



Conférence sur la disponibilité souveraine d'électricité selon RTE 2021 et le rapport de l'Assemblée Nationale 2023.

Par Raymond Jourmard au titre de la Commission Ecologie Urbaine de l'UCIL.

En 2050,
disposerons-nous, en permanence,
de l'électricité décarbonée nécessaire à notre confort, à notre mobilité et à notre industrie à un coût acceptable
pour assurer un niveau de vie correct pour tous ?

Sujet :

RTE (Réseau de Transport d'Electricité français) a dans ses missions de prédire si la production d'électricité sera suffisante pour assurer la consommation. A ce titre RTE a établi en 2021 une étude prospective à horizon 2050. Dans cette étude, pour satisfaire à cette date 2 objectifs : la neutralité carbone et la réindustrialisation, RTE a fait des prévisions de consommation, en rupture avec les précédentes, d'accroissement notable de consommation électrique. Pour les satisfaire, RTE propose un choix de 6 scénarios, faisant largement appel aux énergies renouvelables.

Par ailleurs, en 2021 et 2022, une commission de l'Assemblée Nationale s'est livrée à une large enquête pour déterminer les raisons pour lesquelles la France, depuis 2021, a dû faire appel largement à des importations, pour équilibrer son réseau électrique. Le courant importé a été largement produit par du gaz ou même du charbon, ce qui entraîne un accroissement sensible de l'empreinte carbone française. Elle s'est interrogée sur les raisons pour lesquelles nos élus et les dirigeants dans le secteur de l'énergie n'ont pris aucune mesure pour pallier au vieillissement du parc nucléaire et aussi pour développer la filière permettant tout à la fois de recycler les combustibles nucléaires et d'éliminer les déchets radioactifs à longue vie.

Lors de cette conférence, nous analysons la pertinence des scénarios de RTE, les défis et la crédibilité des stratégies induites proposées, à la lumière des préconisations de l'Assemblée Nationale.

Sommaire

1	Introduction	3
1. 1	Les défis de la stratégie énergétique	3
1. 2	L'évolution historique de l'énergie.....	3
2	Contraintes et stratégie pour les objectifs énergétiques de la France ...	6
3	Quelques mots sur la pertinence des objectifs	7
4	La perte de souveraineté énergétique	8
4. 1	Définition de la souveraineté.....	8
4. 2	La disponibilité des sources énergétiques.....	8
4. 3	La disponibilité mondiale des combustibles a atteint son maximum	9
5	La stratégie tout électrique remplace la réduction énergétique	9
6	Conséquences d'une décennie de procrastination de nos dirigeants.....	11
6. 1	Les objectifs généraux judicieux de la LTECV (2015).....	11
6. 2	Les prévisions de consommation électrique orientées à la baisse selon RTE 2017	12
6. 3	Les 6 erreurs de notre politique énergétique.....	12
7	Rapport RTE 2022 : une volteface prévisionnelle.....	13
7. 1	Etude demandée par le gouvernement (Elisabeth Borne).....	13
7. 2	En 2022, prévisions croissantes de consommation électrique par RTE	13
8	Comment obtenir à tout instant la capacité de production nécessaire ?	16
8. 1	Lissage de la consommation.....	16
9	Quels scénarios énergétiques sont proposés par RTE.....	19
9. 1	Les scénarios de référence	19
9. 2	Effet de la variante sobriété.....	20
10	Caractéristiques des sources pour un bon mix énergétique	21
10. 1	Les caractéristiques des sources primaires d'énergie.....	21
10. 2	Comparaison de la sécurité des productions d'électricité.....	23
10. 2. 1.	Quels sont les risques comparés entre les diverses productions :	23
10. 3	Comparaison des émissions de CO ₂ des sources énergétiques.	24
10. 4	Compétitivité financière des générations d'électricité.....	25
11	Notre analyse des scénarios	25
11. 1	Besoin d'une volteface stratégique pour diminuer le CO ₂ en Métropole	26
11. 2	Le renoncement à minimiser le coût du kWh décarboné	28
11. 3	L'insuffisance de capacité d'énergie certifiée	30
11. 4	Les raisons du renoncement à une capacité nucléaire plus importante	33
11. 5	L'utopie du captage de CO ₂	38
11. 5. 1.	Capter le CO ₂ des gaz de combustion	38
11. 5. 2.	Stocker et transporter le CO ₂	38
11. 5. 3.	Stockage du CO ₂	38
11. 5. 4.	Avenir du CCS (Captage du Carbone à Stocker)	38
11. 6	La variabilité aléatoire excessive de la puissance éolienne	38
11. 7	Le coût exorbitant de la flexibilité par stockage d'énergie	42
11. 8	Le recours hypothétique à la coopération européenne	44
12	Conclusion	44

1 Introduction

1.1 Les défis de la stratégie énergétique

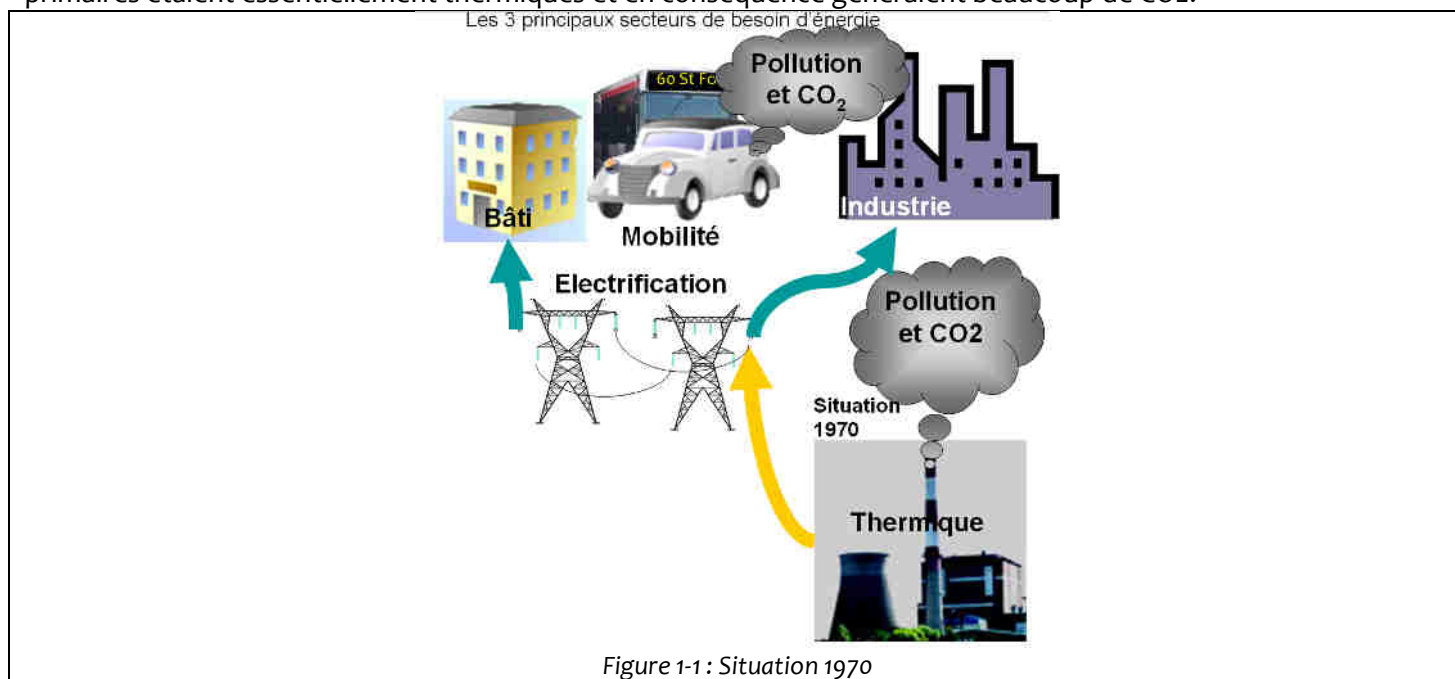
En 2050, disposerons-nous, en permanence, de l'électricité décarbonée nécessaire à notre confort, notre mobilité et notre industrie, à un coût acceptable pour assurer un niveau de vie correct pour tous ?

Nous présenterons **les défis de la stratégie énergétique**, pour atteindre la neutralité carbone à un coût acceptable :

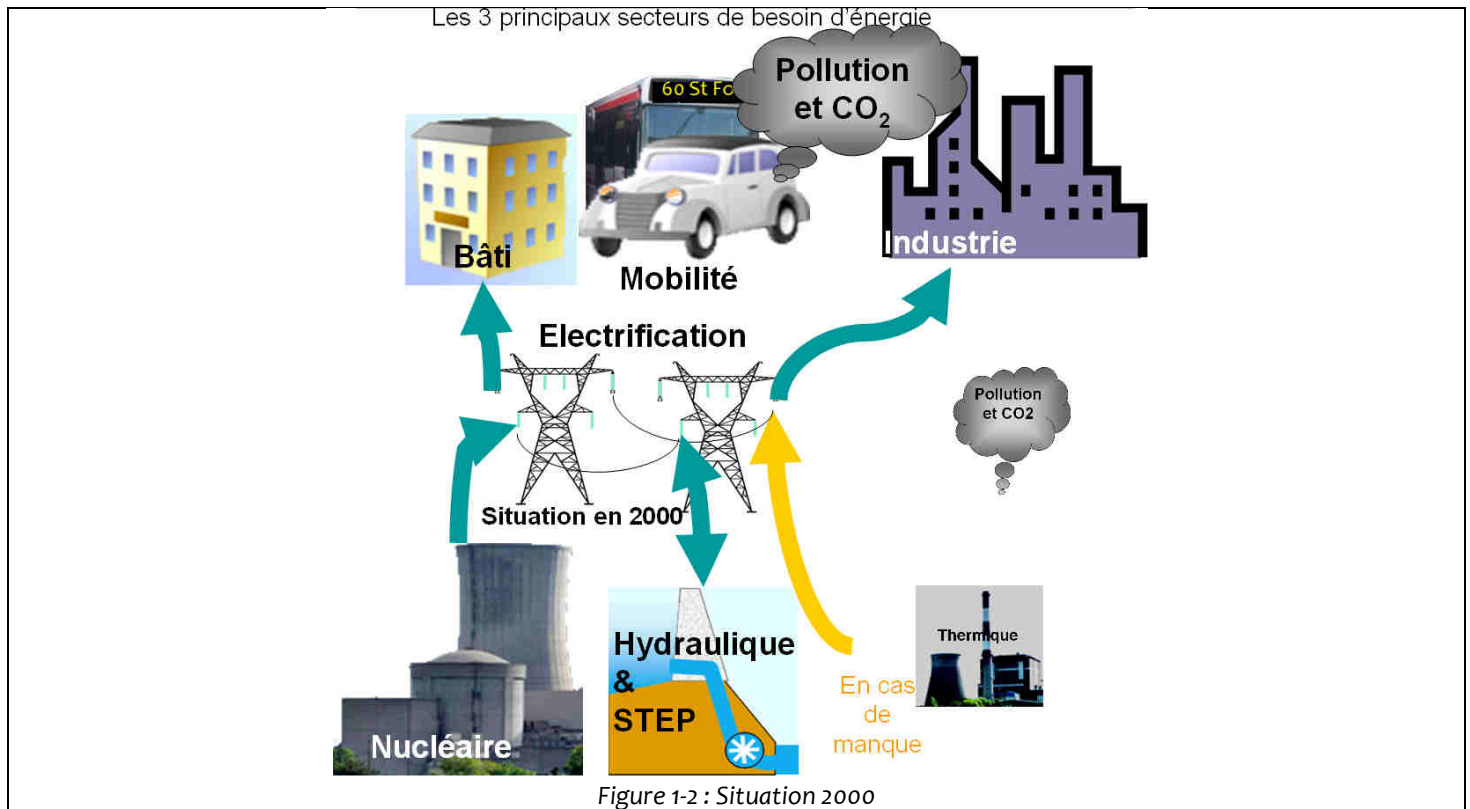
- ⇒ **Défis stratégiques à 30 ans pour palier aux déficiences**, selon les rapports RTE 2017 et 2021,
- ⇒ **Perte en 30 ans de l'indépendance énergétique française**, selon la Commission d'enquête parlementaire sur la souveraineté énergétique 2023,
- ⇒ **Importance des conséquences pour la Métropole lyonnaise :**
Mobilité Libre ou contrainte, Confort assuré ou non,
- ⇒ **Les propositions notamment de l'Assemblée Nationale pour atteindre nos objectifs.**

1.2 L'évolution historique de l'énergie

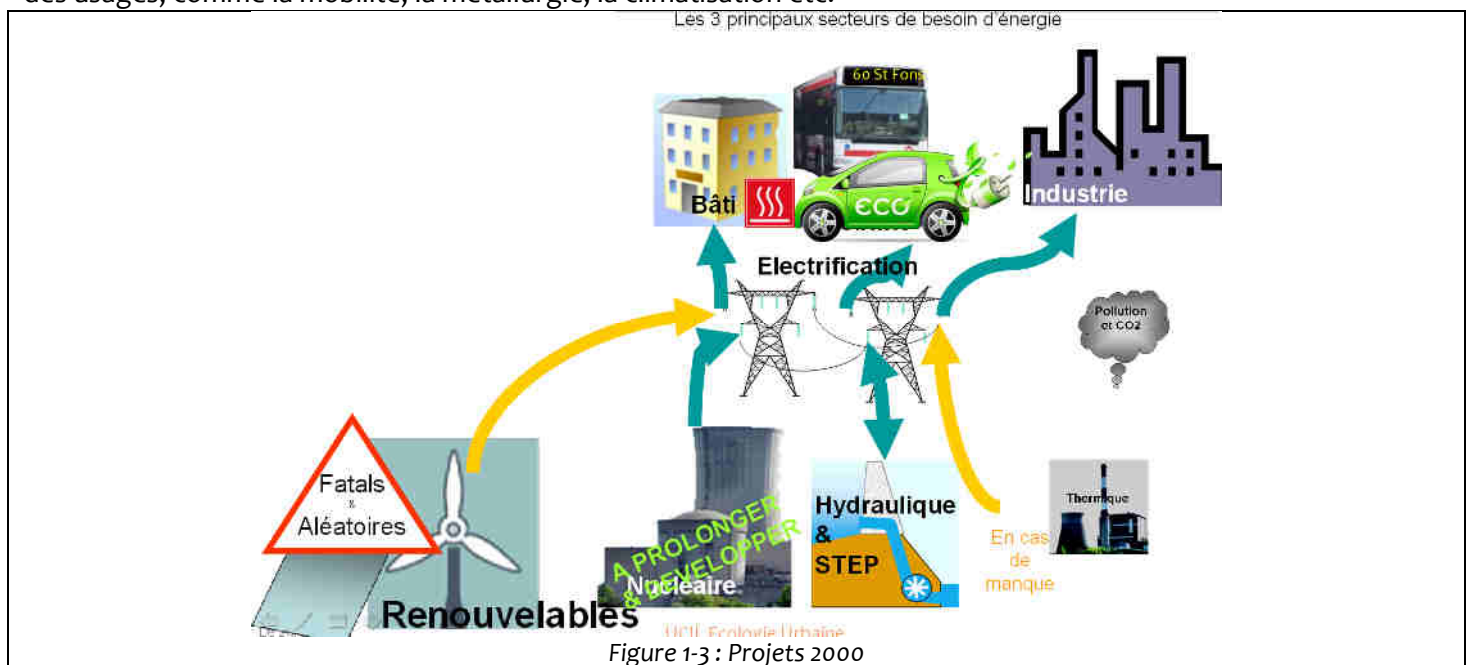
Les 3 domaines notablement consommateurs d'énergie sont la mobilité, l'industrie et le bâti. Dans les années 1970, les besoins énergétiques étaient presque 2 fois moindre qu'actuellement. Mais les sources d'énergie primaires étaient essentiellement thermiques et en conséquence génèrent beaucoup de CO₂.



De 1970 à 2000, la France, puissance atomique a eu la bonne idée de développer, en plus de la houille blanche, le nucléaire civil pour produire de l'électricité décarbonée. L'usage de l'électricité s'est développé dans l'industrie, le tertiaire, le chauffage des bâtiments. Cette mutation a été possible grâce à la construction à un rythme effréné de centrales nucléaires en un quart de siècle. Cela a permis de réduire la part de l'énergie thermique et les émissions de CO₂. Durant ces 30 années, en raison de la croissance du niveau de vie moyen, le besoin d'énergie a quasi doublé.



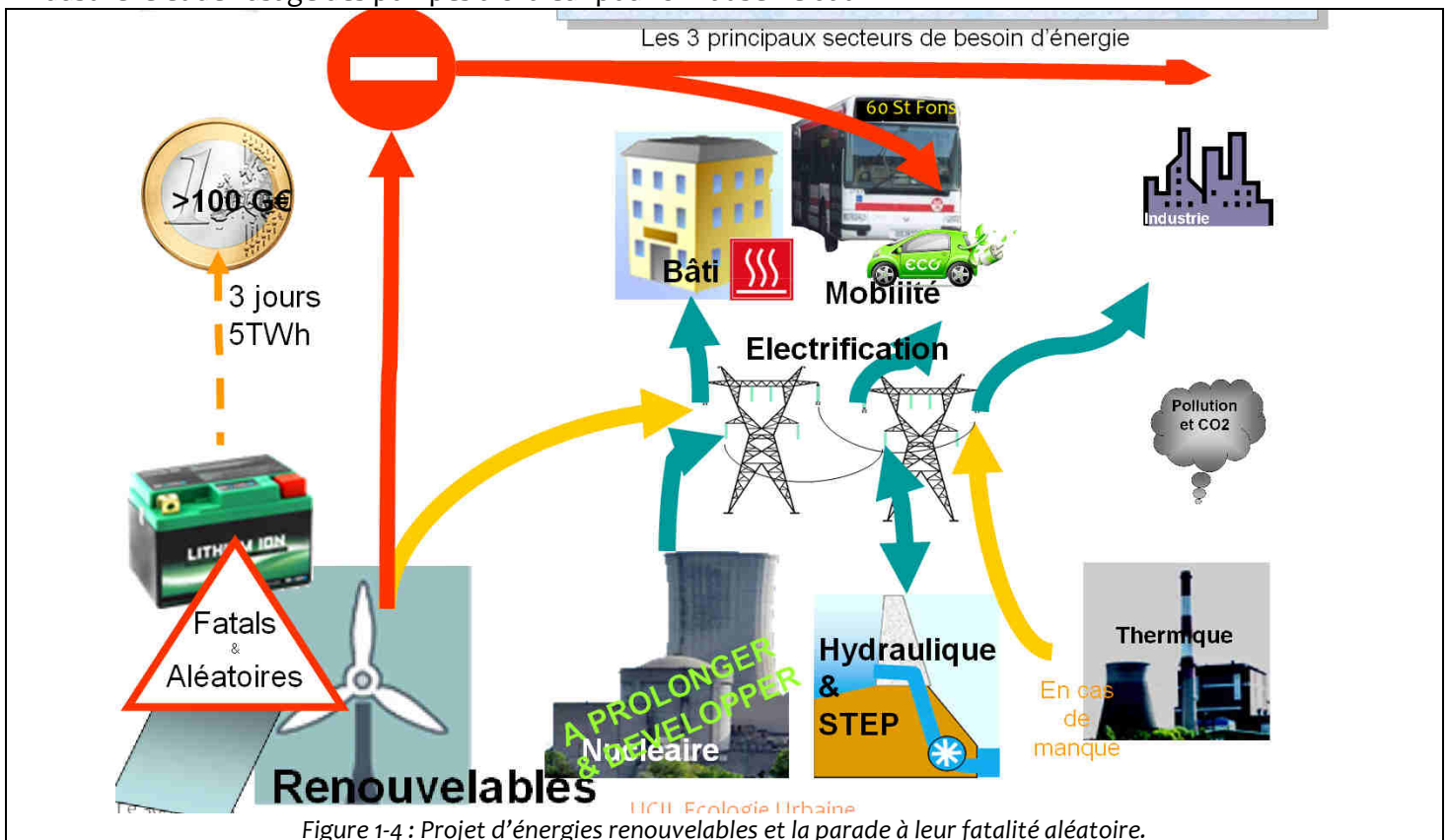
Néanmoins, en 2000, les combustibles restent largement utilisés pour produire l'énergie nécessaire à de nombreux usages, comme la mobilité, le chauffage par des chaudières à combustibles (gaz, pétrole...). D'où, pour diminuer l'empreinte carbone, le projet de remplacer l'énergie thermique par l'énergie électrique, pour la plupart des usages, comme la mobilité, la métallurgie, la climatisation etc.



Afin de réduire au minimum l'empreinte carbone, le projet majeur de la France est de convertir à l'électricité la plupart des usages énergétiques : la mobilité (bus, trains, automobile...), la climatisation, la métallurgie, les cimenteries... Logiquement, cela aurait dû conduire à continuer de développer les centrales nucléaires.

Assurer une mobilité sans carbone et sans contrainte dans les artères de la ville et favoriser la climatisation de l'habitat urbain notamment face aux canicules sont aussi deux défis cruciaux pour la Métropole lyonnaise, si elle veut conserver son attractivité et sa prospérité économique.

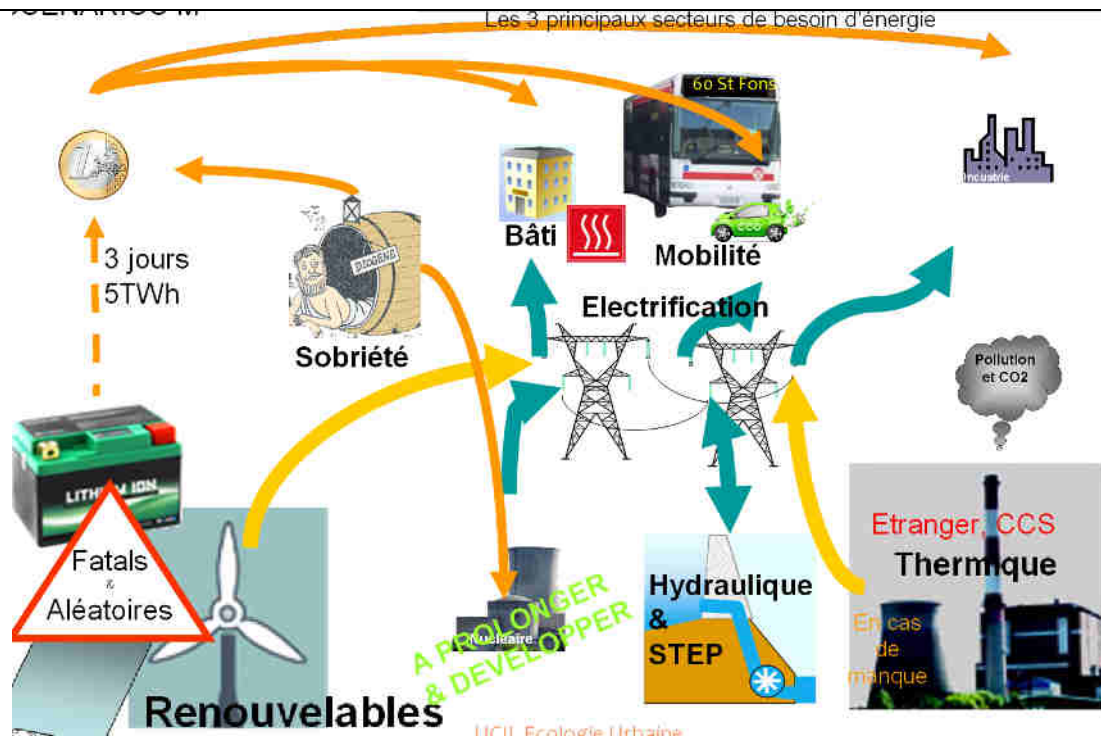
Cependant, pour s'allier le courant écologiste (arguant du danger nucléaire), plusieurs dirigeants politiques de ce siècle, sans justification ni économique, ni scientifique, ni technologique, ont décidé de réduire la part du nucléaire (de 75% à 50%), pour la remplacer par des énergies renouvelables. Malheureusement celles-ci ont le défaut d'être très variables de façon aléatoires et non pilotables et il a été décidé, en plus, qu'elles devaient être fatales, c'est-à-dire obligatoirement utilisées. Or, pour assurer l'équilibre permanent du réseau électrique, il faut compenser leur variabilité par l'apport de sources pilotables et réactives, comme l'hydraulique. Malheureusement, il faut aussi compléter ce besoin de réactivité par d'autres sources, comme le thermique à gaz ou le nucléaire. L'usage indispensable croissant du thermique a déjà plus que doublé les émissions de CO₂ du réseau électrique. Le nucléaire, qui n'a pas été conçu pour un fonctionnement rapidement variable, a connu des pannes imprévues. Ainsi, la peur irraisonnée (comme c'est souvent le cas), ici du nucléaire est devenue, une source de dégradation. Ces options et le retard consécutif dans le renouvellement du nucléaire ont transformé en vrai défi le développement espéré des solutions pour la neutralité carbone, de la mobilité électrique, de la décarbonation industrielle et de l'usage des pompes à chaleur pour climatiser le bâti.



Des solutions évoquées, comme la décarbonation des combustions, comme le stockage des productions énergétiques variables en batterie ou sous forme d'hydrogène, s'avèrent très coûteuses dans l'état actuel de la technologie et ceci pour encore quelques décennies. Un réel changement de cap dans la production pilotable et décarbonée d'électricité assurerait le développement espéré d'usages sobres en carbone. C'est ce que propose la commission de l'Assemblée Nationale sur la souveraineté. Mais faudrait-il savoir rattraper le temps perdu.

D'où l'idée d'imposer plus de sobriété aux usages énergétiques. Malheureusement, comme l'a démontré le Shift Project, la réduction de la consommation énergétique s'accompagne d'une diminution équivalente du PIB, c'est-à-dire, grosso modo, à court terme, du niveau de vie des français et des capacités d'investissement publics. Ces restrictions rendront alors plus difficile le financement des projets très coûteux de la « transition énergétique », comme l'amélioration des processus industriels, la conversion des solutions de mobilité individuelle et collective, le chauffage par pompe à chaleur et surtout le développement de capacités nucléaires suffisantes.

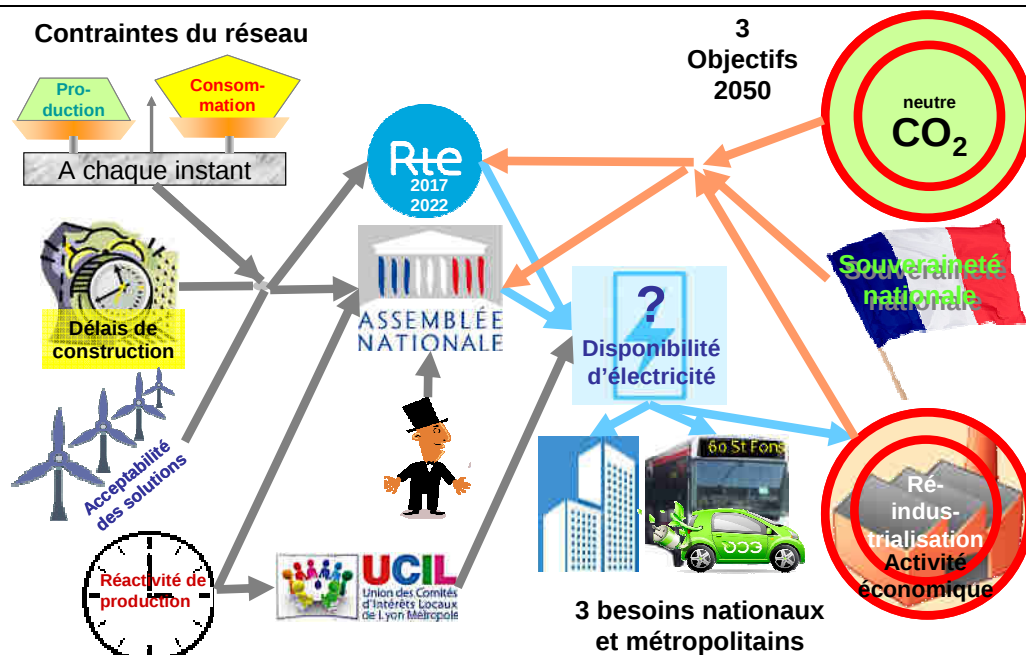
Quels choix judicieux restent possibles, quels choix seront faits, tel est le thème de cette conférence.



2 Contraintes et stratégie pour les objectifs énergétiques de la France

Trois objectifs sont visés par RTE :

- ⇒ La **neutralité carbone** en 2050,
- ⇒ La **souveraineté nationale**,
- ⇒ La **ré-industrialisation** qui consiste à rapatrier l'activité économique notamment celles qui utilisent des énergies carbonées.



Cette stratégie doit respecter diverses contraintes du réseau :

- ⇒ **l'équilibre** entre la capacité de production et la consommation à chaque instant, incluant la réactivité de la production pour assurer l'équilibre dynamique ;
- ⇒ **des délais de construction** de 10 à 15 ans ;
- ⇒ **l'acceptabilité** des solutions qui dépend du type de production (éolien, nucléaire, hydraulique...).

Dans son bilan prévisionnel de 2017, RTE a étudié la disponibilité de puissance pour alimenter les besoins, essentiellement pour **le bâti, la mobilité et la ré-industrialisation**. Ces besoins étaient estimés en baisse, afin de réussir à limiter la production nucléaire à 50%, comme promis par François Hollande. La commission écologie urbaine de l'UCIL a fait alors des remarques sur l'irréalisme de ces prévisions.

