

La « transition » annoncée du système électrique français : avenir radieux ou désastre en vue ?

La loi dite de « **Transition énergétique pour la croissance verte** » (LTECV) votée en 2015 doit être complétée d'ici la fin de l'année 2018 par la « **Programmation Pluriannuelle de l'Energie** » (PPE), sorte de décret d'application qui fixe les évolutions programmatiques des moyens énergétiques à mettre en œuvre dans les 5 ans à venir et esquisse les perspectives pour les 5 ans qui suivent. Tous les secteurs produisant et/ou utilisant de l'énergie sont concernés : industrie, habitat, transports, etc. et bien sûr production d'électricité, secteur ayant malheureusement anormalement focalisé l'attention lors du débat public organisé de mi-mars à fin juin de cette année sur le sujet, en préalable aux décisions gouvernementales devant être arrêtées pour la PPE. Ceci au détriment de secteurs beaucoup plus émetteurs de CO₂, la **mobilité** et **l'habitat**, passés bien à tort au second plan dans le débat alors que leurs performances environnementales non seulement ne progressent plus, mais ont régressé depuis deux ans, leurs émissions de CO₂ ayant augmenté ! Ce qui traduit une erreur majeure de cible : les milliards d'euros dépensés pour le système électrique, déjà fortement décarboné, auraient été beaucoup plus efficaces pour réduire les émissions dans ces secteurs.

Une **PPE partielle**, relative aux seules **énergies renouvelables**, a cependant été formalisée fin 2017 et doit être **réactualisée** dans le cadre de la PPE globale à 5 ans et prolongée par des prévisions jusqu'en 2030 qui ont été récemment présentées à la presse (été 2018) par l'ancien ministre de la transition écologique et solidaire. Selon ces prévisions, une introduction massive de moyens de production intermittents, éoliens et photovoltaïques, est envisagée dans le but annoncé de réduire la production nucléaire de 75 à 50 %, objectif affiché de la LTECV.

Quels seraient les impacts **environnementaux** (émissions de CO₂ mais pas seulement), **économiques**, sur la **sécurité d'alimentation en électricité du pays**, etc. de la mise en œuvre intégrale de ces prévisions ? C'est l'objet de cette étude, sachant que des facteurs exogènes doivent également être pris en compte : la **politique dérogatoire du tout éolien + photovoltaïque** impulsée par la Commission européenne, qui **déstabilise profondément les marchés de l'électricité**, la promotion de l'autoproduction-autoconsommation, subventionnée par les pouvoirs publics et bénéficiant d'avantages fiscaux, etc. qui constituent des sujets à part entière juste évoqués ici. Par contre, **les retours d'expérience** de pays réputés plus « avancés » dans leur transition énergétique sont une **source majeure de leçons objectives dont il faut absolument tenir compte, car il ne s'agit pas de théories mais de dures réalités...**

Sommaire

- 1 – Contraintes de fonctionnement des réseaux et conséquences sur les moyens de production d'électricité
- 2 – Comparaisons technico-économiques des principaux moyens de production
- 3 – Les conséquences délétères d'un développement massif irrationnel de l'éolien et du photovoltaïque
- 4 – Un choix politique crucial entre « post-vérité » et... réalisme et raison, qui va engager l'avenir du pays !
- 5 – Conclusion

1 – Contraintes de fonctionnement des réseaux et conséquences sur les moyens de production d'électricité

Le fonctionnement des réseaux d'électricité implique **qu'à chaque instant l'équilibre entre production et consommation soit respecté**, les écarts maximaux devant être très faibles ($\pm 1\%$ maximum) et de très courte durée (quelques secondes à une dizaine de minutes au maximum) afin de maintenir la fréquence dans une fourchette maximale de $50\text{ Hz} \pm 0,5\text{ Hz}$ pour que les appareils raccordés fonctionnent correctement. Le non-respect de cette règle peut entraîner des conséquences graves, allant jusqu'au black-out, c'est-à-dire un effondrement du réseau et la coupure de l'alimentation des consommateurs.

Car **l'électricité ne se stocke pas en tant que telle** : il faut la transformer en **une autre forme d'énergie QUI, ELLE, EST STOCKABLE**, puis déstocker cette énergie pour la reconvertir en électricité, avec un rendement global de cycle qui est très variable selon l'énergie de stockage.

Ces contraintes très fortes conduisent à une première classification des moyens de production d'électricité **en fonction de leur capacité à assurer l'équilibre instantané du réseau**. On distingue ainsi :

- **Les moyens de production dits « pilotables » : transforment en électricité des énergies de STOCK disponibles**

Ils ont la capacité **d'ajuster en permanence leur production aux fluctuations de la demande**, qui varie tout au long de la journée, de la semaine (effet week-end) et des saisons (la demande est entre 2 et 3 fois plus élevée en hiver qu'en été).

C'est une capacité indispensable pour assurer l'équilibre des réseaux et en conséquence la **sécurité d'alimentation du pays**.

On trouve dans cette catégorie de moyens de production pilotables les centrales :

* **Nucléaires**, seules installations de production à la fois **de masse, pilotables et non émettrices de CO₂**,

* **De « grande » hydraulique**, d'éclusée et surtout de lacs d'altitude, qui sont pilotables et permettent de moduler la production d'électricité à partir des réserves d'eau constituées derrière les barrages. Les centrales hydrauliques dites « au fil de l'eau » n'ont pas cette capacité, le débit du cours d'eau étant alors subi et la production non modulable, mais leur production « en base » est néanmoins très précieuse car ses variations sont très lentes comparées à celles de l'éolien, qui peut varier considérablement en quelques dizaines de minutes.

Globalement, l'hydraulique joue un rôle très important dans notre pays pour deux raisons : c'est la deuxième source d'électricité après le nucléaire, qui représente environ 12 % de la production du pays et est **renouvelable et non émettrice de CO₂**. Par ailleurs, l'hydraulique de lacs présente la **meilleure souplesse** de tous les moyens de production existants : la plupart des centrales de ce type peut passer de 0 à 100 % de puissance nominale en quelques minutes.

* **Brûlant des combustibles fossiles** (charbon, fioul, gaz), les deux premiers ayant d'ores et déjà un rôle marginal et étant appelés à disparaître à brève échéance en France, afin de réduire les émissions de CO₂,

* **Brûlant de la biomasse** (déchets végétaux ou domestiques, bois énergie, biogaz), classés dans la catégorie des énergies renouvelables, mais qui ne le sont que dans la limite de la reconstitution annuelle des stocks,

* **Géothermiques**. Cette solution est citée pour mémoire, son potentiel étant extrêmement limité dans un pays comme la France dépourvu de volcanisme actif.

- **Les moyens de production non pilotables : transforment en électricité des énergies de FLUX, intermittentes et aléatoires par nature**

Outre la grande hydraulique au fil de l'eau et la petite ou micro hydraulique, déjà évoquées plus haut, mais dont les variations sont le plus souvent lentes, donc posent peu de problèmes en matière d'équilibre des réseaux, on trouve essentiellement dans cette catégorie les moyens de production :

* **Éoliens, terrestres ou en mer**, dont la production est fonction de la vitesse du vent, qui peut varier très rapidement selon les conditions météorologiques,

* **Solaires photovoltaïques**, dont la production dépend non seulement de l'alternance jour-nuit et de celle des saisons, mais également de la nébulosité du ciel (le passage de nuages, la pluie ou le brouillard réduisent considérablement la production photovoltaïque).

C'est la raison pour laquelle ces deux moyens de production sont qualifiés **d'intermittents** et **d'aléatoires**. Ils ont pour effet **d'accroître la variabilité** de la consommation et par conséquent **d'imposer des corrections de production complémentaires qu'ils sont incapables de produire eux-mêmes**. D'autant plus que leur production peut être nulle (c'est évidemment le cas du photovoltaïque la nuit) ou très faible (à peine 1 % de la puissance installée) en conditions anticycloniques non rares. Leur taux de pénétration dans les réseaux est également **limité** (à 40 % environ en moyenne) pour des raisons complexes de **stabilité des réseaux** : au-delà, les risques d'effondrement des réseaux croissent fortement.

Les progrès des prévisions météorologiques permettent certes **d'anticiper** de mieux en mieux les niveaux de ces productions, mais elles restent en tout état de cause **subies** : les humains n'ont pas et n'auront jamais la capacité de faire souffler le vent ou briller le soleil...

Pourquoi dans ces conditions utiliser ces moyens ? Pour deux raisons de fond : ils sont renouvelables et non émetteurs de CO₂ (lors de leur fonctionnement) et ont un potentiel de production théorique non limité... **à condition de couvrir le pays d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques !!!** Ce qui ne va pas sans inconvénients majeurs (voir plus loin, § 3).

* **Utilisant les énergies marines**. Outre l'usine **marée-motrice** de la Rance (qui fonctionne très bien depuis un demi-siècle mais n'aura pas de descendance pour des raisons environnementales et de coût) des recherches appliquées sont en cours pour capter :

- **L'énergie des courants sous-marins**, avec des hydroliennes. Mais, malgré les sites favorables existant dans le Cotentin (Raz Blanchard) et en Bretagne Nord, le potentiel de développement est limité. De plus, les premières réalisations conduisent à des problèmes techniques très difficiles à résoudre (dégradations en milieu marin, très agressif) conduisant à des coûts de l'électricité extrêmement élevés, ce qui plombe les perspectives de la filière,

- **L'énergie des vagues**. Tout reste à mettre au point dans ce domaine avec des difficultés bien plus grandes encore que pour les hydroliennes... Inutile de compter dessus avant bien longtemps !

- **Les moyens de production pilotables et non pilotables ne rendent pas les mêmes services au réseau et aux consommateurs !**

Tous les moyens de production ne rendent pas le même service au réseau et aux consommateurs d'électricité ! Afin de comparer leurs coûts, il faut donc commencer par les **ramener à service rendu équivalent**.

La comparaison avec un véhicule personnel permet de bien comprendre cette question du **service rendu**. Supposons que l'on ait le choix entre deux véhicules :

* Le premier est un véhicule classique fonctionnant avec une énergie de STOCK : essence, gazole, gaz, électricité chargée dans une batterie, hydrogène. À condition d'avoir fait un plein suffisant de ces énergies, **il est utilisable quand on en a besoin, sans autre contrainte**,

* Le second est un véhicule fonctionnant aux énergies de FLUX intermittentes, vent et/ou soleil. **Il n'est donc utilisable que lorsqu'il y a suffisamment de vent et/ou de soleil**, c'est-à-dire uniquement lorsque la météo est favorable... Le reste du temps il, reste à l'arrêt !

