre en 2014 à Béganne (Morbihan), après dix ans de mobilisation¹¹⁶. Le financement participatif sur des plateformes telles que Lendosphere et Enerfip permet de limiter les contestations locales en offrant aux riverains la possibilité de participer au financement ; le ministre de la Transition écologique Nicolas Hulot a annoncé, le 21 novembre 2017, la sélection des douze premières plateformes habilitées à labelliser les projets de financement participatif pour la croissance verte.

Alors que 50 % des permis de construire étaient attaqués en justice sur la période 2012-2014, poussant à des retards pouvant dépasser trois ans, 70 % d'entre eux finissent en 2017 devant un tribunal administratif ; ainsi, le délai moyen pour la mise en route d'un nouveau parc est généralement de 7 à 9 ans, contre 3 à 4 ans en Allemagne.

Selon une enquête Ifop de 2016 pour France Énergie éolienne, l'un des deux lobbies professionnels, l'éolien aurait une image positive pour 76 % de la population française comme auprès des riverains. Plusieurs mesures ont été annoncées en janvier 2018 par Sébastien Lecornu, secrétaire d'État auprès de Nicolas Hulot : supprimer le premier degré de juridiction de proximité (le tribunal administratif), pour passer directement à l'étape de la cour d'appel, comme cela se pratique déjà pour les grands projets éoliens en mer, tous expédiés à la cour de Nantes ; réunir en un seul texte les diverses autorisations environnementales ; réduire à deux mois le délai de décision des préfets après la conclusion des commissaires-enquêteurs.

Conflit avec les activités militaires

La présence des éoliennes peut gêner les vols à très basse altitude et perturber la détection par radar. Les éoliennes étaient déjà interdites dans les couloirs d'entraînement des forces aériennes RTBA (réseau à très basse altitude) et dans un rayon de 30 km autour des radars militaires. Mais la croissance du parc éolien et celle de la taille des éoliennes rend le problème de plus en plus conflictuel, et l'armée a bloqué 3 000 MW de projets éoliens quasiment aboutis, dont 2 500 MW avaient pourtant déjà reçu un avis favorable de sa part. L'armée envisagerait d'élargir la zone interdite autour des radars à 50 km, voire 60 km, et de refuser désormais tout projet dans les zones d'entraînement Voltac (secteur de vols tactiques) et Setba (secteur d'entraînement à très basse altitude), ce qui menacerait 9 000 à 10 000 MW de projets ; près de 60 % du territoire seraient interdits. Des solutions existent : radars complémentaires là où les éoliennes masquent le signal, pales et mâts « discrets » dotés d'un revêtement ne perturbant pas les radars, logiciel intégrant l'existence d'un parc dans le champ de détection. Les ministères de la Défense et de l'Environnement négocient un compromis.

En Europe, selon Vestas, ce sont 20 GW qui seraient bloqués pour les mêmes raisons. Vestas teste des pales « furtives » en fibre de carbone dont l'empreinte radar serait réduite à 70 m² au lieu de 200 m² pour les pales classiques en fibre de verre.

En 2017, FEE estime qu'environ 6 500 MW de projets sont gelés par l'armée. Les contraintes militaires et autres (habitations, monuments, centrales nucléaires, zones Natura 2000, aéroports, radars météorologiques...) se sont multipliées : elles interdisaient 12 % du territoire métropolitain au développement des éoliennes en 2013, 50 % en 2016 et ce pourcentage, une fois l'ensemble de ces obstacles pris en compte, pourrait monter à 86 % dans un proche avenir du fait d'un projet d'extension de la zone tampon autour des radars militaires d'un rayon de 30 km (norme actuelle) à 70 km.

Politique de développement de l'éolien

Le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables, établi en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne et des décisions du Grenelle Environnement, prévoyait pour 2020 une production éolienne de 57 TWh grâce à une puissance installée de 25 GW, dont 6 GW d'éoliennes en mer (les premières installations en mer étaient censées entrer en service en 2013). La durée annuelle de fonctionnement retenue était de 2100 heures pour les éoliennes terrestres et 3000 heures pour les éoliennes en mer.

L'ADEME a élaboré en 2013 un scénario qui prévoyait pour l'éolien une puissance installée en 2030 de 34 GW à terre et 12 GW en mer et en 2050 : 40 GW à terre et 30 GW en mer ; la capacité des STEP (centrales de pompage-turbinage) passerait de 5,5 GW en 2012 à 7 GW en 2030 ; en 2050, une STEP marine pourrait être construite. Les objectifs de la PPE fixés en 2016 en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte étaient de : 15 GW en 2018 et ceux de la PPE 2019, prévoient 24,6 GW d'éolien terrestre en 2023 et 34,1 à 35,6 GW en 2028, et pour l'éolien en mer 2,4 GW en 2023 et 4,7 à 5,2 GW en 2028.

Au 31 décembre 2018, les projets en développement représentaient un volume de 11 593 MW, quasi stable sur un an ; 5 070 MW sont en file d'attente sur le réseau de RTE (dont 3 027 MW en mer), 5 941 MW sur le réseau d'Enedis, 564 MW sur celui des ELD et 6 MW en Corse.

L'énergie hydraulique

L'utilisation de l'énergie hydraulique, du moins celle des rivières et des fleuves, est très ancienne. Dès l'Antiquité, les moulins à eau servaient à moudre le grain, ou à élever l'eau. Pendant des siècles l'énergie hydraulique fut surtout une énergie motrice, une énergie mécanique. Ce n'est qu'au XIX^e siècle que l'énergie mécanique rotative des roues à eau ou de leur version plus moderne, les turbines, sera transformée en énergie électrique. Ce sera l'avènement de l'hydroélectricité. L'énergie hydraulique est encore avec l'énergie-bois, l'énergie renouvelable la plus répandue aujourd'hui.

L'eau tombe du ciel sous forme de pluie ou de neige (les « précipitations »). Une partie retourne vers le ciel sous forme d'évaporation directe ou de transpiration des plantes. Une autre partie ruisselle sur le sol et rejoint les rivières et les fleuves. Une autre partie, enfin, s'infiltre dans le sous-sol, mais les nappes d'eau souterraines débordent et restituent donc aux cours d'eau l'eau qu'elles ont reçue. 60 % des précipitations sur les terres émergées s'évaporent. On en retrouve donc 40 % dans les cours d'eau. Évidemment ces chiffres diffèrent d'un continent à l'autre: en Afrique plus de 80 % de l'eau s'évapore, en Antarctique rien ne s'évapore. Quand l'eau dévale les pentes pour rejoindre les océans, elle perd au fur et à mesure son énergie potentielle : c'est cette énergie de chute qui peut être captée, beaucoup plus que l'énergie de mouvement « cinétique », assez faible, de l'eau qui coule.

La grande hydraulique :

Deux facteurs influencent directement la puissance disponible : **le débit d'eau et la hauteur de la chute**. La puissance maximale susceptible d'être obtenue est d'ailleurs, tout simplement, égale à $P = 9,81.Q.h$ (Q étant le débit d'eau en m³. m/s, h étant la hauteur de chute en mètres, et P la puissance obtenue en kJ/s, donc en kW). En fait cette puissance subit des pertes, dans la partie hydraulique, puis mécanique, puis électrique de l'installation. Mais toutes ces pertes sont relativement modestes, 20 % au total, et la puissance obtenue en fin de compte est **$P = 8 Qh$** .

Pour une même puissance, une centrale hydraulique peut donc être alimentée, soit par un faible débit tombant d'une grande hauteur de chute, soit par un débit important tombant d'une faible hauteur. Ainsi, on distingue en pratique trois types d'aménagements :

- les aménagements de **haute chute**: ils équipent des sites de montagne qui bénéficient, pour des débits souvent faibles, de très importantes dénivelées. En France, le record de hauteur est tenu, dans les Pyrénées, par la centrale de Portillon (1 420 m) ;
- les aménagements de **moyenne chute**: ils sont situés sur des cours d'eau à débit assez abondant, avec des dénivelées moyennes de l'ordre de la centaine de mètres ;
- les aménagements de **basse chute**: implantées notamment sur les grands fleuves (en France le Rhin ou le Rhône), les centrales de basse chute ont un débit très important et une dénivelée très faible, de 10 à 15 m.

L'énergie hydraulique et ses perspectives de développement.

Le potentiel hydraulique exploitable

La quantité d'énergie productible dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Or, le débit d'eau dépend lui-même de la quantité de pluie qui tombe et de la surface du bassin versant sur laquelle elle tombe. **Altitude, pluviométrie, surface du bassin versant** sont donc les trois facteurs clefs qui vont conditionner le potentiel énergétique hydraulique d'une région, d'un pays, d'un continent. Mais l'un de ces trois facteurs, **la surface, est finalement prépondérant**. En effet, en pratique, ce ne sont

ni forcément les pays montagneux, ni les pays les plus pluvieux qui ont le plus gros potentiel. Les grands bassins versants, même s'ils sont peu élevés et peu arrosés, peuvent engendrer de grandes productions. C'est pourquoi les cinq plus grands, pays producteurs sont des pays de plaine (**Canada, Etats-Unis, ex-URSS, Brésil, Chine**) et fournissent à eux seuls environ la moitié de la production mondiale.

De nombreuses estimations ont été faites du potentiel hydroélectrique exploitable dans le monde. Il faut ici distinguer le potentiel théorique brut (résultant, comme on vient de le voir, de l'altitude, de la pluviométrie et de la surface du bassin versant) du potentiel techniquement exploitable (en tenant compte des contraintes topographiques, géologiques, humaines, environnementales qui pèsent sur chaque site). On considère que le **potentiel théorique mondial est d'environ 36 000 TWh** et le potentiel **exploitable de 14 000 TWh** (à comparer à la production électrique mondiale actuelle, qui est de l'ordre de 12 000 TWh). Ce potentiel exploitable est surtout situé en Asie (27%), en Amérique latine (24 %) et dans la CEI (24%).

Le potentiel hydraulique actuellement exploité

En 1990 le potentiel exploité à l'échelle mondiale n'était que d'environ **2 200 TWh**, soit le sixième de ce qui serait exploitable. Mais les choses varient beaucoup d'un continent à l'autre, car si l'Europe et l'Amérique du Nord ont déjà exploité environ 50 % de leurs possibilités, en revanche l'Asie (11 %), la CEI (7 %) et l'Afrique (4 %) sont très loin d'avoir exploité les leurs. La puissance hydraulique installée dans le monde était de **700 GW à la fin 2000 produisant 2 600 TWh**.

Actuellement, deux pays sur trois dans le monde exploitent l'énergie hydraulique, mais de manière très inégale. Les cinq plus gros producteurs (Canada, Etats-Unis, ex-URSS, Brésil, Chine) dépassent chacun 200 TWh et représentent à eux cinq plus de la moitié du total mondial. **La France arrive en dixième position** avec un potentiel de **69 TWh**. Si l'on se rapporte au nombre d'habitants, la Norvège est championne; elle est d'ailleurs le seul pays au monde pour lequel toute l'électricité produite est d'origine hydraulique. En France, l'électricité d'origine hydraulique, qui avait culminé à 56 % en 1960 (la grande période de construction des barrages s'est située avant et après la seconde guerre mondiale), s'est réduite à 12 % en 2018, du fait de la percée du nucléaire.

Dans le monde, l'hydroélectricité représente à peu près 18 à 20 % de la production totale d'électricité. Si on compare à l'énergie primaire mondiale totale (et non plus à la seule énergie électrique), l'hydroélectricité comptée en énergie finale ne représente qu'environ 2 %. L'énergie hydraulique s'est développée à un rythme de croissance de 2,5 à 3 % l'an dans le monde ces vingt dernières années. On pense que le développement continuera à ce rythme, mais beaucoup plus dans les pays en voie de développement - qui, on l'a vu, sont sous-équipés - qu'en Europe ou aux États-Unis où le développement s'est beaucoup ralenti depuis les années 70.

Le coût de l'énergie hydraulique

Le coût de l'énergie hydroélectrique est variable en fonction de la topographie (il y a de bons sites de barrages qui, à peu de frais, retiennent beaucoup d'eau), de l'hydraulicité, de la distance entre le site du barrage et les lieux de consommation (les sites de barrage n'ont hélas aucune raison d'être proches des lieux de consommation !). De toutes manières, l'énergie hydraulique est coûteuse en investissement et assez peu en fonctionnement et en maintenance. Ce gros investissement peut être amorti sur une très longue durée de vie. En France, une fois l'investissement initial amorti sur une période de trente ans, **le coût de l'électricité produite n'est plus que de 13 €/ MWh**, correspondant aux dépenses d'exploitation et d'entretien-maintenance, qui restent réduites, même

dans le cas d'une très longue utilisation (plusieurs décennies, voire, on peut l'espérer, plusieurs siècles pour le barrage lui-même). La grande hydraulique est donc une énergie très rentable, dans beaucoup de sites. La petite hydraulique, dont le coût total (amortissements compris) est estimé à environ 39 € / MWh, bien que trois fois plus cher, est aussi rentable.

L'énergie hydraulique en France

En France, l'énergie hydraulique est la deuxième forme de production d'énergie derrière le nucléaire, avec 10-13 % de la production électrique totale. Une année moyenne voit ainsi naître 60 TWh d'électricité à partir de l'eau, avec des variations en fonction des niveaux de précipitation. La pluviométrie a en effet une très grande incidence sur la production d'énergie hydraulique ; en 2011 par exemple, elle a ainsi chuté de 26 %, en raison de la faiblesse des pluies. La production hydroélectrique française se répartit entre centrales de lac, STEP, centrales d'écluse et centrales au fil de l'eau. Elles peuvent démarrer de l'arrêt à la pleine puissance en 2 à 5 minutes, et avec leur « télérégulation », suivre instantanément les besoins du réseau de consommation...

La micro-hydraulique :

La gamme de puissance des micro-centrales est définie pour des installations inférieures à 10 MWel. Idéale pour l'électrification des sites isolés, la PCH apporte aussi un appoint à la production nationale en cas de pic de consommation. A fin 2000, la capacité des petites centrales hydrauliques (PCH) installées dans l'Europe des 15 s'élevait à 10 GW. Ce total évolue très peu en raison de la saturation des gisements et des nombreuses contraintes (notamment environnementales) que rencontrent les exploitants. Plus de 80% du parc est installé dans 6 pays : l'Italie, la France, l'Espagne, l'Allemagne, la Suède et l'Autriche. En France, le potentiel disponible est encore de l'ordre de 2 GW. Les impacts environnementaux et les réglementations correspondantes constituent le principal obstacle au développement de cette source d'énergie. Le prix de revient du kWh est de l'ordre de 0.04 €. Aucun changement majeur de tendance ne s'annonce en Europe, et les projets les plus importants sont annoncés dans les pays d'Europe de l'Est tels que la Pologne.

En France, au moment où la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition Énergétique réhabilite le potentiel économique de la petite hydroélectricité, on ne peut que constater que la ressource conventionnelle en hydroélectricité sédentaire (barrages) est arrivée à saturation ; les sites "au fil de l'eau" potentiellement productibles sont abondants, bien répartis sur le territoire mais peu exploitables, à cause des nuisances sévères envers les milieux aquatiques, et des coûts d'exploitation dissuasifs liés aux fragilités structurelles des turbomachines immergées.

Il existe cependant un potentiel de renouvellement avec d'autres techniques comme celle développée par la société grenobloise ENERFLUV un concept disruptif permettant la valorisation de l'énergie cinétique des fleuves, rivières, torrents et sites estuariens... grâce à un système non agressif qui respecte l'écosystème aquatique, sans génie-civil ou d'aménagements sédentaires sur le cours d'eau. Affaire à suivre...

Les STEP :

Les STEP (Systèmes de transfert d'énergie par pompage) reposent sur le principe suivant : quand la production électrique dépasse la demande, l'électricité excédentaire est utilisée pour pomper de l'eau, d'un barrage situé en aval vers un barrage en altitude, et aux heures de forte demande, cette même eau est turbinée de l'amont vers l'aval pour produire de l'électricité; le rendement énergétique est de 80 %.

En cumulé, le volume annuel de stockage en France est actuellement de 7 TWh, soit environ 1,5 % de la consommation française annuelle. La PPE prévoit d'« *engager d'ici 2023 (...) le développement de 1 à 2 GW de STEP à l'horizon 2030.* »

Les potentialités des STEP varient selon leur taille ; elles se répartissent suivant 3 grandes catégories :

- Les STEP journalières : lorsque les réservoirs ne stockent l'eau que pendant quelques heures de pleine puissance, le cycle est journalier (la puissance installée en France est de 2 GW); pompages en heures creuses, en particulier la nuit, quand le kWh est bon marché et turbinages en heures de pointe dans la journée (ex : Revin)
- Les STEP hebdomadaires : une capacité de stockage de quelques dizaines d'heures permet de traiter un cycle hebdomadaire (2 GW installés). pompages en heures creuses de nuit et de W-E, turbinage en heures de pointe (ex : Montezic).
- Les STEP saisonnières : pompages en heures creuses de nuit, de W-E et au printemps et en été, turbinages en heures de pointe et surtout en hiver... avec la capacité de turbiner en continu au moins 100 h d'affilée , en cas de risque de rupture du « réseau Très Haute Tension » avec l'arrêt brutal d'un réacteur nucléaire par ex, et pour permettre le démarrage d'un grand groupe thermique de secours...(ex : Grandmaison)

Avec une production électrique dépendant à 75 % du nucléaire, la suprématie des STEP saisonnières est incontestable, mais avec l'accroissement important des EnR variables, les démarrages et arrêts des STEP deviennent beaucoup plus fréquents dans une seule journée... les STEP hebdomadaires deviennent aussi plus intéressantes, en particulier en Bretagne et Normandie, avec les projets de Guerlédan ou de Vezins, proches des projets de « parcs éoliens off shore » ...

La gestion de l'électricité

Réduire les consommations domestiques

Dans une maison standard, la manière dont les gens l'occupent impacte directement la consommation. Cet impact devient plus visible lorsque c'est un bâtiment à faible consommation. Supposons en effet qu'une consommation directement liée au comportement des occupants représente 5% de la consommation totale pour un bâtiment consommant au total 20 000 kWh par an. Pour un bâtiment consommant quatre fois moins, cette consommation représentera 20% de la consommation totale, alors qu'elle n'aura pas changé et sera toujours de 1 000 kWh par an.

La sobriété énergétique

Lorsque le comportement des usages permet une diminution des besoins on parle de sobriété énergétique. Le levier d'action le plus évident est une moindre utilisation des équipements domestiques, restreinte à une réelle nécessité :

- N'éclairer que quand et où il le faut
- Ne pas laisser en fonctionnement ou même en veille des appareils non utilisés (chaîne hi-fi, télévision, magnétoscope, ordinateur, etc ...).
- Se passer d'une partie du gros électroménager : éviter le sèche-linge par exemple.
- Prendre plutôt des douches courtes que des bains.

- Ne pas chauffer les pièces inoccupées et régler pour les autres le thermostat à 18° C sachant que chaque degré supplémentaire entraîne une augmentation de 7% de la consommation d'énergie.

La sobriété comprend d'autres points :

- Une bonne gestion des ouvertures. Les fenêtres ne doivent être ouvertes en hiver qu'au minimum – pour un bref renouvellement de l'air des chambres le matin par exemple.
- Une bonne gestion des occultations. Lorsqu'il y a des volets avec persiennes orientables, ils sont en général fermés la nuit en hiver et l'après-midi en été. Il faut noter que leur utilisation la nuit en été, volets fermés mais persiennes et fenêtres grandes ouvertes, permet une ventilation nocturne traversante qui peut avantageusement remplacer des systèmes de climatisation actifs.

De manière générale, la sobriété énergétique doit amener à une redéfinition du confort. Elle résulte d'une profonde prise de conscience individuelle qui vient à l'encontre de 70 années d'amélioration du niveau de confort par une débauche d'énergie pas chère. On touche là à un des fondements de la société de consommation et de la liberté individuelle, au nom de laquelle, chacun se donne le droit de vivre comme il l'entend - en tee-shirt toute l'année, mangeant un steak par jour, prenant des bains tous les soirs, laissant les lumières allumées, ouvrant les fenêtres en hiver, ...

L'efficacité énergétique

L'efficacité énergétique reflète la performance des appareils utilisés. On dit aussi qu'un appareil est plus efficace lorsqu'il consomme moins d'énergie pour le même service rendu. Pour tout système, l'idéal est de se rapprocher d'un rendement : $\text{rapport énergie utile / énergie primaire} = 100\%$, ce qui est physiquement impossible, en vertu des principes de la thermodynamique. On regroupera sous cette appellation tous les efforts qui sont faits pour venir diminuer les besoins énergétiques. Dans une maison bien isolée, la quantité d'énergie à fournir pour atteindre une température de confort sera moindre que dans une maison qui ne l'est pas. On parlera d'efficacité de l'enveloppe. Ce n'est qu'après avoir pris toutes ces mesures que l'on peut envisager l'utilisation des énergies renouvelables, énergies de type flux, dont le coût est désormais compétitif avec celui des énergies stocks (pétrole, gaz, nucléaire,...), la meilleure énergie étant celle qu'on ne consomme pas !