A l'opposé, le rapport 2021 de RTE s'inscrit dans une stratégie du recours à l'électrique pour réduire les émissions de CO₂ et prévoit **l'accroissement de la consommation d'électricité** et propose une batterie de scénarios, incluant une part plus ou moins importante de renouvelables.

L'Assemblée Nationale, dans son rapport 2023 sur la Souveraineté Nationale en matière d'énergie a fait des propositions pour améliorer **la disponibilité d'énergie souveraine et décarbonée**.

3 Quelques mots sur la pertinence des objectifs

Les 3 objectifs sont cohérents. L'empreinte carbone inclut aussi, pour un bon tiers la consommation de produits finis importés. La **souveraineté nationale** inclut la **production nationale d'électricité et de biens**. L'objectif de ré-industrialisation par des entreprises utilisant de l'énergie est nécessaire à la réduction de l'empreinte carbone. La **ré-industrialisation** par des fabrications sobres en CO₂ réduira l'empreinte carbone à la fois des biens importés et des biens consommés alors fabriqués en France, essentiellement grâce à de l'électricité décarbonée. La **réduction des émissions de CO₂** impliquera obligatoirement une conversion de l'usage des énergies thermiques en usage d'électricité décarbonée. Cela accroîtra aussi nos besoins en électricité.

L'accroissement de **l'absorption de carbone** est très ambitieux. En effet, la forêt est déjà très développée en France et, de plus, menacée par le réchauffement climatique. Les prairies absorbent autant de CO₂ que la forêt et mériteraient d'être conservées. Les friches sont limitées à 1%. Cependant les objectifs de captation et de réduction des émissions de carbone nous semblent d'une ambition à peine crédible.

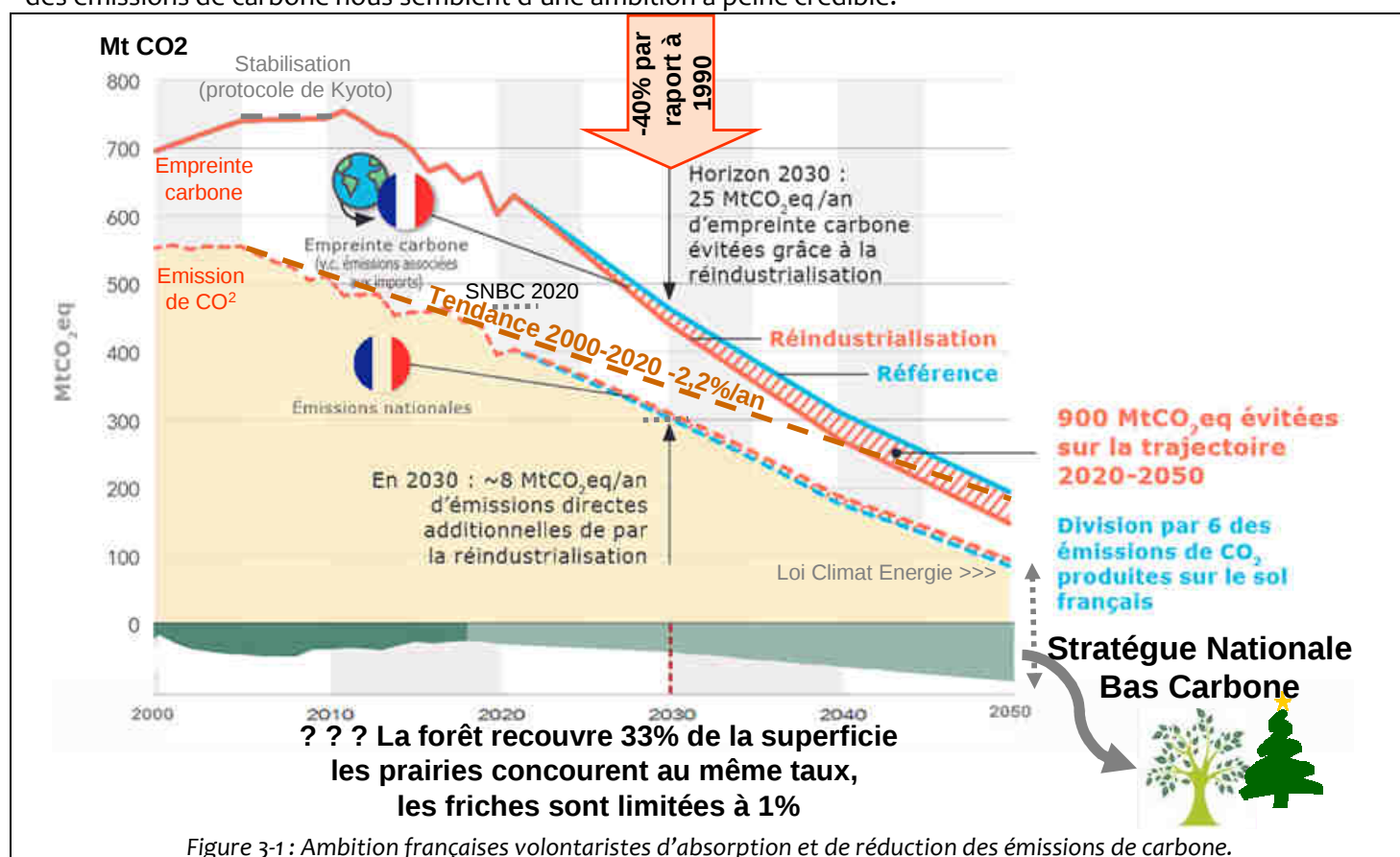


Figure 3-1 : Ambition françaises volontaristes d'absorption et de réduction des émissions de carbone.

Cependant, les entreprises choisiront le territoire français, si le coût de l'électricité est compétitif. Cela signifie qu'il manque un objectif fondamental : disposer du kWh à un coût compétitif.

4 La perte de souveraineté énergétique

(Commission d'enquête de l'Assemblée Nationale sur la perte de souveraineté)

4.1 Définition de la souveraineté

Capacité à

- ⇒ garantir en permanence la capacité de production face à la consommation,
- ⇒ choisir nos options de production énergétique,
- ⇒ réduire nos dépendances vis à vis de l'étranger,
- ⇒ assurer la résilience énergétique face aux crises.

4.2 La disponibilité des sources énergétiques

Il faut :

- ⇒ Garantir la disponibilité des matières en s'approvisionnant auprès de fournisseurs nationaux ou à défaut les plus sûrs possibles, et multiples ;
- ⇒ Disposer de suffisamment de stocks pour palier aux défauts d'approvisionnement et les traiter en France ;
- ⇒ Maîtriser les coûts.

Le tableau montre que l'hydraulique et le nucléaire sont les 2 sources acceptables au regard de la souveraineté.

Source primaire	Charbon	Pétrole	Gaz	Uranium	Eau	Vent	Soleil	Géo-thermie	Bio-masse
Disponibilité	0%	0%	0%	faible concentration	100%	25% aléatoire	15% diurne et aléatoire	100%	100%
Fournisseurs	Pologne, Allemagne, Australie	Pays du golf, Etats unis, Australie	Norvège, Russie, Algérie	Kazakstan, Niger, Australie, Canada, existe en France	France	France	France	France	France
Stock Français	3 mois	3 mois	4 mois	Des années	Quantité limitée				3 mois
Délai d'épuisement	200 ans	80 ans	80 ans	8.000 ans	ENR	ENR	ENR		
Prix de l'électricité	8 €/kWh	9 à 20 €/kWh	6 à 30 €/kWh	5 €/kWh	5 €/kWh	11 à 30 €/kWh	11 à 30 €/kWh	15 €/kWh	12 €/kWh
Variabilité du prix	2	3	5	?	1	1	1	1	1
Souveraineté					90%	Aléatoire 15%	Aléatoire 21%		

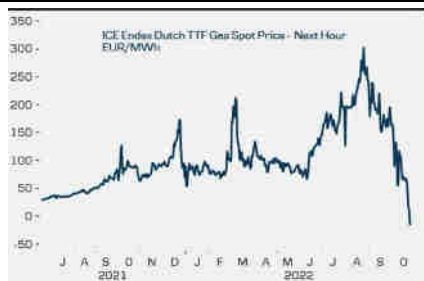


Figure 4-1 : fluctuation des cours du gaz et de l'uranium.

Cours :

- ⇒ Pétrole : 5 € à 20€ / kWh ;
- ⇒ Gaz : 3€ à 30€ / kWh ;
- ⇒ Uranium : 0,5€ / kWh.

Traitement local

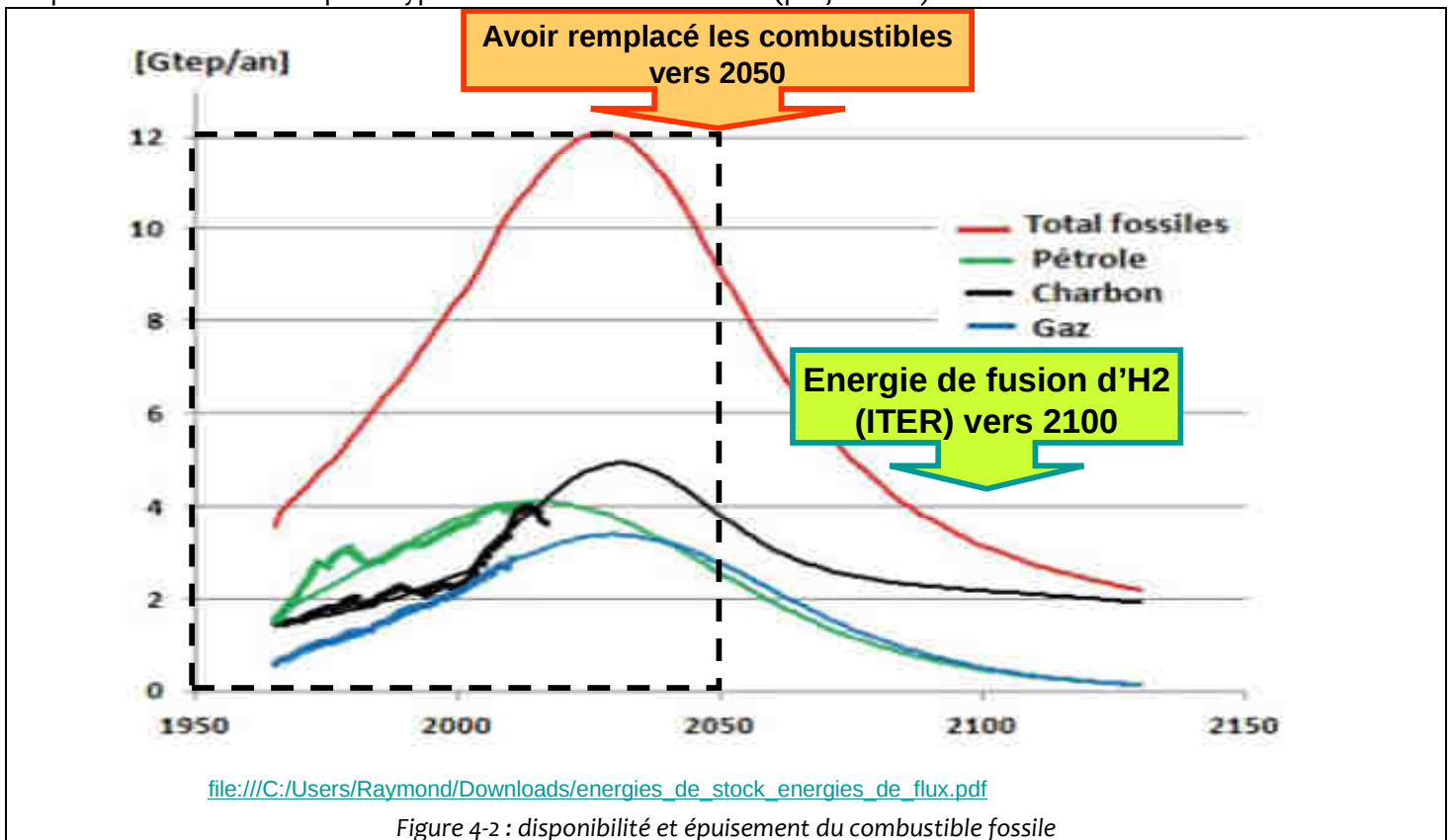
- ⇒ Pétrole : 6 raffineries,
- ⇒ 70% de la consommation,
- ⇒ Gaz : 2% de méthanisation,
- ⇒ Uranium : quasi 100%, capacité de centrifugation à accroître.

4.3 La disponibilité mondiale des combustibles a atteint son maximum

La disponibilité des combustibles fossiles extraits du sol (pétrole, charbon, gaz...), peut se représenter grosso-modo par une courbe en forme de cloche, dite courbe de Hubbert, représentée par le diagramme de la Figure 4-2. Ces divers combustibles, sont en train d'atteindre leur summum de production. L'uranium a aussi environ une cinquantaine d'années de disponibilité. Mais la technologie actuelle en utilisant moins de 1%, il apparaît urgent de ne pas trop attendre pour mettre en œuvre de nouveaux types de centrales qui multiplieraient par 100 sa disponibilité.

Le monde et la France notamment va se trouver bien avant 2050 dans l'obligation soit de trouver des sources énergétiques alternatives, soit de réduire drastiquement sa consommation. D'une façon générale, attendons-nous à une pénurie prochaine, qui va se traduire par une crise de souveraineté due à la fois à une hausse des coûts et aussi caractérisée par l'incapacité pour les états non producteurs à approvisionner la quantité désirée, les forçant à des révolutions technologiques.

La relève ne sera guère assurée avant 2100, par l'énergie de fusion d'hydrogène par des « tokamaks » expérimentés à l'état de prototypes notamment à Cadarache (projet ITER).



5 La stratégie tout électrique remplace la réduction énergétique

En France, grâce à une électricité en moyenne peu carbonée par kWh, inférieure à 100 g/kWh (Figure 5-1), la moitié de l'énergie est d'origine électrique, mais seulement 7 à 8% du CO₂ est émis par l'usage de l'électricité (Figure 5-2).

La stratégie proposée par RTE en 2021 a heureusement changé, et n'est plus de réduire la consommation d'énergie électrique, mais au contraire d'en accroître le taux d'usage, afin de réduire l'empreinte carbone de la France.

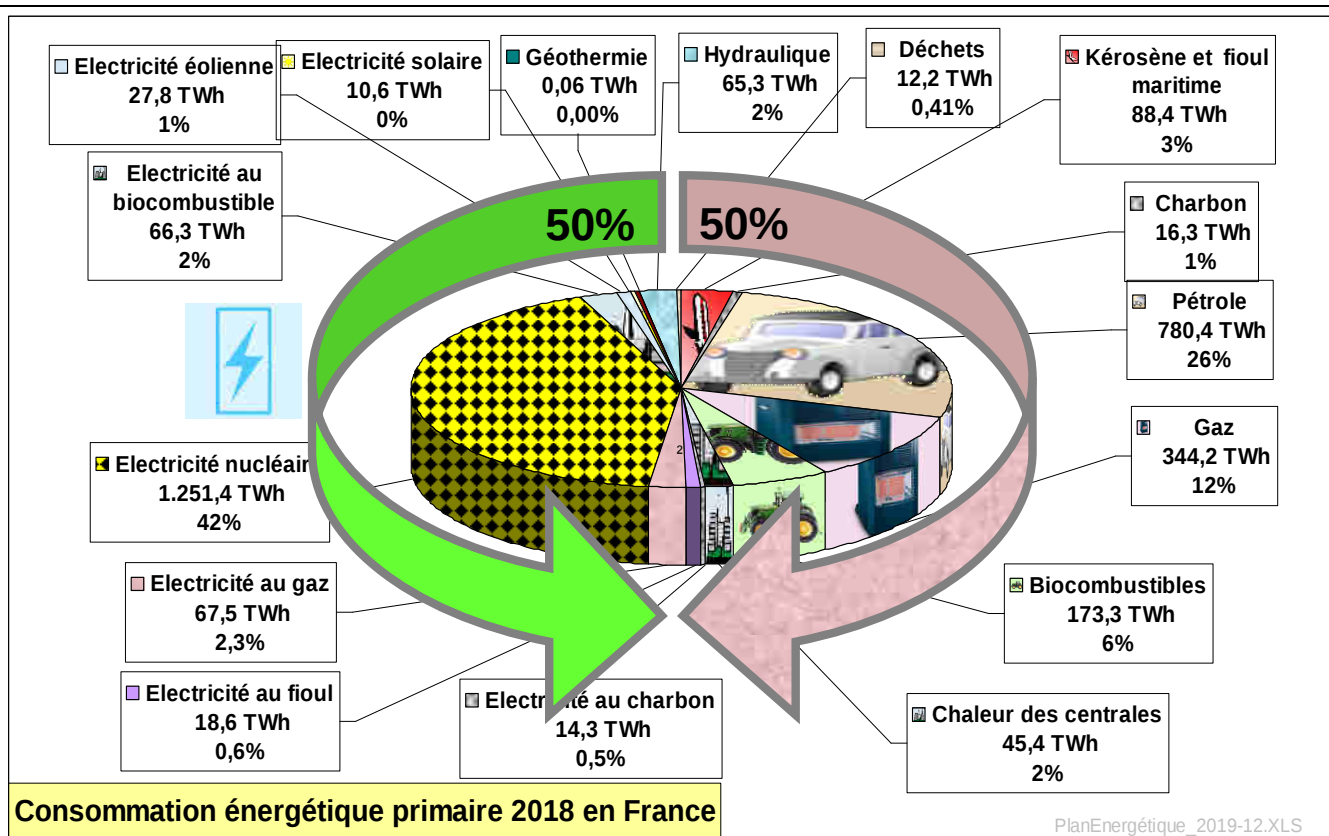


Figure 5-1 : La part d'énergie primaire électrique en France

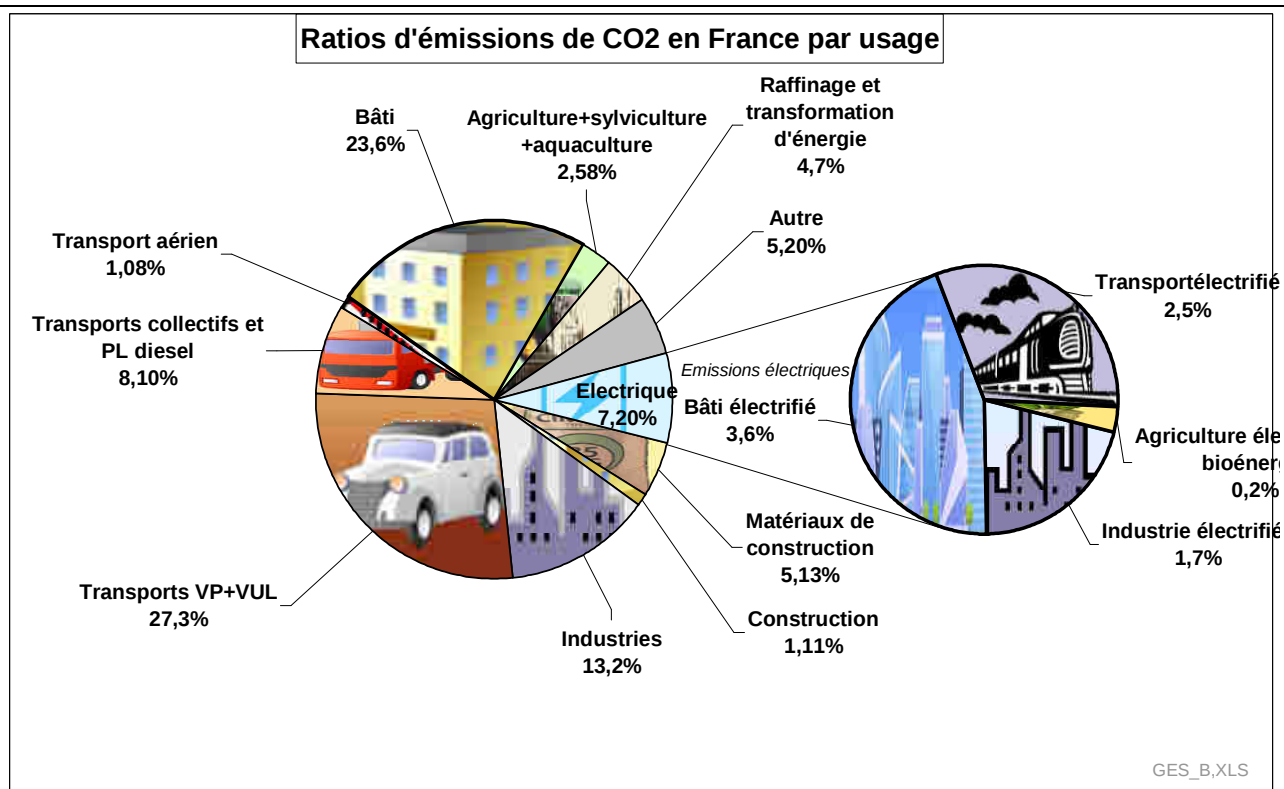


Figure 5-2 : La part de l'électricité dans les émissions directes de CO2

6 Conséquences d'une décennie de procrastination de nos dirigeants

Les évolutions de la précédente décennie ont été caractérisées notamment par :

- ⇒ La proposition présidentielle de limiter la production d'énergie nucléaire à 50% ;
- ⇒ La Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte en 2015 ;
- ⇒ Les scénarios de RTE en 2017, appliquant cette réduction à 50% du nucléaire ;
- ⇒ L'étude à la demande du gouvernement de scénarios à RTE, fournis en 2021-2022 ;
- ⇒ La commission de l'Assemblée Nationale sur la souveraineté nationale, déclenchée par les difficultés d'EDF à alimenter la France en électricité, suite à la crise du gaz russe.

6.1 Les objectifs généraux judicieux de la LTECV¹ (2015)

La LTECV a promulgué des objectifs généraux intéressants pour la production électrique :

Objectifs de production :

- ⇒ Accroître la souveraineté,
- ⇒ Accroître la sûreté,
- ⇒ Accroître la compétitivité,
- ⇒ Réduire l'empreinte carbone,
- ⇒ Réduire l'exposition à la pollution,

Objectifs de consommation :

- ⇒ Accroître la sobriété ;
- ⇒ Réduire l'usage de sources fossiles ;
- ⇒ Améliorer le transport et
- ⇒ Accroître le stockage.

Il manquait cependant 2 objectifs fondamentaux que la réduction de production nucléaire empêchait d'atteindre :

- ⇒ **Développer l'électricité,**
- ⇒ **Équilibrer le réseau (à chaque instant).**

Au lieu de décliner ces objectifs, la stratégie annoncée a été la suivante :

Diversifier le modèle énergétique :

Avec **des objectifs chiffrés incompatibles avec les objectifs généraux**, fatalement peu respectés, heureusement ;

- ⇒ Réduire les émissions de gaz à effet de serre, de -40 % en 2030 par rapport à 1990 (1,25%/an) ;
- ⇒ **Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à 2012 ;**
- ⇒ **Réduire l'énergie électrique ;**
- ⇒ Réduire la consommation d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 1980 ;
- ⇒ **Accroître la part des énergies renouvelables à 40 % de la production d'électricité ;**
- ⇒ **Baisser à 50 % la part du nucléaire à l'horizon 2025 et le limiter à 63GW.**

Cette stratégie a eu pour conséquences

- ⇒ l'accroissement de la dépendance aux fournisseurs chinois,
- ⇒ l'accroissement des imports d'électricité, en cas de vent faible ;
- ⇒ une perte de sûreté :
 - l'équilibrage du réseau aléatoire ;
 - la maintenance mal anticipée (Assemblée 2023) ;
 - un retard fatal dans le remplacement des réacteurs (Assemblée 2023) ;
- ⇒ une perte de compétitivité caractérisée par :
 - l'accroissement du coût de l'électricité (taxe CSPE ou TCIFE = +30%), subventionnant les renouvelables, et subie à cause des importations de gaz devenu indispensables.
- ⇒ le doublement de l'empreinte CO2 du réseau électrique.

¹ Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte

A cause des importations accrues et du recours au gaz, les émissions de CO₂ du réseau s'élèvent à environ 100 g/kWh au lieu de 50 g/kWh il y a 10 ans, comme on le constate sur electricitymap.org.

Ceci a mis la mobilité électrique et la ré-industrialisation dans l'impasse de la pénurie et du surcoût de l'électricité.

6. 2 Les prévisions de consommation électrique orientées à la baisse selon RTE 2017

Cette loi s'appuyait sur des prévisions de consommation électrique publiées par RTE, orientées à la baisse.

En effet, celle des simulations qu'a édité RTE en 2018, qui tablait sur une consommation électrique constante a démontré qu'une consommation constante ne permettait pas de respecter l'objectif imposé par le président de la République de réduire à 50% la production nucléaire.

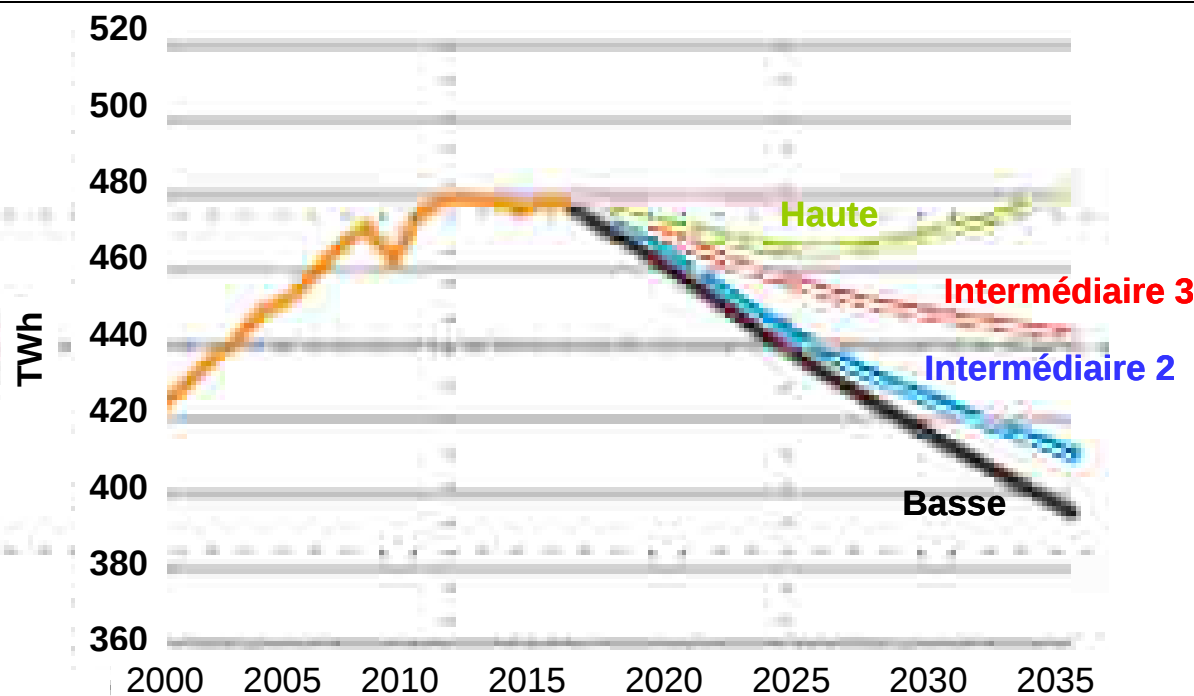


Figure 6-1 Prévisions de consommation électrique du bilan prévisionnel RTE de 2017

Dans les faits, la France a accru :

- ⇒ la part des énergies renouvelables qui est passée de 6% à 14% en 2021 soit 0,8%/an, visant 22% en 2030,
- ⇒ la part d'électricité renouvelable qui est passée de 17% en 2011 à 19,3% en 22, visant 24% en 21 (0,7% /an).

La baisse involontaire et forcée du nucléaire a provoqué une crise énergétique en 2021, qui a obligé à importer beaucoup d'électricité carbonée et fait prendre conscience de notre dépendance énergétique au nucléaire.

6. 3 Les 6 erreurs de notre politique énergétique

Selon le rapport de la commission sur la perte de souveraineté de la France établi par l'Assemblée Nationale :

- Faire des **prévisions énergétiques irréalistes** :

RTE a sous-estimé nos besoins d'électricité, sans réflexion de long terme, sur nos ambitions industrielles et climatiques, pour respecter nos objectifs écologiques de sortie nécessaire des énergies fossiles

- Opposer l'électricité renouvelable au nucléaire :

- **S'être focalisé sur le mix électrique**, alors qu'il est déjà pilotable et décarboné, au détriment de la sortie des énergies fossiles, ce qui entraîne des défis immenses

- Parc nucléaire :

n'avoir pas anticipé la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires et leur renouvellement en série industrielle et non en un chantier isolé, fragilisant la filière, ses compétences et la capacité du pays à se relancer dans un chantier d'envergure.

- Énergies renouvelables :

- ⇒ Développer les renouvelables fatals et à variations aléatoires incompatibles avec l'équilibrage du réseau par le nucléaire.
- ⇒ N'avoir pas construit plus vite des filières industrielles d'énergies renouvelables pour remplacer les énergies fossiles, à mesure que des objectifs étaient fixés.

- Marché européen :

- avoir accepté, depuis 20 ans, des règles qui fragilisent le modèle énergétique français et EDF :
- loi NOME, dispositif ARENH, concessions hydroélectriques, règles d'échanges de l'électricité.

- Recherche :

- avoir arrêté le réacteur Superphénix en 1997 et
- renoncé à notre avance dans la recherche et le développement de la 4ème génération.