Chacun comprend immédiatement que le service rendu n'est pas le même dans les deux cas. Et le choix est évident si l'on a des contraintes de temps pour se déplacer !

C'est une problématique comparable, en évidemment beaucoup plus complexe, que posent ces mêmes énergies de FLUX en matière de production d'électricité, de satisfaction des besoins des consommateurs et de sécurité d'alimentation en électricité du pays. En effet :

* Les moyens pilotables sont capables **d'assurer l'équilibre production-consommation du réseau à tout instant**, c'est-à-dire de **satisfaire la demande des consommateurs de façon certaine**,

* Les moyens intermittents **produisent quand il y a du vent et/ou du soleil, PAS en fonction de la demande des consommateurs !** Ils ne peuvent donc en aucun cas assurer **SEULS** la fonction d'équilibre production-consommation du réseau : il faut **impérativement mettre en œuvre des moyens d'appoint/secours**, qui sont de quatre types principaux, non exclusifs mais complémentaires :

- **Des moyens pilotables tenus en réserve**, qu'il faut financer et entretenir et qui ne fonctionnent pas en permanence puisqu'ils doivent s'effacer quand il y a suffisamment de vent et/ou de soleil et que la consommation est faible. Ce qui pèse sur leur amortissement, donc est source de surcoûts,

- **Stocker l'électricité intermittente** en excès pour pouvoir la **déstocker** lorsqu'elle manque, en passant par l'intermédiaire **d'autres formes d'énergies**. Ce qui implique des **pertes de rendement** lors de ces conversions énergétiques et des **investissements** importants dans les systèmes de stockage (hydraulique dans stations de pompage/turbinage, électrochimique dans batteries, sous forme de gaz de synthèse combustibles : hydrogène ou méthane, etc.). Le problème du stockage étant résolu à petites, moyennes et même grandes échelles, mais **pas à très grande échelle**, ni pour une **durée inter-saisonnière** (voir plus loin),

- **Effacer ou reporter** une partie de la demande, mais ce levier est surtout utilisé dans le domaine industriel et reste limité par rapport aux besoins en puissance de pointe, dont il ne représente que quelques %. Ce qui a un coût commercial car les industriels qui acceptent d'effacer leur consommation lors des périodes critiques de production insuffisante doivent être dédommagés par des tarifs adaptés,

- Enfin, **utiliser les réseaux** pour transférer l'électricité des zones en surproduction vers les zones en surconsommation, y compris bien sûr **via les échanges avec les pays voisins**, qui sont monnaie courante. Mais l'introduction massive d'électricité intermittente implique des extensions de réseaux (car ces énergies sont très dispersées) ce qui accroît là encore les investissements et complexifie la gestion des réseaux qui doivent être équipés d'automates intelligents (« smart grids » en anglais).

Au total donc, dès que la proportion d'électricité intermittente devient significative dans le mix électrique, **il faut investir massivement dans des solutions variées d'appoint/secours pour obtenir le même niveau de service rendu qu'avec des moyens totalement pilotables**. Ce qui a plusieurs conséquences majeures :

✓ **Des conséquences opérationnelles**

On lit souvent dans la presse que « **tel parc éolien ou photovoltaïques est capable d'alimenter X milliers de foyers** ». Ce qui n'a strictement aucun sens car on se réfère là à une production moyenne annuelle. Mais le consommateur d'électricité a des besoins en **puissance instantanée** et veut pouvoir les satisfaire **au moment où ils se présentent**, pas trois jours plus tard ! Résultat qui ne peut être obtenu qu'avec les moyens d'appoint/secours précités.

✓ **Des conséquences économiques**

On lit également souvent dans les déclarations des promoteurs des énergies éolienne et photovoltaïque que **les prix de ces énergies ont suffisamment baissé pour atteindre la « parité réseau »** (c'est-à-dire le prix que paie le consommateur raccordé au réseau, soit environ 15 c€/kWh, voir tableau 1 au § 2). Ce qui est en apparence exact pour certains de ces moyens si on ne considère que leurs **coûts propres**, mais ne l'est plus si on prend en compte les coûts indirects des indispensables **moyens d'appoint/secours** ! Deux cas doivent être distingués :

* **Celui de l'autoconsommation individuelle**. Il est exact que le coût du kWh photovoltaïque autoproduit peut atteindre le prix TTC du kWh distribué par le réseau. Mais on se garde bien de préciser qu'il est **impossible de se passer de ce dernier**, notamment la nuit, et surtout entre été et hiver, sauf à investir massivement dans des batteries qui feraient exploser le coût total du kWh dans une hypothèse pour l'instant illusoire d'autonomie complète !

* **Celui de l'injection dans le réseau**. Dans ce cas, la question de la **parité réseau** a encore moins de sens puisque ce qu'il s'agit de comparer ici, ce sont les **coûts de production** des différents moyens, **à service rendu identique**, c'est-à-dire en **ajoutant** les coûts des moyens d'appoint/secours aux coûts propres des moyens intermittents. La seule comparaison qui ait un sens économique en termes de service rendu est donc :

Coût propre de production des moyens pilotables ↔ Coût propre de production des moyens intermittents + coût des moyens d'appoint/secours

Or, les coûts de ces moyens d'appoint/secours sont loin d'être négligeables, comme indiqué plus loin (voir tableau 1 au § 2). Malheureusement, ce point est trop souvent oublié ou volontairement occulté et on se contente de comparer les coûts propres des différents moyens, **ce qui conduit à des analyses économiques gravement erronées**.

2 – Comparaisons technico-économiques des principaux moyens de production

Ces comparaisons sont basées sur des chiffres officiels émis par différents organismes tels que l'ADEME, la CRE, la Cour des comptes, etc. ou par des entreprises du secteur (EDF, RTE, syndicat des énergies renouvelables, etc.). Ils concernent les coûts observés en France, compte tenu des conditions nationales qui peuvent être différentes de ce que l'on observe à l'étranger, notamment pour les énergies renouvelables. Concernant ces dernières, les données peuvent varier selon les sources. Dans ces cas, leurs moyennes ont été retenues.

Le tableau 1 de synthèse qui suit récapitule les données essentielles disponibles, qui comprennent :

- * Le **coût d'investissement initial**, exprimé en € par kW installé,
- * La **durée de vie** des installations, en années,
- * Le **Temps équivalent de fonctionnement à pleine puissance (TEPP)** encore appelé **Facteur de charge (FC)** qui indique la durée annuelle équivalente à une utilisation de l'installation à 100 % de sa capacité. Cet indicateur est très important puisqu'il représente le taux d'utilisation des investissements, donc les charges d'amortissement qui sont majoritaires dans les coûts de production du kWh des moyens de production fortement capitalistiques (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire photovoltaïque),
- * Le **productible annuel en énergie**, exprimé en kWh, qui se déduit du FC sur la base des 8760 heures annuelles,
- * Les **coûts fixes d'exploitation**, exprimés en c€ par kW installé et par an,
- * Le **coût complet du kWh produit** aux bornes des machines pour les différents moyens de production,
- * Les **coûts d'appoint/secours des moyens à mettre en œuvre** pour compenser l'intermittence et les aléas de l'éolien et du photovoltaïque, exprimé en c€ par kWh, qui **s'ajoutent** aux **coûts propres** des moyens intermittents pour aboutir à leur coût complet. Leur estimation est complexe, raison pour laquelle des fourchettes de coûts sont données, et non un coût unique. Elles s'appliquent pour des taux de pénétration des énergies intermittentes **inférieurs à 30 %**,
- * Les **émissions de CO₂** : il s'agit ici des émissions **directement associées à la production d'électricité**, qui ne prennent pas en compte les émissions lors de la construction des installations, de leur entretien, de leur démantèlement en fin de vie. Ces dernières sont en effet très faibles par rapport aux précédentes et sont négligées pour simplifier. De ce fait, le tableau 1 ne recense que le moyen de production le moins émetteur de CO₂, les centrales au gaz. En effet, les centrales au charbon et au fioul, beaucoup plus émettrices de CO₂, ne font plus partie de l'avenir du système électrique français.

NB : seuls sont pris en compte ici les **principaux moyens** de production, car ils **structurent les coûts moyens de l'électricité**. D'autres moyens de production tels que : **biomasse**, sous forme solide ou gazeuse (biogaz), **petite et micro hydraulique**, dont le potentiel global est limité à moins de 1 000 MW en France métropolitaine, **géothermie**, réservée à quelques régions favorables, **énergies marines**, au potentiel limité et surtout très difficiles et très coûteuses à exploiter, ce qui freine leur exploitation, **cogénération** de chaleur et d'électricité, qui implique le plus souvent des réseaux de chaleur, peu développés en France, peuvent avoir un intérêt potentiel **sous réserve de compétitivité économique**, mais leur contribution à l'avenir du système électrique français est et restera en tout état de cause marginale.

L'échelle d'un moyen de production par rapport aux **besoins** est en effet un paramètre déterminant pour le système électrique. Ce qui ne signifie pas qu'il faut négliger tout moyen économiquement performant et sans impact négatif sur l'environnement, quelle que soit son échelle, mais simplement que cette contribution ne résoudra pas les problématiques globales du pays.

La **biomasse** est un cas intéressant : son **stock** est limité par sa **reconstitution annuelle**. Et elle a des usages possibles variés, la **production d'électricité** n'étant pas forcément la plus pertinente, loin de là. Car elle peut aussi selon les cas être utilisée directement pour le **chauffage** (bois énergie), pour produire du **biogaz** (déchets végétaux et animaux), des **biocarburants** (à partir de plantes adaptées ou de microalgues). La question doit être examinée **globalement** en fonction des meilleurs usages, ce qui limitera son utilisation pour produire de l'électricité.