Effet rebond

Il est facile d'améliorer l'efficacité dans l'éclairage quand on sait qu'une lampe à incandescence a un rendement de 5%, alors qu'une LED (Diode Electro-Luminescente) a un rendement de 50%. Mais gare à « l'effet rebond » ! Compte tenu des progrès considérables qui peuvent être réalisés en matière d'efficacité, il faudra se méfier du laisser aller qui peut en ruiner les efforts. Ex : j'ai acheté un nouveau véhicule qui ne consomme que 4 l/100 au lieu de 8 avec l'ancien, mais je m'aperçois au bout du compte que, me réglant plutôt sur mon porte-monnaie, à coût de carburant constant, j'ai doublé mon kilométrage annuel.

Pompes à chaleur ou solaire thermique ?

Les pompes à chaleur sont particulièrement recommandées pour alimenter des surfaces émettrices à faible température (Plancher chauffant à 28°C par ex). La plupart des pompes à chaleur permettent aujourd'hui, en plus du chauffage, de produire de l'eau chaude sanitaire. La température de l'ECS produite (50°C) étant plus élevée que la température du circuit de chauffage, qui est généralement à basse température, les performances de la PAC (COP) sont donc moindres car la différence de température entre source froide et source chaude est plus élevée. Il n'est donc pas raisonnable

d'espérer un COP supérieur à 2 pour la production d'ECS⁷⁵, pas plus que pour chauffer de vieilles demeures avec des radiateurs classiques qui nécessitent de hautes températures.

Si l'on compare la production d'ECS par un système solaire thermique et par une pompe à chaleur, en faisant l'hypothèse d'un taux de couverture solaire de 60%, cela signifie que les 40% restants doivent être fournis par un appoint, le plus souvent électrique. Si l'on considère une production d'ECS par pompe à chaleur avec un COP de 2, cela signifie que pour apporter 100 kWh de chaleur à de l'eau, 50 kWh d'électricité sont nécessaires, ce qui est comparable à un système solaire avec appoint électrique. De notre point de vue, l'écart de 10% entre les deux systèmes ne justifie pas l'investissement dans un système solaire thermique dont la complexité et les performances réelles sont parfois assez éloignées des performances attendues (cf. étude ADEME-CSTB, 2006 sur les Régions PACA, Languedoc – Roussillon et Rhône-Alpes).

Selon une étude passée de l'ADEME « Géothermie 2010 », le rapport d'émission de CO₂ est le suivant en fonction des types de chauffage pour une maison de 130 m² ayant des besoins estimés à 82 kWh/m².an (Tableau 16). Les émissions de GES des PAC tiennent compte des fuites de fluide frigorigène. On constate que l'emploi d'une pompe à chaleur réduit par 6 à 8 les émissions de GES si on le compare aux solutions de chauffage traditionnelles par chaudière à gaz ou à fioul, mais reste encore 10 fois plus émettrice de GES que l'usage du bois si celui-ci est replanté.

Type de chauffage	Emissions de GES g CO ₂ / kWh ⁷⁶	Rapport des émissions de GES Base 1 = PAC eau/eau
PAC eau/eau	44 g CO ₂ / kWh	1.0
PAC capteur enterré/eau	55 g CO ₂ / kWh	1.2
PAC air/eau	63 g CO ₂ / kWh	1.4
Chaudière gaz	272 g CO ₂ / kWh	6.2
Chaudière fioul	380 g CO ₂ / kWh	8.6
Radiateurs électriques	79 g CO ₂ / kWh	1.8
Bois (replanté) dans insert	4 g CO ₂ / kWh	0.1

Tableau 16 : Emissions de GES comparées pour différents types de PAC et le chauffage classique

Electricité spécifique et éclairage

Utilisation domestique

Les consommations d'électricité spécifique sont en constante augmentation. Ce phénomène ne s'explique pas par une baisse des performances des appareils, mais simplement par leur multiplication et l'apparition de besoins nouveaux. Alors qu'auparavant, l'électricité ne servait qu'à allumer des ampoules et à alimenter quelques appareils électriques comme le réfrigérateur, le lave-linge ou la télévision, elle permet aujourd'hui de faire fonctionner une multitude d'équipements devenus quasiment indispensables : hi-fi, informatique, électroménager, appareils connectés...

⁷⁵ Il y a un intérêt certain à utiliser des températures de source froide les plus élevées possibles. Un gain de 5°C sur la température de la source froide de la pompe à chaleur permet de faire un gain de 10% sur son COP.

⁷⁶ Base du kWh du mix électrique français de 2010: 79 g CO₂ / kWh

La première action de sobriété consiste à ne choisir que des appareils réellement utiles, par exemple, le sèche-linge n'est pas indispensable : cet appareil est très énergivore, il apporte certes un confort supplémentaire, surtout en hiver où il n'est pas toujours facile de faire sécher le linge en extérieur. Mais une partie de la maison peut être utilisée pour étendre le linge en hiver ; on se plaint d'ailleurs souvent de la sécheresse de l'air des maisons en hiver, c'est ce qui permet qu'il sèche plus vite.

Une mesure à mi-chemin entre sobriété et efficacité est d'installer des multiprises à interrupteur... Tous les appareils neufs doivent être au moins de classe A. Les étiquettes de classe sont obligatoires depuis 1998 sur les réfrigérateurs, congélateurs, combinés, lave-linge, sèche-linge, lave-linge séchants et lave-vaisselle mais aussi pour les lampes, les fours électriques et les climatiseurs. C'est un moyen simple de choisir un appareil évalué en termes d'efficacité énergétique notée de A à G. L'écart de consommation entre un appareil économe et standard peut aller du simple au double. Des classes A+ et A++ sont courantes aujourd'hui (respectivement 10 et 25% moins consommateur qu'un A), symbole d'« excellence » énergétique. Les étiquettes fournissent d'autres informations utiles au client, l'aidant au choix entre divers modèles : consommation annuelle ou par cycle, déterminée dans des conditions de test normalisées, la consommation d'eau ou le bruit par exemple.

Concernant l'éclairage, le rendement d'une lampe s'exprime en lumen/W, le lumen étant une unité traduisant l'intensité du flux lumineux. En fait, le rendement d'une lampe dépend de deux facteurs : le rendement énergétique qui traduit le fait qu'une partie de l'énergie transmise à la lampe est perdue sous forme de chaleur et l'efficacité lumineuse qui traduit le fait qu'une partie du rayonnement électromagnétique de la lampe est invisible à l'œil et n'est donc pas plus utile. Tous les luminaires doivent être équipés de lampes « basse consommation » qui ont des rendements 5 à 10 fois supérieurs à ceux des lampes à incandescence. Les LED ont les meilleures performances avec des rendements de 50% et une durée de vie de 10 000 h contre 1 000 h pour les lampes à incandescence.

Délestage et effacement

Dans un réseau électrique, le délestage consiste à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs gros consommateurs pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau. Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension ou en fréquence qui pourraient entraîner l'arrêt de la totalité d'un sous-réseau.

Il existe quatre types de délestage :

- sur ordre, en fonction des heures de pointe de consommation ;
- sur comptage de l'énergie, en mesurant la moyenne de la puissance consommée en 10 secondes comparée à la puissance souscrite (tarif vert3) ;
- sur seuil de puissance et / ou de courant dès qu'un seuil est dépassé, un relais de délestage coupe les départs non prioritaires ;
- sur seuil de fréquence

Lorsque la fréquence du réseau franchit un seuil fixé par l'UCTE, les gestionnaires de réseaux électriques doivent mettre en place des délestages si la fréquence du réseau se trouve dans la zone 49 - 47,5 Hz. L'application de cette mesure a sans doute permis que la panne de courant européenne de novembre 2006 ne dégénère en défaillance totale du réseau.

L'effacement est une alternative séduisante, en particulier pour RTE, responsable du réseau haute tension français. *"Le réseau a besoin de plus de souplesse et le pilotage de la demande d'électricité*

doit apporter cette souplesse", dit Thomas Veyrenc, le directeur du département marchés de RTE. Plutôt que d'augmenter la production de coûteuses centrales de pointe émettrices de CO₂, pour passer les pics de demande d'électricité, on peut reporter la demande à un moment plus favorable, mais l'idéal est de réduire la consommation. Il y a en effet l'effacement industriel (ENERGY POOL) qui est un report de consommation et l'effacement grand public (VOLTALIS) qui est une véritable économie d'énergie. L'enjeu vital des consommateurs électro-intensifs a été adressé en Savoie via le parcours exceptionnel d'un intégrateur comme la startup **Energy Pool**. Car si la flexibilité et la pointe ne peuvent compter aujourd'hui que sur une contribution limitée des particuliers, l'apport de certains industriels est décisive et pourrait être de 5 à 6 GW !⁷⁷ Le développement d'un marché de l'effacement en France est l'enjeu d'un affrontement qui dure depuis dix ans entre les producteurs d'électricité qui s'opposent aux start-up qui prônent le recours à l'effacement pour équilibrer le réseau. La guerre entre tenants du mégawatt et promoteurs du "négawatt" perdure. Pour ces derniers, l'effacement doit être traité et rémunéré à l'égal d'une entreprise de production d'énergie.

Effets du recyclage de l'Aluminium

L'aluminium est un concentré d'électricité : en effet, l'électrolyse de l'Alumine issue de la bauxite nécessite 11 MWh/tonne ! C'est un produit industriel qu'on trouve à l'état pur ou sous forme d'alliages. L'utilisation de ce métal s'est généralisée que ce soit dans l'industrie ou les activités domestiques. C'est le métal qu'on trouve le plus abondamment dans la croûte terrestre. Il constituerait 8% de la masse de la croûte terrestre juste après l'oxygène et le silicium. C'est en 1821 que Pierre Berthier découvre une mine près de Baux-de-Provence –d'où le nom de bauxite- avec plus de 50% d'oxyde d'aluminium. Grâce à sa ductilité, sa bonne conductivité thermique et électrique, l'aluminium est devenu le deuxième métal le plus utilisé après le fer. On l'utilise souvent sous forme d'alliage avec le cuivre ou le silicium. C'est dans la construction automobile, l'électronique, l'emballage qu'on l'utilise le plus. Mais aussi en cuisine, décoration et toute autre utilisation quotidienne. Théoriquement, on peut facilement recycler l'aluminium. Et si ce n'est pas suffisant compte tenu des énormes déchets qu'il représente (canettes, emballages, ...), c'est parce que les collectes ne sont pas organisées. On n'a surtout pas conscience que le recyclage de l'aluminium est beaucoup moins coûteux que son extraction. Il ne nécessite que 1 MWh /tonne, seulement 9% de ce qui est nécessaire pour le métal neuf. En outre l'aluminium peut se recycler à l'infini sans perdre de sa valeur ou de ses qualités contrairement au plastique, à condition qu'il soit pur et non lié à d'autres métaux. En 2017, le prix de gros de l'Aluminium neuf s'établissait à 1 900 \$/t. Il est monté à plus de 3000 dollars en 2008 et de moins de 1 500 dollars en 2009. Chez le ferrailleur, l'aluminium usagé peut se vendre entre 0,80 € et 1,20 € le kilo en 2019. Alors, lançons des campagnes de recyclage !

Le stockage

L'éolien et le solaire photovoltaïque assurant une part croissante de la production d'électricité et produisant en fonction des conditions météorologiques et non de la demande, la gestion de l'équilibre entre offre et demande requiert une particulière attention. À court terme, cette gestion devrait passer par le développement de capacités de stockage utilisant des techniques éprouvées, ainsi que d'outils de gestion rendant la demande plus flexible, comme le fait actuellement le parc de chauffe eau électriques à accumulation.

⁷⁷ Conversation avec JP Vial, sénateur, le 31-07-18

Le stockage de l'électricité est d'autant plus difficile et coûteux que sa durée est longue ; le pire étant le stockage intersaisonnier. Le mix ENR doit être choisi en cohérence avec la saisonnalité de la consommation qu'il est possible d'infléchir à long terme : l'isolation des bâtiments permet de moins consommer en hiver et la climatisation peut absorber des surproductions solaires en été. Dans un second temps, le système de stockage doit être optimisé en fonction de la durée des fluctuations de la demande et des ENR ; la maintenance-arrêt des centrales nucléaires en été permet de délivrer une puissance en hiver supérieure à celle en été de l'ordre de 18 GW, ce qui équivaut à une capacité de stockage/déstockage de 9 GW.

Un premier panorama des possibles immédiats en matière de stockage est ici esquissé : les réservoirs hydrauliques (STEP) pouvant fournir une solution pour les fluctuations hebdomadaires et les batteries pour traiter les fluctuations journalières. Au-delà de 2035, d'autres techniques de stockage ou d'énergie embarquée devenues matures devront prendre le relais. Mais entre l'utilisation industrielle et banalisée de l'Hydrogène, la circulation du biogaz dans les réseaux d'ENGIE ou la généralisation de la méthanation, on ne peut pas dire aujourd'hui quelles techniques s'imposeront en fonction d'autres conditions technico-économiques et de leurs impacts environnementaux. La réflexion pourra donc évoluer.

Des productions et des demandes saisonnières⁷⁸

Les productions éolienne et photovoltaïque (PV) sont variables et fluctuent en fonction des conditions météorologiques : en France, les productions éoliennes sont maximales les mois d'hiver, alors que les productions PV le sont en été.

Concernant les consommations, la demande énergétique est caractérisée par une courbe de charge ; celle-ci peut être constante au cours de la journée et variable au cours de l'année. Elle peut être totalement aléatoire, mais avec des périodes de maxima et de minima statistiquement connues. Des profils très différents existent en Europe. La pointe de la consommation en France a lieu en hiver. En Grèce, elle a lieu en été et le profil de l'Allemagne est relativement plat.

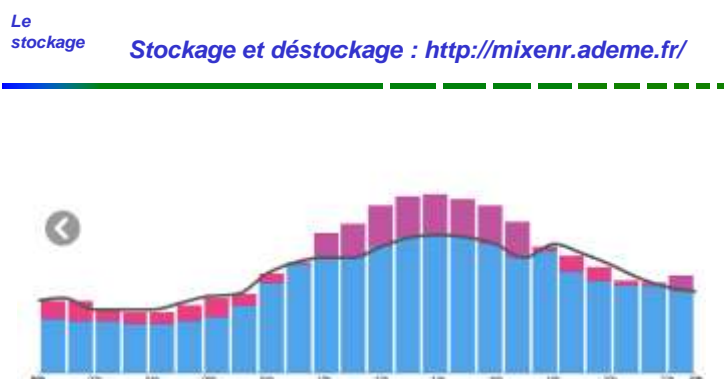
La variabilité des productions éoliennes et solaire vient se combiner avec celle de la demande. Ainsi, **pour de faibles taux de pénétration des ENR (jusqu'à 15% de solaire et éolien combinés), c'est la variabilité de la demande qui reste prépondérante**. Les fluctuations des productions des énergies renouvelables variables s'ajoutent aux fluctuations importantes de la demande ; au final, tout se passe comme si les ENR produisaient « en base », c'est à-dire en continu, et que les fluctuations de la demande avaient été décalées dans le temps. En France, cette situation perdure jusqu'à une pénétration des ENR de 30 % de la consommation (en comptant les 13 % d'énergie hydraulique).

Pour de plus fortes pénétrations des ENR, la variabilité de leurs productions devient prépondérante. Les fluctuations de la demande connaissent des cycles journaliers, hebdomadaires et saisonniers. Celles de la production photovoltaïque sont journalières et celles de l'éolien peuvent être sur de plus longues périodes. Les durées de stockage peuvent être très variables, de quelques heures pour compenser des passages nuageux, de 12h pour les utilisations nocturnes, de plusieurs jours pour un usage quotidien répétitif, de plusieurs mois pour le lissage inter saisonnier.

⁷⁸ <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/Théma%20-20Croissance%20de%20l%27éolien%20et%20du%20solaire.pdf>

Avec les progrès de la météorologie nationale, les prévisions d'ensoleillement et de vent par département sont suffisamment précises pour anticiper les productibles à 5-7 jours.

Le pilotage de la demande apporte une flexibilité journalière. La Figure 13 présente la journée du 7 juin. En bleu, la production renouvelable et en noir la demande. La demande pilotée s'est ajustée pour être maximale sur les pics de production. En dernier lieu, le stockage/déstockage de court terme apparaît : on stocke sur les heures où la production dépasse la demande, et on déstocke sur les heures où la production n'est pas suffisante pour satisfaire la demande.



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

28

Figure 13: Une courbe de production/consommation horaire en France avec stockage et déstockage

Foisonnement du réseau

Le réseau peut jouer un rôle de mutualisation des potentiels. Même si les moyens de productions du mix 100% EnR sont très décentralisés, le réseau permet d'acheminer l'électricité parfois produite en surplus localement au gré de la météo pour compenser des déficits de production ailleurs sur le territoire : c'est le « foisonnement ». Dans un mix renouvelable, son importance croît : par rapport à l'ancien régime, le besoin en lignes inter-régionales augmentera de 36%. Les interconnexions avec les pays voisins sont également prises en compte, en veillant à ce que les échanges soient équilibrés.

Scenario ADEME 100% renouvelables.

Les analyses de l'ADEME s'appuient sur un modèle permettant de déterminer les parcs renouvelables optimaux région par région, et de vérifier heure par heure que l'équilibre entre la production et la demande peut être réalisé. L'horizon d'un tel mix électrique est très éloigné (post-2050). Sur les besoins de stockage, les estimations de différents scénarios de l'ADEME pour une production 100% renouvelable en 2050 donnent entre 34 et 44 GW⁷⁹.

Actuellement, il n'y a que 4,8 GW de STEP en activité en France, plutôt utilisées pour réguler le nucléaire, les ENR n'ayant pas besoin de stockage à ce stade.

⁷⁹ On rappelle que les capacités de stockage de type réversible (STEP ou Batteries) se mesurent en GW, sachant que l'énergie (en TWh) qu'on peut en tirer est extrêmement variable, dépendant du taux d'utilisation.

Quels sont les besoins de stockage à prévoir pour les renouvelables variables, sachant qu'on produisait déjà en France en 2018 : 9 TWh de solaire (1,6 % avec un taux d'utilisation de 14%) et 28 TWh d'éolien terrestre (5,1 % avec un taux d'utilisation de 22%) et qu'on pourrait atteindre les 150 TWh en 2035 avec une croissance de 8,5% /an ?

L'étude de l'ADEME d'un mix électrique 100% renouvelable

Scenario ADEME 100% renouvelable en 2050 <http://mixenr.ademe.fr/>

France 2050	Puissance installée GW	Taux d'utilisation	Production annuelle TWh
Éolien terrestre	96	31%	261
Éolien en mer	10	48%	42
Solaire	63	15%	80
Hydraulique	21	33%	61
Biomasse	4	96%	34
Géothermie	1	15%	1
Énergies marines renouvelables	1	10%	1
Stockage	36		0
TOTAL	232		480

Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

27

Tableau 17: Scenario ADEME 100% renouvelables en 2050

Les STEP ont leur capacité exprimée en GW. **Dans le contexte actuel d'utilisation des STEP, où leur sollicitation est surtout saisonnière, il faut compter sur 1,5 TWh /GW** de puissance STEP, soit un total de 7,2 TWh. Mais avec l'accroissement important des EnR variables, les démarrages et arrêts des STEP deviennent beaucoup plus fréquents dans une seule journée... Il faudrait alors **compter sur 1 GW de STEP pour 10 TWh de sources d'énergie variables telles que solaire et éolien.**

Comme nous allons le montrer, c'est possible en France **jusqu'à 150 TWh sachant que nous disposons d'un potentiel de STEP de 15 GW.**

Coûts du stockage

Les coûts des différentes techniques de stockage devraient converger à l'horizon 2025. Les coûts du stockage d'eau chaude sanitaire resteront compétitifs, ce qui rend ce système indispensable à préserver compte tenu de son poids prépondérant dans le système de gestion de l'équilibre offre/demande. Pour les « nouveaux STEP » prévus dans le cadre de la PPE, des études préliminaires fournissent à l'horizon 2030 des fourchettes de coûts d'investissement de 0,5 à 1 €/W.

Le stockage d'électricité en France passe par les STEP.