7 Rapport RTE 2022 : une volteface prévisionnelle

7.1 Etude demandée par le gouvernement (Elisabeth Borne)

Compte tenu des problèmes pour respecter la Loi LTEVC, mis en évidence par RTE même dès 2018, le gouvernement a demandé à RTE une nouvelle étude plus sérieuse, et mettre à jour la Programmation Prévisionnelle de l'Energie :

« Instruire différents scénarios pour examiner quels étaient les choix devant nous, sur le plan :

- ⇒ technologique,
- ⇒ de la souveraineté,
- ⇒ **de compétitivité, des coûts de réalisation, de prix de l'électricité** ».

7.2 En 2022, prévisions croissantes de consommation électrique par RTE

On assiste à une volteface de prospective de RTE sur l'évolution de la consommation d'électricité française entre :

- ⇒ les scénarios de consommation à la baisse du bilan prévisionnel RTE 2017 et de réduction du nucléaire traduits dans les orientations de la loi LTECV ;
- ⇒ les scénarios de consommation à la hausse du rapport 2022 (800 pages) et de limitation du nucléaire
- ⇒ les stratégies très favorables au nucléaire proposées par l'Assemblée Nationale, allant au-delà des décisions présidentielles précédentes et même actuelles.

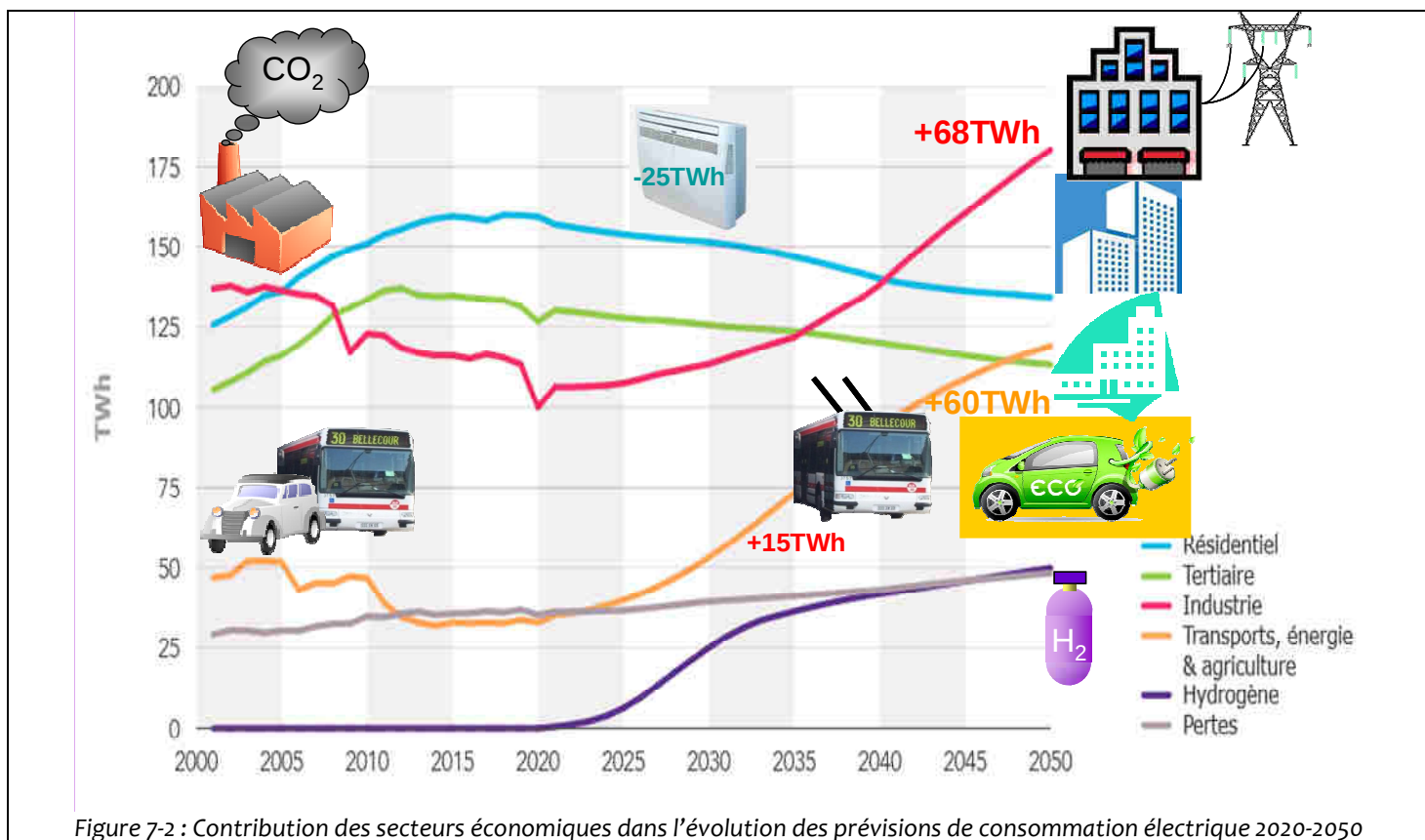
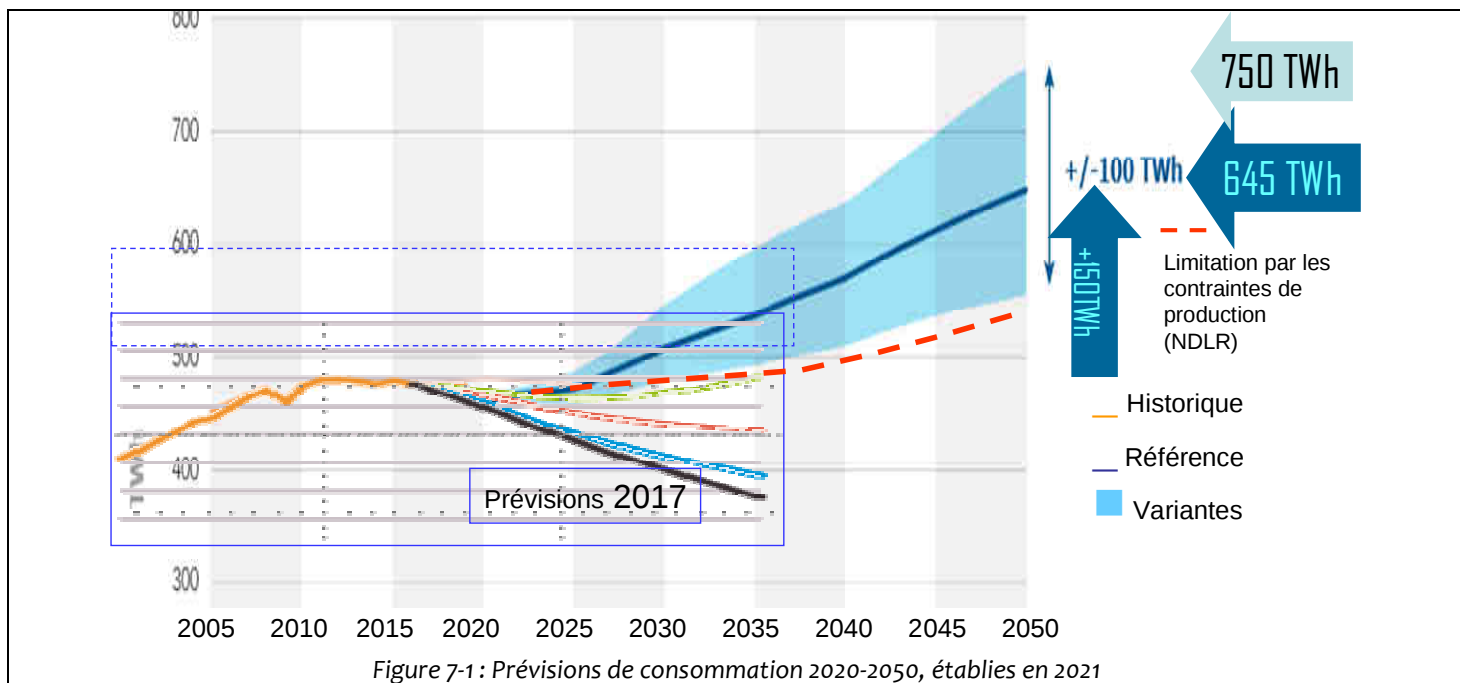
Malgré des progrès structurels d'efficacité énergétique et de décarbonation, afin d'assurer l'électrification des usages et la ré-industrialisation, l'étude très fouillée de RTE en 2021, prévoit l'accroissement de la consommation électrique de 150 TWh, la faisant passer de 480 TWh à 645 TWh dans l'hypothèse de référence.

On note un changement clair de perspectives, qui prennent en compte la nécessité de miser sur l'électricité pour décarboner l'activité économique.

La Figure 7-2 indique la contribution des différents secteurs économiques de consommation à cette évolution. Le secteur dont la consommation devrait s'accroître le plus est la mobilité, pour éviter l'usage de carburants (+120%). Le deuxième secteur que l'on souhaite recourir à plus d'installations électriques est l'industrie (+50%). Un autre secteur qui devrait se convertir à des solutions écologiques est le **chauffage** qui devrait se faire essentiellement par des climatisations électriques destinées à remplacer le chauffage par des chaudières à charbon, à fioul et surtout à gaz. Accessoirement le chauffage au bois peut être une solution complémentaire, si possible, exclusivement dans les zones d'habitat peu dense. Mais comme la climatisation électrique est au moins 3 fois plus économes en calories que les autres solutions, la consommation du secteur du bâti est prévue à la baisse. Enfin, en quantité variable selon les options, la production d'hydrogène, et surtout les pertes caloriques qui y seront liées, absorbera une part de la production électrique, pour la générer sous une autre forme.

Il s'agit là d'une **véritable mutation** plus que d'une transition, qui impliquera de multiples conditions :

- ⇒ l'injection par les pouvoirs publics de financements et d'incitations appropriées, sans dogmatisme,
- ⇒ donc, malheureusement des taxes impopulaires pour le contribuable et des coûts accrus pour l'utilisateur ;
- ⇒ des élus à tous les échelons, motivés et réalistes pour sélectionner les mesures les plus appropriées.



Par exemple, concernant l'habitat, la Figure 7-4 représente l'évolution des solutions de chauffage. On note par exemple le recours massif aux climatisations réversibles dans les bâtiments, pour remplacer les convecteurs. Cela devrait imposer des contraintes pour le bâti neuf et des incitations sérieuses pour le bâti existant. Concernant la mobilité, favoriser la voiture électrique conduira à équiper de bornes de recharges un maximum (~200.000) de stationnements et à doubler le réseau électrique. Il faudra aussi doubler l'usage des transports collectifs et pour cela multiplier les parcs relais périphériques (coût estimatif : 15 milliards pour Lyon). Des budgets gigantesques !

Les prévisions se déclinent en plusieurs scénarii selon les hypothèses d'intensification de l'électrification, d'accroissement ou non de la sobriété, de développement de l'efficacité énergétique et de la ré-industrialisation. L'accroissement de la consommation d'ici à 2050 varie ainsi de 17% à 58%, selon les scénarii (Figure 7-3).

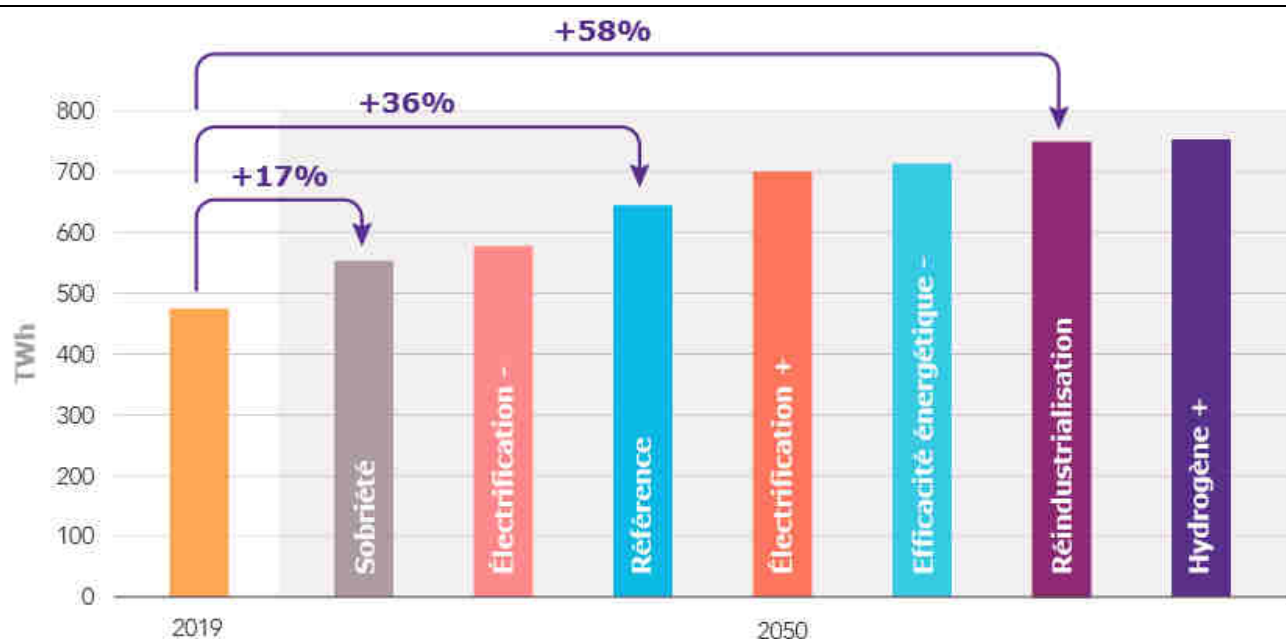


Figure 7-3 : Variantes des scénarii d'évolution de la consommation électrique 2020-2050

Evolution de la consommation résidentielle 2022-2050 (RTE)

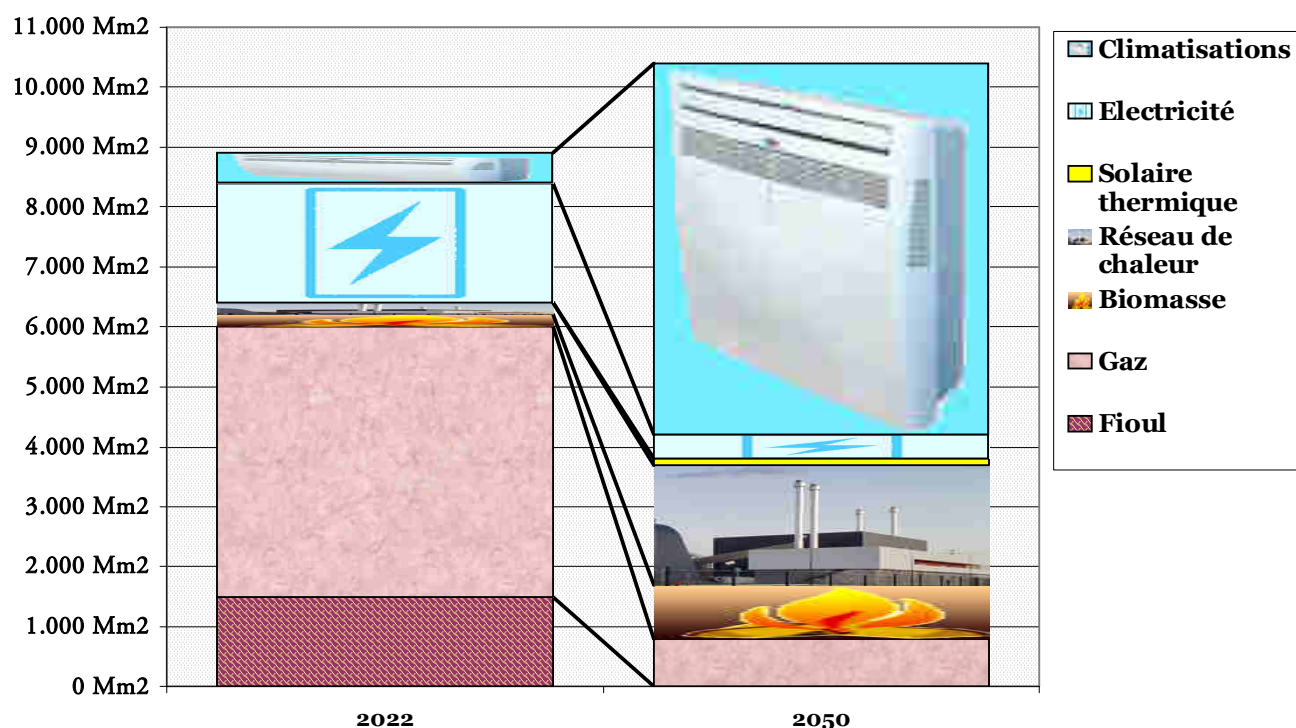


Figure 7-4 : Evolution des solutions de chauffage 2020-2050

8 Comment obtenir à tout instant la capacité de production nécessaire ?

8.1 Lissage de la consommation

Pour obtenir cette possibilité avec la capacité minimale de production :

- ⇒ Lisser la variabilité de la consommation en diverses saisons,
 - ⇒ Parer l'évolutivité aléatoire de la production, face aux extrêmes des besoins de puissance,
 - ⇒ Disposer de réactivité pilotable suffisante de la production.
- ⇒ **journalière instantanée** (à la seconde) et à court terme (à la demi-heure), due à l'évolutivité des besoins des manages et industriels, oscillant avec un maximum en début de soirée et un minimum nocturne, mais aussi à une variation de la production solaire disponible en milieu de journée, surtout par beau temps et surtout éolienne, avec des variations énormes et rapides (hausse ou chute de vent ou dépassement de force 8) ;
- ⇒ **hebdomadaire**, avec un minimum le week-end dû à l'activité des entreprises, notamment de l'industrie ;
- ⇒ **saisonnnière**, avec une surconsommation en période hivernale, impliquant des stockages massifs (barrages) ;
- ⇒ **annuelle** selon les variations climatiques.

Les calculs prévisions de RTE déterminent que la puissance à fournir sera bien plus variable en 2050 qu'en 2019.

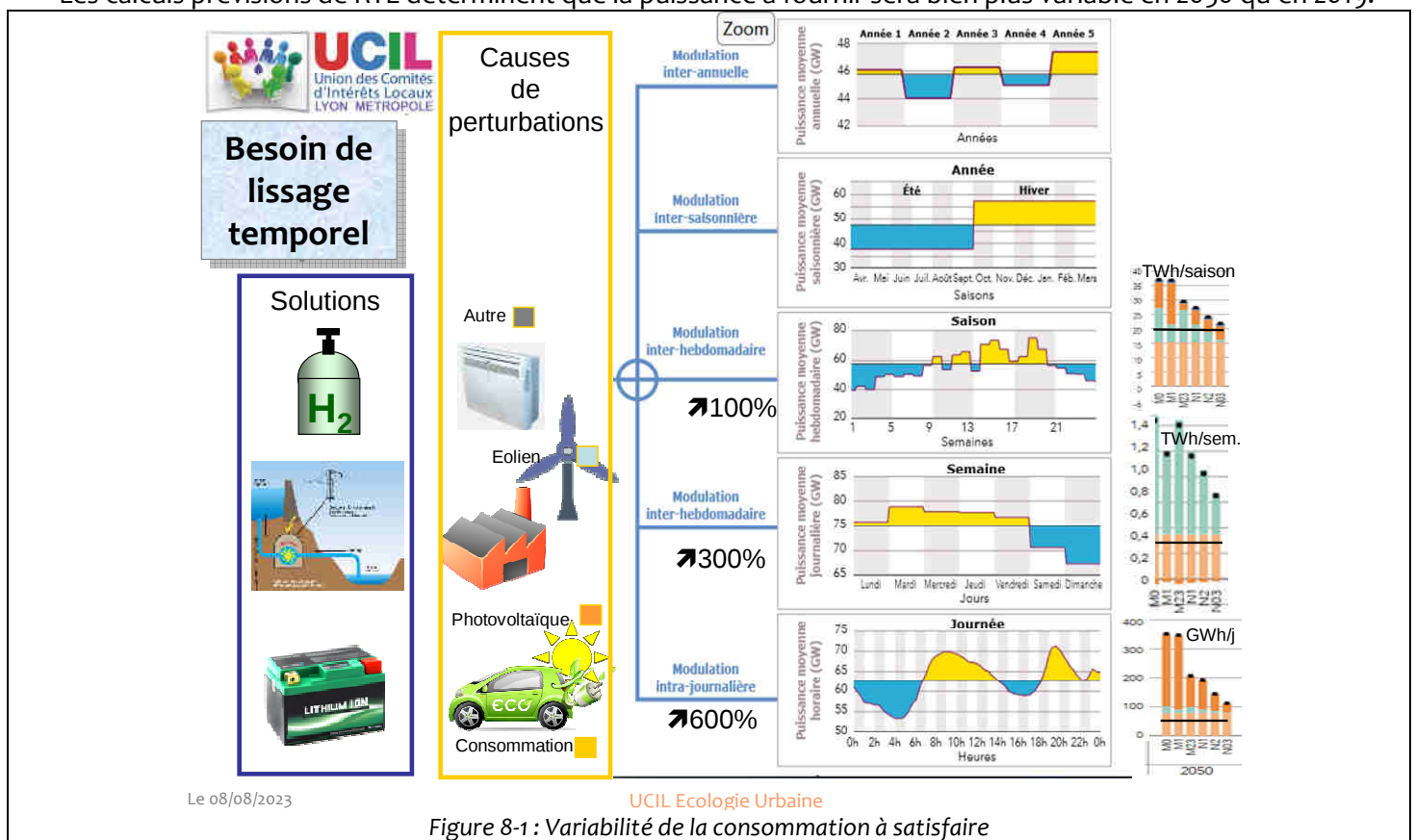


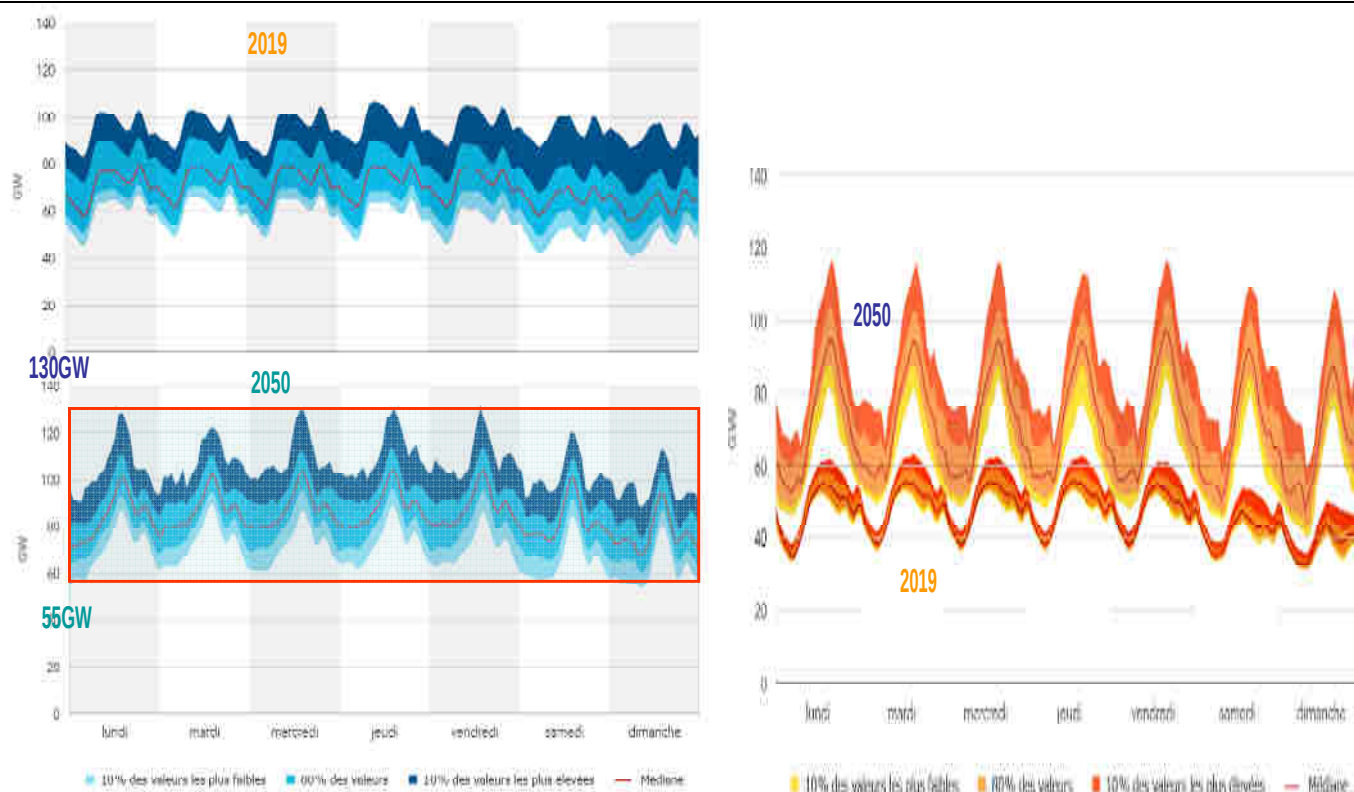
Figure 8-1 : Variabilité de la consommation à satisfaire

Si l'on considère la Figure 8-4, qui représente la probabilité d'avoir besoin au moins de la puissance indiquée en ordonnée, on constate que le besoin de **puissance requise de 2020 à 2050 augmente d'au moins 20 GW**, soit la puissance d'environ 20 EPR avec un facteur de charge (probabilité d'être disponible) de 75%.

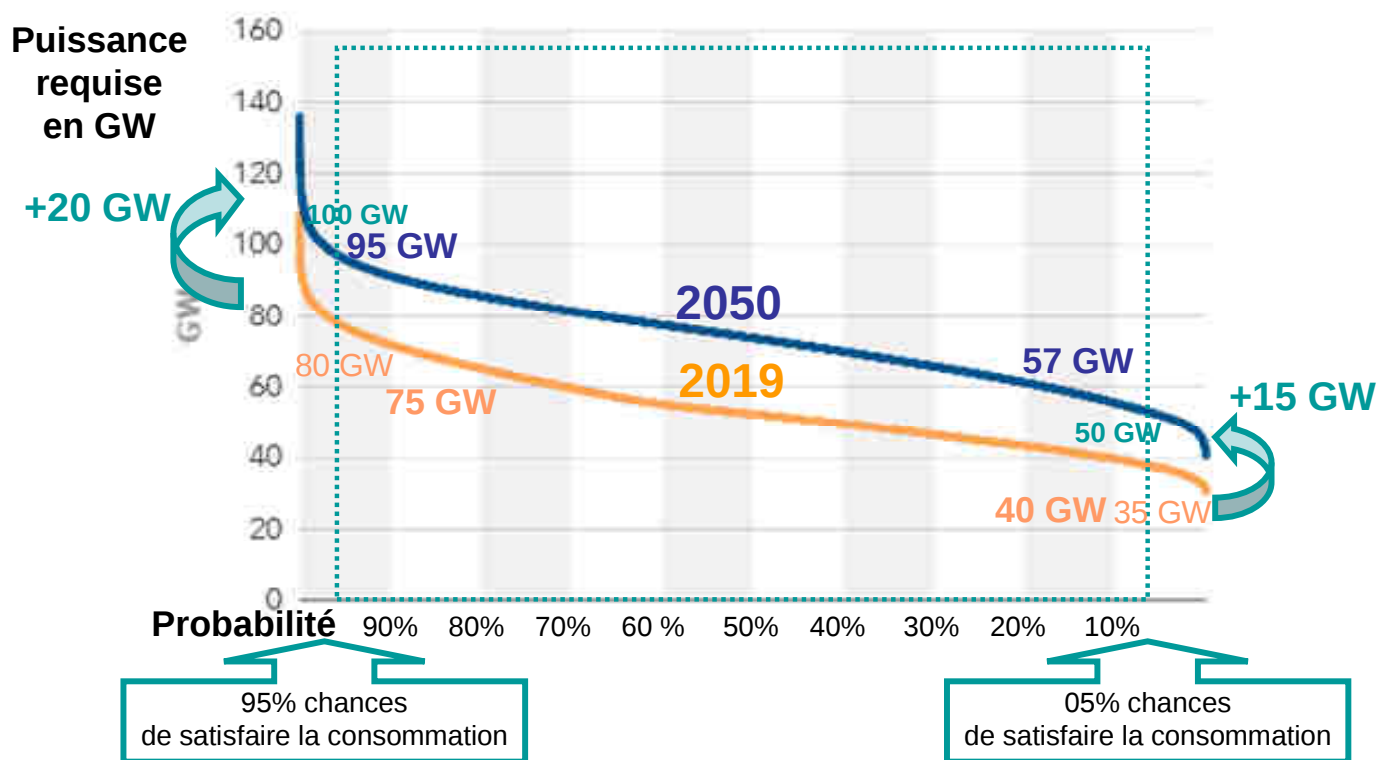
Il faut que le réseau sache faire face à une variabilité accrue.

Mais si les énergies aléatoires et fatales sont importantes, comme dans divers scénarios de RTE, la variabilité de la **puissance résiduelle à fournir par les sources d'énergie maîtrisables** est encore bien plus variable, jusqu'à devoir être soit stockée, soit déversée, comme le montre l'exemple de simulation de la Figure 8-4.

En mettant en œuvre des solutions de flexibilité, les besoins de puissance et de puissance résiduelle (après prise en compte des énergies fatales) sont représentés par la Figure 8-5. Il faut disposer d'une **puissance résiduelle d'au moins 85 GW**, soit 15 à 20 GW de plus que la puissance pilotable disponible actuellement.