Tableau 1 : comparatif technico-économique des différents moyens de production d'électricité

Rappels concernant les unités usuelles : **PUISSANCE** : kW (kilowatt) ; MW (1 000 kW) ; GW (1 000 MW) – **ÉNERGIE** : kWh ; MWh (1 000 kWh) ; GWh (1 000 MWh)

Moyen de production	Investissement par kW installé (€)	Durée de vie (années)	TEPP ou FC (%)	Productible annuel (kWh)	Coût fixe d'exploitation (c€/kW/an)	Coût du kWh produit (c€)	Coût d'appoint/secours par kWh (c€)	Coût total du kWh (c€)	Emission de CO2
Nucléaire									
Actuel	760	10 à 20	80 %	7 000	120	3,3	0	3,3	
Prototype EPR	6 600	> 60	90 %	7 800	100	9	0	9	NON
« EPR2 » optimisé de série	4 600	> 60	90 %	7 800	100	6 à 7	0	6 à 7	
Grande hydraulique	1 300	> 75	33 à 40 %	2 900 à 3 500	18	2 à 4	0	2 à 4	NON
Eolien									
Terrestre	1 400	20 à 25	23 %	2 000	47	7,2	1,5 à 2,4	8,7 à 9,6	NON
En mer (posé)	4 100	20 à 25	32 %	2 800	150	15	1,5 à 2,4	16,5 à 17,4	
En mer (flottant)	6 400	20 à 25	> 32 % ?	2 800	190	> 20	1,5 à 2,4	> 22	
Photovoltaïque									
Toitures domestiques	2 600	20 à 25	13 %	1 150	70	24	3 à 4,6	27 à 28,6	
Grandes toitures	1 600	20 à 25	13 %	1 150	50	15	3 à 4,6	18 à 19,6	NON
Au sol (tarif garanti)	1 200	20 à 25	13 %	1 150	30	10	3 à 4,6	13 à 14,6	
Au sol (appels d'offres)	1 100	20 à 25	13 %	1 150	30	5,2 à 5,8	3 à 4,6	8,2 à 10,4	
Centrales au gaz									
Cycles combinés	1 100	20 à 25	35 à 70 %	3 000 à 6 000	36	5 à 7	0	5 à 7	OUI
Turbines à combustion	600	20 à 25	< 3 %	< 250	26	14 à 18	0	14 à 18	

NB :

1) Les coûts du kWh produit par l'éolien ou le photovoltaïque sont **actualisés** au taux de **5 %**

2) Les **coûts** de la colonne « coût total du kWh » peuvent être comparés aux **prix** ci-dessous :

* Prix de vente de la part **production** du tarif de l'électricité domestique 6 KVA au 01-01-2018 soit **5,2 c€/kWh HT** pour un tarif global de **15 c€/kWh TTC** environ, les autres composantes étant les **charges d'acheminement des réseaux** pour **4,4 c€/kWh HT** et **5,4 c€/kWh de taxes dont 20 % de TVA**

* Prix de gros sur le marché de l'électricité qui se situent actuellement vers **4 à 5 c€/kWh HT** (valeur cohérente avec les 5,2 c€/kWh HT ci-dessus)

Les données brutes de ce tableau nécessitent cependant des explications complémentaires pour être bien interprétées :

- **Nucléaire**

* **Nucléaire actuel** : le chiffre d'investissement qui est donné ici est celui de l'opération dite de « grand carénage » (qui consiste à rénover en profondeur ou si besoin remplacer les gros composants, ainsi qu'à élever le niveau de sûreté, pour notamment prendre en compte les leçons de l'accident de Fukushima) afin de prolonger la durée de vie des réacteurs de 40 ans à 50 ans ou 60 ans selon les cas, pour un coût total annoncé par EDF de 48 Mds€. Somme qui peut paraître très importante, mais qu'il faut mettre en balance avec sa contrepartie : la production de l'ensemble des réacteurs pendant 10 ans supplémentaires et d'environ la moitié d'entre eux pendant 20 ans supplémentaires. A raison d'une production annuelle moyenne de 420 milliards de kWh, cela représente une production totale cumulée considérable de l'ordre de $420 \times 10 \times 1,5 = 6\,300$ milliards de kWh ! Le coût supplémentaire par kWh est donc de $48/6\,300 = 0,8$ c€/kWh seulement.

Ce qui permet, compte tenu de l'amortissement économique très avancé des installations, de maintenir un **coût « cash » (décaissement** par kWh produit, incluant **l'ensemble** des charges, y compris les provisions pour démantèlement et pour traitement et stockage des combustibles usés) limité à **3,3 c€/kWh**.

AUCUN AUTRE MOYEN MASSIF DE PRODUCTION NE PEUT RIVALISER AVEC CE COÛT, QUI PLUS EST POUR UNE ÉLECTRICITÉ COMPLÈTEMENT DÉCARBONÉE. Ce qui rend cette prolongation des réacteurs actuels à la fois économiquement très compétitive et très efficace pour ne pas augmenter les émissions de CO₂.

* **Prototype EPR** : son coût complet actuel très élevé résulte de nombreux facteurs qu'il serait trop long d'analyser ici, outre bien sûr l'effet prototype. Mais il a vocation à produire de l'électricité jusqu'en 2080 (au moins) et son coût de production par kWh n'augmentera pas, mais au contraire diminuera au fur et à mesure de son amortissement. Dans une vision de long terme, il fournira donc une électricité qui deviendra très compétitive en coût « cash ».

* **EPR2 optimisé de série** : des marges de simplification importantes et de réduction des délais de construction ont d'ores et déjà été identifiées, sans bien sûr diminuer le niveau de sûreté. Ce qui conduit aux estimations indiquées dans le tableau 1 en termes de coût au kW installé et de coût complet du kWh.

- **Grande hydraulique**

La France ayant déjà largement équipé ses sites naturels hydrauliques, les possibilités d'extension (nouveaux sites et/ou améliorations des sites existants) sont limitées à un potentiel d'augmentation réaliste de 10 à 12 %. Toujours bon à prendre, mais il faut tenir compte des oppositions locales (nouveaux projets). L'existant est par contre une pépite pour le réseau comme déjà souligné, y compris grâce à des coûts de production également très bas (qui résultent de l'amortissement des installations, mais varient en fonction des caractéristiques plus ou moins favorables des sites naturels d'installation).

- **Eolien**

* **Eolien terrestre** : outre son intermittence, le point faible de l'éolien terrestre est son faible facteur de charge (**23 %** en moyenne annuelle en France) soit **3,5 fois moins** que le nucléaire (80 %). Il s'ensuit qu'il faut **multiplier les kW installés par 3,5 pour avoir le même productible que le nucléaire en kWh**. C'est-à-dire multiplier le nombre d'éoliennes et/ou augmenter leur taille. Ce faible facteur de charge accroît aussi le coût de production du kWh puisque les investissements ne sont amortis à pleine puissance que pendant 23 % du temps. C'est ce qui explique le coût de production élevé, qui aura du mal à beaucoup baisser, car il s'agit d'ensembles électromécaniques complexes, qui n'ont pas les mêmes potentiels de réduction des prix que des composants électroniques. Les projections actuelles réalistes tablent sur un coût propre futur de l'ordre de 5 à 5,5 c€/kWh. Si l'on y ajoute les coûts d'appoint/secours, le coût total futur devrait donc se situer entre **6,5 et 7,9 c€/kWh**.

* **Eolien en mer posé** : il bénéficie d'un facteur de charge supérieur (32 %, soit 1,4 fois plus élevé que celui de l'éolien terrestre mais encore 2,5 fois moins élevé que celui du nucléaire). Mais comme il est **3 fois plus coûteux que l'éolien terrestre** en investissement et en coûts fixes d'exploitation, son kWh est $3/1,4 \approx 2,1$ fois plus élevé que celui de l'éolien terrestre. C'est bien ce que l'on observe pour les 6 parcs éoliens en mer attribués voici quelques années (mais pas encore engagés) à des prix de vente garantis supérieurs à 20 c€/kWh. Qui ont été récemment renégociés par le gouvernement, pour les ramener **vers 15 c€/kWh**, en prix direct, auquel il faudra ajouter 1,5 à 2,4 c€/kWh... Ce qui reste extrêmement cher et **implique des subventions colossales payées par les consommateurs** (voir plus loin).

Pourquoi l'éolien en mer posé est-il si cher en France, alors qu'il l'est beaucoup moins en Allemagne, pour les éoliennes installées en mer du Nord et en Baltique ? L'une des raisons, majeure, est que ces mers bénéficient de hauts fonds jusqu'à des dizaines de km des côtes, alors que le plateau continental français s'enfonce très vite. Résultat : les pylônes nécessaires sont beaucoup plus hauts et vont jusqu'à doubler le coût des nacelles des éoliennes. Raison pour laquelle l'éolien en mer posé a de fortes chances de rester hors de prix...

* **Eolien en mer flottant** : il est précisément envisagé pour s'affranchir des fonds marins profonds (il devient très difficile d'ancrer les mâts au-delà de 50 m de fond environ) ce qui aurait en outre comme avantages d'éloigner les éoliennes des côtes (notamment car elles seront moins visibles et que les vents y sont en principe plus réguliers) mais ce type d'éoliennes apparaît comme... encore plus cher ! Certes, on n'en est encore qu'au stade du développement, mais les perspectives de compétitivité apparaissent comme extrêmement incertaines au vu des coûts actuels...

- **Photovoltaïque**

Tout comme l'éolien, mais plus encore, le photovoltaïque souffre d'un très faible facteur de charge : **13 %** en moyenne pour la France entière, **6 fois inférieur à celui du nucléaire !** Cette moyenne recouvre cependant une grande disparité Nord-Sud : **11 %** à Lille, **16 %** à Perpignan, liée à la différence d'ensoleillement et de nébulosité selon la latitude. En termes de productible, donc de coût (l'investissement étant le même) cela signifie que le kWh photovoltaïque est $16/11 \approx 1,45$ **soit 45 % moins cher au Sud qu'au Nord**, toutes choses égales par ailleurs. Ce qui rejoint le bon sens : il est beaucoup plus judicieux de développer l'énergie solaire au Sud qu'au Nord...

Le photovoltaïque a en outre besoin de **beaucoup de surface disponible** (de l'ordre de 10 m² par kW installé, soit encore 1 ha pour 1 MW) que l'on trouve soit sur les toitures des bâtiments (domestiques, commerciaux ou industriels) soit au sol. Il conserve en revanche un potentiel de baisse des coûts supérieur à celui de l'éolien, ses composants de base (panneaux de capteurs) étant fabriqués en très grandes séries dans des usines automatisées, qui ont permis des baisses de prix très importantes ces dernières années, qui devraient logiquement se poursuivre pendant quelques années encore. Mais cela n'aura pas le même impact selon le lieu et le mode d'installation des panneaux.