Depuis 1990 la France brade à vils prix ses GWh nucléaires excédentaires à nos voisins helvétiques qui les stockent dans leurs réservoirs de STEP (notamment au-dessus de Montreux) et nous les revendent à prix d'or aux heures critiques d'hiver (en général, le 8 Février vers 8h du matin, les gestionnaires du réseau sont dans l'angoisse du collapse et appellent nos voisins au secours)⁸⁰. N'est-il donc pas grand temps de relancer ces projets de grandes STEP, « immenses batteries vertes », non seulement pour la France, mais aussi pour l'interconnexion avec les autres projets de grandes STEP de Norvège, de Suisse, d'Italie, d'Autriche ou d'Espagne ? Nous pourrions ainsi éviter l'expérience bien risquée de la transition énergétique solitaire allemande qui, après la fermeture de ses centrales nucléaires, est obligée de recourir massivement à ses centrales à lignite polluantes.

Le 10 mai 2018, lors de la cérémonie de remise du Prix Charlemagne le Président de la République Emmanuel Macron, affirmait que la « *transformation énergétique et climatique* » de l'Europe figurait au rang des priorités à mettre en oeuvre pour relancer la construction européenne (...) la solution durable ne sera construite que si nous savons nous organiser au niveau européen ... en matière de stockage de l'énergie renouvelable qui, seule, permettra de tourner une page complète de notre aventure énergétique et d'être à la hauteur de nos engagements climatiques. »

Pour pouvoir atteindre les objectifs de la « Cop 21 » et dans la continuité des décisions gouvernementales d'économies d'énergie, de suppression à terme des énergies fossiles et de diminution de notre dépendance au nucléaire, il faut poursuivre une promotion vigoureuse des énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien. Pour ce faire il nous faut absolument rendre opérationnelles à grande échelle ces deux EnR critiquées pour leur intermittence, en leur adjoignant, outre la gestion intelligente des réseaux, des possibilités de stockage et de modulation de puissances à la taille de ce qu'elles représenteront en 2030...

Avec 36 TWh produits en 2017 (7%), la problématique du stockage ne se pose pas encore. Mais au rythme de croissance de ces énergies, elles produiront probablement 50 TWh en 2020 (10 %) et près de 120 TWh en 2030 (28 %). Pour se passer des énergies fossiles et fissiles, l'ADEME, dans son scénario 2050, estime la capacité de stockage des ENR à mettre en place à 30 GW.

Or à l'heure actuelle, parmi les possibilités de stockage et de modulation à l'échelle des puissances en jeu, on sait utiliser des centrales hydroélectriques alimentées par de grands lacs-réservoirs. Les sites classiques ou par alimentation gravitaire étant en pratique tous équipés, il reste encore en France de grands réservoirs qu'il est possible d'alimenter par des EnR en pompant en heure creuse pour produire en turbinage en heure de pointe ou suivant les besoins : technique classique des STEP (station de transfert d'énergie par pompage)... Actuellement, il n'y a que 4,8 GW de STEP en activité en France, le lancement des 5 GW saisonniers suivants (avec de grands réservoirs amont) ayant été interrompu en 1985, pour réserver la totalité des investissements au « Tout nucléaire ». Peu de décideurs savent qu'une vingtaine de ces projets dorment dans les archives du CIH (Centre d'Ingénierie Hydraulique)-EdF de Chambéry, avec notamment **plusieurs projets déjà officiellement étudiés dans les Alpes pour plus de 7 GW et 5 projets défrichés dans les Pyrénées, pouvant totaliser quelques 3 GW...**⁸¹

⁸⁰ On a vu des cas où une électricité achetée par la Suisse à la France à 30 €/MWh en période creuse nous a été revendue 3 000 €/MWh !

⁸¹ En Haute Tarentaise (le Clou et Moutiers, la Gde Combe), en Hte Romanche (le Goléon, le Plan de l'Alpe, le Rif Tort et le Gd Chambon)... et sur le Vénéon et la Mariande.

Cette information est à mettre en parallèle avec une prévision de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) qui envisage, dans le monde à l'horizon 2050, avec l'arrivée massive d'électricité éolienne et photovoltaïque, une multiplication par 3 à 5 des capacités mondiales des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP journalières, hebdomadaires et saisonnières).

D'où notre démarche pour faire connaître les projets de STEP, notamment dans les Pyrénées, qui ont **le grand avantage de profiter de barrages-réservoirs existants, qu'il suffirait de relier entre eux.** Ces STEP seraient bien utiles pour rendre opérationnel le projet de « Parc d'éoliennes flottantes » au large des côtes entre Gruissan et Sète... Rappelons qu'une centrale hydraulique peut démarrer de l'arrêt à la pleine puissance en 2 à 5 minutes, et avec son « télé réglage », suivre instantanément les besoins de consommation du réseau.

Par ailleurs, d'autres usages pourraient être satisfaits par la possibilité de stockage d'une partie des débits de crues : eau potable, irrigation, maintien de la continuité biologique des milieux aquatiques, ... En effet, l'eau, la ressource la plus précieuse à la vie, mérite une gestion systémique multi-usages. **Or, nous nous en éloignons encore avec la mise en concurrence des concessions hydrauliques demandée par l'Union Européenne.** A l'inverse, la très grave menace d'une crue centennale de la Seine en 2017 (proche de la catastrophe de celle de 1910), a remis d'actualité les possibilités de pompage des crues de la Marne, de l'Oise et de l'Yonne, et de stockage dans des grands réservoirs proches, projets étudiés par EDF-CIH Chambéry dans les années 1980 pour mieux protéger la Région parisienne en valorisant ces réservoirs sous forme de STEP ⁸². Il en est de même pour les crues de la Meuse, pour la protection de Charleville-Mézières, régulièrement inondée, en même temps que la possibilité de fournir de l'eau potable à la Belgique et les Pays-Bas, au moindre coût ⁸³.

Enfin, une possibilité de nouveaux projets de STEP serait d'équiper en « turbines-pompes » les « chaînes d'usines en escaliers » existant déjà sur de nombreux cours d'eau, comme la Dordogne, la Truyère, le Drac, la Durance ou le Verdon.

A l'occasion de la Programmation Pluriannuelle de l'Electricité (PPE), **on aimerait entendre notre gouvernement se prononcer sur l'aménagement de nouvelles STEP en France** avec comme triple objectif une meilleure efficacité des EnR solaire et éolienne, l'arrêt de la modulation de puissance des centrales nucléaires qui nuit à leur fiabilité, la possibilité de pomper et de stocker les débits de crues pour assurer la pérennité des réseaux d'irrigation existants. On sait en effet que ces aménagements seront de plus en plus précieux pour lutter contre les dérèglements climatiques.

EDF déclare avoir pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 en plus des 5 GW qu'elle exploite déjà, et vise notamment à être le leader en France et en Europe sur le marché des clients particuliers avec sa gamme d'offres d'autoconsommation intégrant surtout des batteries électro-chimiques au Li-ion. Cette accélération représente un investissement de 8 milliards d'euros sur la période 2018-2035. Le continent africain est également un marché prioritaire pour le groupe qui a l'objectif de développer un portefeuille d'1,2 million de clients « off-grid » (sans accès à l'électricité) à l'horizon 2035 en s'appuyant sur des partenariats locaux.

⁸² St Martin d'Ablois, Vaucharmes, Origny Ste Benoîte...

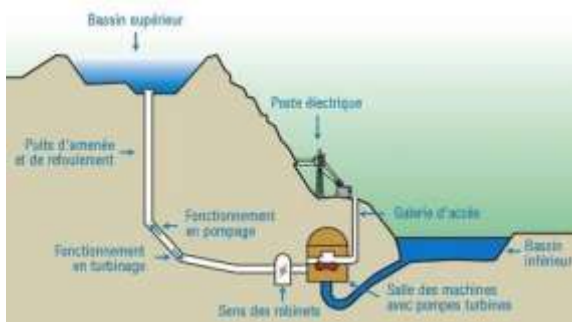
⁸³ Stenay-La Forêt d'Orient

EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement et d'innovation dans le domaine. L'investissement de recherche sur le stockage pour le système électrique est doublé pour atteindre 70 millions d'euros sur la période 2018-2020. En parallèle, EDF Nouveaux Business consacrera dans les deux ans à venir 15 millions d'euros, soit un tiers de ses investissements, aux projets et start-up liés au stockage électrique et à la flexibilité.

Mais la solution des batteries électro-chimiques ne va pas nécessairement dans le sens d'un monde sans déchets. La transition écologique mérite mieux que cela.

Le
stockage

STEP: le chantier du nant de Drance (Valais)



Avec 6 groupes réversibles de 150 MW, à partir de 2019, l'usine souterraine turbinera l'eau de la retenue Vieux-Emosson et la restituera dans le lac d'Emosson.

Production envisagée: 2,5 TWh /an pour 900 MW installés, taux d'utilisation 32% !

Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

31

Figure 14: Le chantier du nant de Drance (Valais, Suisse)

Les systèmes de stockage par pompage hydraulique représentaient en 2015 une capacité de 180 GW dans le monde. Aujourd'hui, ces systèmes constituent la grande majorité des capacités totales de stockage d'électricité.

Au Nant de Drance, plus de 400 ouvriers, près de dix ans de chantier sous terre et à grande altitude, 17 km de galeries creusées, 1,7 million de m³ de roche excavés: le chantier de Nant de Drance est celui de tous les superlatifs. Il donnera naissance à l'une des centrales de pompage-turbinage les plus puissantes d'Europe. Avec ses 900 MW, elle produira environ 2,5 TWh par an. Sa mise en service sera progressive en 2019-2020.

Les batteries d'accumulateurs électro-chimiques

L'intérêt des accumulateurs électrochimiques est la disponibilité d'une tension quasi-constante qui fixe le point de fonctionnement sur une droite verticale qui peut être aussi proche que possible de la droite qui définit la charge optimale d'un générateur photovoltaïque.

Les batteries au Li-Ion

La batterie lithium-ion est basée sur l'échange réversible de l'ion lithium entre une électrode positive, le plus souvent un oxyde de métal de transition lithié (dioxyde de cobalt ou manganèse) et une électrode négative en graphite (sphère MCMC). L'emploi d'un électrolyte aprotique (un sel LiPF₆ dissous dans un mélange de carbonate d'éthylène, de carbonate de propylène ou de tétrahydrofurane) est obligatoire pour éviter de dégrader les électrodes très réactives.

La tension nominale d'un élément Li-ion est de 3,6 ou 3,7 V (selon la technologie), extrêmement stable, même sous forte décharge.

Les batteries à base de titane nano-structuré offrent un nombre de cycle spectaculaire de 50 000 à 80% de profondeur de décharge, si l'intensité de décharge n'est pas trop grande (0,5 C). 5 000 cycles ramènent le coût du « kWh usage » à 0.06 € /kWh⁸⁴.

Avantages:

- Energie massique relativement élevée (> 120 Wh /kg)
- Pas d'effet mémoire
- Faible auto-décharge (5 à 10% / mois)
- Grand nombre de cycles à 80% de décharge
- Tension nominale (3,6 V) extrêmement stable

Inconvénients:

- Coût d'investissement encore élevé (~ 250 € /kWh batterie), mais largement compensé par un nombre de cycles important.
- Risques d'incendie ou d'explosions si le contrôle de charge et de température de chaque élément n'est pas correct.
- Disponibilité limitée du Li en Chine, en Bolivie et au Pérou

Ses principaux avantages sont une énergie massique élevée (deux à cinq fois plus que le nickel-hydrure métallique par exemple) ainsi que l'absence d'effet mémoire. L'auto-décharge est relativement faible par rapport à d'autres accumulateurs (5 à 10% /mois). Cependant, le coût reste important et à jusqu'à présent cantonné le lithium aux systèmes de petite taille.

EDF Énergies nouvelles a mis en service un ensemble de batterie Li-Ion de 20 MWh à McHenry (Illinois) destiné à réguler le réseau haute tension pour le compte de l'opérateur PJM Interconnexion.

⁸⁴ Attention, en matière d'énergie stockée dans des batteries, à ne pas confondre le coût du « kWh batterie » (coût de la batterie en € / tension nominale en V x capacité en Ah / 1000) et le coût du « kWh usage » qui est ce coût divisé par le nombre de cycles.

Les moyens de stockage se diversifient, notamment avec la construction de batteries électrochimiques de grande capacité (40 GW de puissance installée sont prévus d'ici à 2030, principalement au Japon et aux États-Unis). Les batteries électrochimiques semblent alors l'option la plus prometteuse pour un stockage fixe ou mobile. Selon le cabinet IDC Energy Insights, la production mondiale des batteries lithium-ion était de 26 GWh en 2015.

Le
stockage

La Gigafactory de Tesla



Figure 15: La Giga factory de Tesla et l'implantation des batteries dans une voiture Tesla

La Gigafactory de Tesla a été inaugurée en juillet 2016 par le fantasque milliardaire Elon Musk, dans le Nevada. Annoncée par le fondateur de Tesla en 2014, cette usine géante était censée fabriquer en 2018 plus de 500 000 batteries. Autant que toute la production mondiale en 2013. Actuellement, seule une part de la surface a été construite. L'usine devrait être finalisée en 2020.

En Novembre 2017, Tesla a tenu son engagement de construire « *le plus grand système de stockage sur batterie lithium-ion au monde* », en Australie-Méridionale (Australie), en 100 jours seulement. Les 788 Powerpack de Tesla déployés contiennent chacun 16 batteries lithium-ion pour une capacité totale de 100 MW et 129 MWh. L'installation a été reliée aux fermes éoliennes déployées par l'entreprise française Neoen, à Hornsdale, près de Jamestown (Australie). L'installation sera en mesure d'alimenter 30 000 foyers en électricité durant les heures de pointe.

Coût des batteries

Le stockage de l'électricité est fortement impacté par la baisse des coûts des batteries qui permet d'envisager dans un avenir proche le stockage dans de petites unités, par exemple pour les besoins de chaque logement pendant plusieurs heures.

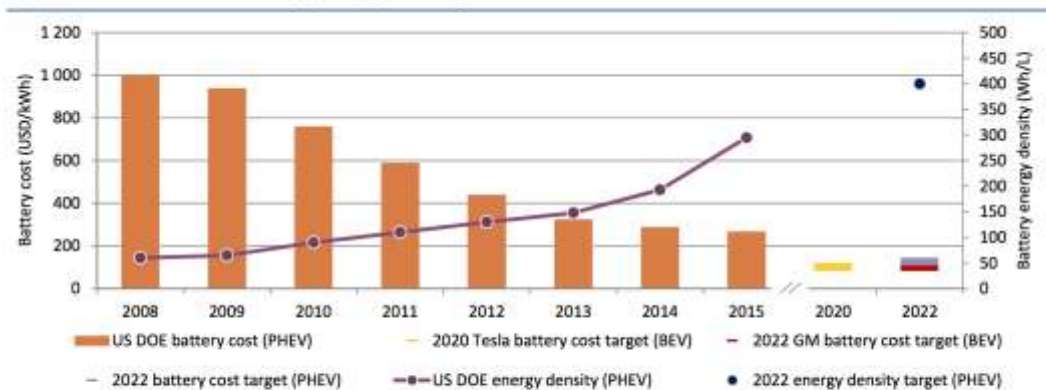
Actuellement, le coût du « kWh batterie » baisse de 14% par an et devrait atteindre les 200 euros en 2020. Elon Musk vise lui 100 euros, c'est-à-dire de l'ordre du coût des batteries d'automobiles au Pb acide. On note que pour seulement 1 000 cycles le coût « du kWh usage » est ramené à 0,10 €/kWh du même ordre que le coût de production d'un système PV acheté et installé pour 2 €/Wc.

Actuellement, l'extraction de lithium coûte moins cher que le recyclage de batteries. Pourtant, Tesla affirme que les batteries au lithium seront recyclées dans la Gigafactory, notamment en capturant les métaux rares utilisés et le lithium. "Mieux vaut miner une batterie qu'un rocher", a déclaré Musk.

Le
stockage

Evolution de la densité et du coût des batteries

Figure 2 • Evolution of battery energy density and cost



Notes: USD/kWh = United States dollars per kilowatt-hour; Wh/L = watt-hours per litre. PHEV battery cost and energy density data shown here are based on an observed industry-wide trend, include useful energy only, refer to battery packs and suppose an annual battery production of 100 000 units for each manufacturer.

Sources: US DOE (2015 and 2016) for PHEV battery cost and energy density estimates; EV Obsession (2015); and HybridCARS (2015).

Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

35

Figure 16: Evolution de la densité et des coûts de batteries électro-chimiques

Les batteries au Sodium-ion ⁸⁵.

Tiamat Energy a annoncé le 21 novembre son intention de construire la première ligne de production de batteries sodium-ion au monde, à Amiens dès 2020. *Laurent Hubard*, directeur de cette entreprise fondée en 2017, et dont la technologie est issue d'une initiative du CEA et du CNRS en 2012, envisage déjà des « gigafactories » en France dès 2021 ou 2022. D'après lui, une fois produites en masse, les batteries au Sodium-ion seront beaucoup moins chères que celles à base de Lithium, du fait du faible coût du Sodium et d'un assemblage plus simple. Le Sodium est beaucoup plus abondant que le Lithium : on trouve 2,6 % de Sodium dans la croûte terrestre, contre 0,06 % de Lithium ; de plus, le Sodium se trouve partout sur la planète, notamment dans l'eau de mer, sous forme de chlorure de Sodium (NaCl) alors que les ressources en Lithium sont très localisées dans quelques régions du globe : Argentine, Chili et Bolivie détiennent les deux tiers des ressources mondiales.

Par rapport à une technologie Lithium-ion de type NMC (pour Nickel Manganèse Cobalt), qui est généralement utilisée dans les véhicules électriques, la technique Sodium-ion est plus robuste, plus sûre et fournit plus de puissance. Aujourd'hui, la densité de puissance d'une batterie Sodium-ion atteint 1 à 5 kW/kg à la décharge, contre 0,5 à 1 kW/kg pour le lithium-ion.

⁸⁵ Entretien d' « Industrie-techno » avec Laurent Hubard, DG de la société française TIAMAT Energy

Du point de vue de la durée de vie, 4 000 à 8 000 cycles alors que le Lithium-ion tourne autour de 2 000 cycles. Enfin, au niveau de la sécurité, les batteries sodium-ion chauffent moins. En revanche, les batteries Lithium-ion dans les véhicules embarquent beaucoup plus d'énergie : environ 230 Wh/kg contre 120 Wh/kg pour le Sodium et 35 Wh/kg pour le Pb-acide.

Les batteries lithium-ion de type NMC contiennent du cobalt. Cela pose des problèmes d'un point de vue sociétal et de gestion de la ressource dans la mesure où il est majoritairement extrait en République Démocratique du Congo et raffiné en Chine. Les batteries sodium-ion n'en contiennent pas et utilisent des ressources moins localisées, et présentes en Europe. Elles sont composées de deux électrodes en aluminium. Sur l'une d'elles, on dépose un matériau poly-anionique composé de sodium. Sur l'autre il y a du « hard carbon », qui est une forme de carbone moins dense que le graphite – utilisé avec le lithium-ion – et issue soit de matière végétale, soit de pétrole. Le graphite est issu d'activités minières en Chine. Le procédé de fabrication est identique. Il peut être transposé sur les mêmes machines qui fabriquent les batteries lithium-ion dans les usines existantes ou en cours de construction. Seuls les matériaux changent. Il y a deux grandes étapes. La première est l'enduction au cours de laquelle les matériaux à base de sodium et « hard carbon » sont déposés sur les électrodes d'aluminium. Ensuite les matériaux sèchent avant la deuxième étape : la découpe des électrodes et l'assemblage de la cellule sous une forme cylindrique où les électrodes sont enroulées à l'intérieur.

Elles visent les applications avec de forts enjeux de puissance, de sécurité et de durée de vie. A savoir la mobilité et le stockage stationnaire, mais pas la téléphonie mobile ou les ordinateurs portables. Le sodium-ion est particulièrement adapté aux véhicules hybrides – bus et voitures - pour fournir la puissance au démarrage et récupérer l'énergie de freinage. Cela pourrait également être des bus 100% électriques à recharge rapide, voire des automobiles 100% électriques avec une autonomie de l'ordre de 200 km, donc plus faible que le Lithium, mais capables de se recharger en cinq minutes⁸⁶.

Quel stockage pour le long terme ?

Le « power to gas to power »

Pour le long terme –au delà de 2035 - et certaines situations, le « Power to gas to power » à base d'hydrogène combinerait cinq étapes :

1. Électrolyse de l'eau avec de l'électricité (si possible renouvelable), ce qui produit de l'oxygène O_2 et de l'hydrogène H_2 ;
2. Stockage de H_2 dans des réservoirs étanches
3. Réaction entre ce H_2 et du CO_2 pour former du méthane CH_4 (méthanation); ou bien réaction entre ce H_2 et l'oxygène de l'air dans une pile à combustible pour systèmes embarqués.
4. Stockage de ce méthane et transport dans le réseau existant ;
5. Utilisation du méthane pour des besoins de chauffage domestique ou dans des cycles combiné gaz pour produire de l'électricité.