Évolution des monotonies de consommation entre 2019 et 2050



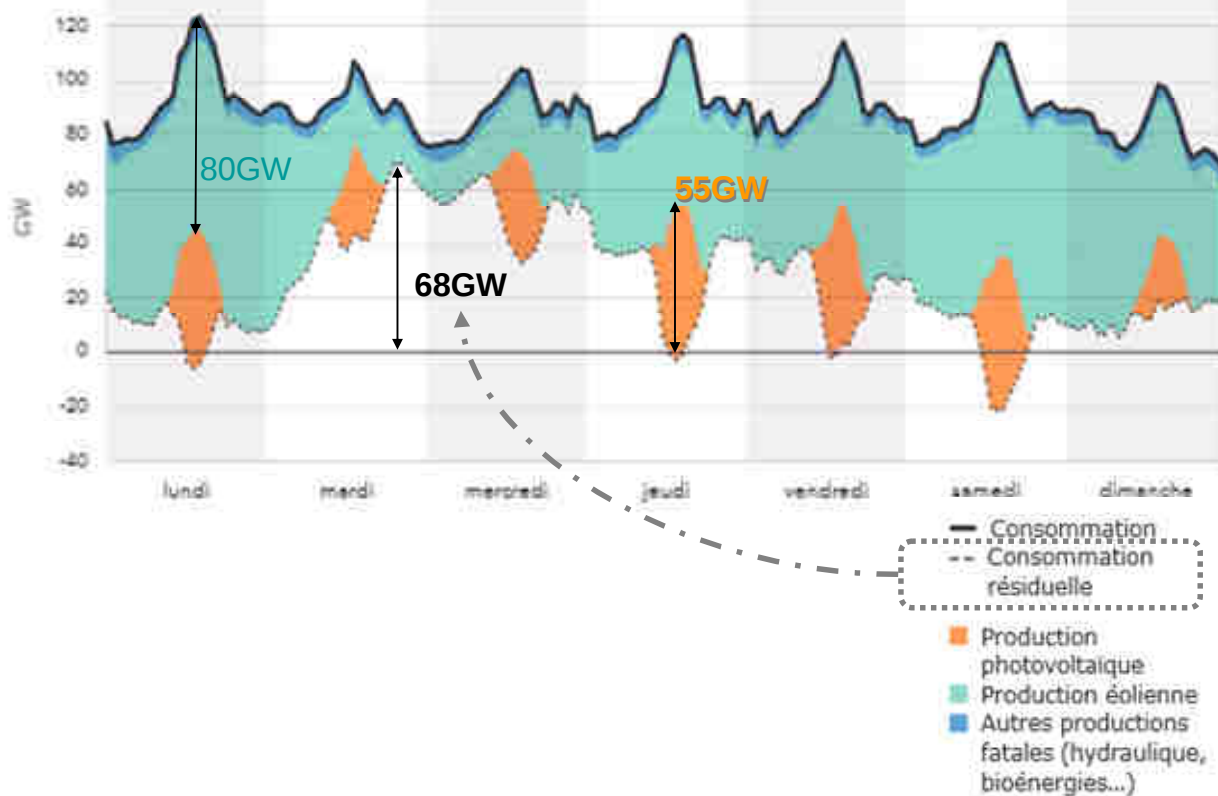
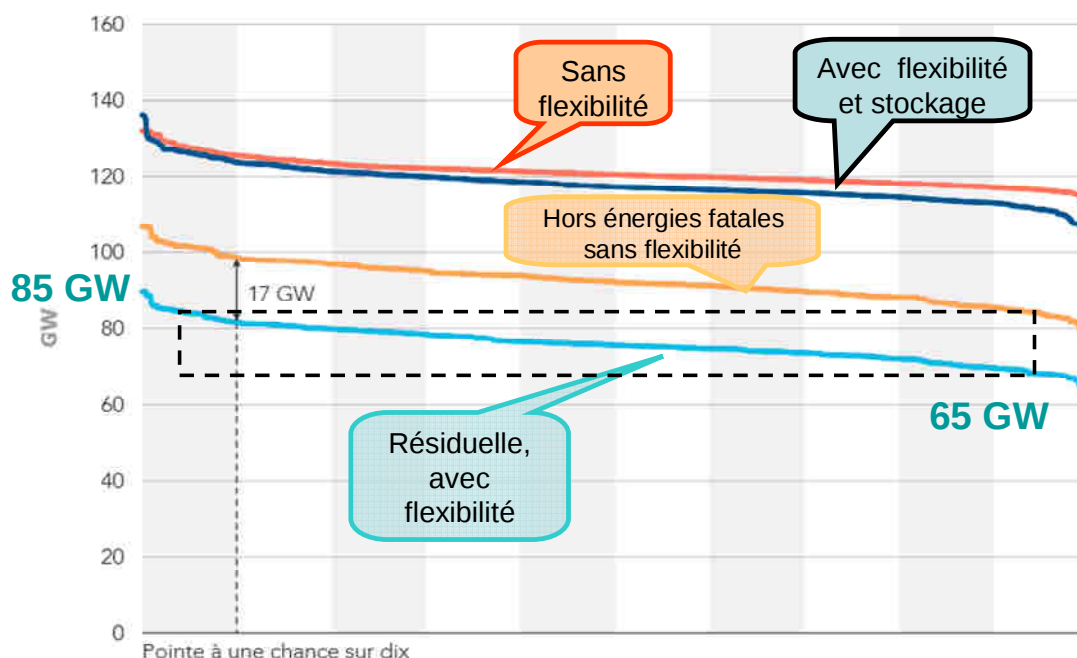


Figure 8-4 : Variabilité de la production à satisfaire par des sources maîtrisables



Capacité de production électrique résiduelle compte tenu de la flexibilité et du stockage



Le 10/08/2023

UCIL Ecologie Urbaine

Figure 8-5 : Variabilité de la production à satisfaire par des sources maîtrisables avec et sans flexibilité

Les parades reposent essentiellement sur :

- ⇒ l'extension de capacité hydraulique de barrages (limitée à 5%),
- ⇒ l'usage de STEP (Stockage Temporaire d'Eau Pompée de la retenue basse vers la haute, puis turbinée),
- ⇒ le recours au stockage en batteries très coûteux, même si les coûts seront 4 fois moindres en 2050,
- ⇒ le stockage d'énergie sous forme chimique (hydrogène ou méthane), ce qui est complexe et coûteux.

Faute de garantie de puissance instantanée suffisante, les solutions sont :

- ⇒ réduire la consommation en imposant des « effacements », c'est-à-dire des coupures de courant consenties, limitées en principe à 3 heures par contrat, en contrepartie d'un abonnement à coût réduit,
- ⇒ utiliser les batteries de véhicules en décharge, causant des décharges profondes, néfastes à leur longévité,
- ⇒ importer de l'énergie de pays européens où cet excédent est généralement produit par des combustibles.

9 Quels scénarios énergétiques sont proposés par RTE

9.1 Les scénarios de référence

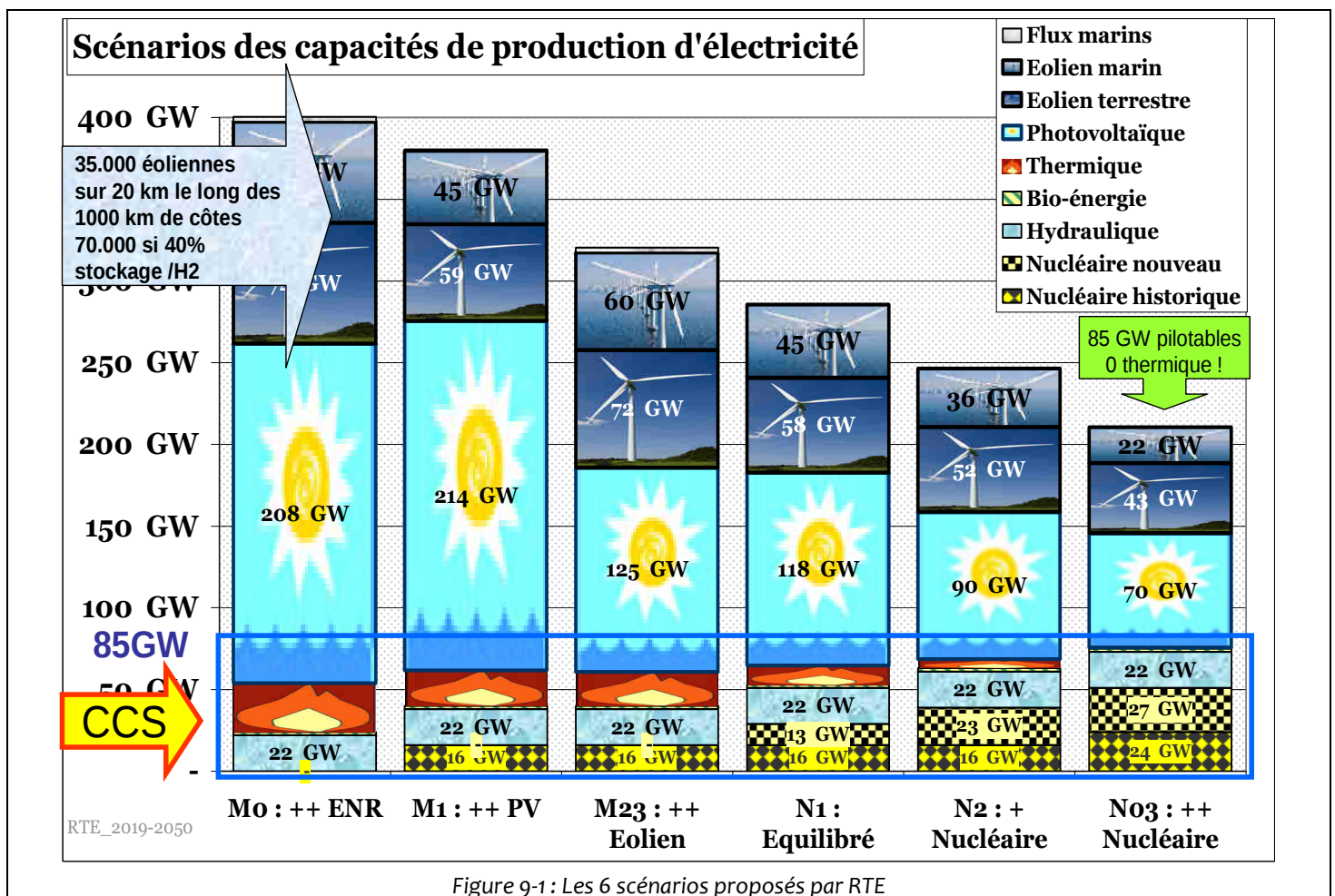
RTE a étudié 6 scénarios, qui proposent un accroissement considérable de la part de la capacité des renouvelables éolien et solaire par rapport à la capacité actuelle, dans la plupart des scénarios, allant de 92% à 60%.

Les 3 scénarios M font la part belle à l'accroissement de l'éolien et au solaire, comme le montre la Figure 9-3.

Par exemple, pour l'éolien, il faudrait avoir construit au moins 35.000 éoliennes de 2GW, soit une occupation sur 20 km d'épaisseur le long des côtes où le vent souffle le plus fort et autant au large. Et si l'énergie éolienne doit être en partie transformée en hydrogène, avec un rendement de 25%, cette puissance sera-t-elle suffisante ?

Evidement, les ratios de production délivrée ne sont pas les mêmes, car les facteurs de charges sont au mieux :

- ⇒ 40% pour l'éolien en mer,
- ⇒ 21% pour l'éolien terrestre et
- ⇒ 15% pour le solaire.



Scénarios RTE 2022 des productions d'énergie électrique primaires

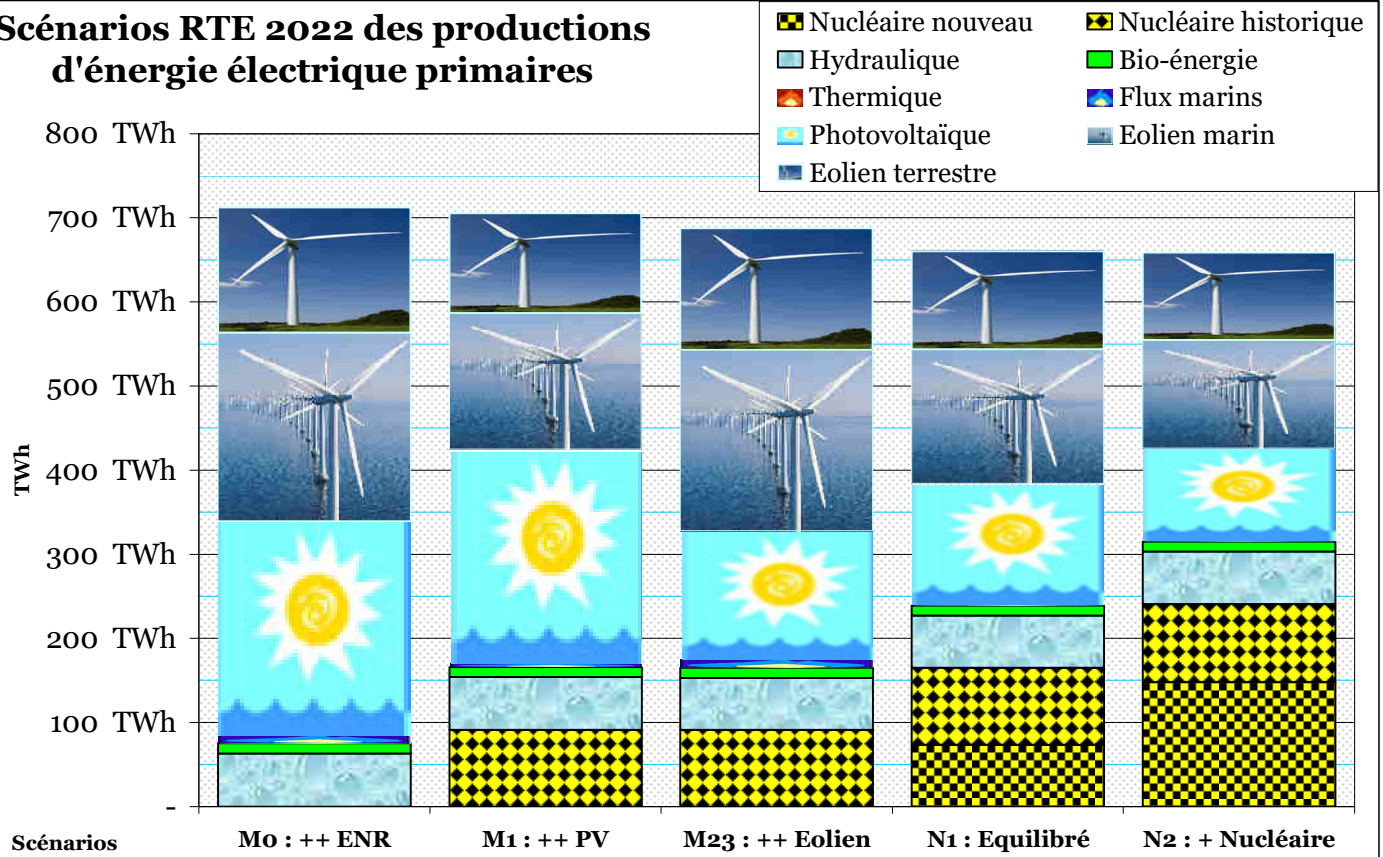


Figure 9-2 : Les productions des 6 scénarios proposés par RTE

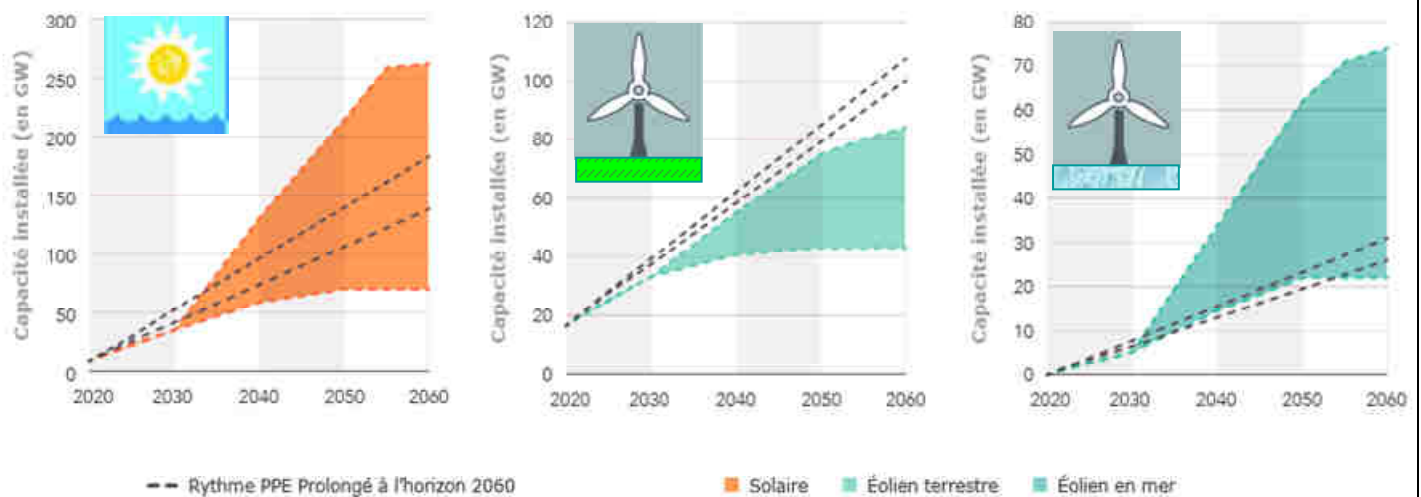


Figure 9-3 : L'accroissement des renouvelables, dans les scénarios proposés

9.2 Effet de la variante sobriété

RTE a calculé quel serait l'effet d'un surcroît de sobriété pour réduire le besoin de puissance électrique installée.

Compte tenu du facteur de charge très inférieur, la réduction est naturellement plus significative dans les scénarios faisant appel à plus de renouvelables aléatoires.

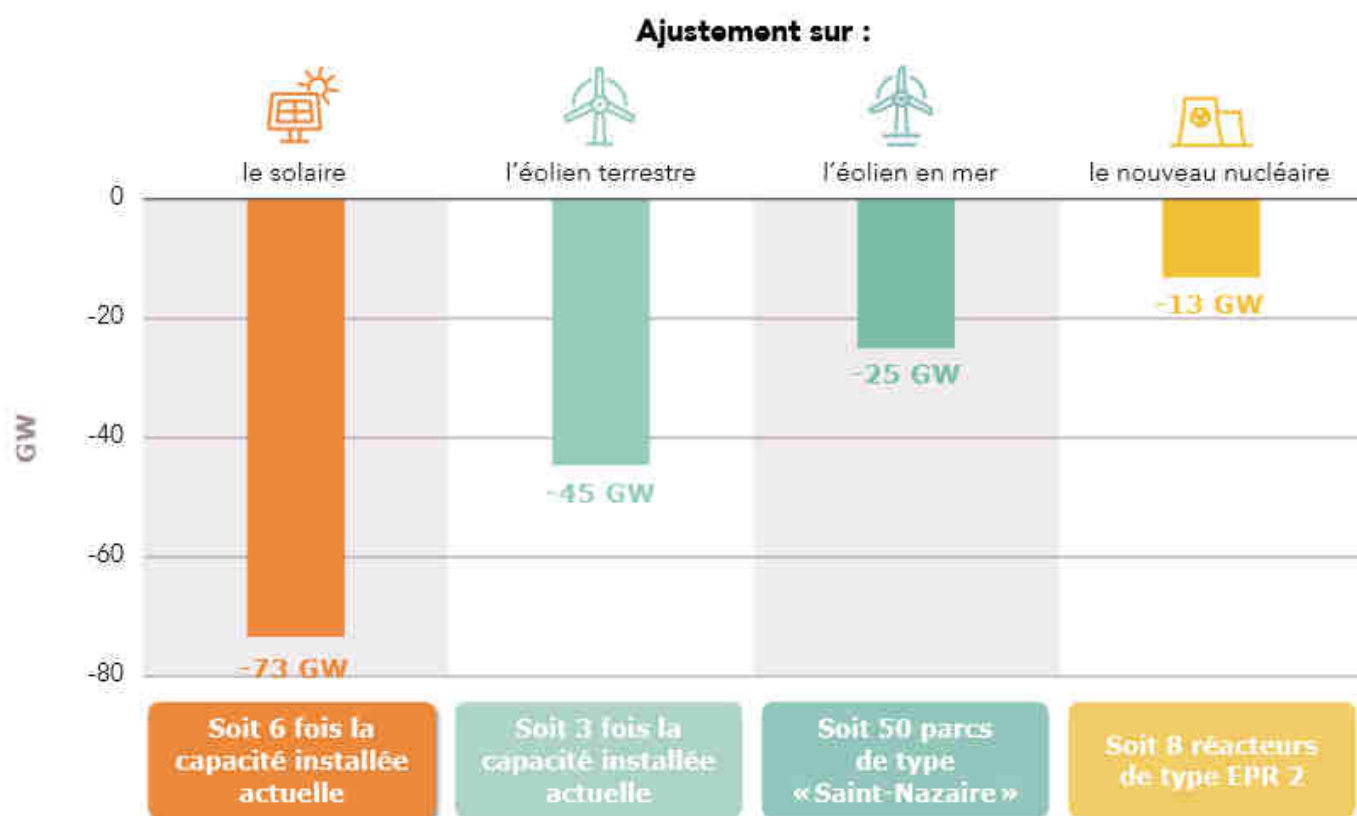


Figure 9-4 : La réduction de capacité de puissance installée dans les scénarios de sobriété

10 Caractéristiques des sources pour un bon mix énergétique

10.1 Les caractéristiques des sources primaires d'énergie

Les sources primaires d'énergie représentées Figure 10-1 ne sont pas équivalentes. Nous avons établi 8 caractéristiques à prendre en compte pour un choix optimal d'énergies.

Ce choix doit éviter les défauts généralement éliminatoires :

- ⇒ la réticence aux installations (par exemple, les délocalisations dues à la construction d'un barrage) ;
- ⇒ la pollution (par exemple les microparticules émises par les centrales à charbon) ;
- ⇒ l'émission de gaz carbonique, qui élimine un fonctionnement fréquent de centrale à combustible ;
- ⇒ la pilotabilité nécessaire à l'équilibre du réseau face aux variations de consommation ;
- ⇒ et si la source est pilotable, sa réactivité pour modifier sa puissance ;
- ⇒ la sécurité de fonctionnement, mesurable par le nombre de décès prématurés par MWh produit ;
- ⇒ sa contribution à la souveraineté nationale, définie au § 3 ;
- ⇒ la compétitivité du coût de l'électricité produite.

Concernant les émissions de CO₂, le rapport RTE prévoit que les sources de combustibles peuvent être décarbonées par CCS (Capture du Carbone et Stockage) (Voir ce que l'on peut en penser au § 11. 5). Mais le rapport ne prend guère en compte les excès de coûts induits par ces technologies.

Un mix électrique intéressant doit éliminer les défauts et compenser les faiblesses.

La Figure 10-2 donne des exemples de mix cohérents. Le mix F correspond à la solution française de l'an 2.000. Le mix D correspond à la solution danoise, sans prendre en compte les imports d'énergie hydraulique depuis la Norvège. Le scénario A correspond à la solution possible en Allemagne, mais avec des solutions CCS.

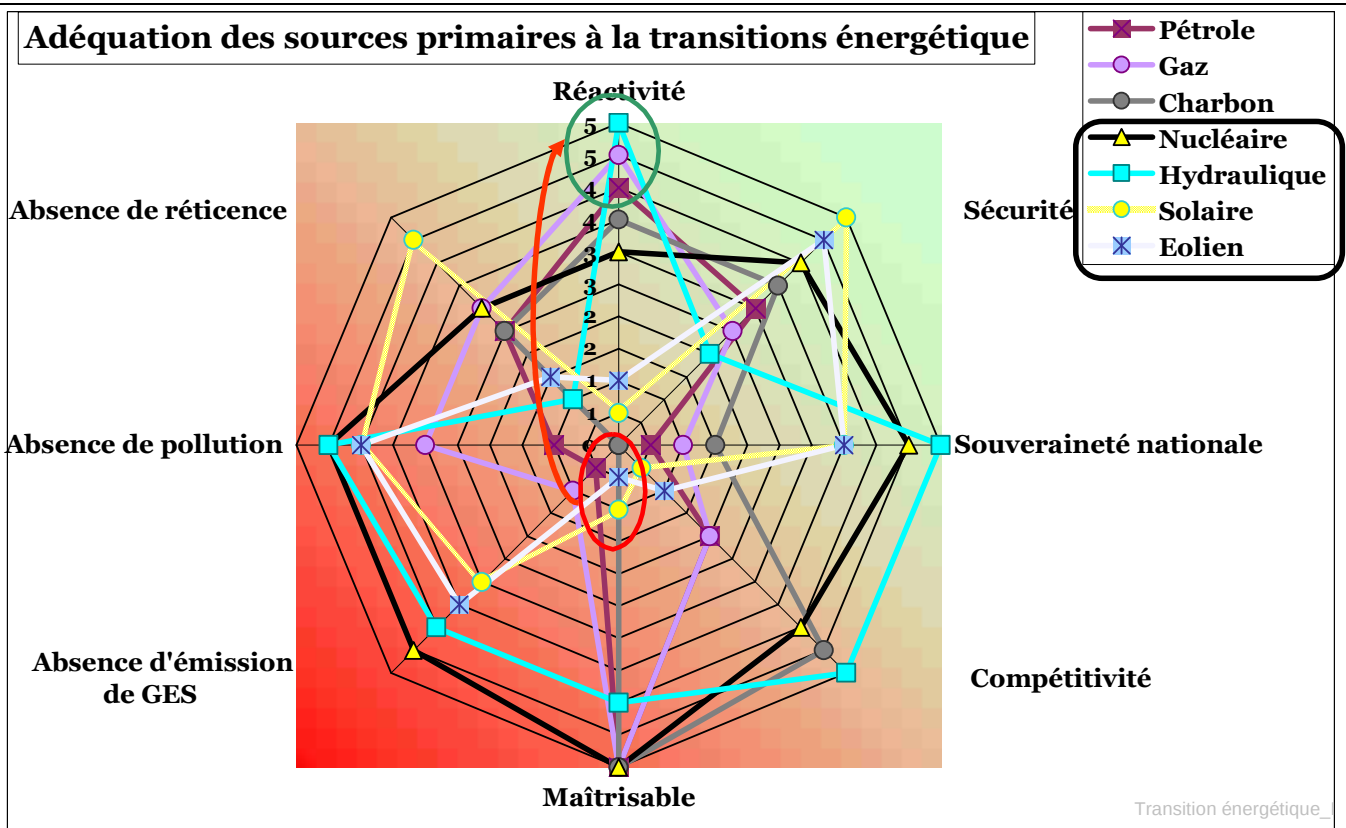


Figure 10-1 : Caractéristiques des sources primaires à prendre en compte pour un mix écologique de sources énergétique

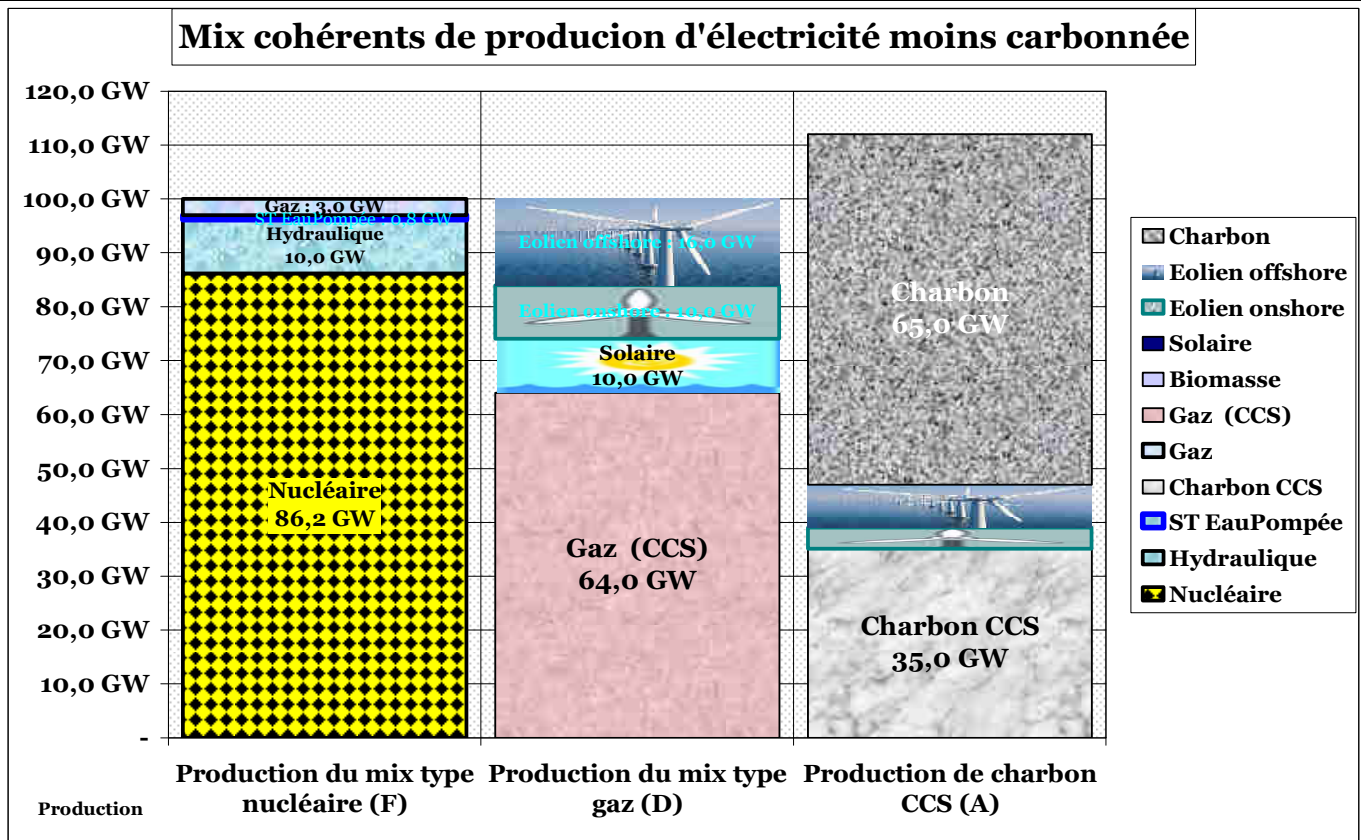


Figure 10-2 : Exemples de mix électriques acceptables.