En effet, les coûts de l'électricité photovoltaïque, partis historiquement de très (très !!!) haut (plus 60 c€/kWh pour les premières réalisations en toitures domestiques ou tertiaires jusqu'à 100 kW) restent néanmoins très élevés pour ces applications, même s'ils ont beaucoup baissé et si la solution **surimposée**, plus économique, a remplacé la solution **intégrée**, qui a posé de nombreux problèmes de malfaçons car mise en œuvre par des artisans incompetents (mauvaise étanchéité et dans certains cas, incendies). Les coûts du photovoltaïque en toitures domestiques peuvent-ils encore baisser ? Les travaux artisanaux de mise en place, qui ne bénéficient pas de gains de productivité significatifs, devraient limiter ces baisses...

Les coûts sont plus favorables pour les grandes toitures industrielles ou tertiaires (ombrières de parkings, par exemple) dont les surfaces importantes permettent des économies d'échelle et des montages davantage industrialisés. Mais leurs coûts de production restent élevés dans l'absolu.

Enfin, les centrales au sol présentent les coûts les plus faibles et le potentiel résiduel de baisse le plus important, surtout s'il s'agit d'installations industrielles. Deux périodes sont cependant à distinguer :

* La période ancienne, durant laquelle les producteurs bénéficiaient d'une rémunération selon un **tarif garanti** sur 15 ou 20 ans. Les coût les plus bas observés ne sont jamais descendus au-dessous de 10 c€/kWh. Même pour la plus grande centrale de France mise en service fin 2016, celle de Cestas (300 MW de puissance installée et un facteur de charge un peu supérieur à 13 %) le prix de vente garanti est de 10,5 c€/kWh...

* La période récente, qui a remplacé (pour toutes les installations de puissance supérieure à 100 kW) le tarif garanti par des **appels d'offres**, les producteurs vendant alors directement leur électricité sur le marché et recevant ex-post un **complément de rémunération**. Ce qui introduit (enfin !!!) un début de saine concurrence favorable à la baisse des prix... Qui explique les prix inférieurs du tableau 1 issus du dernier appel d'offres de 2018 (5,2 à 5,8 c€/kWh en moyenne pour les centrales au sol, le prix le plus bas correspondant aux plus grandes centrales au sol situées au sud du pays, bénéficiant donc d'un facteur de charge de l'ordre de 16% et construites semble-t-il sur des friches industrielles, avec des prix de terrains faibles).

Ces prix vont-ils continuer à baisser ? C'est probable, mais l'ampleur de la baisse se heurtera aux coûts fixes des montages sur sites et au prix des terrains, de plus en plus difficiles à trouver, sachant qu'il faut **disposer d'environ 1 ha de superficie pour obtenir 1 MW de puissance crête**.

- Centrales au gaz

Ce sont les seules centrales à combustibles fossiles qui devraient subsister au-delà de 2022, date à laquelle les dernières grandes centrales au charbon seront définitivement arrêtées, sachant que la dernière grande centrale au fioul a été arrêtée au printemps 2018. Les deux types de centrales au gaz ont des rôles différents et complémentaires :

- * Les **cycles combinés** dont les rendements sont très élevés (un peu plus de 60 % pour les meilleurs) peuvent fournir une électricité de semi-base et de pointe,
- * Les **turbines à combustion** dont les rendements sont beaucoup plus faibles (inférieurs à 40 %) consomment par conséquent beaucoup plus de gaz et leur coût de production est plus élevé malgré leur coût d'investissement inférieur. Mais ils peuvent démarrer très vite et sont donc très précieux pour passer les ultra-pointes de consommation hivernales. Leur facteur de charge est volontairement très réduit.

Ces deux moyens de production ont en commun d'être non seulement pilotables mais très manœuvrants et réactifs. Ils sont donc extrêmement précieux pour assurer l'équilibre du réseau, leurs seuls défaut étant la dépendance aux importations de gaz et l'émission de CO₂, ce qui conduira à minimiser leur appel dans le futur.

3 – Les conséquences délétères d'un développement massif irrationnel de l'éolien et du photovoltaïque

Il ne s'agit pas ici de condamner ces énergies en tant que telles, mais de les intégrer de façon rationnelle dans un mix électrique en tenant compte de leurs apports mais aussi de leurs limites et impacts négatifs, notamment dans trois domaines cruciaux : la **performance économique** (qui conditionne les prix de l'électricité payée par les consommateurs domestiques, tertiaires et industriels) les **impacts environnementaux** (émissions de CO₂, mais aussi impacts sur les paysages, la santé, etc.) et la **sécurité d'alimentation en électricité du pays**.

Par exemple en France, qui a déjà une électricité très fortement décarbonée (entre 90 et 95 % selon les périodes de l'année) grâce au nucléaire et à l'hydraulique, remplacer les moyens **résiduels** émetteurs de CO₂ par de l'éolien et/ou du photovoltaïque a du sens car cela permet d'atteindre une électricité pratiquement décarbonée (à 98 ou 99 %). Remplacer le nucléaire pilotable et non émetteur de CO₂ n'a aucun sens compte tenu des effets négatifs de l'éolien (voir plus loin).

- Des performances économiques médiocres résultant des faibles facteurs de charge et de l'intermittence

* Les faibles facteurs de charge **impliquent de mobiliser des capitaux très élevés...** En effet, pour remplacer le **productible annuel** de **1 kW** de nucléaire, il faut installer (voir plus haut) **3,5 kW** d'éolien terrestre, **2,5 kW** d'éolien en mer ou encore **6 kW** de photovoltaïque ! Or, non seulement il faut mobiliser ces capitaux, mais une grande partie part à l'étranger : les nacelles des éoliennes terrestres (qui représentent 75 % de l'investissement) sont toutes importées. Même chose ou presque pour les panneaux photovoltaïques, importés de Chine à près de 100 %. Ne restent donc en France que les activités à moindre valeur ajoutée et qualifications requises, fabrication des mâts d'éoliennes et de supports de panneaux et montages sur site. Seules les éoliennes en mer disposent d'une filière de fabrication en France, développée par Alstom mais... rachetée en 2014 par l'américain GE.

Résultat : le développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque creuse un peu plus (de plusieurs Mds€ par an) le **déficit de la balance commerciale française**, déjà fortement déficitaire d'une cinquantaine de milliards !

* Ces mêmes facteurs de charge **faibles** (éolien) à **très faibles** (photovoltaïque) conduisent à une double peine : non seulement il faut mobiliser des capitaux très élevés, mais ces investissements **sont difficiles à amortir économiquement** puisqu'ils sont **peu productibles**. Ce qui constitue une cause physique intrinsèque de coûts fixes de production élevés, sur laquelle aucune action n'est possible puisqu'elle dépend des conditions météorologiques. Ce qui a conduit à **subventionner massivement** ces modes de production !

- **Des subventions exorbitantes à la charge des consommateurs...**

Quelques chiffres significatifs (valeurs arrondies, source : CRE) :

* **Subventions annuelles pour l'année 2017** de l'éolien (terrestre) et du photovoltaïque en France métropolitaine : **4,3 Mds€** pour **6,2 %** de la production nationale française dont :

- **1,5 Md€** pour l'éolien (**4,5 %** de la production nationale), soit une **subvention moyenne de 6 c€/kWh** qui vient **s'ajouter** au **prix moyen de marché** (de 4 à 5 c€/kWh)

- **2,8 Mds€** pour le photovoltaïque (**1,7 %** de la production nationale) soit une **subvention moyenne de... 30 c€/kWh !** Qui vient également **s'ajouter** à ce même **prix moyen de marché** de 4 à 5 c€/kWh !

* **Impact de ces subventions sur le prix du kWh domestique** : les subventions ci-dessus ont un impact moyen sur le prix du kWh payé par les consommateurs domestiques qui s'établit à 1,5 c€/kWh TTC, payé via la **CSPE**. Il faut y ajouter les surcoûts des renforcements des réseaux rendus nécessaires pour connecter les très nombreuses sources éolienne et photovoltaïques, payés via le **TURPE**, ce qui augmente les redevances réseau d'environ 1 c€/kWh TTC. **Sans ces surcoûts, le prix du kWh serait de 12,5 c€/kWh au lieu de 15 !** Impact considérable de **20 %** pour **6,2 % seulement de taux de pénétration des énergies intermittentes !**

* **Subventions cumulées depuis l'origine pour tous les engagements signés à fin 2017** : **121 Mds€** dont près de... **41 Mds** pour le seul éolien en mer (3 GW), cette valeur délirante ayant été très récemment (en juin 2018) réduite de 15 Mds après renégociation entre le gouvernement et les titulaires des contrats... Restent malgré tout **106 Mds € !** Soit plus du double du coût du « grand carénage » du parc nucléaire (voir plus haut) pour une production plus de 25 fois... inférieure !

Face à de tels montants de subventions, on pourrait légitimement se demander s'il y a une erreur quelque part. Il n'en est malheureusement rien, comme le prouve le retour d'expérience de « **l'Energiewende** » allemande, équivalent de notre « **transition énergétique** » :

* La comparaison avec l'Allemagne, qui ressort du tableau 2 suivant, est en effet instructive et sans appel :

Tableau 2 : comparaison des subventions cumulées pour l'éolien + photovoltaïque en France et Allemagne

Pays	France	Allemagne
Puissance installée [éolienne + photovoltaïque] à fin 2017 (GW)	21 + 3 (éolien en mer engagé) = 24	99
Subventions cumulées (Mds€)	106	408 (estimation selon différentes sources)
Subvention cumulée équivalente moyenne par kW installé (€/kW)	≈ 4 400	≈ 4 100
Prix de l'électricité domestique (c€/kWh hors abonnement)	≈ 15	≈ 29

Ces deux séries de chiffres sont très cohérentes : à fin 2017, l'Allemagne avait construit environ 4 fois plus d'éolien + photovoltaïque que la France (si on y ajoute pour cette dernière l'éolien en mer non construit mais contractuellement **engagé et provisionné** dans les 106 Mds€ indiqués ci-dessus). Les subventions cumulées allemandes sont également environ 4 fois supérieures aux subventions françaises. Le résultat le plus direct étant que les **consommateurs domestiques allemands paient leur électricité le double de leurs homologues français, les subventions aux énergies renouvelables étant responsables de près de 80 % de l'écart !**

Certes, les subventions ci-dessus reflètent en partie les coûts exorbitants des débuts de l'éolien et du photovoltaïque et on peut penser que les baisses de coûts déjà engrangées et à venir conduiront à des baisses des subventions **unitaires** futures. Mais le mouvement sera très lent compte tenu de la durée des contrats

souscrits (15 à 20 ans). De plus, **la montée en puissance de nouveaux contrats**, même moins chers, **va accroître la masse globale des contrats à subventionner pendant de longues années encore**, comme le montrent très clairement les projections officielles de la CRE.