Le « Power to gas to power » permet une longue durée de stockage mais son rendement énergétique est peu élevé compte tenu des pertes lors des traitements des phases 1 (20% x 50%), 2 (80%), 3 (50%). La méthanation pourrait servir aux usages difficiles à décarboner, dans un contexte d'énergie solaire ou éolienne peu chère.

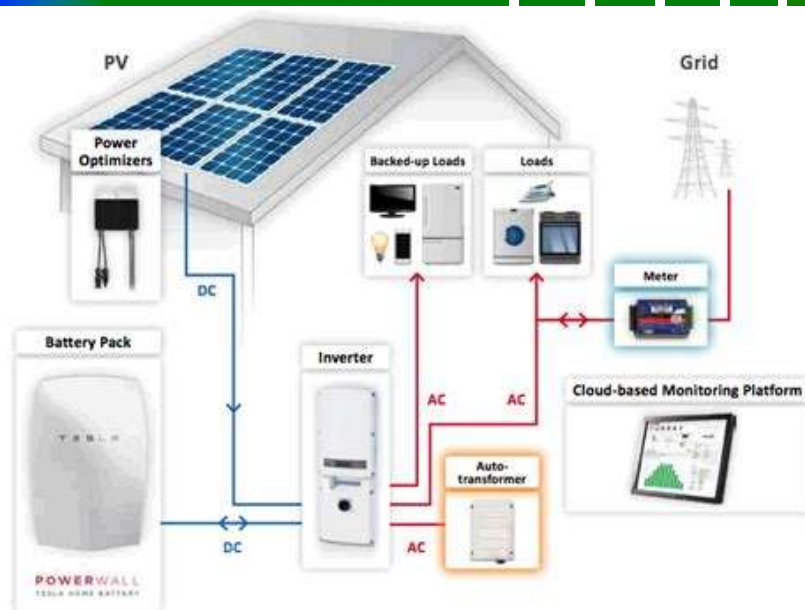
⁸⁶ Difficile à croire, car sur la base d'une capacité de 20 kWh et d'une tension de 144 V, cela représente 140 Ah, soit 1 700 A pendant 5mn !

Les réseaux intelligents

Le recours à différents moyens de gestion de l'équilibre offre /demande permet de réduire l'impact des fluctuations des productions ENR. Hormis le stockage proprement dit, ces moyens comprennent le pilotage de la demande (déplacement de consommation) grâce à des compteurs intelligents.

La régulation

Stockage individuel ou par quartier ?



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

36

Figure 17: installation PV domestique avec stockage par batterie et connexion réseau via compteur intelligent

Avec les nouveaux compteurs Linky, il n'est plus nécessaire d'installer un deuxième compteur pour comptabiliser l'électricité produite injectée sur le réseau. 40 000 auto-consommateurs en France en 2017, 600 000 en 2023 ? Sérieuse remise en cause pour ENEDIS.

Il serait pertinent qu'ENEDIS étudie le stockage électro-chimique par quartier au niveau des transformateurs basse tension, jouissant ainsi d'un début de foisonnement pour diminuer la capacité crête de stockage, et de ne pas en faire porter le coût d'investissement à l'utilisateur final.

Le pilotage de la demande

12 millions de ménages disposent de chauffe-eau électriques à accumulation (« cumulus ») pour profiter d'un tarif incitatif en heure creuse ; ce dispositif peut être assimilé à du stockage de courte durée. La comparaison des consommations d'électricité des ménages ayant un chauffe-eau fonctionnant en heure creuse avec celui de personnes sans cet asservissement montre que la consommation est décalée de 8 h environ et évite les heures de pointe du matin et du soir.

D'autres dispositifs de pilotage de la demande existent, comme le « Power to heat » : l'Allemagne va ainsi utiliser ses excédents de production éolienne en produisant de la chaleur par effet Joule, dans les réseaux de chauffage urbain.

La régulation

Linky est le nom du compteur électrique communicant développé par Enedis (anciennement ERDF), principal gestionnaire du réseau électrique de distribution en France en application de directives européennes préconisant la généralisation de ce type de compteurs. Il est prévu qu'il soit installé dans trente-cinq millions de foyers français d'ici 2021. Ce déploiement fait l'objet de controverses et de contestations de la part de plusieurs centaines de communes.

La
régulation

Les compteurs Linky



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

37

Figure 18: Un compteur Linky

Linky fait partie de la catégorie des compteurs communicants (AMM), c'est-à-dire pouvant être interrogés et actionnés à distance. Pour cela, Linky utilise la technologie CPL sur le réseau basse tension, comme premier niveau de communication.

Un deuxième niveau de communication est assuré via le réseau de téléphonie mobile GPRS ou Edge15 entre le concentrateur (installé dans un poste de transformation et de distribution HTA/BT39) et le système central.

À terme, si les 35 millions de compteurs sont remplacés, il y aura environ 700 000 concentrateurs installés, éléments d'un système d'information (SI) réparti Linky, avec un SI central et un SI local dans chaque concentrateur.

Cette génération de compteurs communicants est présentée comme une des étapes vers les réseaux intelligents, appelés smart grids en anglais.

Les avantages attendus du compteur Linky sont les suivants :

- Il relève automatiquement les consommations ;
- Les relevés, étant effectués à distance, ne nécessitent plus la présence de l'utilisateur,

- Ils permettent des facturations sur la base de données réelles et non plus estimées;
- Grâce à une meilleure connaissance de sa consommation, le consommateur peut bénéficier d'une offre tarifaire mieux adaptée ;
- Il facilite l'émergence de services de pilotage de la consommation (équipements électroménagers, ballon d'eau chaude, borne de recharge de véhicule électrique, etc.) en fonction d'options tarifaires ou d'ordres d'effacement ;
- Il mesure les volumes d'électricité consommés, mais également les volumes produits par les installations de production d'électricité des particuliers;
- Selon la CRE, sa généralisation « *serait globalement neutre du point de vue financier grâce aux futures économies de coûts d'exploitation associées à l'installation du compteur* ».
- Il permet de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique, en contribuant à gérer l'intermittence de la production d'électricité de ces sources d'énergie.
- Il permet de comptabiliser en temps réel les kilowattheures injectés dans le réseau et ceux qui y sont prélevés;

Le véhicule électrique : un moyen de stockage solaire mobile

Même si le pétrole semble irremplaçable pour les transports dans le moyen terme, à échéance de 2020 il sera très mal vu de faire ses petits déplacements avec des véhicules conventionnels. Les pouvoirs publics se montrent donc très volontaristes en faveur des véhicules électriques – du moins pour les trajets de commutation. Ainsi, l'Allemagne voulait en 2020 un million de voitures électriques dans son plan pour le développement de l'électro-mobilité. Avec beaucoup d'optimisme, Carlos Gohn en 2010 estimait à 10 % en 2020 la part des véhicules électriques sur le marché français...

Les véhicules 100 % électriques offrent l'énorme avantage de ne pas émettre de polluants (HC, Nox, particules...) ni rejet de CO₂ lors de leur utilisation avec de l'électricité française de base, ceci dans un silence total de fonctionnement, une maintenance minime et pour un coût extrêmement bas. Pour les déplacements locaux (qui ne dépassent pas 40 km par jour en moyenne), la solution véhicule électrique rechargé au photovoltaïque représente un plus énergétique et environnemental très important. Recharger les batteries d'un véhicule électrique pour des déplacements annuels de 12 000 km consomme 2 600 kWh d'énergie utile, soit en tenant compte du rendement de charge-décharge des batteries et du rendement du moteur : 4 200 kWh d'énergie finale pris sur le réseau, ce qui coûte moins de la moitié du coût du gaz-oil. Une puissance solaire photovoltaïque de 4 kWc permet de générer les 4 200 kWh/an nécessaires avec des émissions quasi-nulles de GES.

Un espace d'innovation et de grande activité s'ouvre donc pour le véhicule électrique et son infrastructure de recharge.

Inscrivons-nous maintenant dans une situation où il y aurait 10 millions de véhicules disposant d'une capacité de stockage de 20 kWh/véhicule soit 200 GWh répartis sur tout le territoire. En prélevant 10 % maximum de cette capacité pour des besoins domestiques, il y a là un stockage quotidien de 20 GWh qui peut être utilisé pour effacer la pointe du soir.

Chargés au travail et déchargés en différé, les véhicules « transportent » l'énergie solaire du midi vers le soir, rendant ainsi à la collectivité un service d'usage autre que le seul transport. Ce faisant, on a créé le stockage mobile d'électricité solaire ! ⁸⁷

⁸⁷ Proposition d'Alain Ricaud dans « *Construire une maison à énergie positive* » Dunod Septembre 2010.

Notons au passage qu'on fait avancer une Kangoo électrique des années 2000 à 110 km/h avec un moteur de 12 kW et remarquons hélas que la plupart des véhicules électriques et hybrides actuellement en concurrence féroce sur le marché, ont des gabarits de type SUV, et disposent de puissances moteur supérieures à 150 CV (110 kW) absolument inutiles, ce qui prouve bien que la sobriété n'est pas encore entrée dans les esprits de nos ingénieurs/designers ...

*Le
stockage*

Véhicule électrique : un moyen de stockage solaire mobile ?



Alain Ricaud Solaire photovoltaïque : centrales en plein champs ou consom-acteurs ?

38

Figure 19: Parking urbain solaire et Kangoo électrique rechargée au photovoltaïque de la Maison ZEN

Enfin, il faut noter à l'attention de ceux qui laissent croire qu'on pourra un jour recharger en moins de 5 mn les 40 kWh de capacité typiques qu'on trouve aujourd'hui sur les véhicules électriques, que sur la base d'une tension de 144 V, cela représente 278 Ah à faire rentrer dans la batterie, soit 3 336 A pendant les 5 mn ! Ce qui est techniquement impossible avec les infrastructures existantes. Les bornes de niveau 3 utilisées par les automobilistes les plus pressés, permettent d'obtenir 80% de la charge complète en moins de 30 mn ce qui suppose une puissance de 64 kW avec un courant de 444 A ! Une station service qui aurait 12 bornes de recharge devrait avoir une puissance installée de l'ordre d'un MW.

Ce petit calcul met en évidence la différence de comportement que nécessite une telle mutation technologique : les pompes à essence actuelles délivrent les 500 kWh contenus dans les 50 l de notre réservoir en quelques minutes parce que le pétrole a une densité énergétique de 10 kWh/litre.

On ne peut pas demander aux véhicules électriques d'avoir à la fois une autonomie de 500 km et des recharges qui durent le temps d'une pause café.

Ce type de confort, comme beaucoup d'autres, auxquels on s'était habitué avec les énergies « stock », devront être revus autrement dans un monde d'énergies « flux ».

Trois scénarii se dessinent :

Rappel de la situation actuelle :

Comme nous l'avons vu au début de ce document, la consommation est stable malgré l'augmentation de population, la part du nucléaire est encore largement dominante mais diminue chaque année au profit des renouvelables solaire et éolienne.

Production d'électricité	2015	2018	2019
Production totale TWh	547	547	551
Consommation intérieure	475	476	475
Accroissement %	6%	0%	0%
Prod nucléaire	416	393	390
Prod hydraulique nette	59	68	69
Prod thermique fossile	34	39	40
Prod thermique bio masse	8,0	9,7	11,0
Prod photovoltaïque bâti	4,9	6,0	6,3
Prod photovoltaïque plein champ	2,5	3,0	4,0
Prod éolien terrestre	21,0	27,8	30,7
Prod éolien en mer	0	0	0
Production ENR	36,4	46,5	52,0
Accroissement renouvelables %	22%	10%	12%
Stockage STEP (GW)	4,8	4,8	4,8
Stockage batteries (GW)	0	0	0
Bilan carbone (kt eq C /an)	9 254	9 819	9 922
Déchets nucléaires (m3 /an)	14 124	14 124	13 704

Tableau 18: Situation actuelle du bouquet de production électrique en France et estimation pour 2019

Sobriété et efficacité :

On a vu que pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050 il faut en moyenne réduire nos consommations d'énergies fossiles de 4 % /an. Sachant qu'elles représentent 68 % de notre consommation totale et que la part de l'électricité dans la consommation énergétique ne cesse d'augmenter, nous faisons l'hypothèse dans les scénarios A et C qui suivent d'une diminution plus faible mais néanmoins soutenue de **la consommation électrique**, dans la mesure où elle vient en partie se substituer au pétrole dans les transports. Ceci n'implique pas que sur cette période, le véhicule électrique s'impose pour tous types de trajets, mais plus probablement dans les villes.

Scénario A : un arrêt du nucléaire rythmé par la gestion des risques

Nous avons fait l'exercice en faisant les hypothèses suivantes (scénario A):

- arrêt de tous les réacteurs nucléaires à 42 ans sans remplacement (sécurité prioritaire),
- forte diminution de la consommation d'électricité de 2,5 % /an
- augmentation régulière des capacités de production thermique à partir de biomasse
- croissance modérée des ENR solaires et éoliennes de 8,2 % /an limitée par la montée en capacité des STEP de 4,8 à 15 GW.
- obligation de ne construire que des bâtiments à énergie positive à partir de 2020.
- maintien permanent d'une production d'électricité de l'ordre de 10 % supérieure à la demande.
- pas d'arrêt total de la production d'électricité par centrales thermiques dont la capacité doit pouvoir remonter jusqu'à 50 TWh en 2029-2030, période critique qui surgit au moment de l'arrêt des paliers nucléaires les plus nombreux, alors que l'éolien off-shore est encore au milieu du chemin.

Les réacteurs nucléaires des centrales françaises en 2019 classés par âge (Source ASN)										Durée de vie "augmentée": 42 ans																			
Avec fermeture des plus dangereuses à 42 ans					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035								
Centrale	Région	Réacteurs	P unit (MW)	âge	danger	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh								
Fessenheim	Alsace	2	900	42		12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	41	Cuve	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	40	Enceinte	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Tricastin	Rhône -Alpes	4	900	39	Cuve	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Gravelines	Nord-Pas de Calais	6	900	39	Enceinte	35	35	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Dampierre	Centre	4	900	38		23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Le Blayais	Aquitaine	4	900	37	Cuve	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Saint laurent	Centre	2	900	36	Cuve	12	12	12	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Chinon	Centre	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Cruas	Rhône -Alpes	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
Paluel	Normandie	4	1 300	34		34	34	34	34	34	34	34	34	34	0	0	0	0	0	0	0								
Saint Alban	Rhône -Alpes	2	1 300	34		17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0								
Flamanville	Normandie	2	1 300	34	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0								
Cattenom	Ardenne	2	1 300	33		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0								
Belleville	Centre	2	1 300	33	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0								
Nogent	Ile de France	2	1 300	32		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0								
Cattenom	Ardenne	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0								
Golfech	Midi-Pyrénées	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0								
Penly	Normandie	2	1 300	26		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17								
Chooz	Ardenne	2	1 450	23		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19								
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	22		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9								
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	12	Enceinte	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9								
Flamanville	Normandie	1	1 650	0	Cuve	0	0	11	11	11	11	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11								
Total	19	59	60 522	31		392	381	386	374	322	299	264	264	217	149	116	99	99	99	99	65								

- **Tableau 19: Les réacteurs nucléaires des centrales françaises en 2019 classés par âge (Source ASN) avec fermeture systématique à 42 ans. Avec indication des sources de dangers potentiels⁸⁸ et productible prévisible⁸⁹. Productions en TWh/an de 2019 à 2035. Pas d'autre mise en route que l'actuel EPR sur toute la période.**

On note que dans le scénario de strict respect de la durée de vie des cuves à 40 ans recommandé par FRAMATOME, et sur la base d'une fermeture effective au bout de 42 ans⁹⁰, **la part du nucléaire réduite à moins de 50% de la production d'électricité apparaît autour de 2027-2028**. On tient presque la promesse de François Hollande... Mais comme rien ou presque n'a été accompli depuis la Loi de transition énergétique de Ségolène Royal, il n'est possible d'atteindre cet objectif dans 8 ans qu'avec beaucoup de sobriété associée à de grands efforts d'efficacité énergétique, du solaire et de l'éolien avec des taux de croissance combinés limités à 8,2 %/an (+ 9%/an en tenant compte de la biomasse qui sert d'appoint) et l'adjonction pour le stockage de 5 GWc de STEP aux 4,8 GWc existants.

En ce qui concerne les prévisions pour l'éolien, nous nous sommes calés sur la Programmation Pluriannuelle de l'Energie qui prévoit 35 GW de capacité terrestre en 2028 et 5 GW d'éolien en mer.

Eolien terrestre	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Eolien offshore	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Cumul capacité (MWc)	5 762	10 324	17 561	27 024	39 677	48 273	Cumul capacité (MWc)			30	2 985	6 473	9 959
Production (GWh)	9 945	21 249	33 366	51 345	79 354	96 547	Production (GWh)			90	8 954	20 066	30 874
Taux d'utilisation	0,20	0,23	0,22	0,22	0,23	0,23	Taux d'utilisation			0,34	0,34	0,35	0,35
Accroissement (%)	26%	23%	9%	9%	4%	4%	Accroissement (%)				19%	9%	9%
Part prod.élec. (%)	1,7%	3,7%	6,1%	9,4%	14,5%	17,6%	Part prod.élec. (%)				1,6%	3,7%	5,6%
Part conso.élec. (%)	2,2%	4,5%	7,0%	10,8%	16,7%	20,3%	Part conso.élec. (%)				1,9%	4,2%	6,5%

Tableau 20: Evolution de l'éolien terrestre et offshore entre 2010 et 2035

On notera que les efforts de sobriété et d'efficacité conduisent à une consommation d'électricité, du même ordre que celle de 1995.

⁸⁸ Source : Thierry Gadault et Hugues Demeude « Nucléaire Danger Immédiat », Flammarion enquête, Fev 2018

⁸⁹ Avec démarrage de l'EPR de Flamanville en 2021 et arrêt 4 ans plus tard pour changer le couvercle de la cuve.

⁹⁰ Le temps que l'ASN et le gouvernement se décident et qu'EDF acte cette décision.

Scenario A: arrêt centrales nucléaires 42 ans						
Production française en TWh	% / an	2020	2025	2030	2035	
Production totale	-2,6%	516	449	397	348	
Consommation intérieure	-2,5%	463	408	360	317	
Production nucléaire	-11,1%	381	264	99	65	
Production hydraulique nette	1,0%	70	73	77	81	
Production thermique	Ajustée	10	16	50	0	
Production ENR	9,0%	55	95	171	202	
Stockage STEP (GW)		4,8	8,1	13,3	15,0	
Stockage Batteries (GW)		0	0,0	0,0	2,8	
Bilan carbone (kt eq C /an)		5 746	5 748	9 465	2 533	
Déchets nucléaires (m3 /an)		13 879	9 486	3 559	1 739	

Tableau 21: Bouquet énergétique de 2020 à 2035 dans l'hypothèse d'arrêt des réacteurs nucléaires à 42 ans sans remplacement, avec hypothèse modérée de croissance des renouvelables, la production thermique (turbines à gaz) servant d'ajustement aux fermetures par paliers.