Cette figure ne prend pas en compte les scénarios mix éolien + nucléaire. En effet, beaucoup d'éolien nécessite une réactivité importante d'une source maîtrisable, qui n'est pas le cas des REP ou EPR français. Cependant, cette réactivité pourrait être atteinte par une myriade de petits réacteurs modulaires probablement plus réactifs que les gros, moyennant un circuit de refroidissement primaire de taille plus réduite.

10. 2 Comparaison de la sécurité des productions d'électricité

10. 2. 1. Quels sont les risques comparés entre les diverses productions :

La sécurité de fonctionnement est sans doute le sujet ce qui interpelle le plus les anti-nucléaires. Il est intéressant de comparer la sécurité des diverses productions, par combustibles, nucléaire, vent ou soleil.

Le risque est le produit du danger par la probabilité que le danger se produise. Pour le passé, le risque est mesurable par les statistiques du taux de décès prématurés par quantité d'électricité produite (nombre de TWh). Pour le CO₂, la probabilité future est quasi de 100% et le risque se chiffre en milliards de décès.

Un des reproches importants contre le nucléaire est le danger des installations, en faisant référence à l'accident de Tchernobyl. Il est bon de rappeler que celui-ci a eu lieu, pour pousser **intentionnellement** hors de ses limites de stabilité, un réacteur à eau bouillante, modéré par des barres de graphite et construit sans enceinte de confinement, donc doté de tous les options dangereuses possibles. Par comparaison, selon l'AIEA, l'accident des réacteurs de Fukushima, dû au Tsunami, n'a provoqué, après quelques années d'observation, qu'une seule victime. Par opposition, les REP français sont ultrasécurisés par construction et leur exploitation contrôlée par l'ASN.

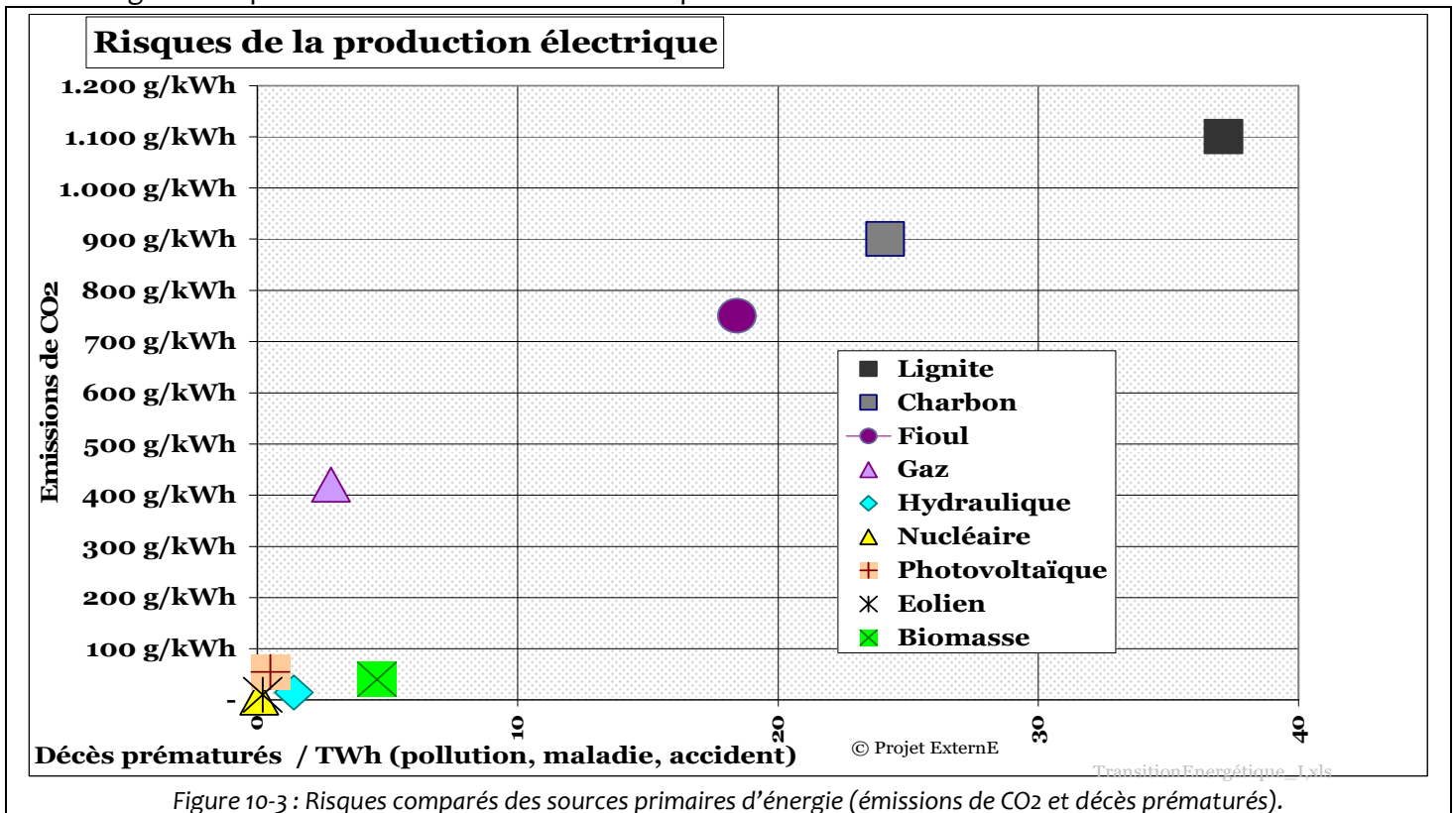
Les dangers d'une source d'énergie sont de 4 types :

- ⇒ les décès par accidents (incendies, irradiations etc.), recensés lors des 2 mois suivants les accidents ;
- ⇒ les conséquences sanitaires pour les travailleurs (silicose des mineurs par exemple, décès de pompiers) ;
- ⇒ les émissions de polluants (microparticules notamment) ;
- ⇒ les émissions de CO₂ qui s'accumulent et assombrissent notre avenir.

Les excès d'émissions de CO₂ ont **une énorme probabilité** de provoquer des **milliards** de décès. Ce risque majeur, n'est pas pris en compte dans les statistiques sinon les combustibles seraient éliminés d'office (Voir § 10. 3).

Les statistiques de risques sont rapportées aux quantités d'électricité (TWh) produites. La Figure 10-3 situe les risques sur 2 axes : émissions de CO₂ et décès prématurés dus à la pollution et aux accidents. C'est le nucléaire qui ressort le mieux placé.

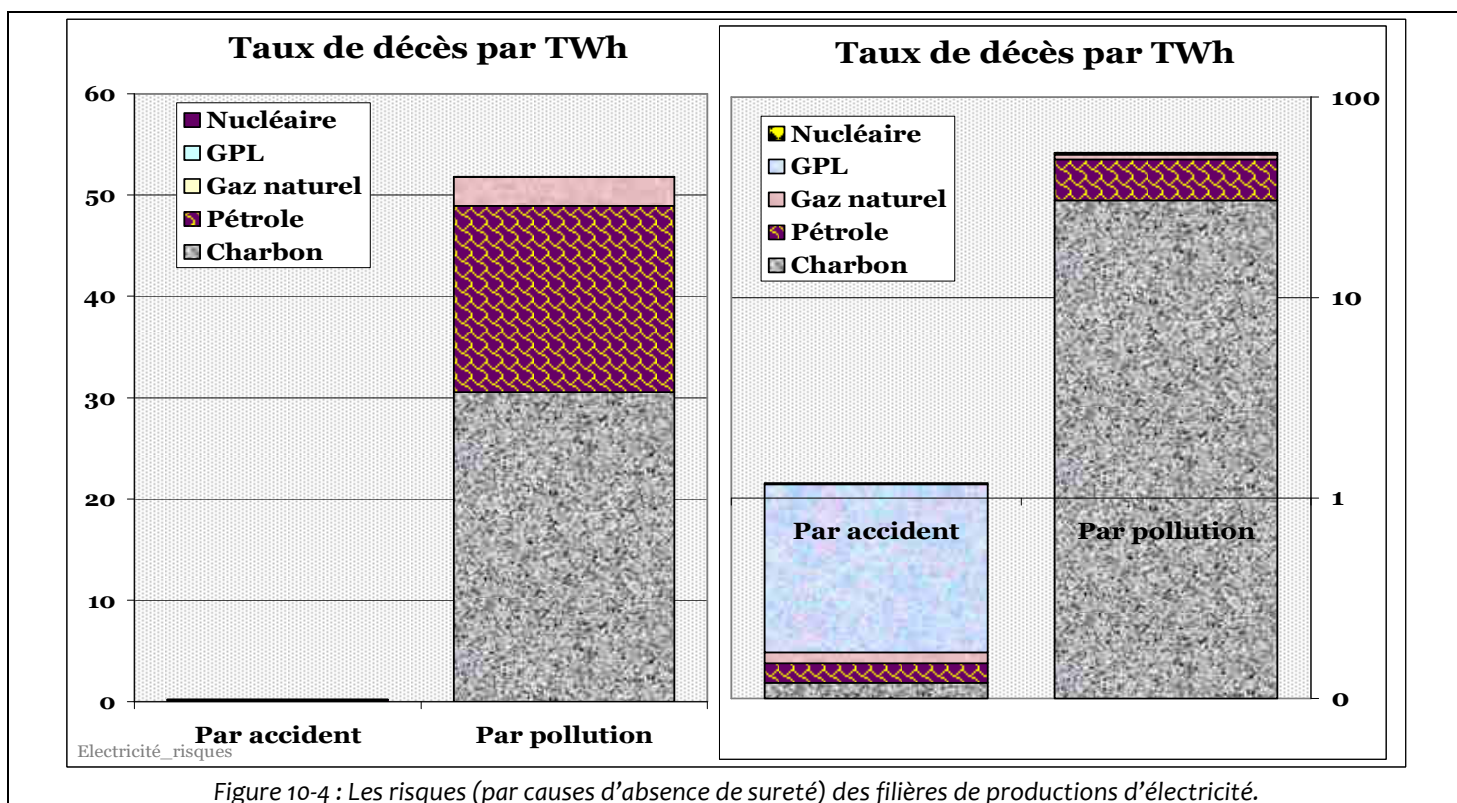
Les résultats de la Figure 10-3 sont une compilation de calculs faits avec beaucoup de rigueur et publiés par divers organismes professionnels et internationaux réputés comme l'OCDE ou l'IFP.



Le risque de production par TWh de la production nucléaire apparaît tout à fait négligeable, comme celui de l'éolien ou du solaire, ce qui en étonnera beaucoup. C'est d'abord dû au fait que le risque de décès prématuré provoqué par la pollution est environ 50 fois plus élevé que le risque de décès dû à un accident, comme le montre la Figure 10-4. Mais c'est aussi dû aux infinies précautions prises pour la construction, l'exploitation et le contrôle des réacteurs nucléaires, dans la majorité des pays.

On peut même déduire des statistiques que **si actuellement toutes les énergies consommées étaient d'origine nucléaire, cela éviterait de l'ordre de 8 million de décès prématurés par an** (Voir aussi : *Prevented Mortality and Greenhouse Gas Emissions from Historical and Projected Nuclear Power*, par : Pushker A. Kharech and James E. Hansen). Si l'électricité mondiale était uniquement d'origine nucléaire, cela éviterait environ 1 million de décès.

La prise en compte des risques de production condamne, comme le CO₂, l'usage intensif actuel des combustibles pour générer de l'énergie, mais ne conduit pas à trancher entre les renouvelables et le nucléaire.

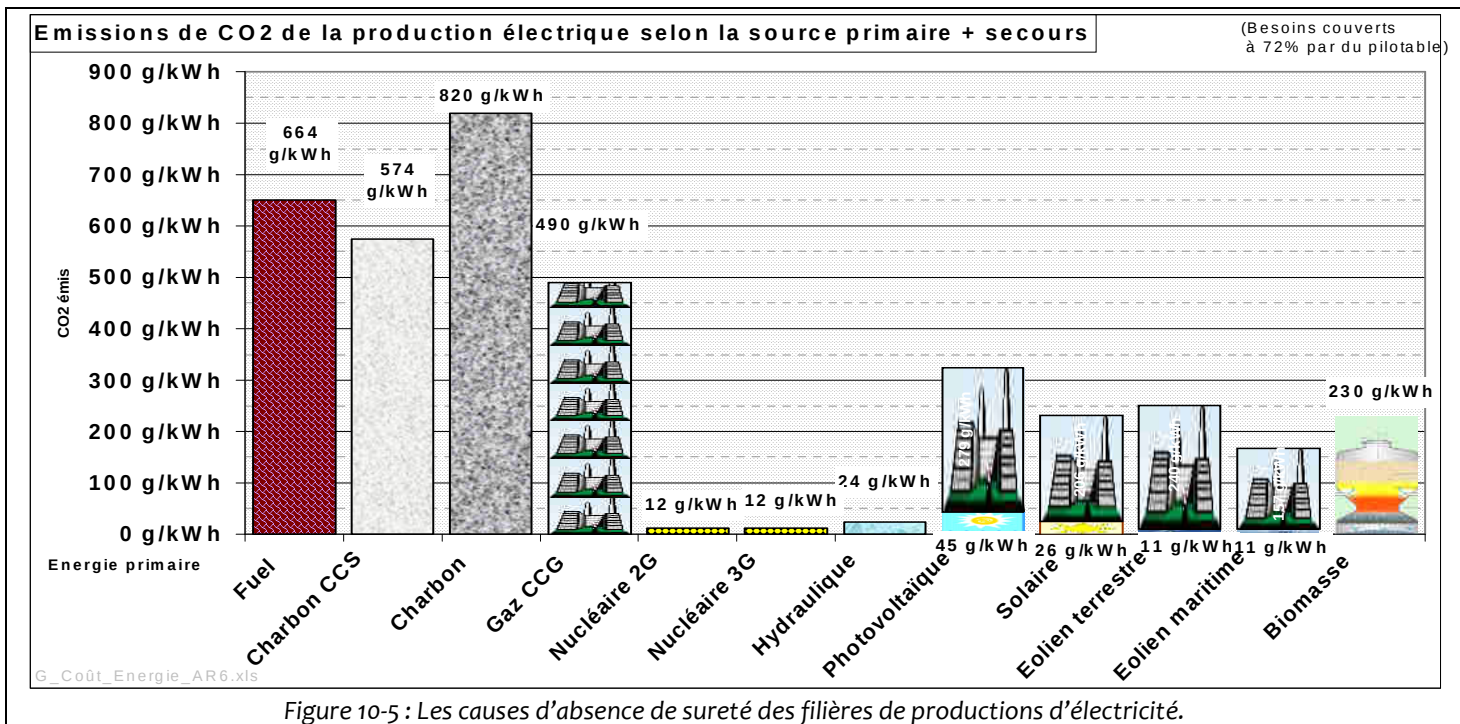


10.3 Comparaison des émissions de CO₂ des sources énergétiques.

Rappelons les émissions de CO₂ des diverses sources de CO₂, selon les chiffres moyens du GIEC. Le nucléaire sort grand gagnant de cette comparaison avec 12g CO₂/kWh. En France, l'enrichissement étant effectué avec de l'énergie essentiellement décarbonée, la valeur n'est d'ailleurs que de 5g CO₂/kWh., moins que l'éolien, 2 fois moins que l'hydraulique et 4 fois moins que le solaire handicapé par l'énergie chinoise nécessaire à la fabrication des panneaux, 100 fois moins que le gaz, 150 fois moins que le charbon.

Mais rappelons que pour subvenir à l'indisponibilité aléatoire et fatale du vent et du soleil, il faut recourir généralement à de l'électricité produite par des centrales à gaz, ce qui fait que cette solution complète génère en moyenne dans les 300 gCO₂/kWh.

Concernant les émissions de CO₂, l'avantage est au nucléaire et à l'hydraulique tous 2 maîtrisables et de loin les moins émetteurs, en prenant en compte les solutions de repli compensant l'existence aléatoires du vent et du soleil.



10. 4 Compétitivité financière des générations d'électricité

Selon RTE, le coût moyen des renouvelables est environ 50% plus élevé que celui du nucléaire, hors surcoûts de garantie de délivrance du kWh. Mais ce surcoût n'est pas payé par le consommateur d'énergie renouvelable, mais donne lieu à une subvention aux 13% d'énergies renouvelables, (à hauteur, en 2017, de 17 €/kWh sur l'éolien) qui sera financée, pendant 20 ans, par la taxe TICFE, qui se monte à hauteur d'environ un tiers des facture électricité.

Ce surcoût a aussi été calculé par la Cour des Comptes et par l'OCDE, en y intégrant tous les surcoûts induits par :

- ⇒ le surcoût du réseau pour compenser entre états les variations aléatoire du vent et du soleil,
- ⇒ le surcoût de centrales pilotables réactives (au gaz essentiellement), pour secourir leurs défaillances.

Le surcoût de la variabilité incontrôlable, des renouvelables aléatoires et fatals apparaît alors dans toute son importance, comme présenté Figure 11-5.

11 Notre analyse des scénarios

A la lumière du rapport de l'Assemblée Nationale on peut affirmer concernant le rapport RTE que ;

La projection de consommation est enfin conforme aux objectifs, mais le panel de scénarii n'est pas réaliste.

Les raisons en sont :

- ⇒ Une accélération ruineuse (pour les institutions , comme pour les ménages utilisateurs ou contribuables) ;
- ⇒ Le renoncement à minimiser le critère du coût du kWh,
- ⇒ une équilibrage du réseau illusoire ayant pour cause l'insuffisance de capacité d'énergie certifiée,
- ⇒ le renoncement à une reconstitution suffisante du nucléaire maîtrisable ;
- ⇒ le captage du CO₂ utopique dans les scénarii de renouvelables ;
- ⇒ la variabilité aléatoire excessive de la puissance éolienne :
Induisant des maxima excessifs de puissance aléatoire ;
- ⇒ le coût exorbitant de la flexibilité par stockage ;
- ⇒ le recours hypothétique à la coopération européenne.

11.1 Besoin d'une volteface stratégique pour diminuer le CO2 en Métropole

En dessous de 70km/h, un véhicule thermique, plus il roule lentement, plus il pollue et plus il émet de CO2 (Figure 11-1). **Plus il rencontre d'obstacle à sa vitesse uniforme, plus il pollue, plus il émet de CO2** (Figure 11-2).

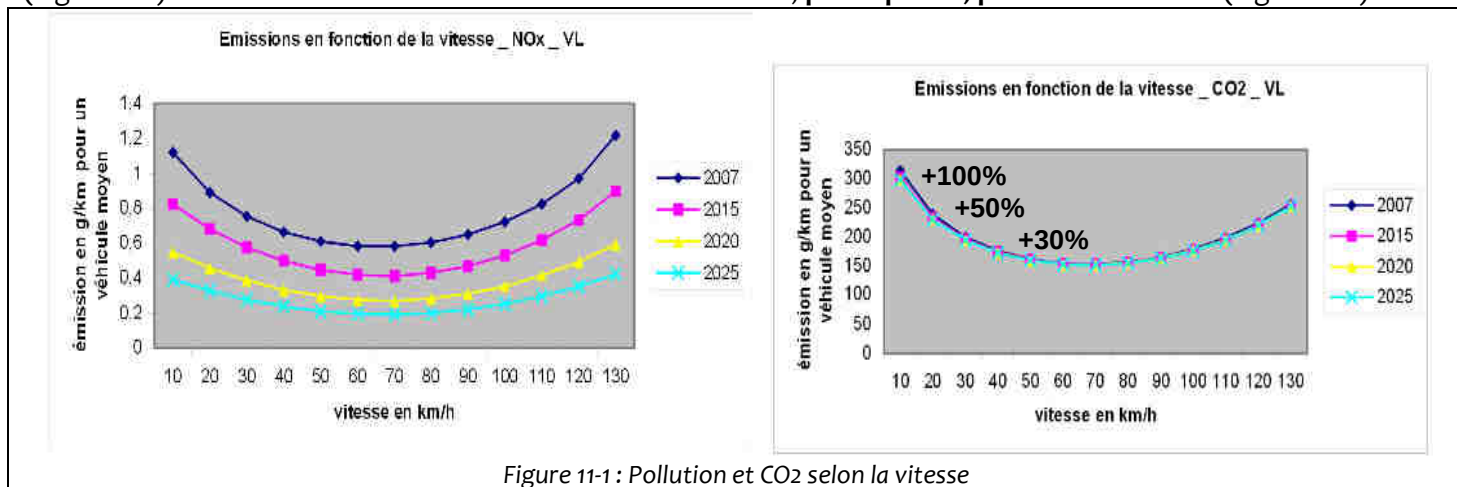


Figure 11-1 : Pollution et CO2 selon la vitesse

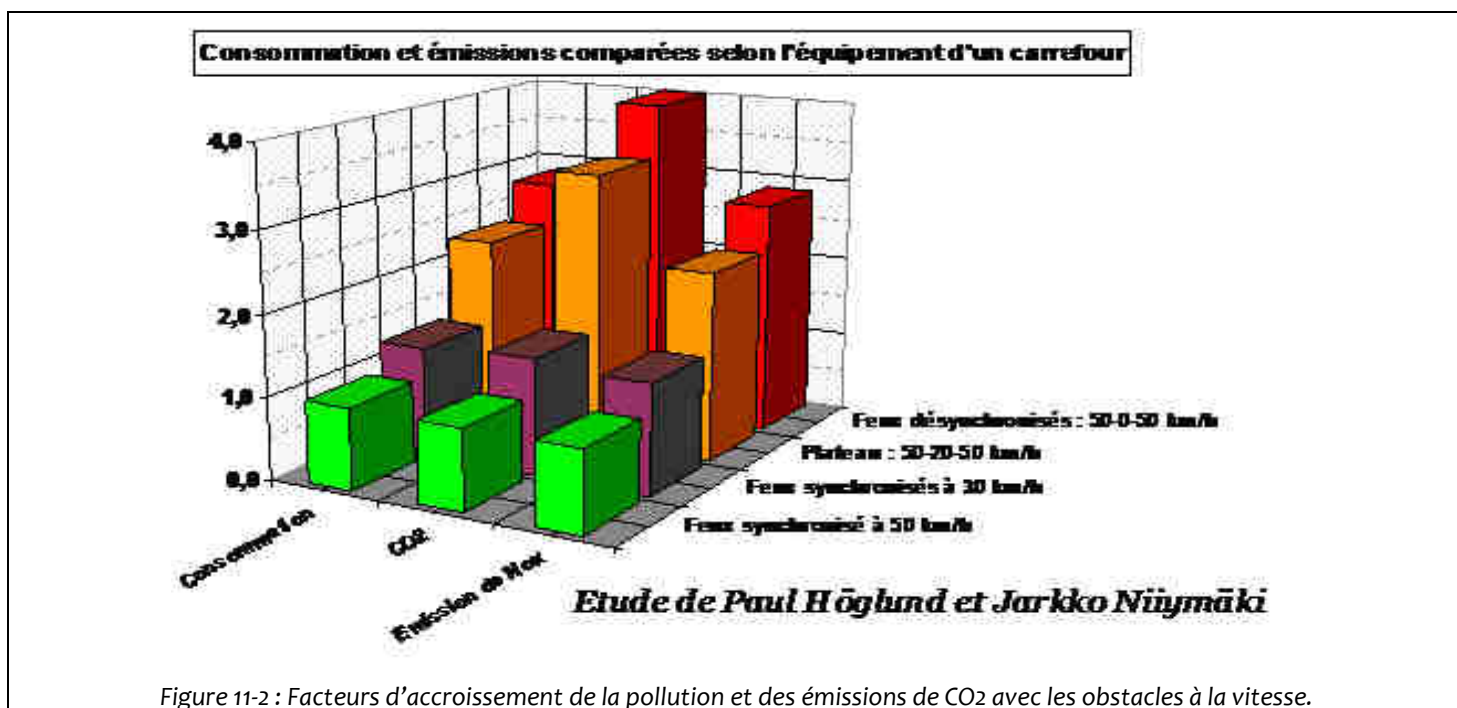


Figure 11-2 : Facteurs d'accroissement de la pollution et des émissions de CO2 avec les obstacles à la vitesse.

Or chacun a pu constater que la circulation automobile à Lyon devient de moins en moins fluide :

- ⇒ feux désynchronisés pour donner la priorité aux transports en commun ;
- ⇒ chaussée rétrécie pour de multiples raisons, ajouter des voies de tram, une voie cyclable, élargir un trottoir ;
- ⇒ ralentisseurs répétitifs,
- ⇒ limitation de vitesse à 30km/h (ce qui ne réduit pas les accidents, selon l'expérience grenobloise) etc.

La durée des parcours a été multipliée par 2 ou 3.

Or la pollution sur le territoire de l'actuelle ZFE, a baissé d'environ seulement 15% par décennie, alors que la densité de circulation baissait de presque autant. Pendant la même période la pollution moyenne des voitures du parc automobile a été divisée par 4. Donc, cela démontre, par déduction que :

L'accroissement de pollution dû à la réduction de la fluidité est de l'ordre de 4.

Concernant le CO2, les effets des ralentissements sont semblables, même légèrement supérieurs.

Cependant, les voitures thermiques d'aujourd'hui émettent autant de CO2 que les voitures d'il y a 20 ans. Donc :

A Lyon, l'accroissement des émissions de CO2 dû à la réduction de la fluidité est de l'ordre de 4.