Peut-on espérer la fin prochaine de ces subventions ? Malheureusement pas, si l'on en croit les experts du secteur, en dépit des déclarations marketing des promoteurs de ces énergies, qui clament que leurs coûts vont baisser (demain, on rase gratis) mais... militent en sous-main pour conserver leurs subventions !

*** De nouvelles subventions en vue pour continuer à soutenir le développement à marche forcée de l'éolien et du photovoltaïque...**

Les plans gouvernementaux résultant de la « **PPE renouvelables** » publiée à l'automne 2017, complétés des prévisions actuellement dans les cartons pour la suite jusqu'en 2030, prévoient en effet la continuation à marche forcée du développement de l'éolien et du photovoltaïque selon les puissances cibles installées suivantes (valeurs arrondies, en GW) :

Tableau 3 : anticipations gouvernementales actuelles

Objectifs calendaires Moyens de production	État à fin 2017	Objectif 2023 (Selon PPE renouvelables)	Objectif 2030
Éolien			
Terrestre	14	22 à 26	45
En mer posé	3 (engagés, non construits)	3 à 9	15
En mer flottant	0	0	6
S/Total éolien	14 (+ 3)	23 à 35	66
Photovoltaïque	7	18 à 20	30
Total éolien + photovoltaïque	21 (+ 3)	41 à 55	96

Selon ces projections, la France aurait donc en 2030 à **peu près la même puissance installée globale en éolien + photovoltaïque (96 GW) que l'Allemagne fin 2017** (96 GW également, dont 56 d'éolien et 40 de photovoltaïque).

Les mêmes causes produisant les mêmes effets, imiter les allemands conduirait donc à **faire payer aux consommateurs français à peu près les mêmes énormes subventions...** À une différence près cependant : ce ne seront pas exactement les mêmes consommateurs. Le gouvernement précédent, conscient de l'impact de ces subventions sur le prix du kWh d'électricité (voir plus haut) a **plafonné** le montant de la CSPE à 2,25 c€/kWh HT, soit **2,7 c€/kWh TTC** à partir du 1^{er} janvier 2017. Tout ce qui dépasse ce montant étant dorénavant financé par les **taxes sur les combustibles carbonés (TICPE** sur les combustibles liquides, fioul domestique et carburants, **TICGN** sur le gaz naturel et **TICC** sur les consommations résiduelles de charbon, très faibles).

Ce portage fiscal complémentaire des subventions à l'éolien et au photovoltaïque va donc **stabiliser les taxes sur l'électricité** mais **augmenter** celles payées par les français qui se chauffent avec des combustibles fossiles et **surtout celles qui sont payées par les automobilistes sur les carburants. C'est certes écologiquement plus « vertueux »** (l'électricité étant largement décarbonée) mais ces taxes vont s'ajouter à la **taxe carbone** qui va par ailleurs augmenter dans les années à venir...

Cela va donc peser de plus en plus lourd sur le pouvoir d'achat des français : augmenter le budget chauffage de ceux qui utilisent des combustibles fossiles, dont certains sont déjà en situation de précarité énergétique, et augmenter le budget carburant des automobilistes, que l'on s'est bien gardé d'avertir... Mais ils vont bien finir par s'en apercevoir !

- **Des investissements colossaux... qui vont en outre creuser le déficit commercial du pays !**

Passer de 21 GW à 96 GW (tableau 3 ci-dessus) d'ici 2030 implique des investissements colossaux, **en très grande partie financés par les subventions ci-dessus !** Sur la base des coûts unitaires du tableau 1 (1^{ère} colonne) et en prenant comme hypothèse réaliste pour le photovoltaïque qu'il sera installé à 60 % au sol, 25 % sur les grandes toitures et 15 % sur les toitures domestiques, son coût moyen au kW installé ressort à 1 480 €/kW. Il est alors facile d'en déduire l'investissement global à consentir et la part importée, selon tableau 4 ci-dessous :

Tableau 4 : coût d'investissement global pour 75 GW supplémentaires d'éolien et photovoltaïque et part importée

Moyens de production \ Coûts	Coût unitaire (€/kW installé)	Capacité supplémentaire prévue d'ici 2030 (GW)	Coût d'investissement global arrondi (Mds€)	Part importée (%)	Montant importations (Mds€)
Éolien					
Terrestre	1 400	31	43	75 %	32
En mer posé	4 100	15	62	0 %	0
En mer flottant	6 400	6	38	0%	0
S/Total éolien	-	42	143	-	32
Photovoltaïque	1 480	23	34	50 %	17
Total éolien + photovoltaïque	-	75	177	-	49

Aux coûts unitaires d'investissement actuels, on aboutit ainsi à un montant total d'investissements de **177 Mds€** dont **49** correspondent à des **importations !** Ceci sur une période d'une douzaine d'années, **ce qui alourdirait le déficit commercial du pays de 4 Mds€ par an environ**, dont il n'a vraiment pas besoin avec ses **60 à 70 Mds€ de déficit courant...**

On objectera que les coûts unitaires ci-dessus devraient baisser d'ici 2030, ce qui est exact. Mais il est toujours hasardeux de faire des plans très optimistes sur les baisses de coûts. De plus, autant une baisse significative des coûts du photovoltaïque semble assurée, autant elle est incertaine et surtout potentiellement beaucoup plus limitée pour l'éolien. Concernant ce dernier, **l'éolien mer, qu'il soit posé ou flottant apparaît ainsi durablement comme d'un coût exorbitant**, même en cas de baisse des coûts, qui restera nécessairement limitée. Ce qui pose clairement la question : **faut-il réellement développer cette filière de production d'électricité, littéralement ruineuse ?**

Et si l'on fait **l'hypothèse** (pas complètement irréaliste) que le coût moyen du photovoltaïque tombe à 1 000 € par kW installé, l'investissement correspondant passerait de 34 à 23 Mds€, soit une baisse de 11 Mds€. Certes non négligeable, mais qui changerait peu les ordres de grandeur.

Là encore, il faut ramener ces **investissements** au **productible en électricité** pour avoir une vision **productible/capitaux mobilisés**. Sur la base des données du tableau 1, le productible est facile à calculer. Il s'établit **pour 75 GW supplémentaires d'éolien et photovoltaïque** à :

* $43 \times 2\,000 = 86\,000$ GWh/an pour l'éolien terrestre

* $(15 + 6) \times 2\,800 = 58\,800$ GWh/an pour l'éolien en mer, posé et flottant

* $23 \times 1\,150 = 26\,500$ GWh/an pour le photovoltaïque

Soit un total arrondi de 172 000 GWh/an ou **172 milliards de kWh/an** pendant 20 à 25 ans

Il est alors possible de comparer avec les investissements et le productible du nucléaire :

* EPR tête de série : $1,65 \times 7\,800 = 13\,000$ GWh/an ou **13 milliards de kWh/an** pendant 60 ans

* Parc nucléaire actuel prolongé : **420 milliards de kWh/an** (voir plus haut) pendant 15 ans

Les comparaisons sont résumées dans le tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5 : comparaisons des productibles par Md€ d'investissement par an et sur la durée de vie (en Mds€ par milliard de kWh produit)

	Investissement (Mds€)	Productible annuel (Mds kWh/an)	Productible annuel par Mds€ investi	Durée de vie (années)	Productible durée de vie par Mds€ investi	Mobilisation relative de capitaux
Éolien + Photovoltaïque	177	172	$172/177 = 0,97$	20 à 25	$0,97 \times 20 \text{ à } 25 = 19 \text{ à } 24$	x 5,4 à 6,8 (moy ≈ 6)
EPR prototype	10,9	13	$13/10,9 = 1,19$	60	$1,19 \times 60 = 71$	x 1,83
« EPR2 » optimisé de série	7,5	13	$13/7,5 = 1,73$	60	$1,73 \times 60 = 104$	x 1,25
Parc nucléaire prolongé	48	420	$420/48 = 8,7$	15	$8,7 \times 15 = 130$	1 (Référence)

Ces chiffres montrent très clairement que l'éolien et le photovoltaïque sont, **pour une même production d'électricité**, beaucoup plus **consommateurs de capitaux** que le nucléaire, **6 fois plus** que le nucléaire actuel prolongé, près de **5 fois plus** que le nouveau nucléaire de série et encore **3 fois plus** pour le prototype de l'EPR, malgré ses surcoûts. La raison profonde étant que le nucléaire a un facteur de charge très élevé, contrairement à l'éolien et plus encore au photovoltaïque, qui amortissement de ce fait très mal leurs investissements. **Cet impact sur les investissements étant accru par la nécessité d'investir en plus dans des moyens d'appoint/secours pour pallier les manques de vent et de soleil !**

Dernier point : les investissements nucléaires sont non seulement beaucoup plus faibles pour produire la même quantité d'électricité, mais **leurs retombées sont très majoritairement françaises**, la technologie étant totalement maîtrisée sur notre sol. Rappelons en outre que l'électricité nucléaire française est fortement exportée et contribue positivement à la balance commerciale à hauteur de 1,5 Mds€ nets par an en moyenne, déduction faite des achats d'uranium à l'étranger.

- **Une faible efficacité de l'éolien et du photovoltaïque en termes de réduction des émissions de CO2...**

Les subventions exorbitantes et les coûts très élevés de l'électricité domestique allemande ont-ils au moins permis de réduire les émissions de CO2 de leur secteur électrique ? La réponse est **négative** : les émissions de CO2 par kWh d'électricité produite sont grosso modo restées stables depuis la décision prise en 2011 par le gouvernement allemand de sortir complètement du nucléaire d'ici 2022. Alors que la moitié seulement des quelque 20 GW de capacités nucléaires installées a été définitivement arrêtée à ce jour, et remplacée par... les 99 GW d'éolien + photovoltaïque.