On atteint donc en 2035 le bouquet suivant : une production électrique totale de 348 TWh composée de 65 TWh de nucléaire (19%), 81 de grande hydraulique (23%), plus du tout de thermique fossile, 24 de thermique biomasse (7%) et 178 de renouvelables solaires et éoliennes (51%), pour une consommation nationale de 317 TWh (91%).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production d'électricité	516	522	517	478	462	449	443	427	414	405	397	386	377	367	357	348
Production totale TWh	463	452	440	429	419	408	398	388	378	369	360	351	342	333	325	317
Consommation intérieure	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Accroissement /an %	381	386	374	322	299	264	264	217	149	116	99	99	99	99	65	65
Prod nucléaire	70	70	71	72	73	73	74	75	75	76	77	78	79	79	80	81
Prod hydraulique nette	10	2	2	8	8	16	2	16	50	50	50	30	20	10	10	0
Prod thermique fossile	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	14,0	14,0	20,0	30,0	38,0	38,0	38,0	30,0	20,0	34,0	24,0
Prod thermique bio masse	7,2	8,2	9,4	10,6	12,0	13,4	15,0	16,8	18,6	20,6	22,7	24,9	27,2	29,7	32,2	34,9
Prod photovoltaïque bâti	4,5	5,0	5,5	6,1	6,7	7,3	8,0	8,7	9,4	10,2	11,0	11,9	12,8	13,7	14,7	15,7
Prod photovoltaïque plein champ	33,4	36,4	39,6	43,2	47,1	51,3	56,0	61,0	66,5	76,3	79,4	82,5	85,8	89,3	92,8	96,5
Prod éolien terrestre	0,09	4,5	5,3	6,3	7,5	9,0	10,6	12,6	15,0	18,4	20,1	21,9	23,8	26,0	28,3	30,9
Prod éolien en mer	55,2	64,1	69,8	76,2	83,3	95,0	103,6	119,1	139,5	163,5	171,1	179,2	179,7	178,6	202,1	202,0
Production ENR	8%	16%	9%	9%	9%	14%	9%	15%	17%	17%	5%	5%	0%	-1%	13%	0%
Accroissement ENR /an %	4,8	5,4	6,0	6,6	7,3	8,1	9,0	9,9	11,0	12,6	13,3	14,1	15,0	15,0	15,0	15,0
Stockage STEP (GW)	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	2,8
Stockage batteries (GW)	5 746	4 762	4 695	5 052	4 879	5 748	3 892	5 494	9 683	9 561	9 465	6 801	5 416	4 010	3 930	2 533
Bilan carbone (kt eq C /an)	13 879	13 458	11 587	10 747	9 521	9 486	7 806	5 379	4 166	3 559	3 559	3 559	3 559	2 345	2 345	1 739
Déchets nucléaires (m3 /an)																

Tableau 22: Production, consommation et répartition par source de 2020 à 2035 dans le scenario A

Le choix d'une croissance modérée des ENR est volontaire, dans la mesure où au-delà d'une part de 15% de la production électrique, du stockage est nécessaire et que nous avons vu que le stockage par STEP a en France un potentiel limité à 15 GW. Par conséquent on fera en sorte, grâce à la planification apportée par les appels d'offre, qu'en 2035 la production de solaire ne dépasse pas 50 TWh et éolienne 125 TWh dont 30 offshore (qui ne démarrera qu'en 2021).

Même avec un taux de décroissance de consommation d'électricité de 2,5% /an qui me semble être un préalable incontournable d'entrée dans le nouveau monde de la sobriété, on est en droit de se poser la question du paysage français décrit pour 2035 :

- 35 TWh de PV intégré au bâti, c'est 18 000 ha de panneaux solaires en toiture (de verre trempé, de Silicium, d'EVA et d'Aluminium), une fraction importante du bâti français, en espérant - sans trop y croire - qu'en face d'un tel challenge, une industrie française se saisisse d'une telle opportunité.
- 17 TWh de PV en plein champ, c'est 12 000 ha de friches couvertes des mêmes panneaux bleus (soit 50 fois le parc de Cestas, près de Bordeaux, cette ferme solaire de 230 ha qui compte plus d'un million de panneaux installés sur une friche forestière héritée de la tempête Martin de 1999, le plus grand parc photovoltaïque d'Europe qui avec 300 MWc produit 350 GWh/an).

- 95 TWh d'éolien terrestre, c'est près de 40 GW installés, soit 8 000 éoliennes supplémentaires de 3 MW (hauteur totale dépassant certes les 160 m, mais pas plus moches à mon goût que les milliers de pylônes haute tension existant dont on ne parle jamais), s'ajoutant aux 8 000 existantes de 2 MW. Où les mettre sachant que les emplacements sociologiquement acceptés et administrativement autorisés sont de plus en plus limités ?
- Enfin, les 15 GW de STEP nécessaires au stockage, s'il est avéré qu'ils soient suffisants, ne devraient pas poser de problème majeur d'acceptation étant donné qu'il s'agit de rajouter 10 GW aux 5 GW présents en reliant entre eux des lacs pré-existants dans les Alpes et dans les Pyrénées.

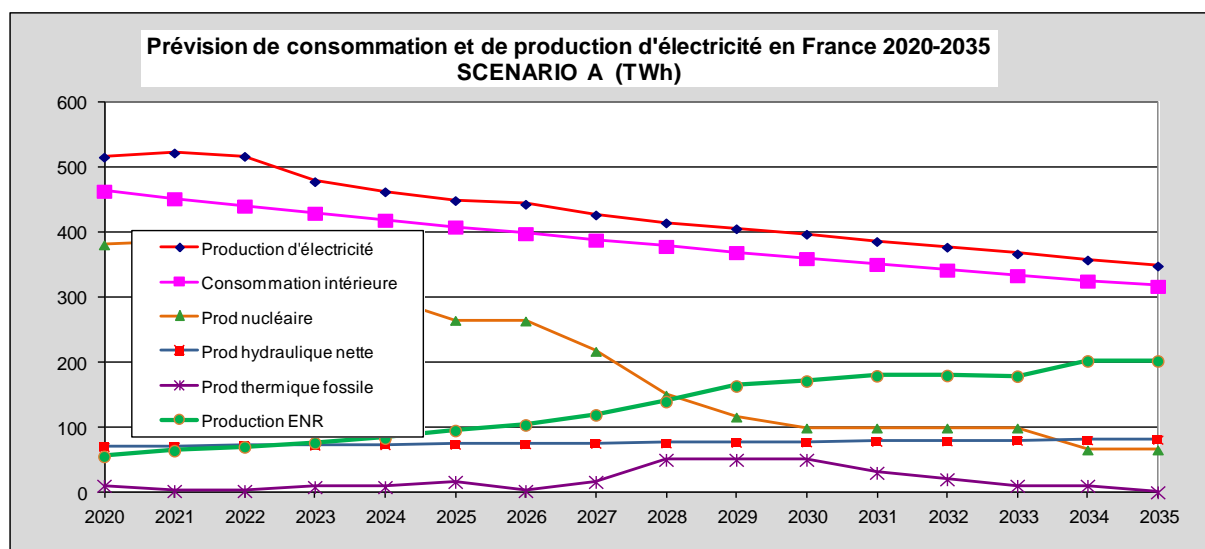


Figure 20: Prévision de consommation et de production d'électricité en France 2020-2035 (TWh) dans le scénario A.

On notera enfin que nous avons maintenu une production totale d'électricité supérieure à la consommation moyenne annuelle pour faire face aux aléas et pour maintenir les échanges avec les pays frontaliers de l'Europe dont l'électricité peut nous être précieuse aux heures de pointe au début février par exemple.

Une partie des centrales thermiques devra rester en place comme appoint d'ajustement. En effet, même avec 100 TWh de renouvelables dès 2028 et 10 GWc de STEP en ordre de marche, la période 2027-2033 présente un déficit, avec la fermeture des centrales nucléaires construites entre 1985 et 1991, déficit qui ne pourra être comblé que par le redémarrage temporaire de centrales thermiques (turbines à gaz principalement) ce qui n'est évidemment pas idéal du point de vue de l'effet de serre (voir Figure 21).

En ce qui concerne les nuisances du mix choisi, on cumule sur la période de 15 ans :

- 92 Mt eq C en bilan carbone (voir Figure 21), **soit 21 Mt eq CO₂ en moyenne par an**, ce qui reste relativement faible, sachant que **le bilan carbone de la France en 2017 était de 465 Mt eq CO₂**.
- et 107 000 m3 de déchets nucléaires (voir Figure 22).

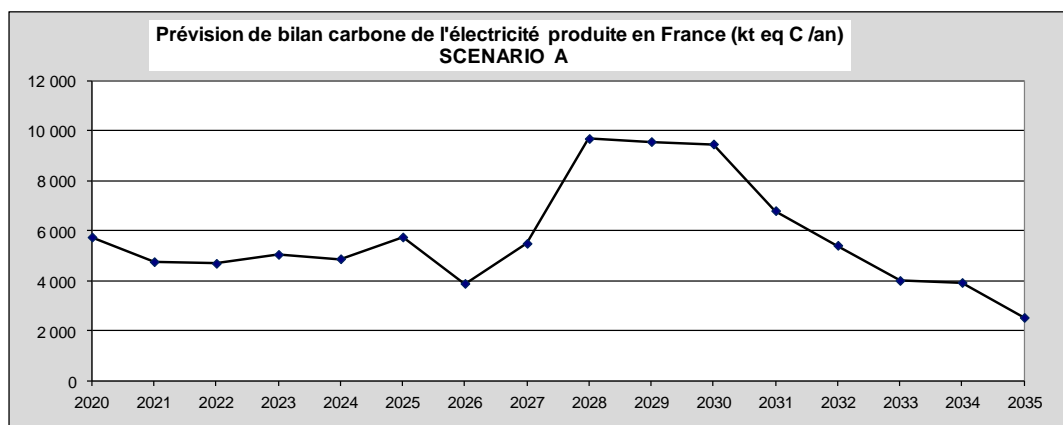


Figure 21: Bilan carbone prévisionnel lié à la production d'électricité dans le scénario A

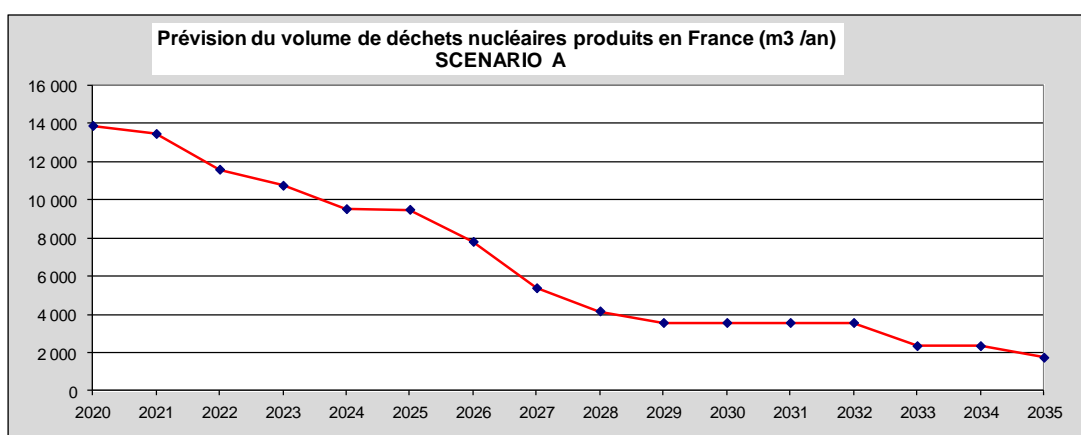


Figure 22: Volume annuel prévisionnel de déchets nucléaires dans le scénario A

Scénario B : une fermeture du parc nucléaire actuel retardée de 10 ans.

EDF demande avec insistance auprès de l'ASN et des pouvoirs publics l'autorisation de prolongation de 10 ans de la durée de vie des centrales « en toute sécurité ». Une étude réalisée en interne en 2014 prétend que 14 réacteurs sur 34 peuvent aller jusqu'à 50 ans sans dépasser le niveau limite de fluence déterminé par Framatome.

Nous avons donc refait l'exercice en faisant les hypothèses suivantes (scénario B):

- extension à 50 ans de la durée de vie des réacteurs les moins dangereux (sécurité pondérée),
- diminution de la consommation d'électricité de seulement -1 % /an
- arrêt de la production d'électricité par centrales thermiques en 2021
- arrêt des capacités de production thermique avec biomasse en 2027
- croissance modérée des ENR solaires et éoliennes de 8 % /an
- maintien permanent d'une production d'électricité de l'ordre de 10% supérieure à la demande.

Les réacteurs nucléaires des centrales françaises en 2019 classés par âge (Source ASN)					Durée de vie "augmentée":															
Avec fermeture des plus dangereuses à					42	ans	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Centrale	Région	Réacteurs	P unit (MW)	âge	danger	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh		
Fessenheim	Alsace	2	900	42		12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	41	Cuve	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	40	Enceinte	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Tricastin	Rhône -Alpes	4	900	39	Cuve	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gravelines	Nord-Pas de Calais	6	900	39	Enceinte	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35		
Dampierre	Centre	4	900	38		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23		
Le Blaya	Aquitaine	4	900	37	Cuve	23	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0		
Saint laurent	Centre	2	900	36	Cuve	12	12	12	12	12	12	12	0	0	0	0	0	0		
Chinon	Centre	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23		
Cruas	Rhône -Alpes	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23		
Paluel	Normandie	4	1 300	34		34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34		
Saint Alban	Rhône -Alpes	2	1 300	34		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Flamanville	Normandie	2	1 300	34	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Cattenom	Ardenne	2	1 300	33		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Belleville	Centre	2	1 300	33	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Nogent	Ile de France	2	1 300	32		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Cattenom	Ardenne	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Golfech	Midi-Pyrénées	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Penly	Normandie	2	1 300	26		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17		
Chooz	Ardenne	2	1 450	23		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	22		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	12	Enceinte	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Flamanville	Normandie	1	1 650	0	Cuve	0	0	11	11	11	11	11	0	11	11	11	11	11		
EPR 2-3	XX	2	1 650																	
EPR 3-4	YY	2	1 650																	
EPR 5-6	ZZ	2	1 650																	
Total	19	59	60 522	31		392	381	386	374	357	357	323	322	322	305	288	288			

- Tableau 23: Les réacteurs nucléaires des centrales françaises classés par âge en 2019 (Source ASN) avec fermeture systématique à 50 ans. Production en TWh/an de 2019 à 2035. Pas d'autre construction sur toute la période.

Scenario B: extension durée de vie du parc nucléaire à 50 ans						
Production française en TWh		% / an	2020	2025	2030	2035
Production totale		-1,1%	519	491	498	442
Consommation intérieure		-1,0%	470	447	425	404
Production nucléaire		-4,8%	381	323	288	183
Production hydraulique nette		1,0%	70	73	77	81
Production thermique		Ajustée	12	0	0	0
Production ENR		8,0%	56	95	133	178
Stockage STEP (GW)			4,8	8,1	13,3	15,0
Stockage Batteries (GWh)			0	0,0	0,0	2,8
Bilan carbone (kt eq C /an)			6 032	4 140	4 052	3 424
Déchets nucléaires (m3 /an)			13 879	11 587	9 113	4 772

Tableau 24: Bouquet énergétique de 2020 à 2035 dans l'hypothèse d'extension à 50 ans de la durée de vie des réacteurs les moins dangereux. Avec hypothèse modérée de croissance des renouvelables, fermeture des centrales thermiques, la production thermique biomasse servant d'ajustement aux fermetures par paliers.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production d'électricité	519	514	509	503	503	491	487	496	490	490	498	472	466	468	478	442
Production totale TWh	519	514	509	503	503	491	487	496	490	490	498	472	466	468	478	442
Consommation intérieure	470	466	461	456	452	447	443	438	434	430	425	421	417	413	409	404
Accroissement /an %	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Prod nucléaire	381	386	374	357	357	323	322	322	305	288	288	253	230	230	230	183
Prod hydraulique nette	70	70	71	72	73	73	74	75	76	76	77	78	79	79	80	81
Prod thermique fossile	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prod thermique bio masse	11,0	4,0	4,0	8,0	0,0	14,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0
Prod photovoltaïque bâti	7,2	8,2	9,4	10,6	12,0	13,4	15,0	16,8	18,6	20,6	22,7	24,9	27,2	29,7	32,2	34,9
Prod photovoltaïque plein champ	4,5	5,0	5,5	6,1	6,7	7,3	8,0	8,7	9,4	10,2	11,0	11,9	12,8	13,7	14,7	15,7
Prod éolien terrestre	33,4	36,4	39,6	43,2	47,1	51,3	56,0	61,0	66,5	76,3	79,4	82,5	85,8	89,3	92,8	96,5
Prod éolien en mer	0,09	4,5	5,3	6,3	7,5	9,0	10,6	12,6	15,0	18,4	20,1	21,9	23,8	26,0	28,3	30,9
Production ENR	56,2	58,1	63,8	74,2	73,3	95,0	91,6	99,1	109,5	125,5	133,1	141,2	157,7	158,6	168,1	178,0
Accroissement ENR /an %	8%	3%	10%	16%	-1%	30%	-4%	8%	11%	15%	6%	6%	12%	1%	6%	6%
Stockage STEP (GW)	4,8	5,4	6,0	6,6	7,3	8,1	9,0	9,9	11,0	12,6	13,3	14,1	15,0	15,0	15,0	15,0
Stockage batteries (GWh)	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	2,8
Bilan carbone (kt eq C /an)	6 032	4 416	4 349	4 282	4 246	4 140	4 058	4 112	4 029	3 980	4 052	3 778	3 721	3 710	3 798	3 424
Déchets nucléaires (m3 /an)	13 879	13 459	12 847	12 847	11 622	11 587	11 587	10 980	10 373	10 373	9 113	8 273	8 273	8 273	6 593	4 772

Tableau 25: Production, consommation et répartition par source de 2020 à 2035 dans le scénario B

On atteint donc en 2035 le bouquet suivant : une production électrique totale de 442 TWh composée de 183 TWh de nucléaire (41%), 81 de grande hydraulique (18%), plus du tout de thermique et 178 de renouvelables solaires et éoliennes (40%), pour une consommation de 404 TWh (91%).

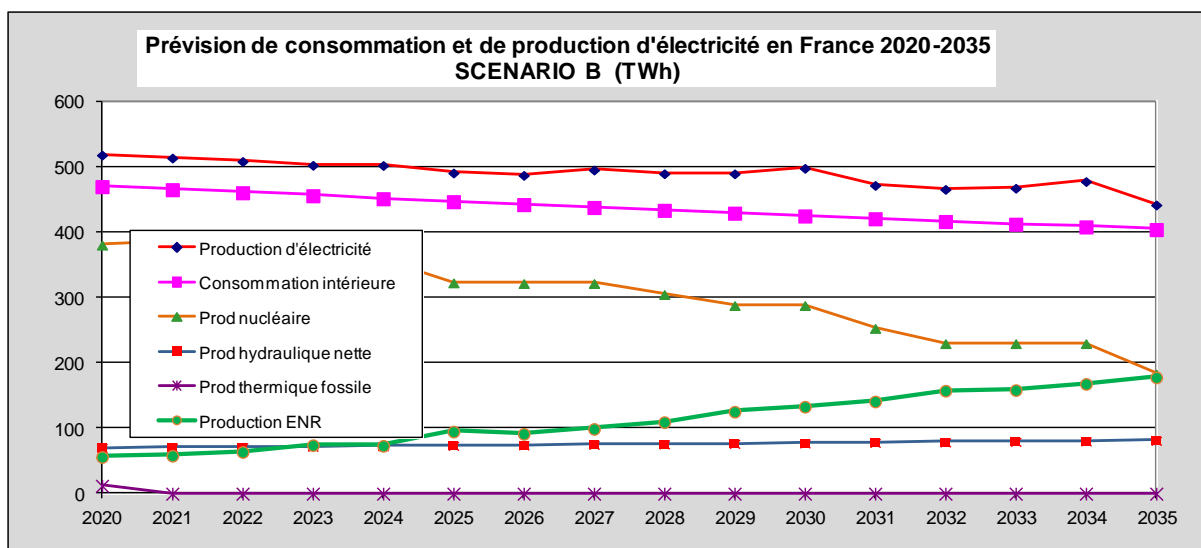


Figure 23: Préviction de consommation et de production d'électricité en France 2020-2035 (TWh) dans le scénario B.

On note que dans le scénario B de prolongation de la durée de vie des réacteurs les plus récents à 50 ans, la part de 50% de nucléaire dans la production d'électricité française n'apparaît pas avant 2032. **Les efforts demandés sur la consommation d'électricité sont bien moindres que dans le scénario A, ce qui pourrait encourager la généralisation des véhicules électriques et maintenir la pénétration de l'électricité dans le chauffage habitat et tertiaire. C'est donc un scénario de laisser faire !**

En ce qui concerne les nuisances du mix choisi, on cumule sur la période de 15 ans :

- 66 Mt eq C en bilan carbone, soit seulement 15Mt eq CO₂ /an, un record de 3% du bilan total du pays en 2018 (voir Figure 24) que pourraient nous envier l'Allemagne et la plupart des pays d'Europe.
- mais 165 000 m3 de déchets nucléaires (voir Figure 25), un autre record peu enviable celui-là.