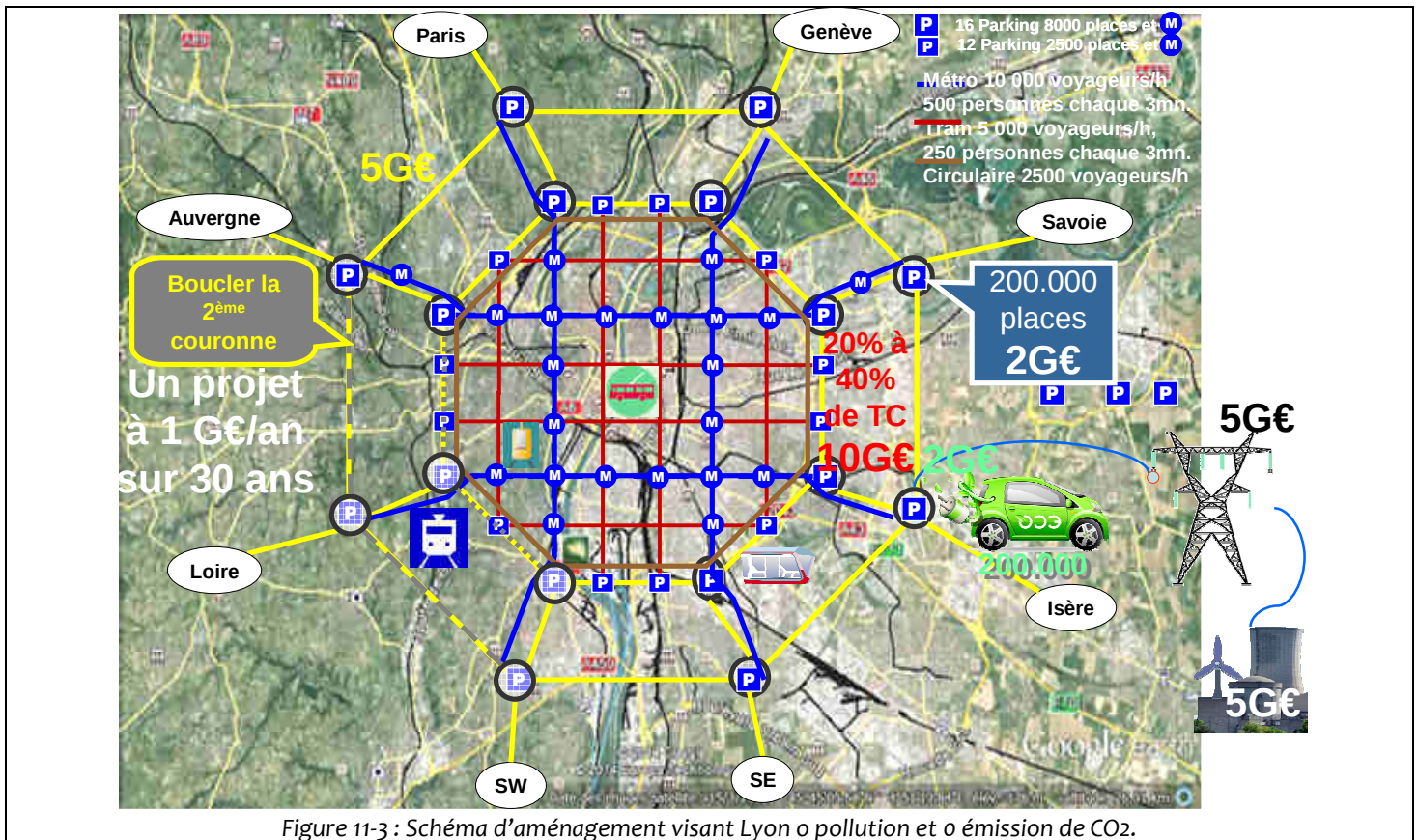
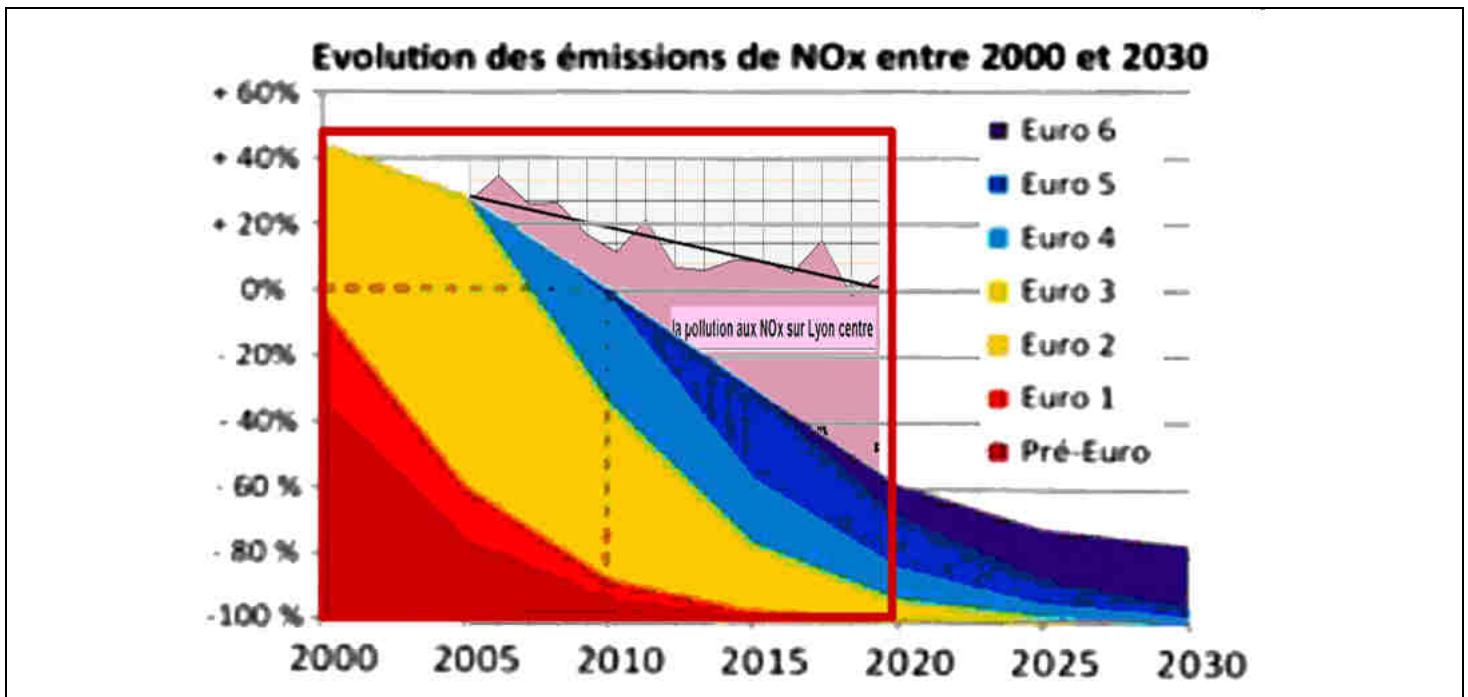


Figure 11-3 : Schéma d'aménagement visant Lyon o pollution et o émission de CO₂.

Quelle stratégie permettrait d'inverser la tendance et de réduire le CO₂ émis par la mobilité ?

Elle est schématisée Figure 11-3, volontairement très grossière, pour se consacrer aux principes, sans exposer ici les détails du projet : organiser une mobilité commode, rapide mais toute électrique. Cela suppose que le problème de la production maîtrisable d'électricité ait été réglé (horizon tardif de 2035). Cela conduirait à des orientations stratégiques visant à la fois le doublement des transports publics avec des aménagements et des choix de modes évitant d'empiéter sur les voies voitures et l'organisation de la mobilité personnelle électrique. Révolution stratégique !

Pour viser la neutralité carbone en 2050 en Métropole, voici une proposition :

- ⇒ réduire la circulation dans Lyon et sous Fourvière, et ses causes de ralentissement en bouclant la 2^{ème} couronne de Pierre Bénite à l'Autoroute A6 ;
- ⇒ construire 200.000 places de parking (relais ?), le long du périphérique et de cette 2^{ème} couronne ;
- ⇒ densifier et doubler les transports collectifs, seulement au sein de cette couronne et du périphérique (recommandation de la Cour des Comptes), les radiales étant desservies par le Réseau Express Métropolitain ;
- ⇒ naturellement équiper l'alimentation électrique des voitures des lyonnais (500.000) et navetteurs (250.000) ; (EPR, doublement du réseau RTE et INEDIS, dans les parking (200.000 bornes) et les stationnements payants.

Le chiffrage de ces aménagements s'élève à environ 30 milliards d'euros, soit 1 milliard par an. Cela peut paraître inatteignable, comparé au milliard ou 2 par mandature promis aux investissements du SYTRAL. Mais rappelons que la modernisation du parc de voiture dû au projet de ZFE coûtera aux lyonnais 10 milliards en 5 ans, soit 2 milliards par an, et que ces changements de voiture doubleront aussi les émissions de CO₂, dus à la fabrication accélérée de véhicules neufs. Alors, pourquoi ce projet de ZFE, au lieu de notre proposition de neutralité carbone et pollution.

Ce scénario proposé pour Lyon permet de mesurer l'ambition du projet RTE « tout électrique 2050 ».

Sans doute faudrait-il l'étaler dans le temps.

11. 2 Le renoncement à minimiser le coût du kWh décarboné

« Il serait possible de fonder des scénarios de mix sur des logiques purement économiques », comme le dit le rapport RTE, pour optimiser les capacités de financement, vers les investissements conséquents dans la transition énergétique.

Regrettons que RTE ait renoncé à orienter le choix vers des scénarios performants, selon le coût du kWh.

Pourtant, atteindre la neutralité carbone implique certainement un coût de l'énergie compétitif (1G€/an à Lyon).

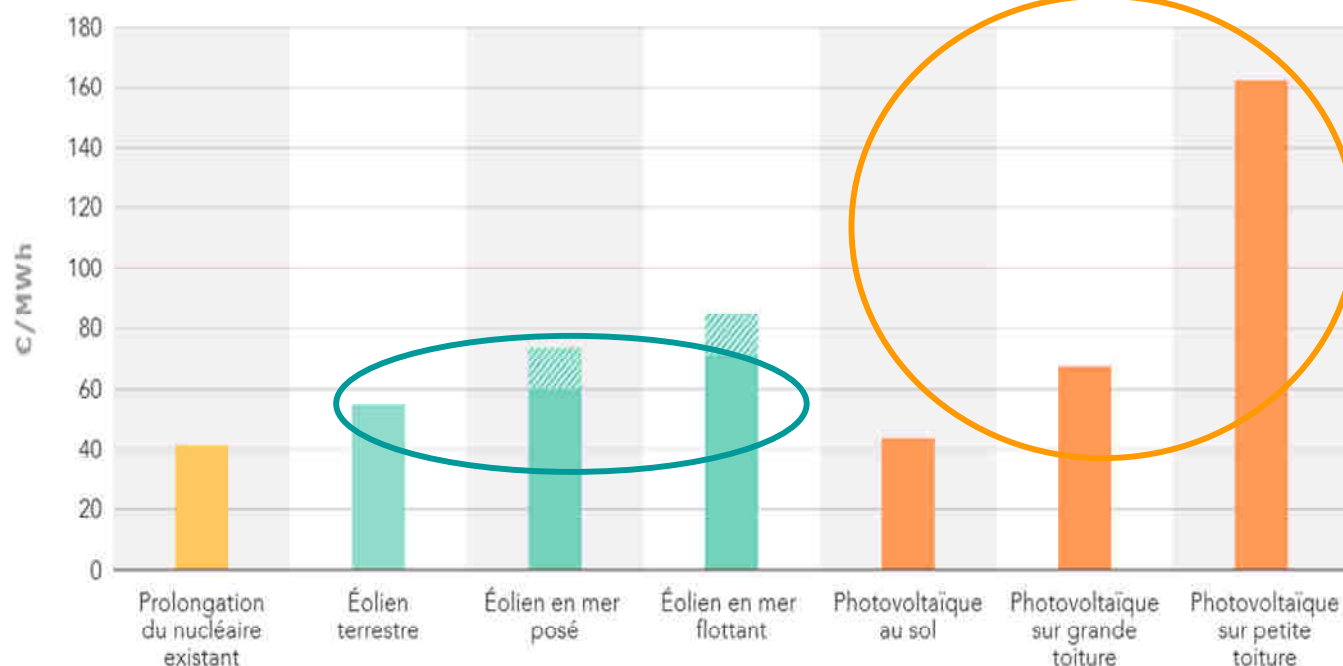


Figure 11-4 : Coût des diverses sources d'énergie selon RTE.

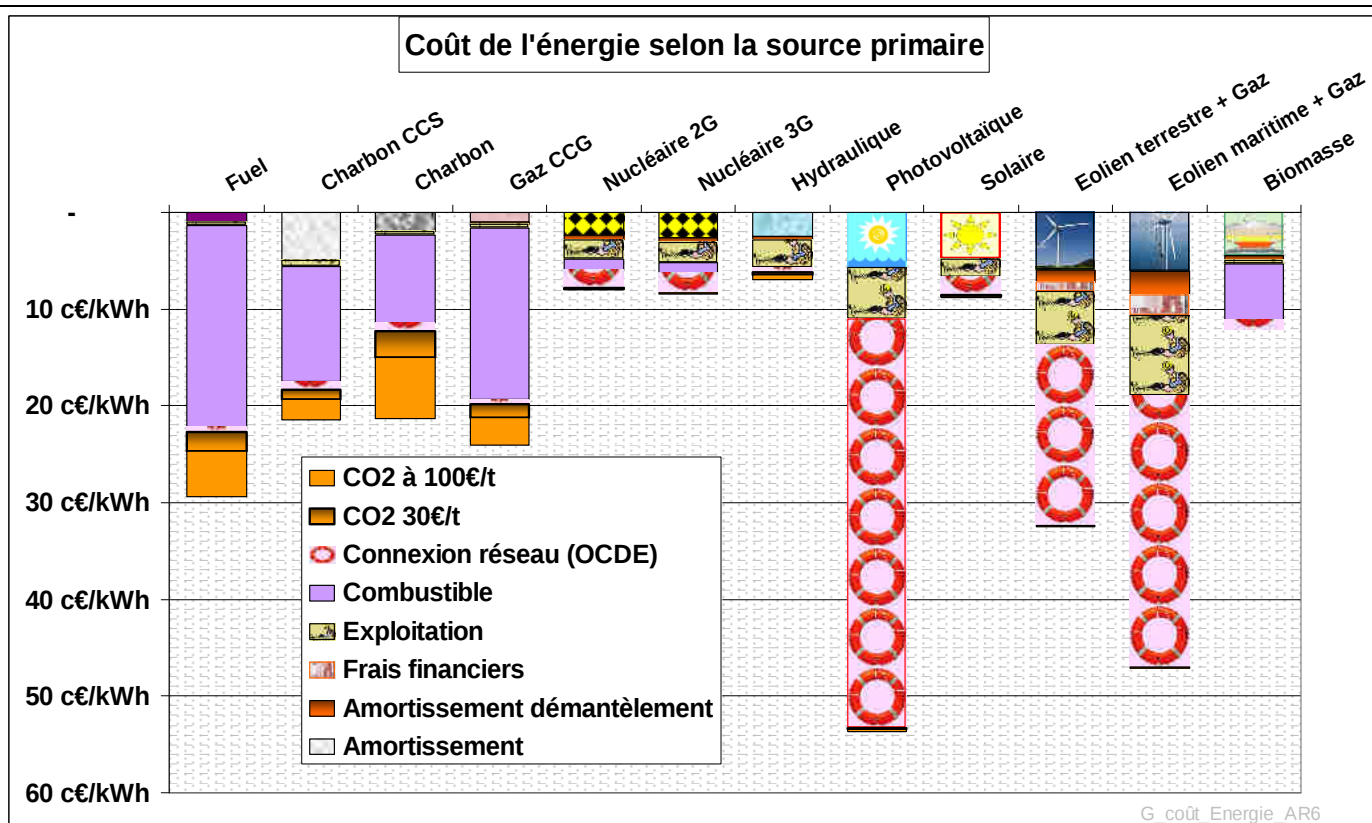


Figure 11-5 : Coût des diverses sources d'énergie selon l'OCDE.

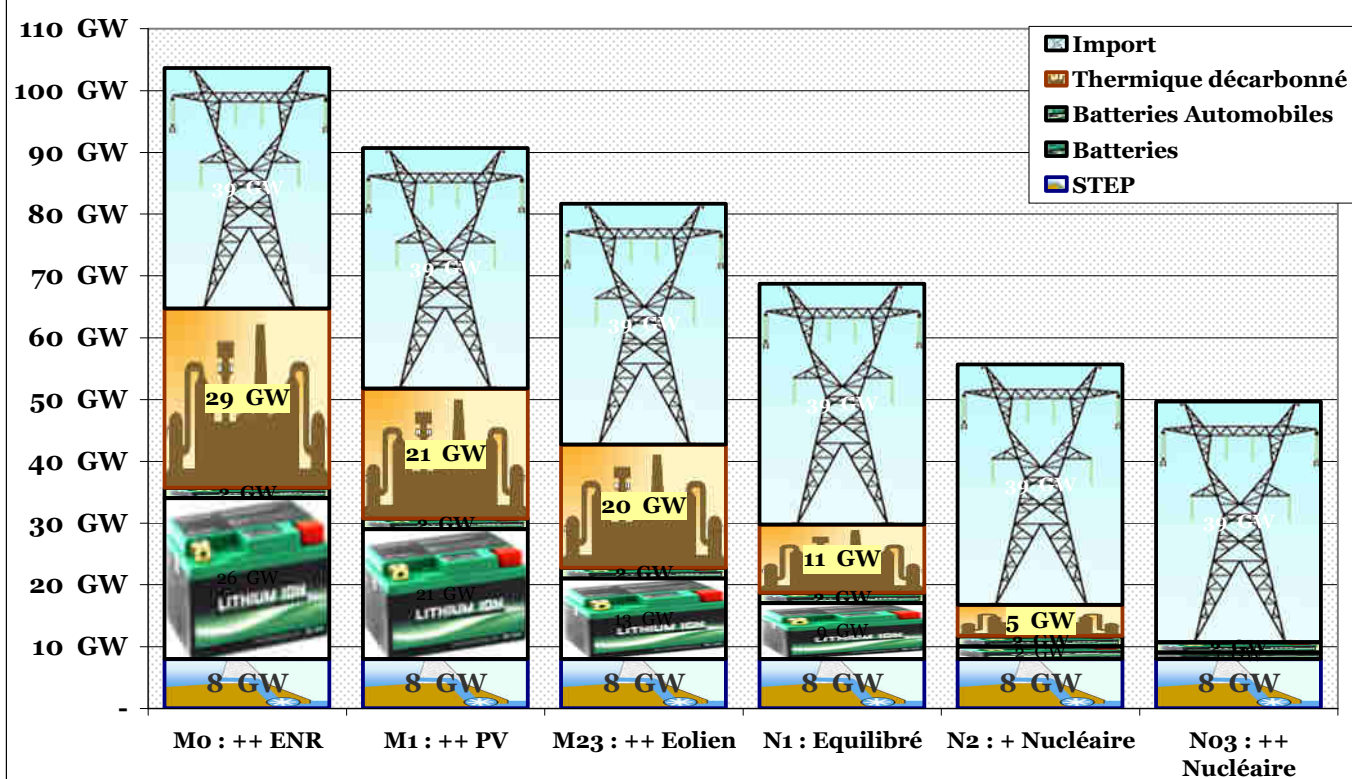
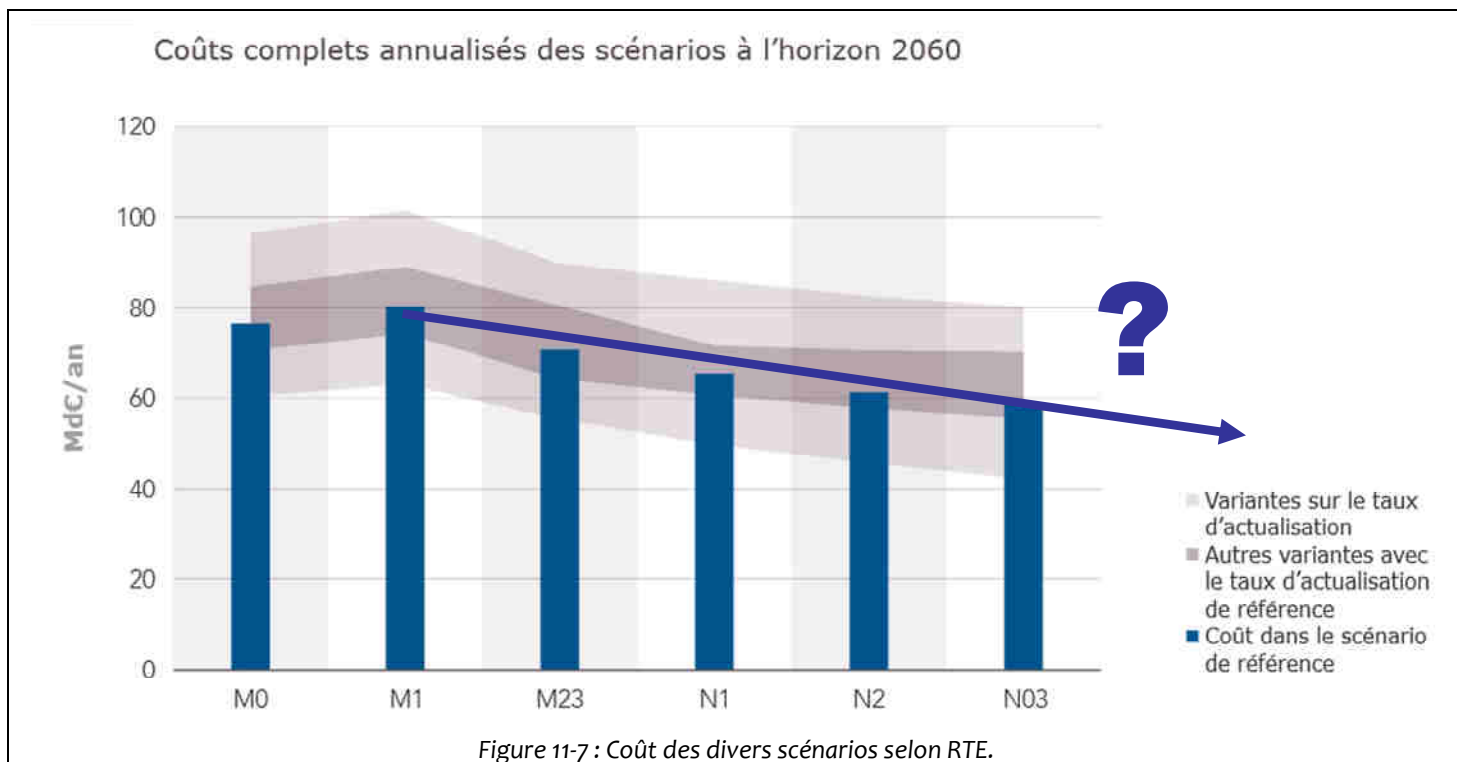
Electricité moyenne produite / source primaire

Figure 11-6 : Importance des solutions de flexibilité proposées par RTE.



Une partie de ces surcoûts est prise en compte dans le rapport RTE. Ils sont dus au recours ;

- ⇒ en période pleine, à une électricité étrangères supposée décarbonée (ce qui est incertain) via le réseau,
- ⇒ aux centrales thermiques décarbonées,
- ⇒ au stockage en batteries,
- ⇒ à la compensation par les STEP (Stockage Temporaire d'Eau Pompée),
- ⇒ à la production d'hydrogène en cas d'excédent et à sa consommation en cas de manque (scénarios H+).

Ce surcoût est mis en évidence par l'analyse des coûts des différents scénarios (Figure 11-7).

Il est important de noter que le coût est d'autant plus réduit que le scénario comporte moins de renouvelables. Le scénario N03 en propose encore la moitié. Un scénario avec aucun renouvelable aléatoire devrait aboutir à un coût plus faible (de l'ordre de 5€ du kWh), dépendant du coût de construction en série des futurs réacteurs (5M€ ?).

Or, nous considérons que le coût du kWh est fondamental pour assurer la ré-industrialisation et les investissements nécessaires à la transition énergétique. Par conséquent, si ce critère « coût de l'énergie » avait été pris en compte par RTE dans ses scénarios, il aurait fallu prendre en considération des scénarios avec 100% de nucléaire, qui auraient donné un coût de scénario nettement plus faible. La vraisemblance de leur construction est d'ailleurs moins hypothétique que celle de systèmes de combustion avec captage du CO₂.

Les raisons pour lesquelles RTE ne l'a pas fait sont présentées au §11. 4.

Par ailleurs, les scénarios présupposent une collaboration forte entre états européens, essentiellement pour le partage de l'énergie éolienne. Or, à l'échelle européenne, la superposition des stratégies nationales **ne garantit pas la construction d'un système où la sécurité d'approvisionnement est assurée** et dont **les coûts sont optimisés**. L'analyse de la forte corrélation entre les puissances éoliennes des états conduirait à penser le contraire. Quand l'énergie éolienne sera en surplus dans un état, il y a 85% de chance qu'elle soit aussi en surplus dans les autres. De même, quand elle manquera en France, il y a 85% de chance aussi pour qu'elle soit faible ailleurs. Il faudra alors compter sur l'ajustement des puissances fournies par les centrales à gaz pour obtenir un équilibre.

11. 3 L'insuffisance de capacité d'énergie certifiée

Rappelons le conseil de l'Assemblée Nationale :

« Les limites inhérentes aux prévisions doivent inciter à la prudence dans la réalisation des choix énergétiques »

En effet, les délais de construction des moyens de production sont longs et il vaut mieux en avoir trop que pas assez, d'autant que les surplus d'énergie, à coût marginal presque nul, pourront facilement être exportés.

La Figure 9-2 donne la production qui résulterait de la capacité installée, en appliquant les facteurs de charges moyens actuels de chaque source primaire (40% pour l'éolien maritime, 21% pour l'éolien terrestre, 15% pour le solaire). Il est à noter que la production délivrée n'atteint même pas la consommation prévue (750 TWh). De plus pour l'éolien, les meilleurs sites ont sans doute été équipés en premier.

La qualité de prudence demandée par l'Assemblée Nationale n'est donc pas respectée.

Par ailleurs, dans les scénarios avec renouvelables, il est prévu qu'une bonne part de l'énergie éolienne (d'un tiers à la moitié) devra être stockée en batterie, avec un rendement de 90% ou sous forme d'hydrogène avec un rendement de l'ordre de 25%. Supposons que l'option de développer l'hydrogène comme solution de flexibilité. L'hydrolyse, le stockage sous pression et la réutilisation dans des piles ou sous une autre forme se faisant avec un rendement de l'ordre de 25%, la part d'énergie éolienne alimentant le stockage temporaire en hydrogène (environ 30% dans le scénario de base de l'hydrogène) devrait donc être multipliée par 4, ce qui ferait plus que doubler la capacité des renouvelables et notamment le nombre d'éoliennes nécessaires (80.000 éoliennes). L'insuffisance de la capacité installée sera d'autant plus élevée que les scénarios feront appel à de l'énergie éolienne.

En matière de capacité, il ne suffit pas de raisonner en production, mais en puissance garantie disponible. Par exemple, toutes les installations ne sont jamais opérationnelles à 100%. La Figure 11-8 montre que la capacité installée permet difficilement d'atteindre la consommation maximale, même avec l'option de flexibilité prévoyant des effacements, sauf en ayant recours à la production étrangère, dont on ne maîtrise pas le taux de CO₂ émis.

Cependant, avec des sources énergétiques aléatoires, il faut s'assurer non seulement d'avoir la puissance moyenne, mais aussi la puissance instantanée consommée.

La **capacité certifiée de production** est la puissance instantanée sur laquelle on peut compter.

Elle est voisine de 100% de la puissance installée pour les centrales maîtrisables à gaz notamment, de 80% en moyenne pour le nucléaire. Selon la météo, elle est de quelques pourcents pour les productions aléatoires comme l'éolien et de solaire. En cas de puissance insuffisante, il faut pouvoir avoir recours à de l'énergie stockée, rapidement accessible. C'est le cas, en moins d'une minute, grâce à l'énergie hydraulique de chute, ou dans un STEP, ou en déchargeant l'énergie en batterie et dans un délai inférieur à la demi-heure par la mise en route de centrale thermique à gaz ou à hydrogène.

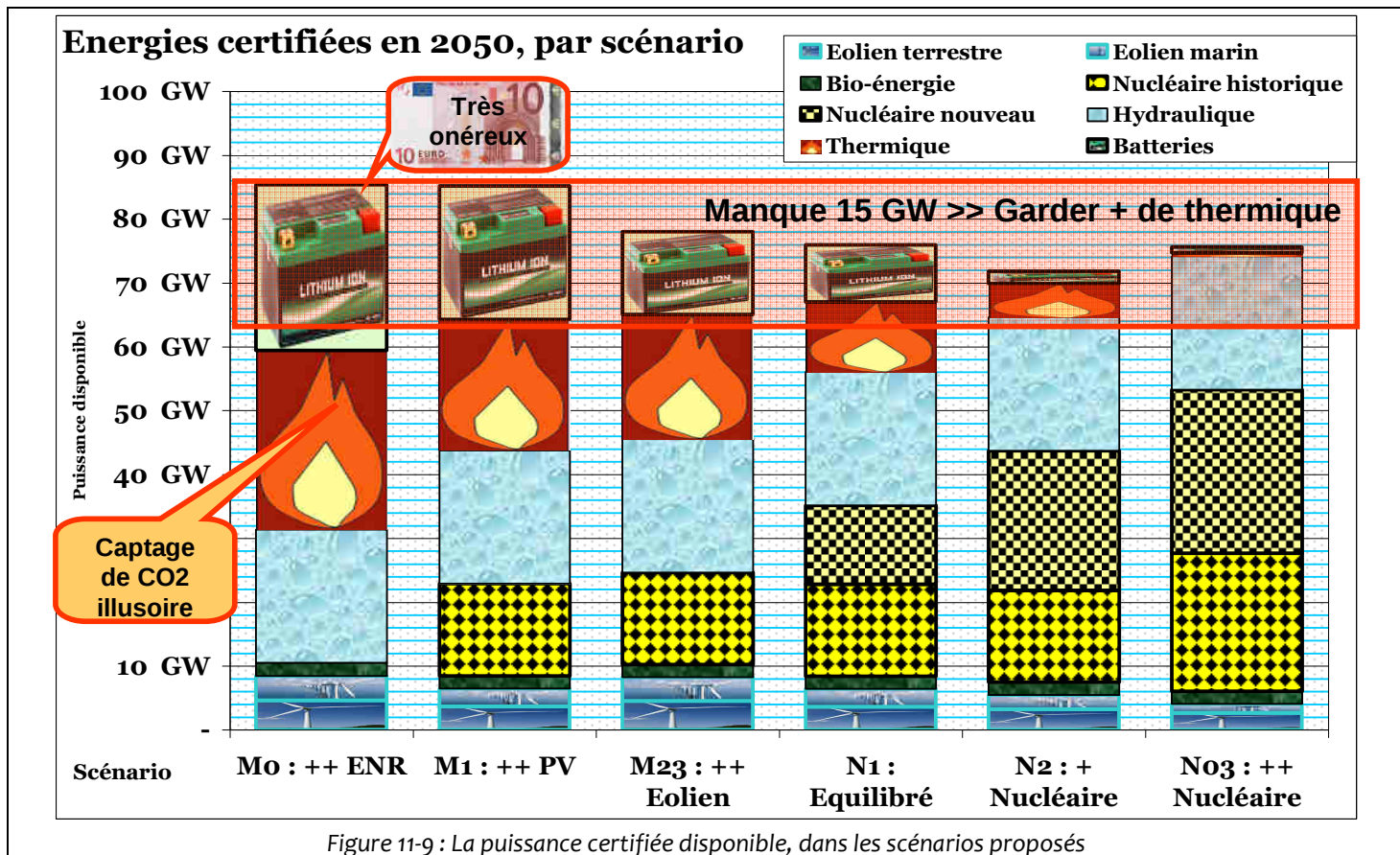
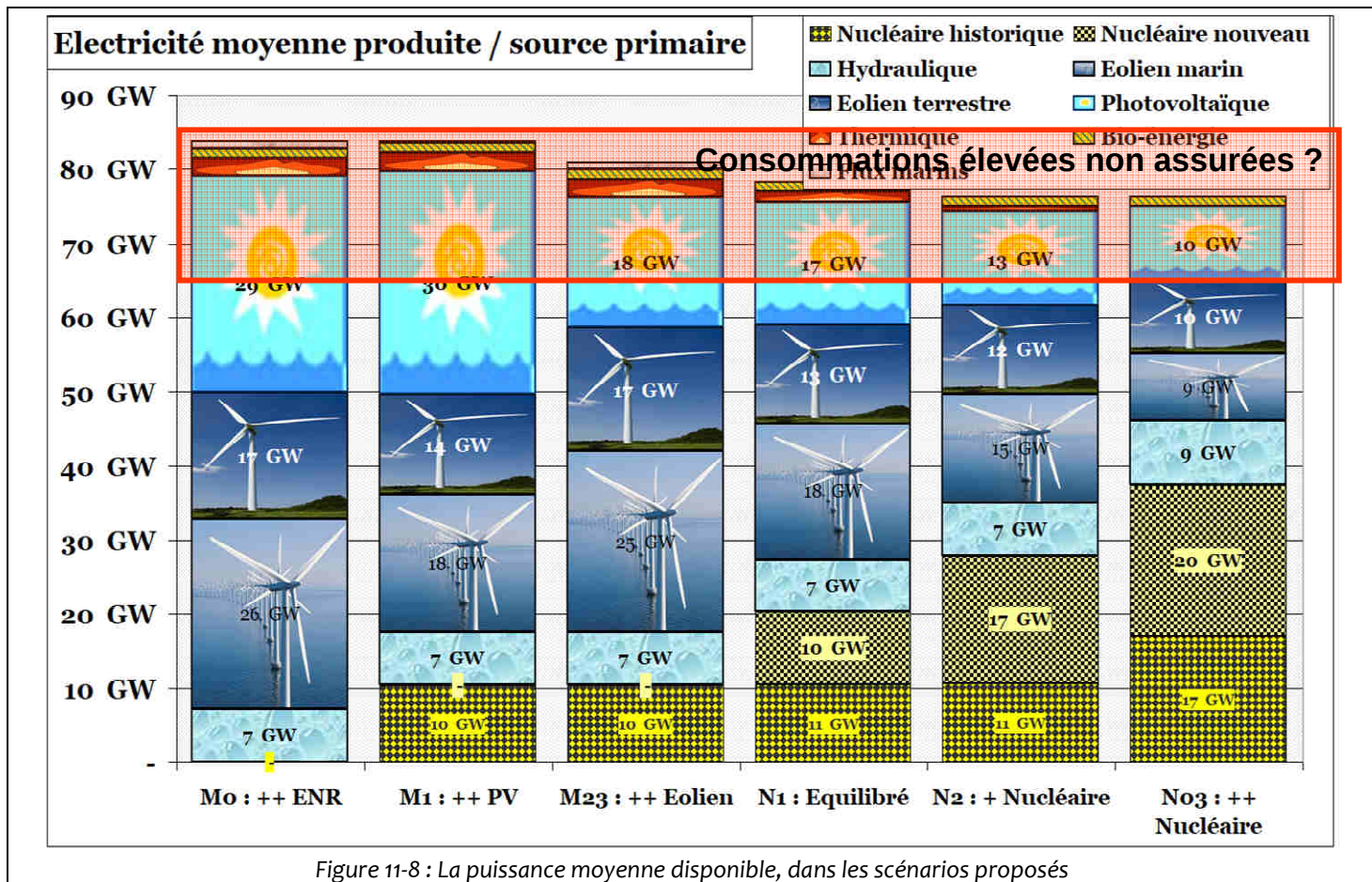
La Figure 11-9 donne la puissance certifiée disponible dans les différents scénarios. Elle se révèle insuffisante pour assurer l'autonomie atteinte avec 85GW. Il manque une quinzaine de GW certifiés dans les scénarios faisant appel au nucléaire. La quantité d'énergie stockable en batterie est suffisante, à condition qu'elles soient pleines, ce qui ne sera pas toujours le cas. Mais, cette solution sera extrêmement onéreuse (plus de 100 Milliards d'euros). Enfin, les scénarios avec renouvelables comptent sur la génération d'énergie avec captage et stockage, ce que l'on peut qualifier de vrai défi technologique (autrement dit peu probable) et économique (autrement dit très onéreux et plausible seulement avec un coût du CO₂ supérieur à 50€ le MWh, voire du double).