Mais cela n'a pas permis de réduire suffisamment le recours au **lignite** et au **charbon**, combustibles les plus émetteurs de CO2, le recours au gaz, deux fois moins émetteur, ayant de son côté un peu augmenté dans le même temps. Résultat de l'opération : **les plus de 400 Mds€ investis dans l'éolien et le photovoltaïque ont juste permis de stabiliser les émissions de CO2, pas de les réduire significativement !!! Ce qui signe objectivement l'impasse et l'échec de l'Energiewende...** Car il reste aux allemands à arrêter les 10 derniers GW de nucléaire d'ici 2022 ! **Par quoi vont-ils les remplacer ? Par le doublement de leur capacité éolienne + photovoltaïque actuelle, au prix de 400 Mds€ supplémentaires ? Par des économies drastiques d'électricité prônées par certains, dont le réalisme est plus que douteux ? Ou par des importations massives de gaz qui semblent difficilement évitables ?**

Une raison complémentaire de l'incapacité des allemands à réduire les émissions de CO2 de leur secteur électrique vient du **manque de capacités de stockage à grande échelle à un coût soutenable** : en effet, l'Allemagne est obligée d'exporter l'immense majorité de ses surplus éoliens et photovoltaïques quand sa consommation domestique ne peut les absorber au lieu de les garder en les stockant, et est inversement obligée de faire fonctionner ses centrales au lignite et au charbon quand il n'y a ni vent ni soleil. Ce qui contribue à l'accroissement global de ses émissions de CO2.

En résumé, l'Energiewende allemande apparaît de plus en plus comme un contre-exemple absolu qu'il ne faut surtout pas singer, à la fois économique (ci-dessus) et environnemental (en termes d'émissions de CO2) !!! Le gouvernement allemand, peut-être ou sans doute effrayé (enfin !) par les sommes dépensées et ses conséquences sur les finances des particuliers et professionnels, sans résultats tangibles sur les réductions des émissions de CO2 vient d'ailleurs de décider de ralentir (même si c'est provisoire) le développement de ces deux sources d'électricité !

Il serait donc d'autant plus incompréhensible de persister à les imiter dans ces conditions, sachant en outre que la France n'a pas les moyens de gaspiller autant de milliards que l'Allemagne !

NB : l'exemple de l'Allemagne n'est pas le seul : les 3 pays au monde qui ont le plus développé l'éolien (en proportion de leur puissance installée), l'Allemagne, le Danemark et l'Australie du Sud, sont aussi ceux où l'électricité est la plus chère au monde, **les mêmes causes produisant les mêmes effets**.

L'Australie du Sud, qui a en outre un réseau fragile car peu interconnecté au reste de l'Australie, a de plus subi durant l'été austral 2016-2017, **une demi-douzaine de coupures, dont l'une a concerné tout le territoire (black-out total)** ce qui a conduit le pouvoir politique à faire machine arrière : après avoir tout misé sur les renouvelables, il a dû lancer en catastrophe de nouveaux moyens pilotables pour stabiliser le réseau, ce qui a coûté très cher aux consommateurs-contribuables ! Juste retour des choses, le pouvoir à l'origine de ces choix hasardeux et irresponsables a perdu les élections début 2018... Ce sont là des faits, qui viennent enrichir le retour d'expérience de développements inconsidérés et sans études d'impact préalables suffisantes de l'insertion massive d'énergies intermittentes... Il serait bon de les méditer !

- **Les graves impacts négatifs de l'éolien sur l'environnement**

L'installation d'éoliennes suscite de plus en plus d'oppositions de toutes parts. Parfaitement justifiées par leurs impacts : défiguration de paysages ancestraux magnifiques, d'environnements de sites historiques classés, dévalorisation majeures d'habitations se retrouvant à proximité d'éoliennes (plus personne ne les achètera dorénavant), pollutions sonores (sons et infra-sons) et visuelles (clignotements nocturnes des balises aériennes installées aux sommets des mats) ayant des effets délétères sur la santé de beaucoup de riverains, récemment aggravés par les décisions du gouvernement d'autoriser la construction d'éoliennes jusqu'à **500 m des habitations**, contre 1 km auparavant, **quelle que soit la hauteur des éoliennes**, dont les tailles augmentent pour des raisons de rentabilité : **la norme annoncée est dorénavant des mats de 200 m pour des éoliennes de 4 MW**, contre 100 à 150 m et 2 à 3 MW jusqu'à présent ! **Avec des impacts multipliés !**

Il y a à ce jour un peu moins de **7 500 éoliennes terrestres** installées sur le territoire métropolitain, qui produisent **moins de 5 % de l'électricité du pays**, avec des dégâts déjà considérables. Les anticipations actuelles (voir tableau 3 ci-dessus) conduisent à un doublement de ce nombre à environ **15 000 éoliennes** d'ici 2023 (selon la PPE renouvelables) et à **22 à 23 000 éoliennes** en 2030 (selon les prévisions actuelles) ! Où les mettra-t-on, avec leurs impacts encore multipliés ???

Quant à l'éolien en mer, l'objectif 2030 est d'atteindre 15 GW pour le « posé » (**5 fois les contrats actuellement signés !**) et 6 GW pour le « flottant » qui en est encore **au stade de la R&D...**

C'est donc une pure folie qui est envisagée pour l'éolien terrestre, sans aucune considération pour les effets dévastateurs sur les paysages, le patrimoine architectural et la santé. Et pour l'éolien en mer, l'impact sur les réserves halieutiques, passés par pertes et profits... Est-ce cela que l'on nomme écologie ?

Mais ce n'est pas tout, car l'éolien a **deux autres inconvénients environnementaux majeurs** :

* **La consommation de métaux rares** (néodyme, de la famille des terres rares) pour la fabrication des aimants permanents des alternateurs des éoliennes, ce qui pose la question des ressources à long terme de métaux rares (notons que les grands alternateurs classiques **n'utilisent pas d'aimants permanents** et ne posent donc pas de problème de ce type),

* **Les socles en béton des éoliennes**, qui nécessitent en moyenne 1 500 tonnes de béton armé, enterrés à plus d'un mètre de profondeur. Soit **33 à 35 millions de tonnes** pour les 22 à 23 000 éoliennes prévues en 2030 ! Le scandale étant que **ces socles resteront dans le sol** car **la législation française n'a pas prévu l'obligation légale de leur enlèvement à la fin de l'exploitation**. Seule existe une obligation de démantèlement des parties supérieures, imposée aux exploitants d'éoliennes dans la limite d'une provision de... 50 000 €. **Somme largement insuffisante car le coût réel est 7 à 10 fois supérieur ! Qui paiera la différence et héritera d'un socle en béton armé extrêmement coûteux sinon impossible à détruire ? Réponse : le propriétaire du terrain, agriculteur ou commune rurale, qui l'a loué au promoteur de l'éolienne !!! L'impact environnemental se double donc d'une spoliation à long terme de victimes ruinées et sans recours...**

Autre effet délétère et aberrant, à nouveau observé en Allemagne et dont il faudrait tirer les leçons : ce pays compte actuellement 29 000 éoliennes et comme il manque de place, les installe de plus en plus dans des zones boisées, ce qui provoque des déforestations. Ainsi, au nom de la lutte contre le CO₂, les allemands construisent à tour de bras des éoliennes largement inefficaces dans ce but et... **détruisent des pans de forêts qui sont des puits à carbone naturels !!!** Écologie ?

Quant à l'éolien en mer, deux impacts posent question :

* **Les atteintes possibles aux zones de pêche**, avec réduction des réserves halieutiques fragiles, notamment dans la zone bretonne au large de St. Brieuc qui concentre des réserves majeures de coquilles St. Jacques,

* **La pollution chimique des eaux par l'aluminium et le zinc**. Les parties métalliques en acier immergées des éoliennes en mer doivent être équipées d'une protection contre la corrosion par l'eau de mer. Deux méthodes existent : la première consiste à utiliser des « anodes sacrificielles » composées d'un alliage d'aluminium et de zinc, d'une masse nécessaire d'environ **15 tonnes par éolienne**, appelée à se dissoudre progressivement dans la mer en dispersant des sels d'aluminium et de zinc, métaux très polluants. Là encore, le retour d'expérience allemand ne peut être négligé : des pollutions à l'aluminium sont pointées en Mer du Nord et en Baltique. Certes les courants marins sont faibles dans ces mers, ce qui ne favorise pas la dilution des polluants, mais le problème reste entier même ailleurs. La seconde méthode est d'utiliser une « protection cathodique » qui consiste à injecter un courant continu dans les structures métalliques pour les protéger. Elle est sans danger environnemental et il faudrait être sûr que c'est bien elle qui sera utilisée sur les parcs éoliens ayant fait l'objet de contrats à ce jour.

- **Les impacts du photovoltaïque sur l'environnement**

Le photovoltaïque a beaucoup moins d'impacts négatifs sur l'environnement et ne suscite d'ailleurs que très peu d'oppositions. Le principal impact est son emprise surfacique très importante qui, dans une saine logique environnementale, **ne doit pas empiéter sur les zones naturelles encore vierges ou destinées à l'agriculture**. Ce qui le restreint aux surfaces déjà industrialisées, friches industrielles en particulier et aux toitures, les domestiques étant de loin les plus coûteuses en investissements au mètre carré et raccordements au réseau du fait de leur dispersion géographique. Un impact indirect doit cependant être souligné : celui des systèmes de stockage d'énergie indispensables à son utilisation à une échelle importante, **résultant du fait qu'il produit 4 fois moins en hiver qu'en été**, juste au moment où les besoins sont les plus importants comme déjà souligné plus haut ! Le photovoltaïque ne trouvant sa meilleure utilité directe qu'en été, pour alimenter les climatisations, lors des canicules en particulier. Utile mais limité comme utilisation...

De plus, les panneaux photovoltaïques sont recyclables à 95 %. Ils sont en effet composés à 75 % de verre, matière recyclable à l'infini, d'aluminium pour constituer le cadre, facilement recyclable, de silicium qui l'est également et de conducteurs électriques comme l'argent ou le cuivre qui sont séparables mécaniquement et chimiquement, et réutilisés. La filière française de recyclage est en train de monter en puissance, les premiers panneaux arrivant en fin de vie.

- **D'indispensables capacités de stockage qui sont encore très loin d'être disponibles à la bonne échelle...**

Comme déjà souligné, le **manque de capacités de stockage à grande échelle à un coût soutenable** contribue à l'échec de l'Energiewende en ne permettant pas d'utiliser les surplus éoliens ou photovoltaïques, qui sont exportés ou perdus, ce qui augmente le nécessaire recours aux moyens au lignite ou au charbon à d'autres moments.