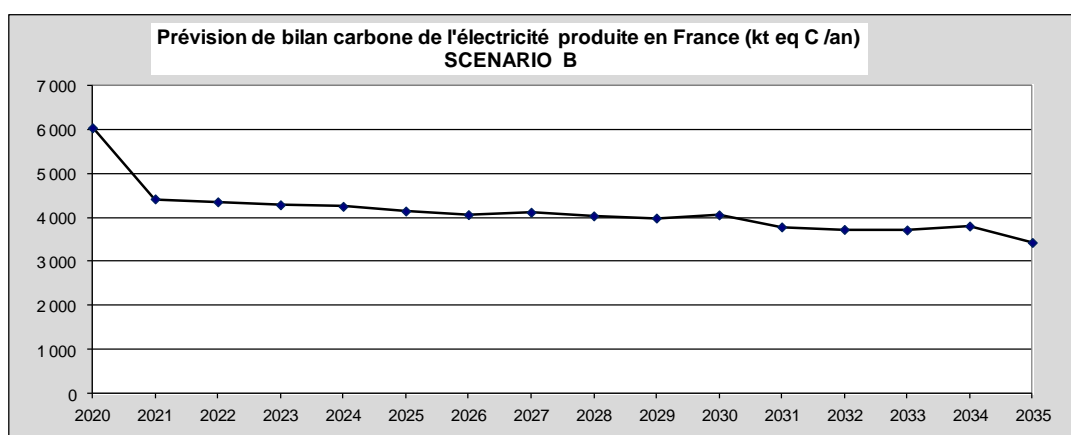


Figure 24: Bilan carbone prévisionnel lié à la production d'électricité dans le scénario B

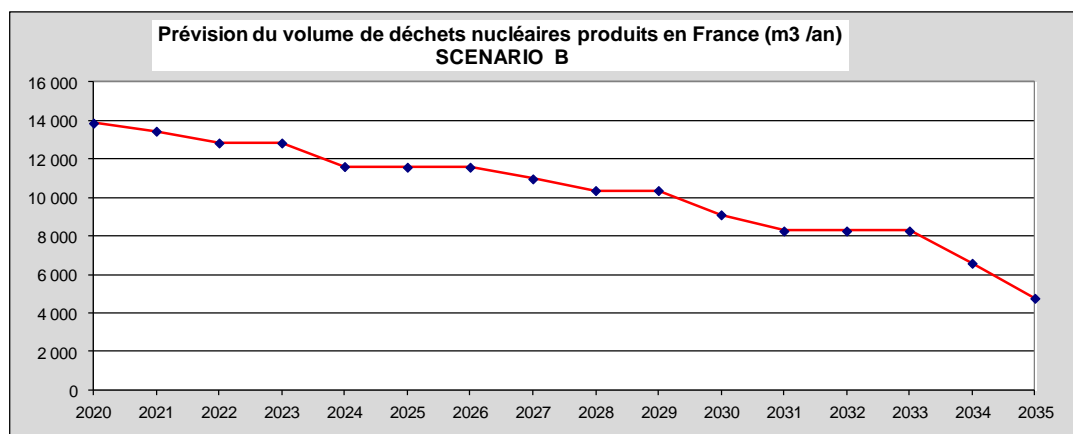


Figure 25: Volume annuel prévisionnel de déchets nucléaires dans le scénario B

Scénario C : six EPR supplémentaires à la demande du gouvernement :

Les pro-nucléaires continuent à s'autoproclamer comme les meilleurs défenseurs contre les émissions de CO₂ et pensent que l'avenir est de relancer la fission de l'uranium en s'aidant à la marge des EnR afin de remplacer le charbon, le gaz et le pétrole. L'Etat a jusqu'à présent fait montre d'un fidèle soutien à la filière nucléaire et à EDF dont il détient 84 % des parts. Cependant, depuis quelques mois, l'exécutif est devenu fébrile devant le fiasco de l'EPR de Flamanville.

Emmanuel Macron a demandé d'évaluer coûts et délais pour 6 EPR supplémentaires. Le 12 Septembre, Elisabeth Borne et Bruno Lemaire ont donc envoyé une lettre au Président d'EDF pour une feuille de route qui mette EDF « *en mesure de répondre à l'exécution d'un programme de construction de 3 paires de réacteurs sur 3 sites distincts ... chaque paire sera construite tous les quatre ans sur une durée de 18 mois maximum* ». Et pour ce nouveau départ du nucléaire, un état des lieux devait être réalisé mi-Novembre sur les premiers EPR. Puis, mi-Décembre, EDF devait fournir au gouvernement « *une analyse des capacités de la filière* » pour réaliser les nouveaux EPR. La réponse ne s'est pas fait attendre longtemps : le coût de 6 réacteurs construits par tranche de deux s'élèverait à 46 milliards €. A cela, il faudrait ajouter pour chaque réacteur, 400 millions € de provisions pour le démantèlement + 500 millions € d'« incertitudes ». Soit, selon les chiffres d'EDF, un total de 51,2 milliards €.

Nous avons donc fait l'exercice en faisant les hypothèses suivantes (scénario C):

- durée de vie de 42 ans pour les réacteurs du parc existant (sécurité prioritaire),
- diminution de la consommation d'électricité de 2% /an
- y ajoutant 2 réacteurs de type EPR en 2027, 2 en 2028 et 2 en 2029, avec une cadence supérieure à celle demandée par le gouvernement pour éviter un recours à la production thermique, source de GES.
- arrêt de la production d'électricité par centrales thermiques en 2031
- augmentation régulière des capacités de production thermique à partir de biomasse
- croissance modérée des ENR solaires et éoliennes de 8,1 % /an
- maintien permanent d'une production d'électricité de l'ordre de 10% supérieure à la demande.

Scenario C: arrêt centrales nucléaires 42 ans + 6 EPR						
Production française en TWh	% / an	2020	2025	2030	2035	
Production totale	-1,8%	512	453	417	388	
Consommation intérieure	-2,0%	466	421	380	344	
Production nucléaire	-6,9%	381	264	163	129	
Production hydraulique nette	1,0%	70	73	77	81	
Production thermique	Ajustée	6	14	10	0	
Production ENR	8,1%	55	101	167	178	
Stockage STEP (GW)		4,8	8,1	13,3	15,0	
Stockage Batteries (GWh)		0	0,0	0,0	2,8	
Bilan carbone (kt eq C /an)		5 198	5 546	4 579	2 886	
Déchets nucléaires (m3 /an)		13 879	9 486	5 869	4 049	

Tableau 26: Bouquet énergétique de 2020 à 2035 dans l'hypothèse d'arrêt des réacteurs nucléaires à 42 ans avec remplacement partiel par la construction de 6 EPR. Hypothèse modérée de croissance des renouvelables, la production thermique (turbines à gaz) servant d'ajustement aux fermetures par paliers.

Les réacteurs nucléaires des centrales françaises en 2019 classés par âge (Source ASN)										Durée de vie "augmentée": 42 ans													
Avec fermeture des plus dangereuses à					42	ans	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Centrale	Région	Réacteurs	P unit (MW)	âge	danger	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Fessenheim	Alsace	2	900	42		12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	41	Cuve	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Le Bugey	Rhône -Alpes	2	900	40	Enceinte	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tricastin	Rhône -Alpes	4	900	39	Cuve	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gravelines	Nord-Pas de Calais	6	900	39	Enceinte	35	35	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dampierre	Centre	4	900	38		23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Le Blayais	Aquitaine	4	900	37	Cuve	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saint laurent	Centre	2	900	36	Cuve	12	12	12	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chinon	Centre	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cruas	Rhône -Alpes	4	900	35		23	23	23	23	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paluel	Normandie	4	1 300	34		34	34	34	34	34	34	34	34	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saint Alban	Rhône -Alpes	2	1 300	34		17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flamanville	Normandie	2	1 300	34	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cattenom	Ardenne	2	1 300	33		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0
Belleville	Centre	2	1 300	33	Enceinte	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0
Nogent	Ile de France	2	1 300	32		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0
Cattenom	Ardenne	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0
Golfech	Midi-Pyrénées	2	1 300	28		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	0	0
Penly	Normandie	2	1 300	26		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Chooz	Ardenne	2	1 450	23		19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	22		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Civaux	Poitou-Charente	1	1 450	12	Enceinte	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Flamanville	Normandie	1	1 650	0	Cuve	0	0	11	11	11	11	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
EPR 2-3	XX	2	1 650	0		0	0	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
EPR 3-4	YY	2	1 650	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21
EPR 5-6	ZZ	2	1 650	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21
Total	19	59	60 522	28		392	381	386	374	322	299	264	264	238	192	180	163	163	163	163	129	129	129

Tableau 27: Scenario C : les réacteurs nucléaires des centrales françaises classés par âge en 2019 (Source ASN) avec fermeture systématique à 42 ans. Productions en TWh/an de 2019 à 2035 avec la construction de 6 EPR supplémentaires en 2027, 2028 et 2029.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Production d'électricité	512	510	505	480	470	453	453	446	435	426	417	410	401	384	388	
Production totale TWh	512	510	505	480	470	453	453	446	435	426	417	410	401	384	388	
Consommation intérieure	466	456	447	438	429	421	412	404	396	388	380	373	365	358	351	344
Accroissement /an %	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
Prod nucléaire	381	386	374	322	299	264	264	238	192	180	163	163	163	129	129	129
Prod hydraulique nette	70	70	71	72	73	73	74	75	75	76	77	78	79	80	81	81
Prod thermique fossile	6	0	0	6	8	14	4	10	20	10	10	0	0	0	0	0
Prod thermique bio masse	10,0	0,0	0,0	14,0	18,0	20,0	22,0	24,0	38,0	34,0	34,0	28,0	10,0	0,0	6,0	0,0
Prod photovoltaïque bâti	7,2	8,2	9,4	10,6	12,0	13,4	15,0	16,8	18,6	20,6	22,7	24,9	27,2	29,7	32,2	34,9
Prod photovoltaïque plein champ	4,5	5,0	5,5	6,1	6,7	7,3	8,0	8,7	9,4	10,2	11,0	11,9	12,8	13,7	14,7	15,7
Prod éolien terrestre	33,4	36,4	39,6	43,2	47,1	51,3	56,0	61,0	66,5	76,3	79,4	82,5	85,8	89,3	92,8	96,5
Prod éolien en mer	0,1	4,5	5,3	6,3	7,5	9,0	10,6	12,6	15,0	18,4	20,1	21,9	23,8	26,0	28,3	30,9
Production ENR	55,2	54,1	59,8	66,7	74,3	81,1	9,0	9,9	11,0	12,6	13,3	14,1	15,0	15,0	15,0	15,0
Accroissement ENR /an %	6%	-2%	11%	34%	14%	11%	10%	10%	20%	8%	5%	1%	-6%	-1%	10%	2%
Stockage STEP (GW)	4,8	5,4	6,0	6,6	7,3	8,1	9,0	9,9	11,0	12,6	13,3	14,1	15,0	15,0	15,0	15,0
Stockage batteries (GW)	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,8	2,8
Bilan carbone (kt eq C /an)	5 198	4 368	4 301	4 826	4 975	5 546	4 262	4 934	6 097	4 675	4 579	3 213	3 077	3 042	2 865	2 886
Déchets nucléaires (m3 /an)	13 879	13 458	11 587	10 747	9 521	9 486	8 576	6 919	6 476	5 869	5 869	5 869	5 869	4 656	4 656	4 049

Tableau 28: Production, consommation et répartition par source de 2020 à 2035 dans le scenario C

On atteint donc en 2035 le bouquet suivant : une production électrique totale de 388 TWh composée de 129 TWh de nucléaire (33%), 81 de grande hydraulique (21%), plus du tout de thermique fossile et

biomasse et 178 de renouvelables solaires et éoliennes (46%), pour une consommation de 344 TWh (89%).

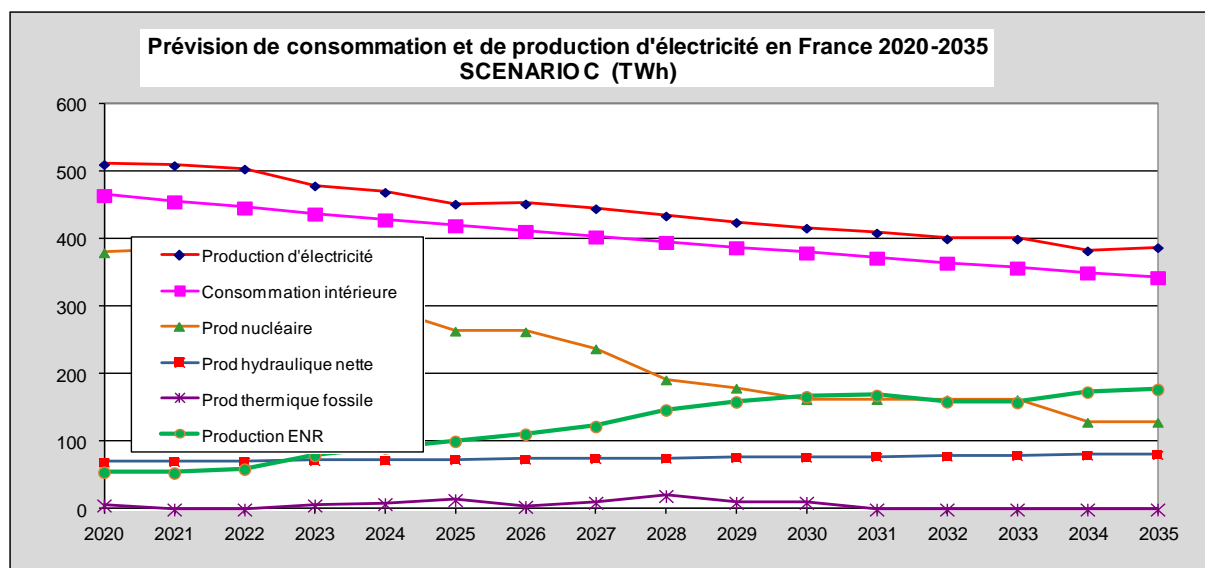


Figure 26: Préviction de consommation et de production d'électricité en France 2020-2035 (TWh) dans le scénario C.

En ce qui concerne les nuisances du mix choisi, on cumule sur la période de 15 ans :

- 69 Mt eq C en bilan carbone, soit une moyenne annuelle de 16 Mt eq CO₂ (voir Figure 27)
- et 127 000 m3 de déchets nucléaires (voir Figure 28).

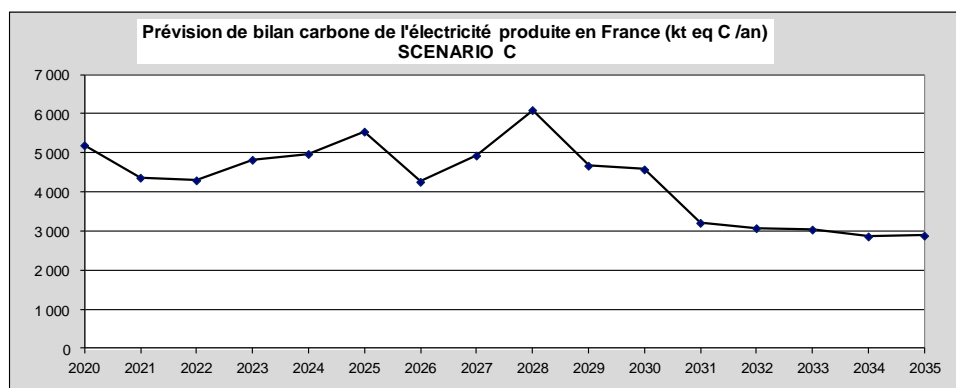


Figure 27: Bilan carbone prévisionnel lié à la production d'électricité dans le scénario C

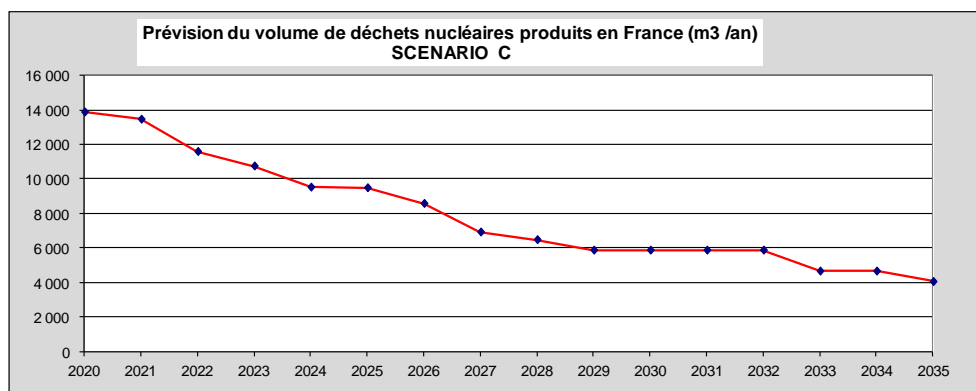


Figure 28: Volume annuel prévisionnel de déchets nucléaires dans le scénario C

Coûts et nuisances comparés

Classification des contraintes

Dans le Tableau 29, nous définissons les critères auxquels devrait satisfaire une source d'énergie idéale en termes de concordance par rapport au besoin d'une part (**concordance de qualité, de lieu et de temps**) termes que l'on pourrait qualifier de critères de confort individuel, et d'autre part, en termes de rapport de **coût d'investissement sur coût de fonctionnement** (l'énergie solaire ne coûte presque rien en fonctionnement), **en termes d'impact environnemental** (plus l'impact est faible et plus la note est forte), et **en termes de durée de disponibilité de la ressource**, qui sont davantage des critères d'ordre économique et social.

Source d'énergie	Qualité (/3)	Concordance (/6)		Invest / Fonct (/4)	Impact environnemental (/4)	Durée (/3)	Note globale (/20)
		lieu	temps				
Idéale	3	3	3	4	4	3	20
Economies d'énergie	3	3	3	2	4	3	18
Solaire PV	3	3	1	3	4	3	17
Solaire TH	2	3	1	3	4	3	16
Biomasse	3	2	3	2	2	3	15
Hydro	3	1	2	3	2	3	14
Eolien	3	1	0	3	3	3	13
Nucléaire	2	1	3	2	2	2	12
Gaz	1	1	3	2	1	1	9
Pétrole	1	2	2	2	0	1	8
Charbon	0	1	2	2	0	2	7

Tableau 29: Tableau comparatif des qualités pour l'utilisateur des différentes sources d'énergie ⁹¹

Aucune des sources connues ne remplit tous les critères, mais la sensibilité d'une société à un moment donné de son histoire permet de pondérer les critères. Dans une perspective de développement durable, on insistera sur les critères d'impact environnemental et de durée.

⁹¹ Tableau réalisé à partir d'une idée de Bernard Lachal du CUEPE de Genève

Charbon, gaz, et pétrole ont en commun l'énorme avantage d'être faciles d'utilisation (il suffit de les faire brûler) et plutôt bon marché (la nature s'est chargée de les fabriquer, presque prêts à l'emploi). Ils ont en revanche plusieurs inconvénients : les process industriels qu'ils utilisent mettent en jeu des fortes pressions et des températures élevées dont la dangerosité est reconnue et doivent faire l'objet d'attentions particulières ; ils ne libèrent leur énergie que sous forme de chaleur (certes utile, mais aussi thermodynamiquement la moins souple d'utilisation) et surtout de le faire en rejetant dans l'atmosphère leur carbone sous forme de gaz à effet de serre: en langage écologique, on dit que l'aval du cycle de ces énergies n'est pas assuré puisque les déchets produits ne sont ni retraités, ni stockés et qu'on n'a aucune idée du coût de telles opérations.

Les contraintes environnementales qui viennent borner les marges de manoeuvre du domaine de l'énergie sont de quatre ordres:

- les risques de réchauffement de l'atmosphère, notamment par les émissions de CO₂,
- les risques de raréfaction et d'épuisement des ressources fossiles,
- les risques associés au nucléaire civil (accidents, prolifération, déchets hautement radioactifs à longue durée de vie),
- les risques de concurrence d'usage des sols entre les besoins liés à la production alimentaire et ceux liés à la production d'énergie,

Ces risques viennent compléter le réseau de contraintes auxquels les systèmes énergétiques sont durablement soumis. Ils ne sont pas indépendants et la diminution de l'un peut avoir pour conséquence de renforcer l'un ou plusieurs autres. C'est ainsi que pour lutter contre le réchauffement du climat, il faut envisager de réduire le recours aux énergies fossiles. Ce faisant on repousse l'échéance de l'épuisement des ressources fossiles en même temps qu'on ralentit les émissions de gaz à effet de serre. Mais si on augmente considérablement le recours à l'énergie nucléaire ou aux énergies renouvelables, on augmente d'autant les nuisances qui leur sont associés.