A partir de 2040, le rapport RTE prévoit des insuffisances de capacité massives (de 28 et 68 GW) et donc des défaillances momentanées (<3 heures) plus importantes dans les scénarii à forte part de renouvelables. Ces défaillances concerneront des puissances de consommation momentanément 2 fois plus élevées qu'actuellement, même si théoriquement leur durée pourrait être plus réduite pour un client donné (Figure 11-10).

En dernier recours, les consommateurs résidentiels équipés de compteurs linky risquent bien d'être **délestés de façon ciblée et tournante**, pendant 3 heures au plus pour chacun.

« L'effacement » impliquera de déterminer quels consommateurs seront touchés en priorité.

Parmi les autres conséquences de cette puissance devenue limitée, **le volume d'export d'énergie s'écroulera au détriment de la balance commerciale française qui en aurait besoin.**



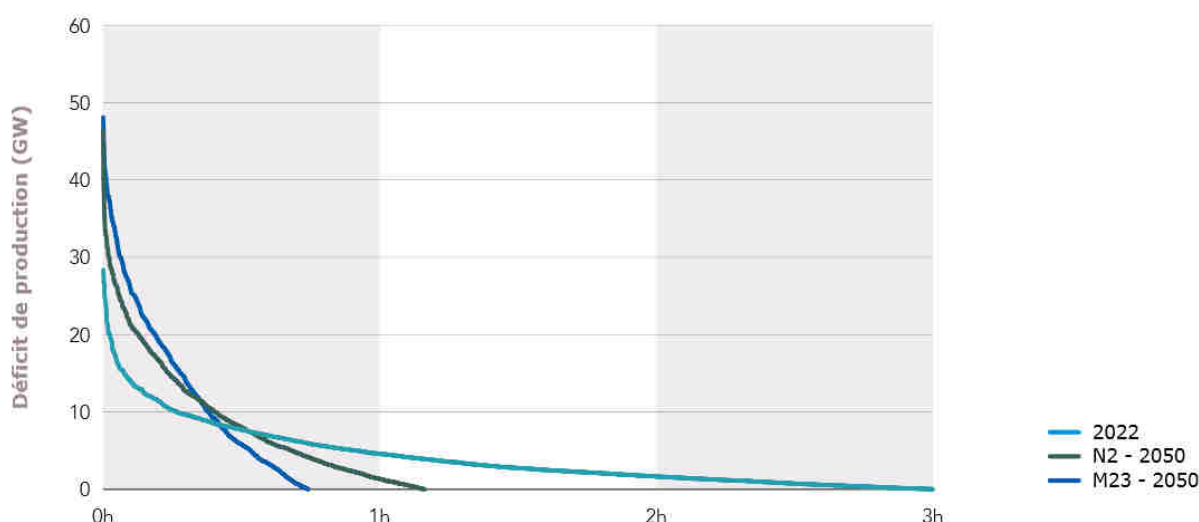


Figure 11-10 : La puissance manquante et la durée des « effacements ».

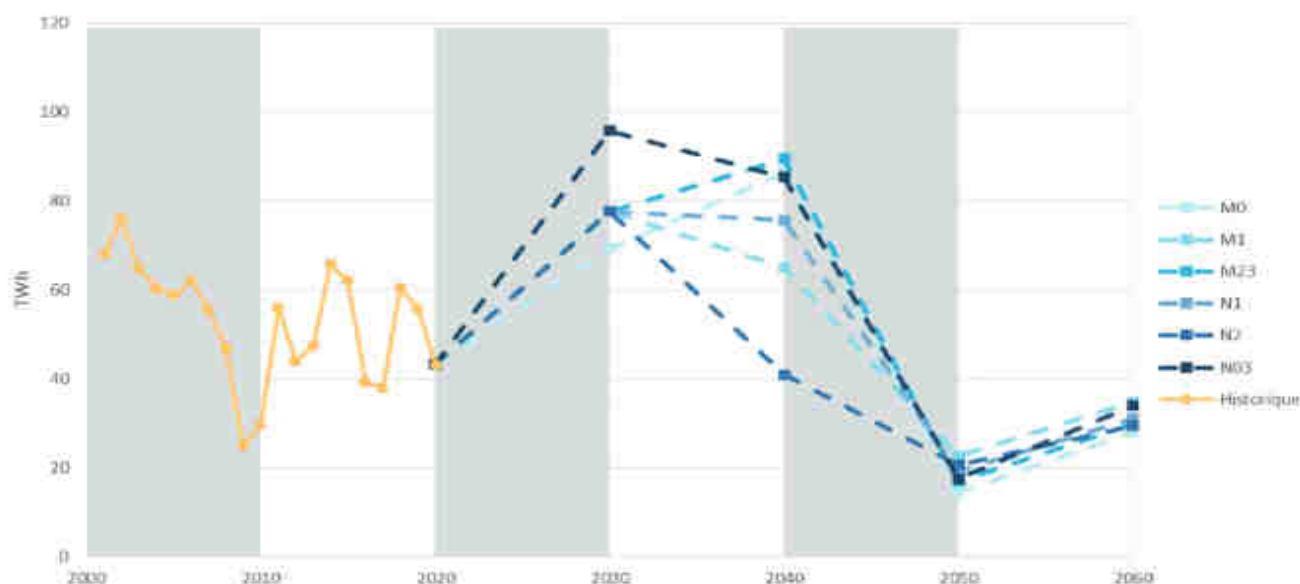


Figure 11-11 : Exports d'énergie prévus par RTE selon le scénario ».

11. 4 Les raisons du renoncement à une capacité nucléaire plus importante

Compte tenu de ces risques de pénurie, demandons-nous pourquoi RTE ne propose pas de scénario avec une reconstitution du nucléaire, plus apte à équilibrer le réseau, dans le scénario N03 ou dans un scénario N4 ?

Tout d'abord, il est fait des hypothèses sur la fermeture des réacteurs actuels. Ils ont été construits pour une durée de vie de 40 ans. L'autorisation de poursuivre le fonctionnement est donnée toutes les décennies par l'ASN. Cela-a été fait pour prolonger au delà de 40 ans les REP de 900GW, à condition qu'un « grand carénage » les mette en conformité avec les exigences édictées après le tsunami de Fukushima. A ce jour tous les réacteurs de 40 ans, (même ceux de Fessenheim) ont été autorisés à poursuivre leur exploitation. La trajectoire de fermeture ralentie prévoit donc la prolongation d'une bonne part des REP français à 50 ans. Il existe aux états unis des REP Westinghouse, frères jumeaux des réacteurs français qui vont vers leurs 60 ans d'âge et **6 réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans.**

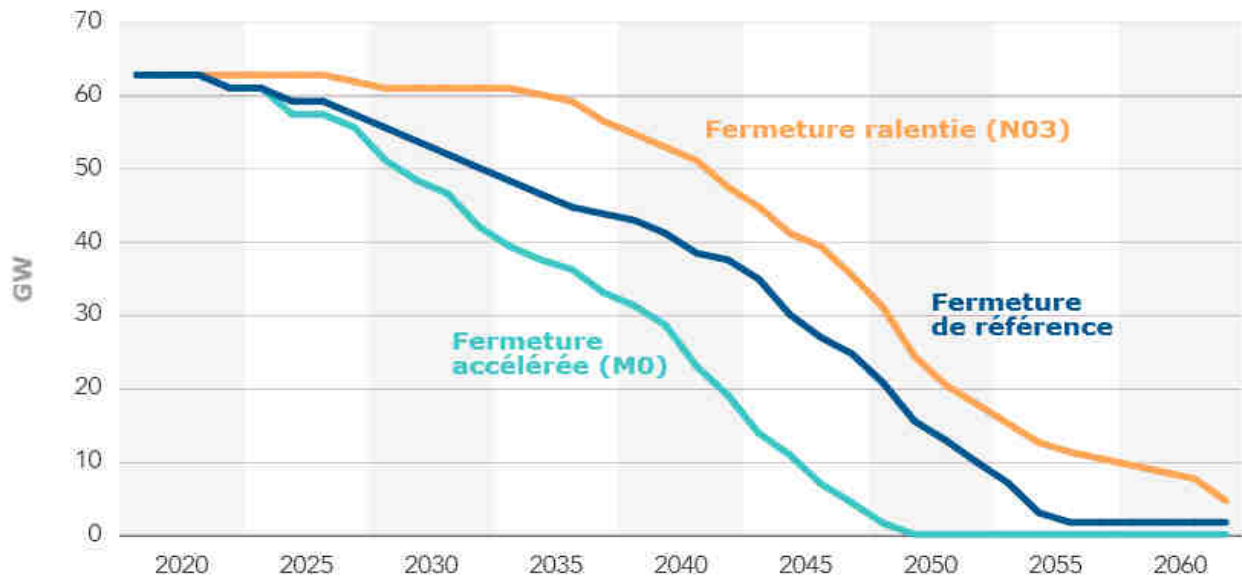


Figure 11-12 : Scénarios de décroissance de la puissance nucléaire.

Le 25 février 2021, l'ASN a publié sa décision finale autorisant la poursuite de l'exploitation jusqu'à 50 ans des 32 réacteurs de 900 MW. Selon EDF, tous ses réacteurs « peuvent aller jusqu'à soixante ans ». En effet, lors des visites décennales, la plupart des organes vitaux du réacteur sont changés, comme le générateur de vapeur, les turbines à vapeur, les transformateurs, les échangeurs de chaleur, hormis le circuit primaire de refroidissement et la sole du réacteur, qui semble d'ailleurs avoir une durée de vie plus élevée que prévu.

Bien entendu, il conviendrait de disposer d'un scénario pro-nucléaire, qui compenserait l'obsolescence des réacteurs par la construction de réacteurs remplaçants. RTE a demandé à EDF, sa maison mère de s'engager sur un scénario de construction de nouvelles centrales. Celle-ci s'est engagée sur la construction d'un réacteur tous les 2 ans seulement, démarrant avec un délai de 15 ans après la commande (Figure 11-13). On peut s'étonner que ce rythme soit très inférieur à celui qu'EDF avait soutenu entre 1970 et 2000, étant alors en mesure de délivrer 3 à 4 réacteurs par an (courbe en pointillé). Une explication possible pourrait être que la direction d'EDF, qui a donné la réponse, est celle qui avait été embauchée par François Hollande pour réduire de 75% à 50% la puissance nucléaire et pour démanteler des réacteurs plutôt que d'en construire. ? L'avenir dira si cette limitation perdure.

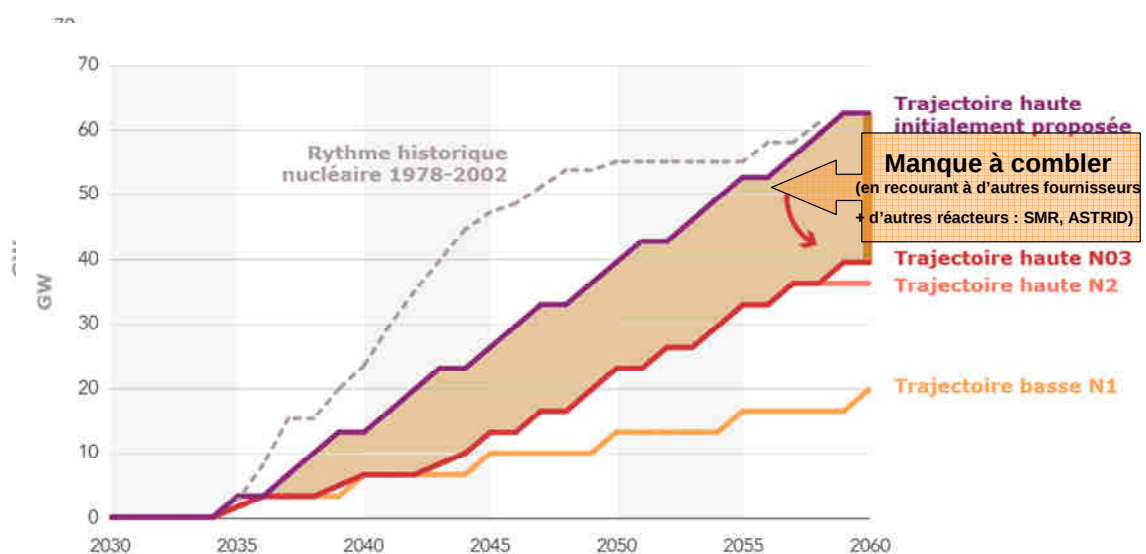


Figure 11-13 : Scénarios de reconstruction de la puissance nucléaire.

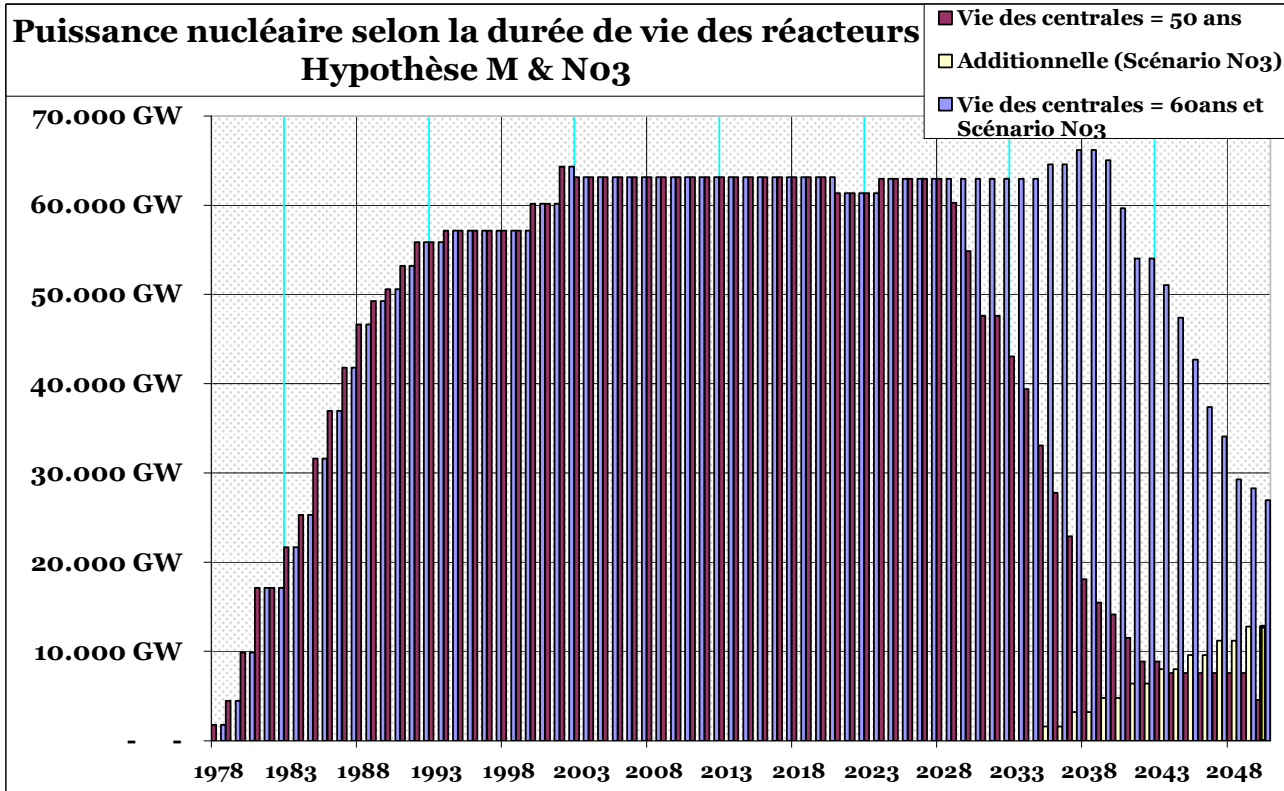


Figure 11-14 : Evolution de la puissance nucléaire, avec le rythme de construction proposé par EDF.

Pour obtenir le niveau de puissance nécessaire entre 2030 et 2050, la Figure 11-14 montre qu'il faudrait démarrer 2 réacteurs par an, soit la moitié de ce qu'EDF a su faire dans les années 80-90, ceci à partir de 2033, soit 10 ans pour démarrer le premier EPR complémentaire, soit un délai supérieur à la construction des EPR chinois.

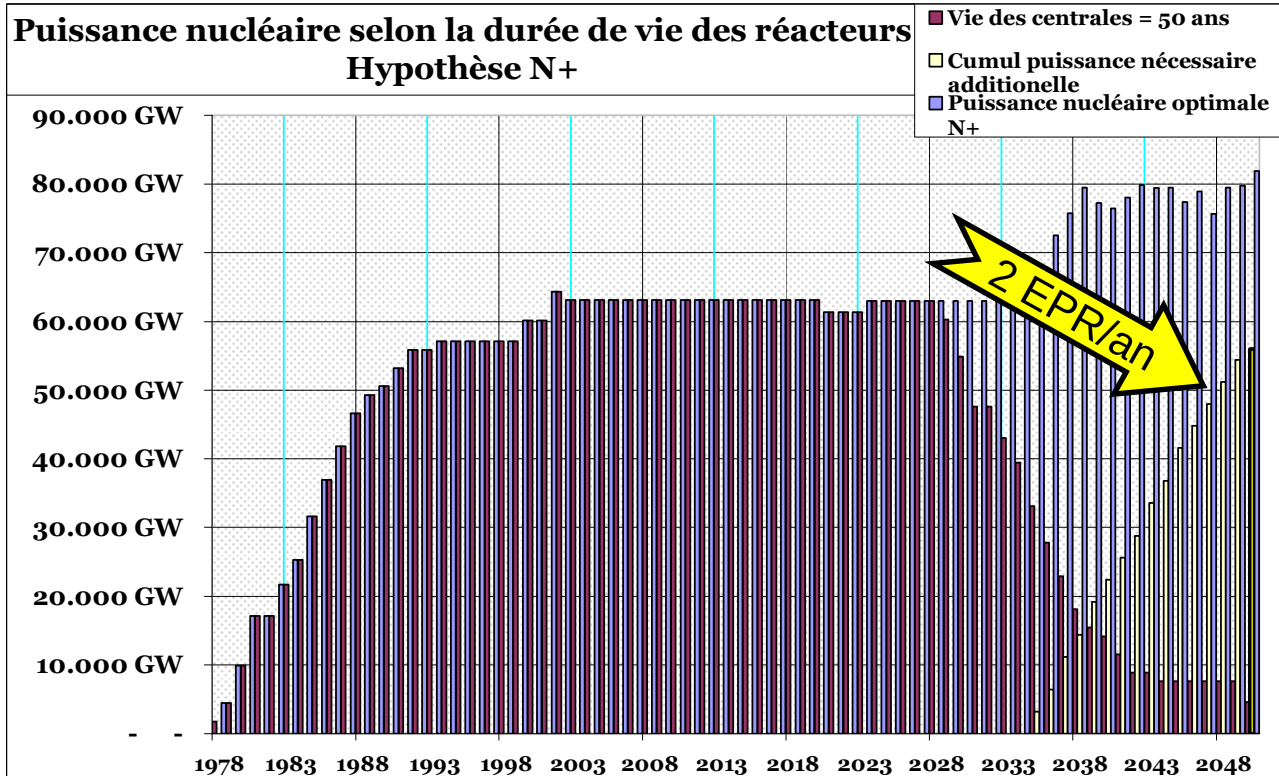


Figure 11-15 : Evolution de la puissance nucléaire, avec le rythme de construction nécessaire.

Cependant, en déplacement à Belfort, Emmanuel Macron a annoncé, jeudi 10 février 2023, « la construction de six réacteurs nucléaires de type EPR 2 d'ici à 2050, avec une mise en service du premier réacteur vers 2035. Il a, en outre, envisagé la perspective de huit EPR2 supplémentaires, un projet qui fera l'objet d'études ». On est dans la meilleure voie des scénarios de RTE, mais le compte n'y est pas encore. Actuellement, l'Assemblée Nationale travaille sur un allègement, une réorganisation et une synchronisation des 11 autorisations administratives nécessaires pour construire une nouvelle centrale, de façon à réduire les délais préalables à la construction.

Il faudrait cependant aller encore plus vite pour rattraper le retard de 20 à 30 années d'indécision et de mauvaises décisions. Or, les magistrats de la Cour des Comptes ont souligné récemment « une incertitude en termes de capacité à construire un nouveau parc de réacteurs dans des délais et à des coûts raisonnables ».

Cependant, EDF n'est pas le seul constructeur au monde de centrales nucléaires. Qu'est-ce qui empêcherait de consulter la concurrence. Par exemple, Westinghouse, propriétaire de la licence des 35 REP 900GW français, constructeur de l'AP1000, réacteur à eau pressurisée de 3^{ème} génération, déjà construit en Chine en 4 exemplaires et aux Etats Unis en un exemplaire. Le délai de construction annoncé est de seulement 5 ans. Certes c'est un concurrent de l'EPR. RTE pouvait-il évoquer cette solution ?

D'autres solutions devraient être envisagées, comme le recours à des SNR (Small Nuclear Reactors, qui pourraient en principe être construits en grande série et, peut-être, plus rapidement. Le réacteur Nuward est proposé par un consortium [EDF, CEA, NavalGroup et TechnicAtom] en adaptant au civil et en construisant en série les réacteurs implantés dans les sous-marins français.

L'assemblée Nationale suggère fortement d'explorer une autre voie (ASTRID), celle des réacteurs à neutrons rapides, ou surgénérateurs, déjà expérimentée en France avec Phénix et Superphénix. Enfin, un projet de mini-surgénérateur au plomb, Newcleo (même principe que les réacteurs des sous-marins russes), conçu selon les brevets déposés par l'expert nucléaire Luciano Cinnotti, est proposé par un consortium anglo-italien.

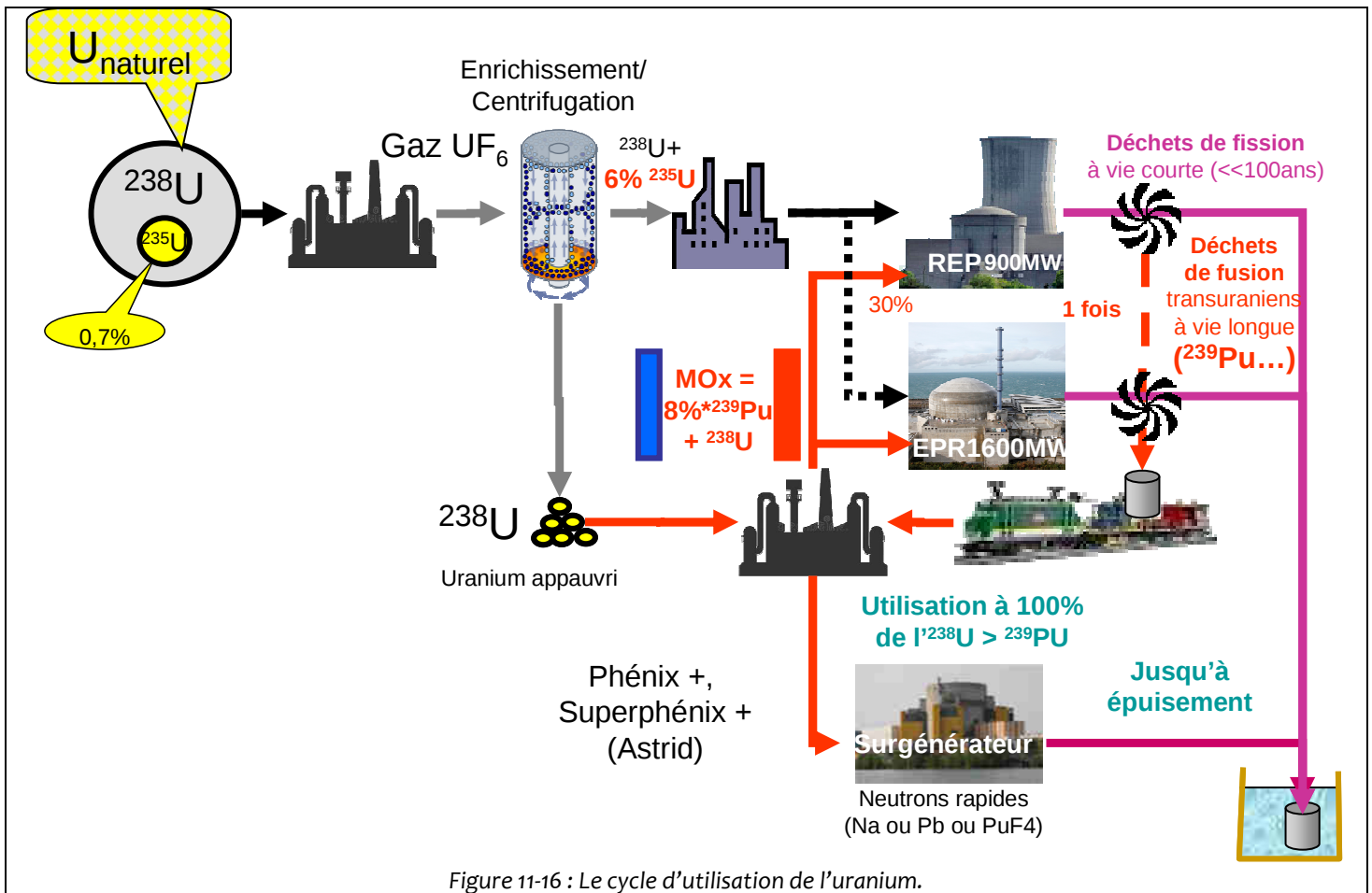
Cette voie des surgénérateurs résout 2 inconvénients souvent cités du nucléaire :

- ⇒ la disponibilité à terme de matière fissile (uranium ou thorium) multipliée par plus de 100 ;
- ⇒ l'enfouissement des déchets à longue vie qui n'a plus lieu d'être.