De fait, **la problématique du stockage est générale et fondamentale** et se présente dans les termes suivants : on dispose de moyens efficaces et économiques pour stocker des quantités d'électricité aux **petites et moyennes échelles** (dans des batteries électrochimiques, solution actuellement la plus performante à ces

échelles) et aux **grandes échelles** (stockage hydraulique dans des STEPs). Mais on ne dispose pas de moyens de stockage aux **très grandes échelles**, qui seraient **indispensables** pour se substituer aux moyens pilotables **pendant une journée ou plus**.

Quelques chiffres permettent de comprendre cette limite : les moyens de stockage les plus importants en France (pays pourtant très bien doté en Europe) sont constitués par le parc actuel de 6 STEPs cumulant **5 GW** de puissance installée, capables d'emmagasiner une énergie d'environ **100 GWh**. Or, la consommation d'électricité du pays lors d'une journée froide d'hiver peut couramment atteindre **1 700 GWh**, soit **17 fois plus...**

Il faudrait donc multiplier par environ... 17 la capacité actuelle de stockage des STEPs pour pouvoir alimenter le pays par déstockage d'énergie, pendant une... seule journée !!! Perspective évidemment irréaliste alors que les possibilités d'extension de ces STEPs n'excèdent pas... 20 % environ. En fait, il faudrait en stocker environ 10 fois plus, sachant que le vent peut être absent ou très faible jusqu'à une dizaine de jours consécutifs et que le photovoltaïque produit très peu en hiver sous nos latitudes : environ quatre fois moins qu'en été comme déjà souligné. Il faudrait donc que les moyens de stockage aient non seulement une capacité extrêmement importante mais soient techniquement et économiquement adaptés à un stockage inter-saisonnier, pour utiliser en hiver les surplus des productions photovoltaïques, inutilisables et inutilisées en été.

Or, **un seul moyen existe** pour réaliser **techniquement** du stockage à la fois de masse (à la bonne échelle physique requise) et inter-saisonnier : la transformation d'électricité (intermittente en l'occurrence) en gaz de synthèse, **hydrogène** dans une première phase (obtenu par électrolyse de l'eau) et si l'on veut aller plus loin, **méthane** obtenu par méthanation de l'hydrogène. Ces solutions fonctionnent techniquement, sans limites de quantités autres que les investissements à réaliser, et les gaz de synthèse produits peuvent être stockés dans le réseau de gaz naturel existant (sans limite pour le méthane, en quantités limitées entre 6 et 20 % pour l'hydrogène). Et il est ensuite très facile de produire à nouveau de l'électricité à partir de l'un de ces gaz. Malheureusement, le rendement « **du réseau au réseau** » de ces chaînes de transformation est **très faible** (actuellement, environ 33 % pour la voie hydrogène et 20 % pour la voie méthane de synthèse), les **investissements associés** sont importants et surtout sont très **difficiles à amortir** compte tenu du faible facteur de charge de l'électricité intermittente utilisée.

Résultat de ces trois effets cumulés, l'électricité **déstockée** est extrêmement chère : pour fixer les idées et très approximativement, dans les zones des **30 c€/kWh** pour la voie hydrogène et **50 c€/kWh** pour la voie méthane de synthèse. Soit **6 et 10 fois les prix de marché actuels ! Aucun modèle économique ne peut émerger dans ces conditions.** Il faudrait pour cela à la fois augmenter très notablement les rendements (mais il y a des limites physiques compte tenu du nombre de transformations énergétiques concernées) et diviser par des facteurs très importants (de l'ordre de 3) les coûts d'investissement de ces chaînes de transformations. Ce qui implique à la fois des progrès de R&D et industriels qui demanderont nécessairement beaucoup de temps... En attendant ces jours radieux, les dures lois de l'économie continueront de s'imposer, avec une conséquence structurante majeure : **sans capacités de stockage inter-saisonniers massives à des coûts soutenables, le taux d'insertion de l'éolien et du photovoltaïque devra rester limité à moins de 30 à 40 %.**

- **Une forte augmentation des risques sur la sécurité d'alimentation en électricité du pays...**

Inutile d'être un spécialiste du domaine pour comprendre que remplacer des moyens de production pilotables, **capables de s'adapter en permanence à la demande**, par des moyens aléatoires et intermittents, **qui ne produisent pas en fonction de la demande mais selon les caprices météorologiques du vent et du soleil**, fragilise grandement la sécurité d'alimentation. D'autant plus que lors des pointes hivernales de consommation, qui interviennent vers 19 heures, il n'y a plus de soleil depuis longtemps (production photovoltaïque nulle) et que le vent peut complètement tomber en cas de conditions anticycloniques... (Les éoliennes ont besoin d'une vitesse de vent minimum de 10 km/h environ pour **commencer à tourner** - et fournir à ce stade une puissance très faible, car cette dernière croît comme le cube de la vitesse du vent - et n'atteignent leur pleine puissance qu'avec des vents supérieurs à 50 km/h).

Observons en outre que **multiplier leur nombre n'apporte rien de plus en cas d'absence de vent : multiplier n'importe quelle puissance par zéro donne toujours un résultat égal à 0 !**

De plus, les éoliennes doivent également être arrêtées, **volontairement** cette fois, en cas de tempêtes. Pour des raisons de **sécurité**, dès que les vitesses de vent dépassent **90 km/h** (pour les éoliennes les plus anciennes) à **110-120 km/h** (pour les plus récentes, variable selon leur conception). Ce qui conduit à l'arrêt brutal d'une partie importante de la production éolienne, qui passe de la valeur maximale à 0 en quelques secondes, de tels transitoires étant très déstabilisants pour le

réseau et pouvant mener à un black-out s'il n'y a pas suffisamment de moyens pilotables en fonctionnement capables de prendre immédiatement le relais. Or, de telles vitesses de vent ne sont pas rares lors des tempêtes hivernales, dont la fréquence est pratiquement annuelle...

Mais il y a plus : le risque est en train de devenir **systemique au niveau de l'Europe**, sous l'impulsion irrationnelle de la Commission européenne qui promeut aveuglément le **monopole éolien + photovoltaïque** depuis des années. Or, contrairement aux idées reçues et à l'adage « **il y a toujours du vent quelque part** », **les régimes de vent sont majoritairement couplés entre la plupart des pays européens** (à l'exception de l'Espagne) ce qui signifie que l'absence de vent concerne très fréquemment plusieurs pays simultanément, rendant impossible les secours mutuels via les réseaux d'interconnexion. Fragilisant d'autant l'alimentation de l'ensemble de ces pays. **La France est-elle préparée à vivre des coupures d'électricité plus ou moins étendues à peu près tous les hivers ?** Il suffit de voir les conséquences d'une absence d'alimentation en électricité limitée à une grande gare parisienne (Montparnasse, fin juillet 2018) pour conclure que notre société est de moins en moins tolérante aux coupures d'électricité... Ce d'autant plus que des **vies humaines pourraient être mises en danger**, notamment avec la multiplication des systèmes d'assistance médicale à domicile.

- **Faut-il dans ces conditions bannir les productions éoliennes et photovoltaïques ?**

La réponse est évidemment non, une dose plus ou moins importante d'éolien terrestre (là où il n'a pas d'impact environnemental majeur) et surtout de solaire au sol (le moins coûteux et qui ne suscite pas d'opposition) peut avoir sa logique, mais dépend avant tout du lieu et des conditions technico-économiques de chaque système électrique :

* **En France métropolitaine**, ces énergies n'ont d'intérêt que si elles remplacent les productions les plus carbonées. C'est le cas des 3 GW résiduels de grandes centrales au charbon, qui ne fournissent plus que quelques % des besoins, variables selon les années. La décision a été prise par le gouvernement de les arrêter d'ici 2022. Par contre, **remplacer des productions nucléaires par des productions éoliennes et/ou photovoltaïques dégrade le bilan carbone** car il faut utiliser davantage de moyens au gaz pour suppléer leurs manques de production. L'avantage environnemental est **non seulement nul mais négatif** et cela coûte en outre très cher !

* **La situation est très différente dans les îles des DOM-TOM françaises** : la production d'électricité y est **3 à 5 fois plus coûteuse qu'en métropole** et ces îles bénéficient pour la plupart d'un climat de type tropical, favorisant le photovoltaïque, voire l'éolien pour certaines (alizés). De plus, les puissances et énergies requises sont **bien plus faibles** et on dispose à ces échelles de moyens de stockage de plus en plus performants (batteries électrochimiques),

* **Plus généralement, le photovoltaïque est intéressant dans toute la zone intertropicale et même un peu au-delà** : l'intensité solaire y est bien plus importante et surtout bien plus constante que sous nos latitudes. Le facteur de charge y est en moyenne plus de deux fois plus élevé ce qui, toutes choses égales par ailleurs, divise les coûts de production par plus de 2 et l'absence de saisons marquées rend inutile un stockage inter-saisonnier. Un simple stockage journalier suffit, ce qui minimise beaucoup les quantités d'énergie à stocker et donc à nouveau les coûts. Des kits intégrés comprenant panneaux photovoltaïque et batteries de stockage sont des solutions d'avenir majeures pour fournir l'électricité dans les régions d'Afrique, d'Asie et d'ailleurs dépourvues pour longtemps encore de réseaux publics. D'autant plus que les besoins en puissance restent modestes (quelques kW). En termes d'émissions de CO₂, c'est un gain considérable par rapport aux groupes électrogènes utilisant des combustibles fossiles avec de très faibles rendements et une pollution locale importante.

Mais ce type d'applications, **pertinentes, rationnelles et qui constituent des solutions d'avenir à la fois écologiques et soutenables économiquement pour beaucoup de pays dépourvus de réseaux publics ou pire d'électricité**, d'ailleurs souvent situés dans des zones ou régions favorables à ces énergies, n'a rien à voir avec l'idéologie du « **tout éolien + photovoltaïque** » qui prévaut en Europe.

4 – Un choix politique crucial entre « post-vérité » et... réalisme et raison, qui va engager l'avenir à long terme du pays !