Coûts d'investissements dans le nucléaire

Nucléaire 2020-2035	Scenario A	Scenario B	Scenario C
Coût nouveaux réacteurs (M€)	2 480	2 480	44 480
Coût du grand carénage (M€)	21 974	48 396	21 968
Renforcement des piscines (M€)	21 974	48 396	21 968
Déchets de longue durée (M€)	26 369	38 618	30 476
Démantèlement (M€)	33 045	48 396	38 192
Investissement total (M€)	105 842	186 285	157 084

Tableau 30: Coûts estimés comparés d'investissement dans le nucléaire pour les 3 scénarii

Coûts d'investissement du mix électrique

Coûts d'investissement (M€)	19 755	23 269	19 410	18 470	18 464	18 163	18 948	18 356	17 179	17 534	12 982	13 431	13 887	13 490	12 828	13 265
Nucléaire	14 417	12 090	11 724	10 093	9 361	8 294	8 263	6 800	4 686	3 629	3 100	3 100	3 100	3 100	2 043	2 043
Photovoltaïque bâti	2 340	2 605	2 858	3 100	3 333	3 557	3 773	3 983	4 186	4 384	4 576	4 764	4 948	5 128	5 305	5 478
Photovoltaïque plein champ	605	645	684	723	760	797	833	869	904	938	972	1 006	1 039	1 072	1 104	1 136
Eolien terrestre	2 293	2 470	2 660	2 865	3 086	3 324	3 580	3 856	4 153	4 441	2 139	2 212	2 286	2 367	2 448	2 532
Eolien en mer	99	4 851	907	1 052	1 220	1 414	1 640	1 902	2 206	2 546	1 433	1 543	1 662	1 790	1 928	2 076
Aménagement STEP		608	576	638	704	778	858	947	1 046	1 596	762	805	850	33	0	0

Tableau 31: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario A

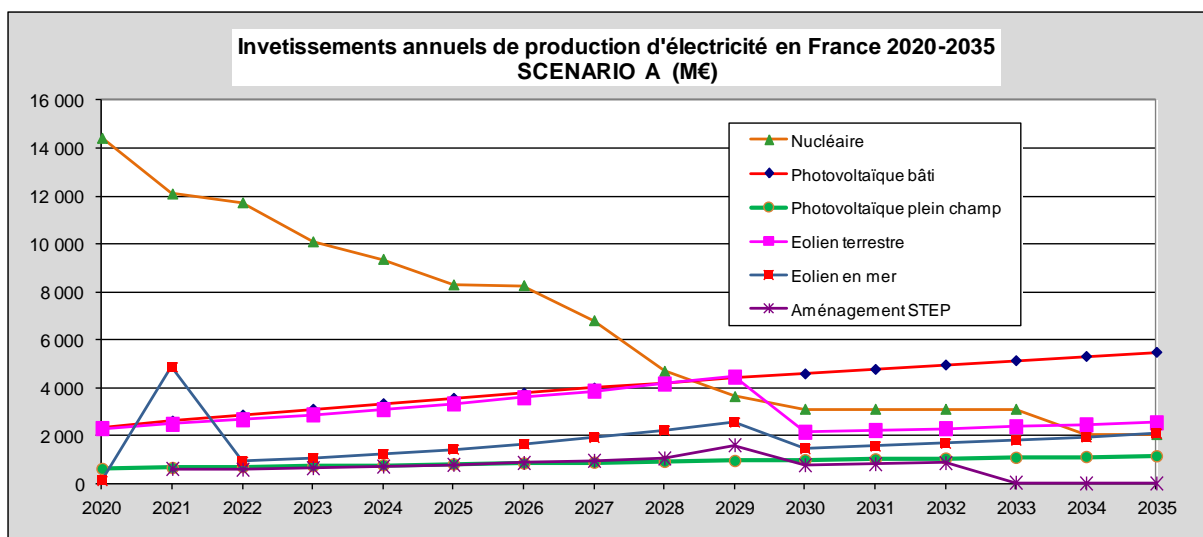


Figure 29: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario A

Scenario B	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Coûts d'investissement (M€)	22 312	25 859	21 921	21 965	22 691	22 161	22 939	23 811	24 107	24 877	20 854	19 969	19 537	19 140	19 535	18 195
Nucléaire	16 974	14 679	14 235	13 588	13 588	12 292	12 255	12 255	11 613	10 972	10 972	9 639	8 750	8 750	8 750	6 973
Photovoltaïque bâti	2 340	2 605	2 858	3 100	3 333	3 557	3 773	3 983	4 186	4 384	4 576	4 764	4 948	5 128	5 305	5 478
Photovoltaïque plein champ	605	645	684	723	760	797	833	869	904	938	972	1 006	1 039	1 072	1 104	1 136
Eolien terrestre	2 293	2 470	2 660	2 865	3 086	3 324	3 580	3 856	4 153	4 441	4 729	5 017	5 305	5 593	5 881	6 169
Eolien en mer	99	4 851	907	1 052	1 220	1 414	1 640	1 902	2 206	2 546	2 926	3 346	3 806	4 306	4 846	5 426
Aménagement STEP	0	608	576	638	704	778	858	947	1046	1596	762	805	850	33	0	0

Tableau 32: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario B

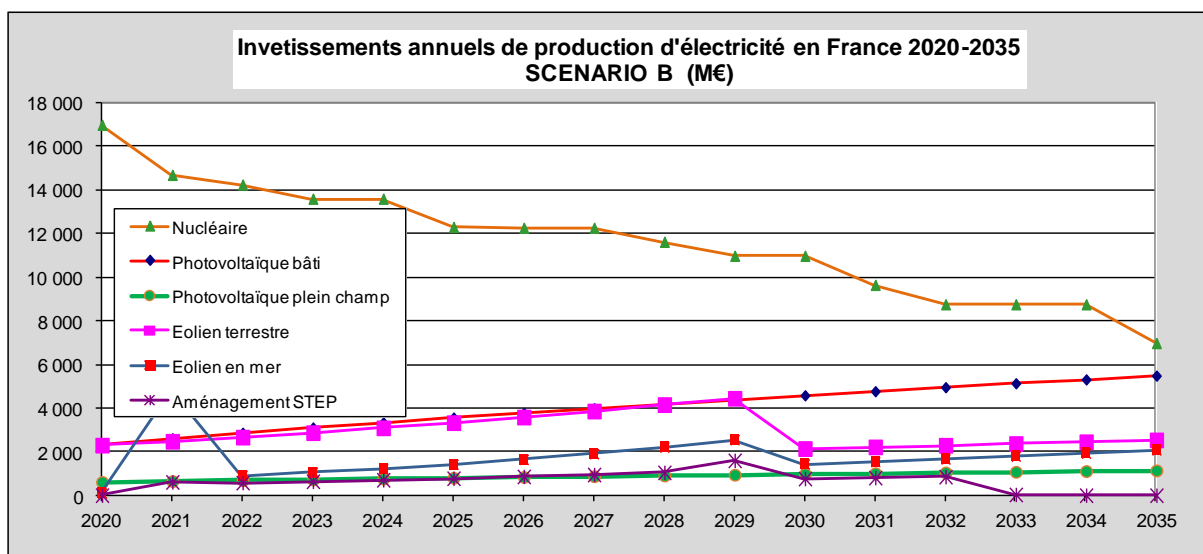


Figure 30: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario B

Scenario C	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Coûts d'investissement (M€)	19 070	22 575	18 737	17 891	17 927	17 687	18 473	34 198	32 175	31 622	14 701	15 150	15 606	15 209	14 607	15 045
Nucléaire	13 732	11 396	11 051	9 514	8 824	7 818	7 789	22 642	19 681	17 717	4 819	4 819	4 819	4 819	3 823	3 823
Photovoltaïque bâti	2 340	2 605	2 858	3 100	3 333	3 557	3 773	3 983	4 186	4 384	4 576	4 764	4 948	5 128	5 305	5 478
Photovoltaïque plein champ	605	645	684	723	760	797	833	869	904	938	972	1 006	1 039	1 072	1 104	1 136
Eolien terrestre	2 293	2 470	2 660	2 865	3 086	3 324	3 580	3 856	4 153	4 441	4 729	5 017	5 305	5 593	5 881	6 169
Eolien en mer	99	4 851	907	1 052	1 220	1 414	1 640	1 902	2 206	2 546	2 926	3 346	3 806	4 306	4 846	5 426
Aménagement STEP	0	608	576	638	704	778	858	947	1046	1596	762	805	850	33	0	0

Tableau 33: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario C

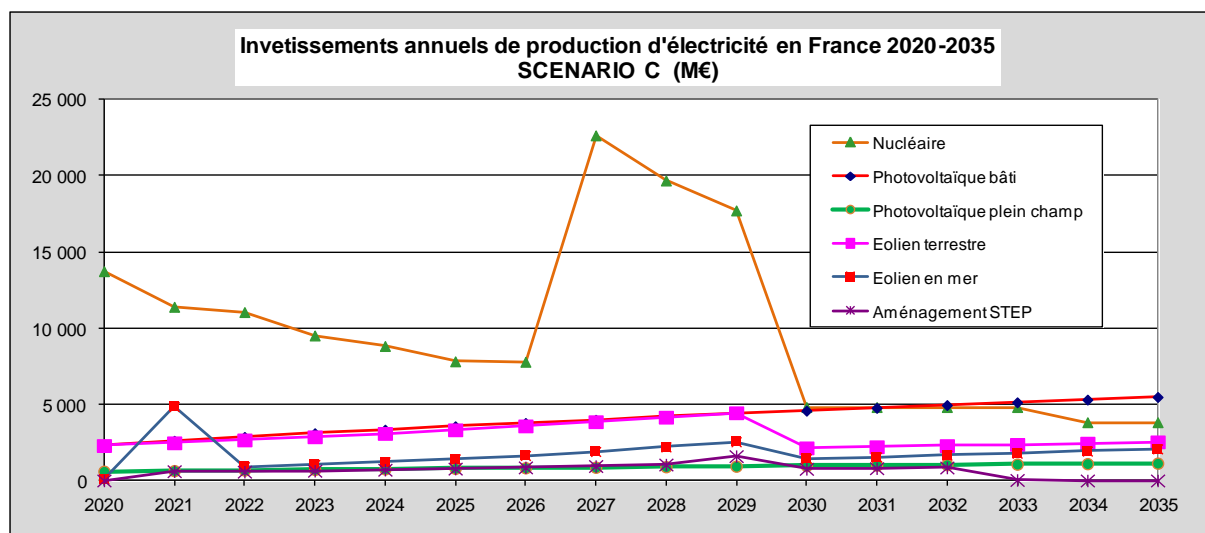


Figure 31: Coûts d'investissements annuels pour le mix énergétique du scénario C

Production d'électricité	Scenario A		Scenario B		Scenario C	
Cumul	2020-2035	%	2020-2035	%	2020-2035	%
Production totale TWh	6 865	100%	7 825	100%	7 090	100%
Consommation intérieure	6 170	90%	6 985	89%	6 429	91%
Accroissement /an %	-2,5%		-1,0%		-2,0%	
Prod nucléaire	3 296	48%	4 827	62%	3 809	54%
Prod hydraulique nette	1 203	18%	1 203	15%	1 203	17%
Prod thermique fossile	284	4%	12	0%	88	1%
Prod thermique bio masse	350	5%	51	1%	258	4%
Prod photovoltaïque bâti	303	4%	303	4%	303	4%
Prod photovoltaïque plein champ	151	2%	151	2%	151	2%
Prod éolien terrestre	1 037	15%	1 037	13%	1 037	15%
Prod éolien en mer	240	4%	240	3%	240	3%
Production ENR	2 082	30%	1 783	23%	1 990	28%
Accroissement ENR /an %	9,0%		8,0%		8,1%	
Stockage STEP (GW)	15,0		15,0		15,0	
Stockage batteries (GW)	3		3		3	
Bilan carbone (kt eq C)	91 667		66 126		68 845	
Déchets nucléaires (m3)	106 694		164 849		127 487	
	2020-2035		2020-2035		2020-2035	
Coûts d'investissement (M€)	269 430	100%	349 873	100%	320 672	100%
Nucléaire	105 842	39%	186 285	53%	157 084	49%
Photovoltaïque bâti	64 319	24%	64 319	18%	64 319	20%
Photovoltaïque plein champ	14 086	5%	14 086	4%	14 086	4%
Eolien terrestre	46 714	17%	46 714	13%	46 714	15%
Eolien en mer	28 269	10%	28 269	8%	28 269	9%
Aménagement STEP	10 200	4%	10 200	3%	10 200	3%

Tableau 34: Récapitulatif comparatif des trois scénarii en cumul sur la période 2020-2035

Quel bouquet de production d'électricité pour 2035 ?

Notre proposition

Si l'on prend en compte les avantages et les inconvénients des trois scénarii présentés dans cette étude, le scénario A emporte largement notre adhésion car lui reviennent :

- une consommation intérieure qui baisse de 2,5%/an soit -32% entre 2020 et 2035, prouvant par là que les citoyens et le gouvernement ont enclenché la bonne démarche de sobriété.
- le coût d'investissement le plus faible 269 milliards d'euro répartis sur 15 ans dont 106 milliards seulement pour arrêter le nucléaire existant dans de saines conditions.
- le cumul de déchets nucléaires à retraiter le plus faible avec 107 000 m³
- la plus forte production ENR, notamment grâce à l'utilisation extensive de la biomasse en appoint si possible dans des centrales à cogénération.
- seul point faible, le plus fort bilan carbone avec 92 M teq C cumulées sur 15 ans (**soit 21 Mt eq CO₂ en moyenne par an**) à cause du maintien temporaire de centrales thermiques car la période 2027-2033 présente un déficit dû à la fermeture des centrales nucléaires construites entre 1985 et 1991, déficit qui ne peut être comblé que par le redémarrage de turbines à gaz, ce qui n'est évidemment pas bon du point de vue de l'effet de serre. Ce point est toutefois à relativiser, sachant que **le bilan carbone de la France en 2017 était de 465 Mt eq CO₂**.

Le seul point noir dans tous les scénarii est le montant de l'investissement requis pour le **photovoltaïque intégré au bâti chez les particuliers**. Le fait d'avoir tablé sur un prix d'installation constaté relativement élevé de 2,6 €/Wc en 2018 du fait de marges cumulées très importantes (fabricant x grossiste x distributeur x installateur), contre 1,5 €/Wc pour le PV en plein champ - plus proche des pratiques industrielles avec des effets de volume important dans les grandes centrales - n'y est pas étranger. Cette anomalie pourrait être corrigée par l'obligation de construire tous les bâtiments neufs à énergie positive (donc intégrant du photovoltaïque) dès 2020 comme le prônait le Grenelle de l'Environnement.

En affirmant en Novembre 2017 : « Je préfère le réalisme et la sincérité à la mystification » Nicolas Hulot admettait que l'échéance des 50% de nucléaire en 2025 ne soit pas tenable. Le ministre a-t-il pratiqué le pragmatisme, a-t-il été trop précis, ou a-t-il subi une nième fois les pressions des lobbies qui ont fini par le faire démissionner ?

Nous montrons par cet exercice que certes l'engagement de F. Hollande n'était pas tenable en 2025, mais qu'avec un peu de volontarisme, dans le scénario A, la part du nucléaire peut tendre vers 50% de la production totale d'électricité dès 2027-2028. Peut-être eut-il fallu rencontrer les conseillers du ministre pour vérifier leurs hypothèses ?

Les experts sont partagés ... on laisse le lecteur en juger !

"2025 est une échéance tenable" ⁹²

"Le scénario de réduction à 50% dès 2025 est parfaitement tenable. Et je crois que Nicolas Hulot aurait été bien inspiré de dire : "D'accord, ce ne sera pas facile, mais nous allons tout faire pour y parvenir". Rien ou presque n'ayant été accompli depuis la Loi de transition énergétique de Ségolène Royal, cela signifie que beaucoup de

⁹² Stéphane Chatelin, directeur de Négawatt, suite à la déclaration de Nicolas Hulot

choses restent possibles ! Je vois un mauvais signal, défaitiste, dans les annonces du ministre, car elles ne sont pas accompagnées d'un plan qui permettrait, justement, d'engager l'action. Imaginons qu'il faille, comme l'écrit RTE dans son bilan prévisionnel, recourir davantage aux centrales thermiques pour palier la fermeture de quelques réacteurs. Cela augmenterait effectivement légèrement les rejets gaz à effet de serre – on parle d'une hausse de 2%, pendant quelques années. Mais cette hausse est parfaitement compensable par une politique ambitieuse : oui, on peut réduire significativement les rejets des transports en encourageant des politiques publiques alternatives à la voiture individuelle. Oui, on peut établir un plan de rénovation des bâtiments bien plus ambitieux. Surtout, il faudrait aller beaucoup plus loin aussi que le scénario de RTE en matière de développement des énergies renouvelables. On feint de croire que la solution la plus simple est de prolonger la durée de vie de nos réacteurs au-delà des 40 ans. Mais qui a dit que cette solution était économiquement viable et sans risque ? Quand on voit les difficultés qu'EDF rencontre avec son chantier de l'EPR, les problèmes de sûreté des installations, quand on sait combien cette entreprise est surendettée, rien n'indique qu'elle soit en capacité, sur le plan industriel et financier, de prolonger ses réacteurs."

"On ne pourra pas lutter contre le réchauffement climatique en luttant aussi contre l'énergie nucléaire" ⁹³

*"Je tiens à dire d'abord que Nicolas Hulot a été extrêmement courageux sur ce dossier, car il a dit une chose à laquelle il croit sincèrement, quitte à froisser tous ceux qui font partie de son écosystème historique. Il n'a fait que prendre acte d'une réalité physique : on ne pourra pas lutter contre le réchauffement climatique en luttant aussi contre l'énergie nucléaire. Soyons clair : il y a une hiérarchie des dangers à prendre en compte : 5 ou 6 degrés de plus sur notre planète, et c'est la guerre partout. Les dangers sont cent fois inférieurs avec le nucléaire civil. Pourquoi est-il irréaliste de penser que les énergies renouvelables vont pouvoir se substituer à la fois aux énergies fossiles et au nucléaire. D'abord pour des raisons d'investissements. **J'ai fait le calcul.** En terme d'investissements, l'éolien est 6 à 7 fois plus cher et le photovoltaïque presque 12 fois – même en incluant le coût du démantèlement des centrales. Dans un monde idéal, ce serait possible, mais pas dans le nôtre. Ensuite, parce que les énergies solaires et éoliennes ne sont pas pilotables, c'est dire qu'elles ne peuvent pas être déclenchées quand on a besoin d'électricité, mais quand le soleil brille ou quand le vent souffle - ce qui n'est pas, loin s'en faut, la majorité du temps. Nos économies stables, organisées comme elles le sont, peuvent-elles se permettre que le train de 7 h ne démarre que quand le soleil aura brillé ? Pouvez-vous patienter quelques heures pour prendre votre douche ou de consulter vos mails ? Évidemment, cela aurait des conséquences sociales et économiques extraordinaires, des pertes de 5, 10 ou 20 points de PIB. Si demain, le gouvernement décidait de fermer des réacteurs, il devrait affronter une insécurité d'approvisionnement que l'opinion sous-estime. Que nous montre l'exemple allemand ? Que l'essor des énergies renouvelables a été coûteux, mais n'a pas du tout fait baisser la capacité installée des centrales pilotables (charbon, gaz, nucléaire). Les 95 GW de production solaire et éolienne ont effectivement "grignoté" la part de production nucléaire, mais il y a toujours le même nombre de centrales – simplement, elles ont fait baisser leur charge de production [elles tournent en sous-régime, NDLR]. Pourquoi ? Toujours pour la même raison : parce que nos économies ont besoin d'énergies pilotables, qui offrent de l'énergie quand on en a besoin."*

Notons que dans son étude de 2017⁹⁴, Jean Marc Jancovici se place en 2050 dans un contexte de non-décroissance de nos consommations avec la promotion sous-jacente d'un renouvellement complet du parc nucléaire existant, de sorte qu'on puisse produire toute notre électricité par cette unique technique, puisque d'après lui, c'est de loin la moins chère et la moins perturbatrice de notre environnement. Si les dix faiblesses du nucléaire qui sont détaillées dans la présente étude sont passées à la trappe, notamment la problématique des déchets, du démantèlement et de la possibilité d'un accident majeur; si les français se prononcent –en connaissance de cause – pour le renouvellement total du parc vieillissant avec des centrales plus sûres, alors allons-y franchement : créons cette fois-ci des centrales nucléaires à co-génération dans la banlieue des grandes métropoles de sorte qu'on puisse profiter des 66% d'énergie thermique actuellement perdus dans les rivières et les nuages (cela représenterait 900 TWh – soit 77 Mtep de chaleur qui ajoutées au 39 Mtep d'électricité représenteraient à elles seules notre consommation d'énergie utile de l'ordre de 116 Mtep en 2018). On résoudrait non seulement notre problème de production d'électricité, mais aussi une bonne partie de la problématique globale grâce au chauffage des villes. Chiche ! Quel gouvernement est prêt à prendre une telle décision ?

⁹³ Jean-Marc Jancovici, associé fondateur de Carbone 4, cabinet de conseil spécialisé dans la transition énergétique

⁹⁴ <https://jancovici.com/transition-energetique/renouvelables/100-renouvelable-pour-pas-plus-cher-fastoche/>

Et maintenant, que faire ?

Les petits gestes seraient-ils insuffisants ?