La loi LTECV a prévu de réduire la part de la production nucléaire de 75 à 50 %. Pourquoi 50 % ? Cet objectif est le résultat d'un accord politique pour récolter quelques voix aux présidentielles de 2012, mais n'a aucune justification rationnelle : en effet, si l'on considère le nucléaire comme dangereux, il faut aller au bout du raisonnement et viser 0 %. Si ce n'est pas le cas, ce que confirme l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) française, l'une des plus exigeante sinon la plus exigeante

du monde (ce qui est légitime et rassurant eu égard à la prédominance de cette source d'électricité dans notre pays), pourquoi se priver des avantages d'un tiers du nucléaire actuel ? **Ceci sans avoir fait la moindre étude d'impact un peu sérieuse et approfondie.**

Or, comme il ressort de tout ce qui précède, remplacer MASSIVEMENT des moyens nucléaires par des moyens éoliens et photovoltaïques dans les systèmes électriques conduit sans aucune ambiguïté à un bilan extrêmement négatif : économiquement insoutenable, dégâts environnementaux des éoliennes et réduction de sécurité d'alimentation en électricité du pays.

Très concrètement, la mise en œuvre des objectifs 2030 actuellement envisagés par le gouvernement pour l'éolien et le photovoltaïque (voir plus haut, tableau 3 et explications associées) avec réduction à due proportion de la capacité nucléaire, conduirait à un désastre économique (le mot n'est pas trop fort, tous les chiffres le démontrent sans aucune ambiguïté).

Il faut donc espérer que les arbitrages cruciaux que le gouvernement va prendre dans les quelques mois à venir seront fondés sur le réalisme et la raison et non sur l'absurde et mortifère « post-vérité » dans l'air du temps, idéologie aberrante du relativisme généralisé qui met sur le même plan les opinions, voire les humeurs du moment de M et Mme Michu et les connaissances scientifiques longuement accumulées au cours de siècles. Exacte négation de tout ce qui a fait nos sociétés développées, conduisant à un suicide intellectuel de l'Occident, servilement orchestré par l'omniprésente « com. » qui a remplacé les faits et la recherche des informations vérifiées.

Nos concitoyens sont-ils conscients des enjeux de ces décisions cruciales, qui vont conditionner l'avenir énergétique, économique et patrimonial du pays pour plusieurs décennies ? Tout semble indiquer le contraire, pour deux raisons :

* Les gouvernements récents se sont bien gardés d'informer objectivement les citoyens-consommateurs du fait qu'un développement massif et à marche forcée des énergies renouvelables intermittentes leur coûterait très cher. Sont-ils prêts à payer autant que les allemands, les danois ou les australiens du Sud ? La moindre des choses, dans une démocratie qui se veut « participative », aurait été de leur poser la question...

* La « doxa verte », parfaitement orchestrée et relayée par l'immense majorité des journalistes, dépourvus de toute culture scientifique et/ou idéologisés et connivents, a martelé ses slogans simplistes depuis des années : le vent et le soleil c'est « bien », c'est « moderne », c'est « le monde de demain » auquel on se doit d'adhérer sans réserves sous peine d'être « dépassé » et « ringard », alors que les moyens traditionnels et tout particulièrement le nucléaire, c'est « mal », c'est « l'énergie du monde d'hier », « qu'attends-t-on pour l'arrêter au plus vite », etc. Ce lavage de cerveau (car c'en est bien un, avec ses attributs habituels de techniques de désinformation qui consistent à dévaloriser ce que l'on critique avec des slogans simplistes plutôt que d'analyser objectivement les choses) a fini par persuader un grand nombre de nos concitoyens. L'argument massue étant « la France est en retard » ! **En retard par rapport à quoi ? Aux erreurs stratégiques majeures qui se révèlent enfin en Allemagne (et ailleurs) et que la France n'a par bonheur pas encore commises ?**

Car toute cette propagande « verte » **n'a rien à voir avec la réalité** : on ne fera pas tourner les usines (dont on a pourtant bien besoin pour conserver ce qui nous reste de puissance industrielle) circuler les TGV, etc. et plus généralement on ne conservera pas un minimum de standards de vie de citoyens de pays développés avec seulement des éoliennes et des panneaux photovoltaïques ! Il faut donc choisir de façon adulte et responsable et non se laisser aller aux utopies hors sol qui s'apparentent au syndrome ITP (illusion de toute puissance) qui consiste à prendre ses désirs pour la réalité et atteint son apogée chez les enfants gâtés de 3 ans à qui on n'a jamais rien refusé...

Le système électrique français est le résultat de plus d'un demi-siècle de développements qui ont nécessité plus de 1 000 milliards d'euros d'investissements et il fonctionne très bien (aux dires de tous les experts... étrangers, pas des critiques domestiques, qui le dénigrent systématiquement). **CE N'EST PAS UN JEU VIDÉO !!!** Un système aussi complexe ne peut évoluer que très lentement (décennies) eu égard aux sommes colossales en jeu et surtout sur la seule base **d'études d'impact approfondies prenant en compte tous les aspects. En évitant de casser prématurément ce qui marche ! Car le pays n'a pas les moyens financiers de se tromper.**

À ce dernier propos, les citoyens-contribuables seront sans doute extrêmement heureux d'apprendre que l'arrêt prématuré de la centrale de Fessenheim par décision politique va leur coûter très cher en indemnités. En effet, si tout gouvernement a le droit de décider d'arrêter n'importe quelle installation en état de marche, il doit alors indemniser l'entreprise spoliée par cet arrêt. Règle de tout État de droit, validée par le Conseil constitutionnel. Dans le cas présent, le

gouvernement précédent s'est engagé à indemniser l'exploitant (qui, rappelons-le, appartient aux français à... plus de 83 % !) à hauteur de près de 500 millions d'euros dès l'arrêt, et à compenser le manque à gagner sur une période de 20 ans (durée pendant laquelle la centrale aurait pu continuer à produire) en fonction du prix moyen du marché de l'électricité. Sur la base de 5 c€/kWh pour ce dernier (ce qui n'a rien d'excessif) le montant cumulé s'établirait ainsi à quelque **6,5 Mds€** ! On hésite entre Courteline et Kafka : **la main gauche du gouvernement détruit le patrimoine industriel des français, que la main droite du même gouvernement leur demande ensuite de... payer doublement : les citoyens-consommateurs verront leur facture d'électricité augmenter car l'électricité de substitution de la centrale sera 3 fois plus chère et surtout les citoyens-contribuables devront mettre la main à la poche pour indemniser cette destruction... du seul « fait du Prince »** ! Gabegie à **7 milliards d'euros** (ou plus si les prix de marché sont supérieurs) dans un pays qui va laisser plus de **2 200 milliards d'euros de dettes** aux générations futures. **Ne leur laissons pas en plus un système électrique devant être massivement et durablement subventionné !**

Mais le gouvernement qui a pris cette décision et celui qui l'applique se sont évidemment bien gardés d'expliquer tout cela aux « citoyens-consommateurs-contribuables-cochons de payeurs » que nous sommes tous. Le sujet étant d'autant plus explosif que **tout autre arrêt de centrale nucléaire décidé pour les mêmes seules raisons politiques conduirait à de nouvelles indemnités...**

Un mot pour terminer et éviter toute incompréhension : **il n'est pas question de nier ou occulter les inconvénients de l'énergie nucléaire**, mais c'est un sujet à part entière qui mérite des explications complexes et équilibrées (incluant les solutions et précautions mises en œuvre pour pallier ou mitiger ces inconvénients et risques) très éloignées des crécelles médiatiques habituelles des faiseurs professionnels de peurs antinucléaires irrationnelles.

On retiendra plutôt ici la sage déclaration de Bernard Bigot, ancien administrateur du CEA : **« On ne fait pas de nucléaire par plaisir, mais par nécessité »**

Or, tout ce qui précède **relève de la stricte nécessité** : c'est **la seule source de production d'électricité à la fois de masse, pilotable et non émettrice de CO₂**, en outre **économiquement très compétitive**. Et qui procure au pays une **indépendance énergétique** extrêmement précieuse dans un monde géopolitiquement instable, alors que beaucoup de pays européens sont de plus en plus dépendants des importations de gaz et certains en plus de pétrole (Italie) pour produire leur électricité. Les approvisionnements en uranium naturel proviennent en effet de pays très diversifiés, dont certains sont politiquement très sûrs (Canada et Australie). D'autre part et surtout, **on dispose sur le sol français de 3 à 5 ans de stocks stratégiques de matières fissiles**, à côté desquels les réserves stratégiques de 3 mois en pétrole font pâle figure. **Aucune autre source d'énergie ne réunit pour l'instant ces cinq qualités essentielles.**

5 – Conclusion

La fuite en avant massive que représente la mise en œuvre des objectifs 2030 actuellement envisagés par le gouvernement pour l'éolien et le photovoltaïque, avec réduction à due proportion de la capacité nucléaire, conduirait à des dégâts majeurs sur les paysages et le patrimoine architectural, à des subventions durablement exorbitantes payées par différentes catégories de consommateurs (consommateurs d'électricité, de combustibles fossiles à usage de chauffage et automobilistes) et à une forte réduction de la sécurité d'alimentation en électricité du pays avec une montée des risques de coupures d'alimentation tous les hivers. Est-ce l'avenir radieux que l'on veut préparer à nos concitoyens et leurs enfants ?

Les décideurs politiques sont face à une responsabilité historique monstrueuse car ils n'ont pas le droit de se tromper : le pays, très fortement endetté et qui souffre d'un déficit commercial structurel que l'on ne parvient pas à réduire depuis des décennies, n'a pas les moyens de payer les conséquences d'une erreur stratégique d'orientation ! La réalité et la rationalité doivent impérativement l'emporter sur les illusions contraires aux lois de la science et de l'économie ! Seul un développement raisonnable et raisonné de moyens renouvelables intermittents, fondé sur des études d'impact approfondies démontrant leur intérêt véritable, et qui ne commence pas par détruire ce qui fonctionne très bien dans notre pays sans émettre de CO₂ avant d'être sûr de pouvoir le remplacer, est susceptible d'apporter des progrès réels et assurés pour le pays et ses citoyens. Le reste n'est que rêve fantasmé destiné à se transformer en cauchemar au contact de la réalité.

Ce qui permettrait en outre de réorienter massivement les fonds ainsi économisés vers deux secteurs trop négligés jusqu'à présent, la mobilité et l'habitat, beaucoup plus émetteurs de CO₂ que la production d'électricité, déjà très fortement décarbonée ! Avec des effets réels et durables sur la réduction globale des émissions de CO₂ du pays, objectif réaffirmé au plus haut niveau de l'État mais malheureusement non respecté depuis 3 ans.