Le discours écologique dominant nous interpelle comme si nous étions à priori coupables, sous la pression constante d'un surmoi écologique ; « *qu'as-tu fait aujourd'hui pour sauver la planète ? As-tu bien jeté tes vieux papiers dans le bon conteneur de recyclage ? Et les cannettes d'aluminium à recycler, et les bouteilles en verre ? As-tu bien pris ton vélo pour aller acheter ta baguette ? As-tu bien signé la pétition citoyenne sur la disparition des oiseaux des champs ?* » Tout occupé à faire mon examen de conscience, j'en oublie de me poser les questions bien plus importantes sur notre civilisation industrielle dans son ensemble. Pourquoi, maintenant que l'humanité entière est en jeu, nous retranchons-nous derrière ces petites solutions ? Pour *Derrick Jensen*, cette résistance des petits gestes est très insuffisante. Prendre une douche de 30 l plutôt qu'un bain ne permettra pas d'économiser les ressources hydriques de la planète, car en réalité, 92% de l'eau douce utilisée sur Terre l'est par l'agriculture (70%) et l'industrie (22%). Nous trions, nous compostons, nous recyclons ? Mauvaise nouvelle ! Les déchets des ménages représentent seulement 3% de la production totale aux USA et 8 % en Europe. Idem pour l'énergie où les consommations individuelles ne représentent que 25% de la consommation globale.

La paralysie des politiques

Les gouvernements seuls, sont bien souvent impuissants (ou réticents) pour opérer des transformations d'envergure. Tout va trop vite ; noyés dans un déluge d'informations, de réactions médiatiques, mobilisés en permanente par des agendas délirants, de visites officielles en réunions de cabinet, d'inaugurations en tournées commerciales, les ministres n'ont pas le temps d'anticiper, de mobiliser leurs administrations, de prendre du recul, le plus souvent cantonnés à réagir à la petite phrase du jour⁹⁵. La vie de Nicolas Hulot en était un parfait exemple. Comme l'a dit François Mitterrand en 1983 : « *Nous avons gagné le gouvernement, mais pas le pouvoir* ». Les hommes politiques sont donc réduits à gérer la réalité, ils n'ont plus la capacité de l'orienter. Ils sont en perpétuelle adaptation car la complexité est devenue trop grande...Le décalage entre la politique et la réalité que nous vivons, c'est aussi qu'elle est encore construite dans une forme dépassée : à partir des années 80, toutes les institutions ont été reconstruites au bénéfice du marché. D'après Geneviève Azam, l'idéologie « TINA »⁹⁶ a gagné tous les esprits. L'ONU et Bruxelles sont colonisés par les lobbies industriels et financiers et même la COP 21 de Paris était sponsorisée par les entreprises du CAC 40. D'après Dominique Bourg, l'association « Libéralisme-Démocratie- Marché » conduit à l'oligarchie et au déni de démocratie⁹⁷.

Quel chemin pour atteindre le but ?

Imaginons que nous sommes en 2035. La limitation du réchauffement à 2°C semble acquise. La pollution est maîtrisée. L'Europe fédérale est au cœur de ces transformations. Le chômage est vaincu. Nous vivons entre un pôle urbain et industriel renouvelé et un pôle rural et agro-écologique. L'ensemble forme un continuum le long duquel se déplacent les individus. La société solidaire a remplacé l'Etat providence. Tout ceci a été rendu possible grâce à un basculement progressif et

⁹⁵ « A force de privilégier l'urgent devant l'essentiel, on en vient à oublier l'urgence de l'essentiel »

⁹⁶ « There is no alternative »

⁹⁷ Interventions de cette économiste et de ce philosophe aux Assises Chrétiennes de l'Écologie à Saint Étienne le 30 août 2015.

annoncé de tous les prélèvements obligatoires dans l'UE, notamment sur une taxation reposant sur deux critères: la production de GES et la pollution.⁹⁸

Revenons sur terre, nous sommes encore en 2019 et l'actuel gouvernement n'a pas fait de la lutte contre les GES et la pollution sa priorité ; ne souhaitant pas mobiliser l'outil budgétaire, ni l'outil réglementaire et risquer d'affronter de multiples groupes de pression, il tend à privilégier le seul instrument de la fiscalité verte avec la montée de la taxe carbone : malheureusement, ses recettes supplémentaires (3,7 milliards € en 2018 selon l'OFCE) qui ponctionnent proportionnellement davantage les plus pauvres, ont été neutralisées par des cadeaux fiscaux faits aux plus riches (3,2 milliards de manque à gagner au titre de l'exonération de la partie mobilière de l'impôt sur la fortune) et ont déclenché l'ire de « Gilets jaunes ». En outre ces recettes fiscales tombent dans le budget général et ne sont pas fléchées vers la transition écologique. Et pour finir le montant encore trop faible de la taxe à 45 €/tonne est inopérant pour rentabiliser la rénovation thermique des logements. A 466 Mteq CO₂, nous sommes sur une trajectoire d'augmentation des émissions de GES , ce qui ne va pas très bien avec le slogan « *make our planet great again* » !⁹⁹

De nouveaux comportements des peuples ¹⁰⁰

« Au désœuvrement de sociétés désabusées et au désaveu de la classe politique de la part des populations, des réponses sont apportées qui présagent peut-être un scénario alternatif à la déflagration et à la violence sociale. Que l'on partage ou non leurs aspirations, les mouvements tels que PODEMOS, Les Indignés, Occupy Wall Street ou Nuit Debout, expriment en tous cas la détermination de leurs adhérents à ré-enchanter l'avenir [...] Encore très minoritaires à l'échelle des classes moyennes mondiales, ils incarnent cependant un élan plus vaste et de plus en plus visible en Europe et dans certains états américains : celui des **transitionnistes**. Si leur diversité culturelle et leur parcimonie politique limitent encore leurs convergences vers un dispositif d'actions et un processus de changement global, ils partagent déjà une aspiration sincère au changement et une volonté d'en devenir les défricheurs.

La force d'être jeune et de ne rien avoir à perdre d'un futur incertain, leur niveau moyen d'éducation et de responsabilité, cette charge d'utopie enfin, donnent à chacun d'eux la confiance et l'énergie pour tenter de subvertir le système économique mondial grâce à une multitude d'initiatives d'échelle limitée. **Agriculture de proximité, entreprises solidaires, mobilités douces, énergies renouvelables, monnaies locales, recyclage**; à force d'essaimer leurs expériences, les mouvements *transitionnistes* ont déjà converti une part des sociétés occidentales à **l'économie circulaire, à la sobriété énergétique, aux produits biologiques, à l'éco-responsabilité, au recul de l'automobile en ville, et à la modération dans la consommation de viande.**

Sans chercher à le démontrer, ils rappellent avec le passé, que les révolutions ont toujours procédé de minorités conscientes et agissantes. Consommateurs, mais responsables, ils amènent ainsi progressivement les groupes industriels à s'emparer de leurs exigences écologiques dans le secteur du bâtiment, de l'hygiène, de la cosmétique, de l'agriculture, de l'investissement, de la distribution, du transport... Usagers intransigeants, ils sont aussi de plus en plus volontiers co-gestionnaires des territoires où ils vivent. Pour cela, ils préfèrent décliner ensemble des initiatives collectives locales et agir en réseau plutôt que de déléguer leur mobilisation par les urnes que d'ailleurs ils désertent un peu plus à chaque scrutin [...] Peu prosélytes et davantage tournés vers leurs homologues éparpillés dans le monde que concernés par la guerre et la pauvreté, ils ajustent le dialogue social et l'action politique à leur individualisme, à leur désir de bienveillance, et à la conscience qu'ils ont de faire le bien.

Suspectés d'angélisme et de naïveté par une partie de la classe politique, ils suscitent davantage de bienveillance dans la société civile et sur les réseaux sociaux. Car ils rencontrent le besoin diffus de renouveau qui gagne les sociétés industrialisées. Incarnent-ils une initiative occidentale de niche ou un modèle précurseur à vocation mondiale ? Proposent-ils une réforme ajustée aux pays scandinaves ou une opportunité pour l'Afrique de sauter les étapes ?

⁹⁸ Voir *La métamorphose, réintroduire l'humain dans les écosystèmes*, Etienne LEVESQUE, L'Harmattan, Juillet 2016.

⁹⁹ *Les chantiers urgents de François de Rugy*, Antoine de Ravignan, Alternatives économiques, Octobre 2018.

¹⁰⁰ Virginie Raison-Victor, dans « *2038, les futurs du Monde* », Robert Laffont, Oct 2016

La prospective, elle, peine à éclairer la réponse. Car en plus de manquer de recul, elle ne dispose pas d'indicateurs ajustés au nouveau modèle, ni d'outil qui permette d'évaluer les impacts réels [...] S'il s'agit de changer de paradigme, que doit-on mesurer pour rapporter les progrès du développement durable ? Le bien-être, la cohésion sociale, la préservation écosystémique, le niveau d'accès aux communs, le taux de partage, la résilience ? [...] »

Quels indicateurs pour demain ?

Depuis plus de 30 ans, de nombreuses expériences promouvant d'autres boussoles que le fameux PIB¹⁰¹ ont été menées à l'échelle internationale, régionale et locale, cherchant à mettre au cœur de l'action publique des indicateurs alternatifs et complémentaires aux seuls critères économiques et financiers.

- L'IDH Indice de Développement Humain, est le premier indicateur d'envergure du bien-être humain publié tous les deux ans depuis 1990 pour tous les pays du monde par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD). C'est un indice composite regroupant principalement trois paramètres: la santé (mesurée par l'espérance de vie à la naissance), l'éducation (mesurée par la durée moyenne de scolarisation) et le PIB par habitant, en dollars US ajustés des parités de pouvoir d'achat.
- L'empreinte écologique / la biocapacité.
- Les objectifs du millénium pour le développement (2000-2015) avec 17 critères.
- Dans le Pas de Calais, on a inventé l'indice de santé sociale
- Dans Les pays de Loire, 27 indicateurs, dont le temps libre, la confiance en l'avenir...
- A Grenoble, l'IBEST indice de bien-être soutenable territorial.
- En Gironde, 6 indicateurs (cohésion, épanouissement, écosystèmes, territoires, production et consommation responsables, gouvernance) sont déclinés sur toutes les communes du département.

Pour un nouveau « récit »

Une société se construit sur des récits. En général, il y a un grand récit qui prend le dessus, qui détermine des valeurs, une organisation sociale et politique qui s'incarne dans une architecture invisible dont nous n'avons pas une claire conscience de son emprise (la consommation, la soumission au travail, l'argent, les lois, l'internet...).

Nous avons besoin d'un nouveau « récit » positif et mobilisateur. Dans nos organisations humaines, quelques personnes charismatiques capables de produire des récits suffisamment puissants pour entraîner des milliers d'autres, seront en mesure de modifier les architectures existantes. Le temps est venu pour que ce nouveau récit s'élabore collectivement, avant que des régimes autoritaires qui s'opposent à une Europe atone, matérialiste et sans vision, ne nous entraînent dans des scénarios comparables à celui des années 30. A nous de relever ce défi.

On propose ici la trame de ce que pourrait être un **nouveau récit positif** pour les « transitionneurs », j'ai nommé ceux qui vivent de façon active cette période cruciale de l'histoire de l'humanité - qui va de 2000 à 2050 – et qui ne souhaitent pas la vivre comme une punition.

¹⁰¹ Le PIB (Produit Intérieur Brut) est la somme de toutes les valeurs ajoutées produites sur un territoire (d'où le terme intérieur) donnant naissance à des revenus soit en nature (occupation d'un logement par son propriétaire), soit en monnaie.

1. Une **prise de conscience commune et collective** fondée sur un **constat objectif et partagé** de ce qui se passe dans notre « maison », prise de conscience à faire partager par nos « décideurs », car ce que nous pouvons faire à notre niveau ne représente qu'un quart des efforts nécessaires.
2. Après les étapes successives reconnues en psychologie lorsqu'on doit **faire son deuil** (car nous n'en sommes pas tous au même point):
 - Accuser le choc (oui, nous sommes face à la sixième grande extinction des espèces)
 - Se mettre en colère (c'est insupportable, comment a-t-on pu en arriver là ?)
 - Entrer en négociation (est-ce encore réparable avec de nouvelles techniques ?)
 - Subir une dépression passagère.
 - Et finalement, revenir à la vie dans l'acceptation des faits.
3. Une **préparation à la « résilience »**, en développant nos capacités de résistance et d'adaptation face aux dérèglements dont nous sommes déjà les témoins.
4. Elaborer **un nouveau récit** qui vienne se substituer au récit d'après guerre du confort et de la croissance qui habite encore tous nos politiques. Avec **une préférence, une véritable attirance** pour tout ce qui caractérise le nouveau paradigme par rapport à l'ancien :
 - **Moins de biens, de voitures, de vols en avion**, de pollution, moins de béton, de goudron, de plastic, de machines, de produits encombrants et inutiles, d'énergies gâchées, de produits jetés, de course contre le temps ...
 - **Plus de sens**, d'objectifs intelligents, de vie collective, d'initiatives et de responsabilités en particulier pour les salariés dans les entreprises.
 - **Plus de temps, plus de liens** affectifs dans nos familles, d'amitié dans notre entourage, de solidarité avec ceux qui sont aux périphéries.

Conclusion

Considérant qu'il fallait commencer par se libérer de la dépendance du chauffage au fioul ou électrique, on a décidé d'isoler. Mais là où la mobilisation générale aurait dû être décrétée, la belle transition énergétique a connu un revers cuisant : la Fédération Française du Bâtiment estime à 1% /an en moyenne de 2015 à 2021 le taux d'augmentation des activités de rénovation énergétique des logements anciens. Il fallait rénover pendant 10 ans l'équivalent de 500 000 logements par an en divisant par 4 leur consommation de chauffage à 50 kWh/m².an. On en est au mieux à 350 000 par an, malgré une campagne téléphonique forcenée auprès des propriétaires. Sans méconnaître la précarité énergétique qui frappe certains foyers modestes, il est clair que nous disposons encore de trop d'énergie pas assez chère ! Ce sont donc davantage les méfaits sur le climat que la sobriété qui sonnent la fin de la partie ! Ceci ne peut qu'encourager les partisans du nucléaire peu émetteur de GES à reprendre du service via un nouveau programme.

Certes, en 50 ans le nucléaire civil a accompli les objectifs qui lui étaient fixés : produire du plutonium en quantité pour les applications militaires ..., rendre la France plus indépendante de l'OPEC dont les prix du pétrole avaient explosé en 1973, produire une électricité pas chère grâce à un parc nucléaire standardisé. Mais le grand vent de l'Etat providence a tourné. Depuis quelques années, le nucléaire montre ses limites, tant par sa dangerosité en cas d'accident, par l'accumulation de déchets dont on ne sait pas quoi faire, que plus récemment par une perte de savoir-faire et des coûts de production qui ne sont plus compétitifs. Si l'on prend en compte les avantages et les inconvénients des trois scénarii présentés dans cette étude, le scénario A (arrêt des centrales passé 42 ans et non renouvellement du parc), emporte largement notre adhésion car lui reviennent : une consommation intérieure qui baisse de 2,5%/an soit -32% entre 2020 et 2035, ce qui est la meilleure démarche en termes d'efficacité et de sobriété ; le coût d'investissement le plus faible 269 milliards d'euro répartis sur 15 ans dont 106 milliards seulement pour arrêter le parc existant dans de saines conditions ; le cumul de déchets à retraiter le plus faible avec 107 000 m³ et la plus forte production ENR grâce à l'utilisation extensive de la biomasse en appoint si possible dans des centrales à cogénération.

La monoculture énergétique à la française a stérilisé la recherche et bloqué le développement des énergies alternatives depuis qu'elles existent. Notre Etat colbertiste a du mal à concevoir que la problématique de l'énergie se diversifie et échappe au pouvoir central. EDF, ex-bras armé de l'Etat, qui a été farouchement opposé au Photovoltaïque jusqu'en 1995, a compris depuis, que le solaire, non seulement était une industrie du futur, mais qu'il pouvait générer de vrais profits.¹⁰² . Nous entrons donc dans un monde où l'énergie se produira sur le lieu de sa consommation avec une grande diversité d'approches. La révolution informatique de bureau nous a montré le chemin; à nous de répondre présents dans cette révolution pour redonner confiance aux générations futures ...

En 40 ans, le solaire photovoltaïque a fait les trois-quarts du chemin entre ses débuts modestes et son débouché vers la production d'électricité en complément des sources classiques. Avec le développement enthousiaste des systèmes domestiques connectés au réseau, il franchit cette étape symbolique avec un dynamisme remarquable dans certains pays. En France, le solaire a d'abord besoin de sortir de la confidentialité dans lequel il est longtemps resté enfermé et des préjugés

¹⁰² Le 19 Sept 2017, dans un séminaire réservé à la presse, Antoine Cahuzac, patron d'EDF Energies Nouvelles, mit en pièces la ligne officielle, affirmant que l'éolien et le photovoltaïque sont aujourd'hui en Europe aussi compétitifs que le parc nucléaire français ! Face à cette réalité chiffrée, le patron du nouveau nucléaire, Xavier Ursat fut contraint d'avouer qu'EDF n'avait plus l'ambition de faire du nucléaire l'énergie la moins chère du marché, mais seulement moins chère et surtout plus propre que les énergies carbonées.

négatifs dont il est victime. Il y a donc une urgente **nécessité de promotion** (auprès des décideurs et du grand public), **d'éducation** (des nouvelles générations d'ingénieurs et techniciens) et **de formation** (des bureaux d'études, des architectes et des installateurs). Nous appelons de nos vœux le retour **d'un déploiement du photovoltaïque marqué par un développement prioritaire rapporté au bâti**, en intégration chaque fois que c'est possible, une tarification fortement différenciée entre centrales en plein champ (tarif aligné sur les coûts de production) et intégration au bâti (tarif aligné sur le prix de distribution ou compteur réversible), **un stockage différencié entre STEP saisonnières, hebdomadaires et horaires doublé à partir de 2033 d'un stockage électrochimique par quartier au niveau des transformateurs basse tension, si possible à la charge des opérateurs.**

Le secteur de l'énergie éolienne en France a pris tardivement de l'importance : en 2018, avec près de 8 000 éoliennes terrestres sur 1 380 parcs, soit plus de 1,5 gigawatt raccordés dans l'année et 15 GW de puissance installée, il couvrait 6 % de la consommation électrique française. La France est ainsi au 4e rang européen pour la production d'électricité éolienne (loin derrière l'Allemagne, l'Espagne et le Royaume-Uni) et au 7e rang mondial. Ce sont les Hauts-de-France et le Grand Est qui produisent le plus. Il faut hélas actuellement six à huit ans pour concrétiser un nouveau projet éolien en France, le double de la moyenne européenne. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) engage le pays à atteindre 35 GW d'éolien terrestre en 2028. Nous avons tenu compte de ces objectifs même s'ils risquent de rester lettre morte si les blocages citoyens et administratifs perdurent.

Quant à l'éolien offshore qui tient toujours les promesses d'une ENR requérant le minimum de stockage, grâce à la force et la constance des vents du grand large, nous avons vu que depuis 15 ans c'est hélas en France un véritable désastre industriel et une gabegie financière. Nous avons néanmoins suivi la PPE en envisageant 5 GW d'éolien offshore à l'horizon 2028 et 10 GW en 2035.

Nous avons vu que le stockage par STEP a en France un potentiel limité à 15 GW. Dès qu'il sera atteint par EDF ou tout autre opérateur qui en aurait saisi l'intérêt (dans tous nos scénarii, vers 2033), il faudra envisager la mise en œuvre de stockage électrochimique par batteries, tant statique chez les particuliers ou par quartier, que mobile par l'utilisation éventuelle du surplus des batteries automobiles qui transportent l'énergie solaire du bureau à la maison, en attendant la mise en œuvre du « power to gas to power » qui devrait pouvoir devenir une réalité industrielle au-delà de 2035.

Enfin, il nous reste à élaborer un nouveau récit positif et mobilisateur qui vienne se substituer au récit d'après guerre du confort matériel, de la croissance et de l'individualisme qui habite encore toutes nos politiques. Avec une véritable attirance pour tout ce qui caractérise le nouveau paradigme par rapport à l'ancien : moins de biens, de voitures, de vols en avion, de pollution, moins de béton, de goudron, de plastic, de machines, de produits encombrants et inutiles, d'énergies gâchées, de produits jetés, de course contre le temps, de calculs de rentabilité, de comportements égoïstes ... Plus de sens, d'objectifs intelligents, de vie collective, d'initiatives et de responsabilités, particulièrement pour les salariés dans les entreprises ... Plus de temps, plus de liens affectifs dans nos familles, d'amitié dans notre entourage, et de solidarité avec ceux qui sont aux périphéries. Ce récit est déjà en construction. A nous tous de le faire connaître en le vivant au quotidien.