L'isotope d'uranium radioactif (^{235}U) n'existe actuellement qu'en proportion de 0,7% dans l'uranium naturel. L'enrichissement (par centrifugation d' UF_6) porte cette proportion à 5 à 6%, pour être utilisable dans 22 de nos réacteurs actuels (REP) refroidis par de l'eau. Dans ces réacteurs ordinaires, la fission d'un atome d'uranium génère plus de 2 atomes d'éléments radioactifs à courte vie (de quelques microsecondes à une centaine d'année maximum). Ils sont alors triés par durée de vie et conservés dans des piscines, le temps que la radioactivité disparaisse. Mais certains neutrons ont perdu trop d'énergie dans l'eau pour casser un noyau d'uranium (^{238}U). Ils sont alors captés par le noyau qui est ainsi transmuté en plutonium (^{239}Pu), lui-même radioactif puis le plutonium en d'autres « transuraniens » de poids atomique supérieur (américium, curium...).

En France, plutôt que d'être considéré comme déchet, le plutonium radioactif est récupéré et réutilisé comme combustible nucléaire. Il est alors associé, en usine, à de l'uranium appauvri (déchet en stock, issu de l'enrichissement) pour être réutilisé comme combustible (sous le nom de MOX). Mais ce retraitement n'est actuellement pas répété après une 2^{ème} utilisation, car il faudrait alors éliminer aussi d'autres transuraniens dont la fission n'assure pas la réaction en chaîne. Il est cependant envisagé d'explorer cette voie du recyclage multiple.

Dans les surgénérateurs l'eau est remplacée par un caloporteur plus transparent pour les neutrons générés par la réaction en chaîne. L'uranium appauvri (^{238}U) du MOX est alors transmuté en plutonium radioactif, d'où le nom de surgénérateur donné à ces centrales, puisqu'ils génèrent eux-mêmes leur propre combustible radioactif. De plus, les noyaux de plutonium ne sont plus transmutés par des neutrons trop lents, mais sont tous fissionnés. Le réacteur **ne génère plus de déchets de fusion à longue vie**. Cette utilisation totale de l'uranium porterait à des milliers d'année la disponibilité mondiale de combustible nucléaire (au taux de concentration actuel). De plus l'uranium appauvri pourrait aussi être remplacé par du thorium disponible sur terre en plus grande quantité que l'uranium naturel.



Dans les surgénérateurs, seulement 2 caloporteurs sont adaptés : le sodium ou le plomb. La Russie a mis en service des réacteurs au plomb pour propulser ses sous-marins. La France a expérimenté les réacteurs au sodium. Phénix réacteur expérimental a fonctionné à Marcoule pendant des dizaines d'années. Superphénix (1200 GW), après 3 essais de démarrage, a fonctionné pendant 9 mois sans problème. Il a alors été arrêté sur demande au 1^{er} ministre de l'époque, Lionel Jospin, pour satisfaire la demande des écologistes (dont l'accord était nécessaire à sa majorité et à ses espoirs d'élection à la présidence de la République). Les difficultés de cette filière est le fait que le sodium s'enflamme au contact de l'air ou de l'eau (présente dans le circuit de refroidissement secondaire). Une version (ASTRID), plus sécurisée de ce type de réacteur a été mise à l'étude, avec un circuit intermédiaire de refroidissement à l'azote ventilé entre le circuit de refroidissement primaire au sodium et le circuit tertiaire à l'eau. Mais les budgets de réalisation du prototype ont été supprimés pendant la présidence de François Hollande.

Le rapport de l'Assemblée Nationale sur la perte de souveraineté exprime le regret que cette filière de bouclage du cycle des combustibles nucléaires dans des surgénérateurs n'ait pas été poursuivie et soutenue, compte tenu de son grand intérêt pour viser l'utilisation totale de l'uranium grâce :

- au recyclage des combustibles nucléaires,
- à la réduction de la dépendance aux importations d'uranium et
- à l'élimination des déchets à longue vie, qu'il faudrait enterrer sinon.

Signalons que d'autres filières de surgénérateurs sont possibles, notamment en utilisant :

- ⇒ soit le plomb comme liquide de refroidissement, malgré sa masse et son état solide à température normale,
- ⇒ soit des sels liquides d'uranium ou de thorium utilisés à la fois comme combustible et caloporteur.

11.5 L'utopie du captage de CO₂

Les scénarios alternatifs au nucléaire prévoient l'équipement de toutes les combustions de captage de CO₂.

En théorie, cette solution est séduisante. Elle permettrait de continuer à utiliser des centrales thermiques en les équipant d'un système de captage de CO₂.

Les difficultés restent cependant :

- ⇒ de capter économiquement le CO₂ des gaz de combustion,
- ⇒ de le transporter vers un lieu de stockage,
- ⇒ de trouver et utiliser des lieux des sites de stockage pérennes.

La réalisation de chacune de ces étapes est complexe et coûteuse, surtout à l'échelle du problème.

11.5.1. Capturer le CO₂ des gaz de combustion

L'objectif du procédé est de capter le carbone avant que celui-ci ne soit émis dans l'atmosphère.

Plusieurs solutions ont fait l'objet d'expérimentation :

- ⇒ postcombustion, la plus répandue, en séparant les CO₂ par lavage des fumées,
- ⇒ précombustion, en oxydant partiellement le combustible avant combustion, puis par « reformage », on obtient du CO₂ et de l'hydrogène qui peuvent être séparés sous pression,
- ⇒ par oxy-combustion, avec de l'oxygène, le CO₂ et la vapeur d'eau générés étant séparés par condensation.

Mais chacune de ces opérations absorbe de l'énergie (pertes ~30%) et demande des investissements coûteux.

11.5.2. Stocker et transporter le CO₂

L'étape, difficile et coûteuse en vraie grandeur, implique **compression et transport** jusqu'à la zone de stockage :

- ⇒ soit via des gazoducs,
- ⇒ soit dans des camions,
- ⇒ soit dans des bateaux citernes.

11.5.3. Stockage du CO₂

Le stockage peut se faire par injection sous pression, en profondeur, dans des roches poreuses comme le basalte, ou en moindre quantité dans d'anciens gisements de pétrole et de gaz, des veines de charbon exploitable ou des formations salines. Les infrastructures demanderaient de forts investissements. Pour l'instant, la taxe carbone est loin de couvrir les financements nécessaires.

11.5.4. Avenir du CCS (Captage du Carbone à Stocker)

En résumé, il me semble que le captage du CO₂ de combustion reste au niveau des supputations, même si quelques expériences ponctuelles ont été menées avec succès, notamment par Total pour transporter du CO₂ dans un méthanier et l'injecter dans un forage gazier de la mer du Nord.

Mais on est encore loin d'installations de capacité industrielle à la hauteur des besoins.

11.6 La variabilité aléatoire excessive de la puissance éolienne

On appelle facteur de charge le rapport [production fournie / [puissance nominale * durée]

Pour des installations fonctionnant en permanence à la puissance nominale, ce facteur vaut 100%.

Le tableau suivant donne, à titre d'exemple les facteurs de charge des divers types principaux d'installations.

Source primaire	Minimum	Maximum	Moyenne actuelle
Photovoltaïque	12% dans le nord de la France, nul le soir et la nuit, faible en hiver, quand on en aurait besoin.	18% dans le Sud de la France. Plus élevé en été, alors qu'on n'en a peu besoin.	15%
Eolien	0% en cas d'absence de vent ou de tempête	100%	21% à 25% selon le lieu. 40% à 45% en mer.
Nucléaire	Arrêts périodiques	90% compte tenu des rechargements périodiques	Abaissée à 70% pour donner place aux renouvelables
Gaz	0% pour éviter des émissions de CO ₂	100% pour équilibrer le réseau	Entre 50% et 100% selon le mois
Hydraulique	0% pour remplir les retenues	100%	57%

Le vent et le soleil sont non pilotables, mais aléatoires et fatals (Figure 11-17 et Figure 11-18). Le solaire produit 10% maxi de sa capacité de décembre à février, mois où l'on en aurait le plus besoin.

Comme le montre ce tableau, le recours aux énergies renouvelables, aléatoires et fatales induit des difficultés :

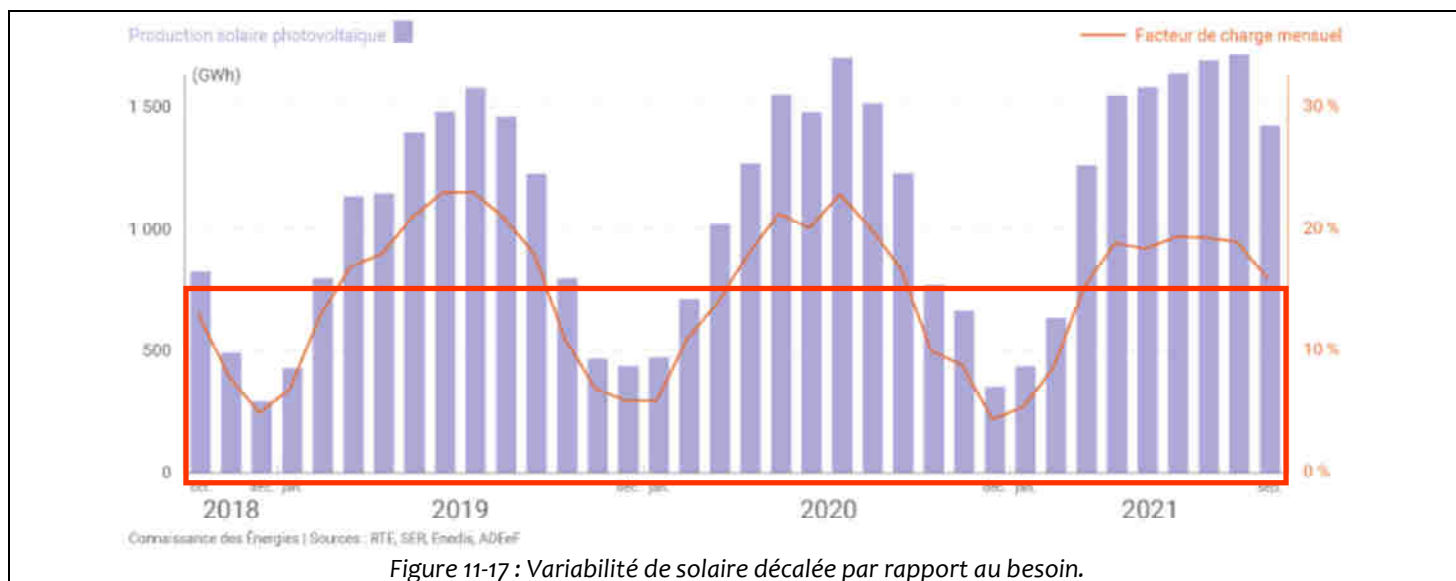
- ⇒ une charge variable et faible du solaire, décalée par rapport au besoin ;
- ⇒ une variabilité intense et rapide de l'éolien, complexe à compenser.

L'éolien produit 21% de sa capacité, de façon aléatoire :

- ⇒ quand on en a besoin, il n'en produit généralement insuffisamment (4 fois /5),
- ⇒ quand on n'en a pas besoin, il remplace d'autres énergies décarbonées et gratuites, sans intérêt, ce qui malheureusement accroît le coût d'amortissement du nucléaire ou de l'hydraulique.

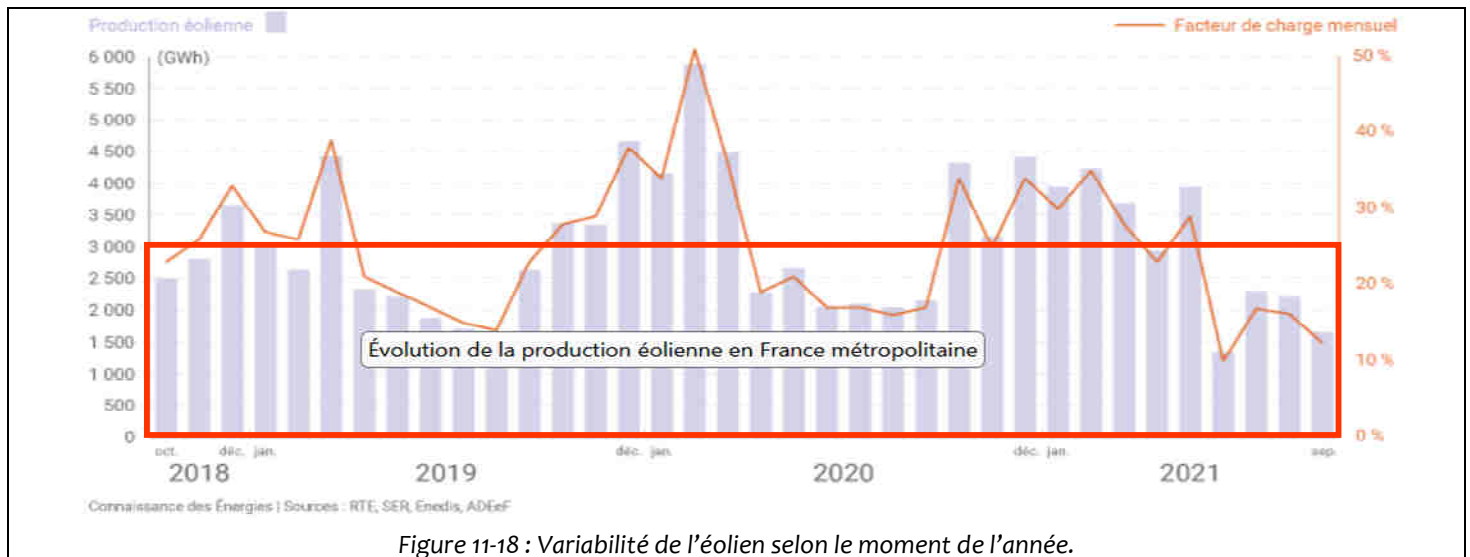
Il arrive (10 à 20% du temps), que l'éolien produise alors qu'on manquerait d'énergie sans cela (cas d'insuffisance de nucléaire pilotable). Mais dans ce cas, l'énergie éolienne est généralement abondante et peu chère chez nos voisins européens.

Il faut faire appel à des énergies pilotables pour compenser les variations des sources aléatoires. L'énergie hydraulique est idéale pour cela. Ce que peu de gens savent, c'est **qu'il n'est pas conseillé de faire varier rapidement la puissance nucléaire pour compenser les variations éoliennes par des variations rapides de la production des REP**. Les centrales nucléaires ne peuvent pas être ralenties et relancées à la demande sur quelques heures. Lorsqu'un réacteur nucléaire est ralenti rapidement, il se produit un « empoisonnement xénon » qui empêche le redémarrage à pleine puissance dans les heures qui suivent. « Chaque modification d'activité d'un réacteur (arrêt, redémarrage, variations de puissance) entraîne des variations de températures subies par les métaux des circuits de refroidissement (à 150 bars et 350°C pour le circuit primaire), réduit leur résistance mécanique et risque de conduire, à terme, à l'apparition de défaillances » (AIEA 2018) et ce qui accroît leurs indisponibilités (constat de Cédric Lewandowski, Directeur Exécutif Groupe EDF en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique en 2004). Cela explique notamment les arrêts de 2020-21 de nos réacteurs.



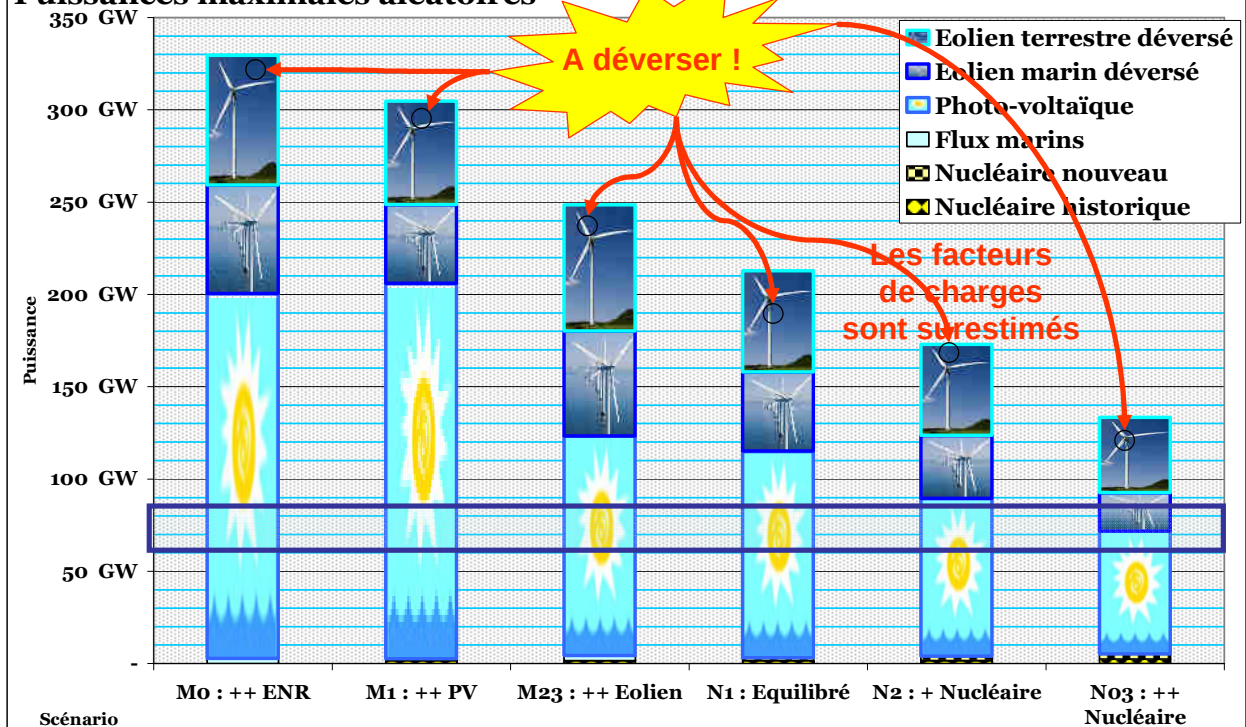
Si les énergies aléatoires se mettaient à produire à leur maximum, un jour ensoleillé de grand vent, on aurait le phénomène explicité par la Figure 11-19. Il faudrait « déverser », c'est à dire éliminer la majorité de l'énergie produite. Mais ce type de situation risque fort de se produire assez souvent, bien qu'avec une intensité plus faible. Ce phénomène est peu analysé dans les rapports RTE. En effet, pour parer le caractère aléatoire des énergies renouvelables, les scénarios RTE prévoient d'en stocker le surplus, par exemple par batterie, par gravité (STEP), chimiquement (H₂) etc., mais cela est fort coûteux (voir §11. 7).

Voilà pourquoi une étude de 1998 a défini un maximum possible de puissance éolienne en France de 17,5 GW, soit l'équivalent de 8.000 éoliennes de 2GW. Or en mars 2023, le parc éolien français atteint déjà une puissance installée de **22,0 GW** dont 21,0 GW d'éolien terrestre et 1,0 GW d'éolien en mer.



Le rapport RTE prévoit une puissance éolienne qui nécessiterait l'équivalent de 35.000 éoliennes de 2 GW, sans stockage en H₂ et 70.000 éoliennes, en cas de production d'hydrogène pour stocker l'énergie, soit, si l'on recherche les zones les plus ventées, l'équivalent d'une épaisseur de 17 à 35 km tout le long des 1.000 km de côtes françaises ventées et de 8 à 17 km en mer. Or l'éolien est difficilement accepté par la population, qui considère que les éoliennes détériorent le paysage. Multiplier par 10 leur nombre actuel est-il un projet acceptable ?

Puissances maximales aléatoires



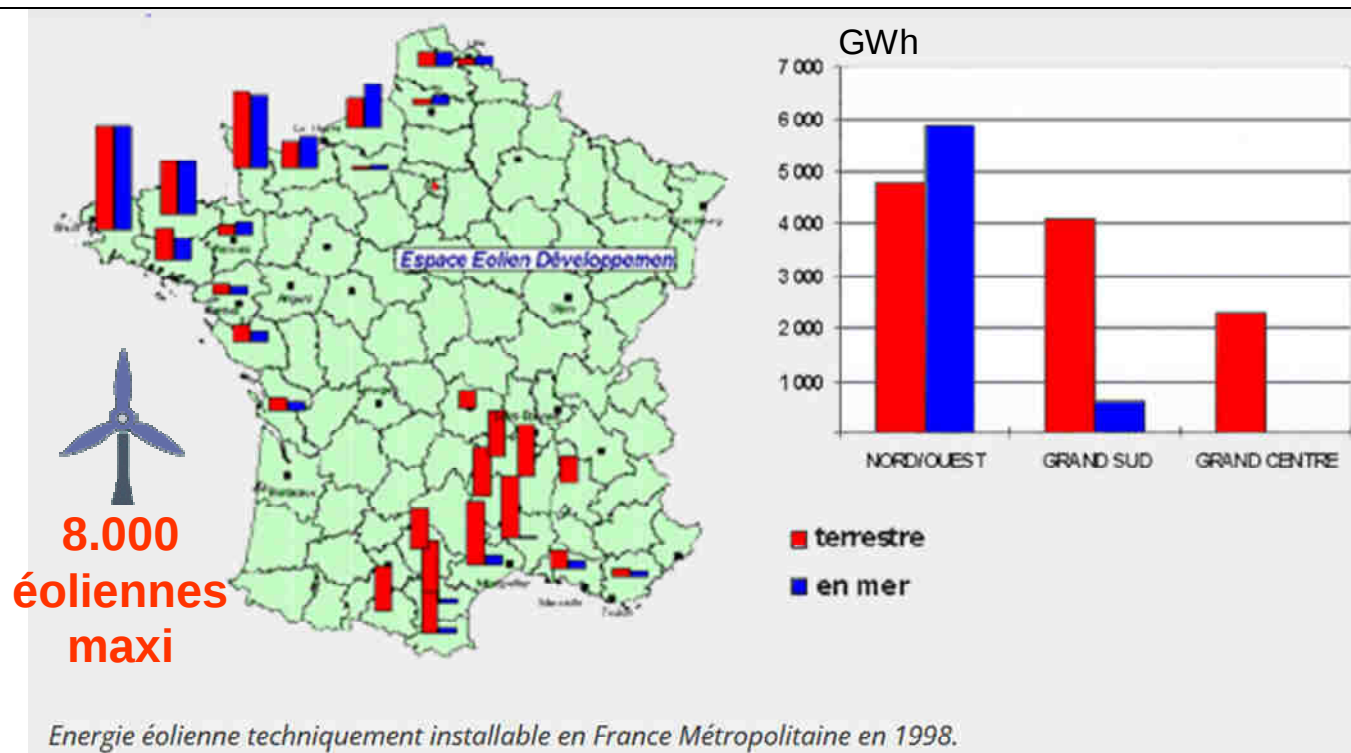


Figure 11-20 : Maximum raisonnable d'éolien en France.

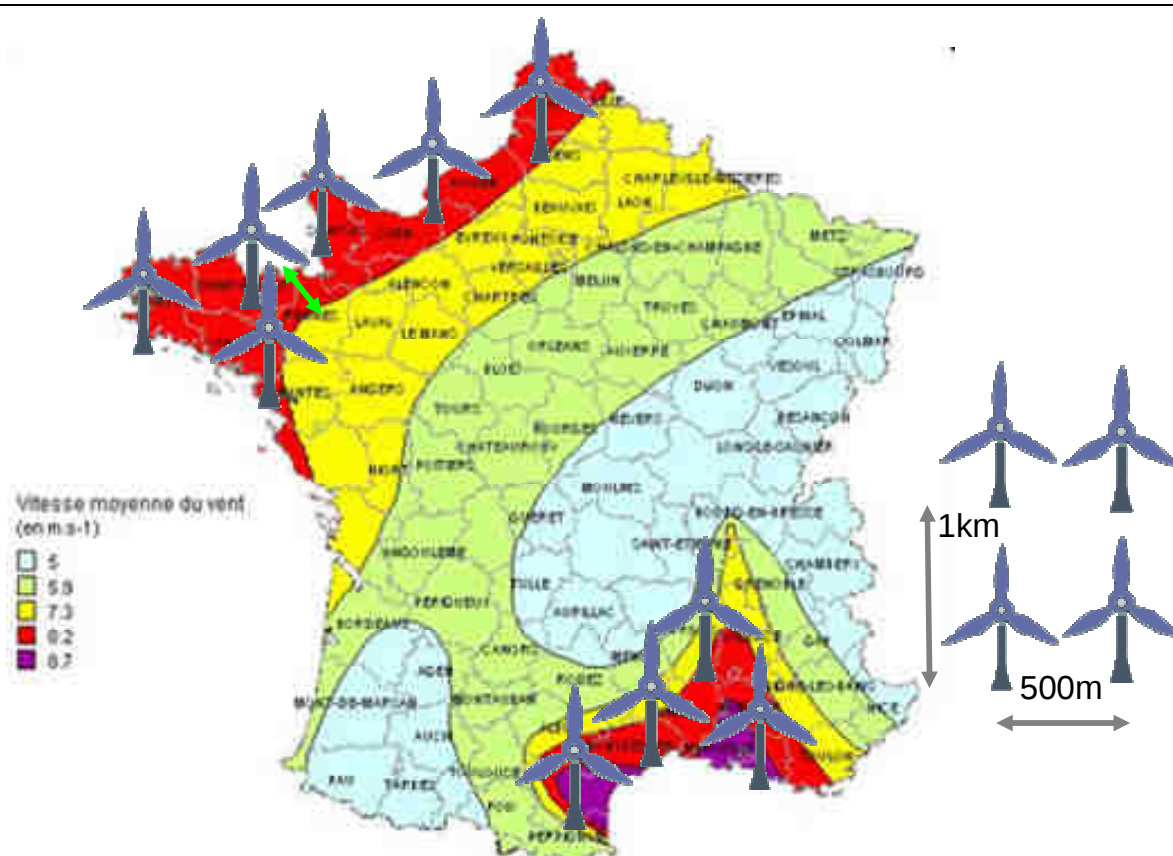


Figure 11-21 : Scénario Mo de RTE d'implantation d'éoliennes.

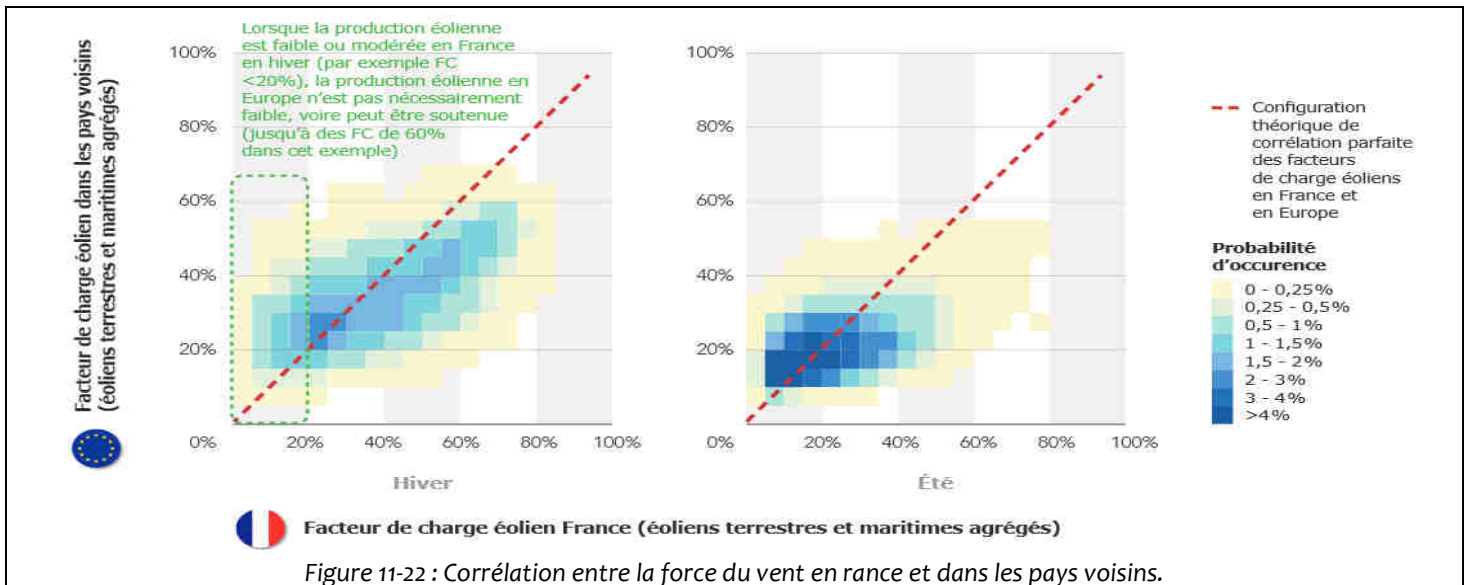
RTE a réfléchi à la corrélation existant entre la force du vent en France et celles des pays européens.

Il existe une assez forte corrélation entre le régime de vent sur la cote atlantique dans les pays européens et une corrélation plus faible entre les régimes atlantique et méditerranéen. La Figure 11-22 indique la relation entre puissance de vent en France et celle dans les pays voisins. Plus les points sont éloignés de la diagonale, plus la corrélation est faible.

Au total, le recours à la puissance éolienne des pays voisins est favorable dans seulement 15% des cas. Cependant, RTE a calculé que le recours à l'étranger se justifie économiquement jusqu'à une capacité de 40 MW.

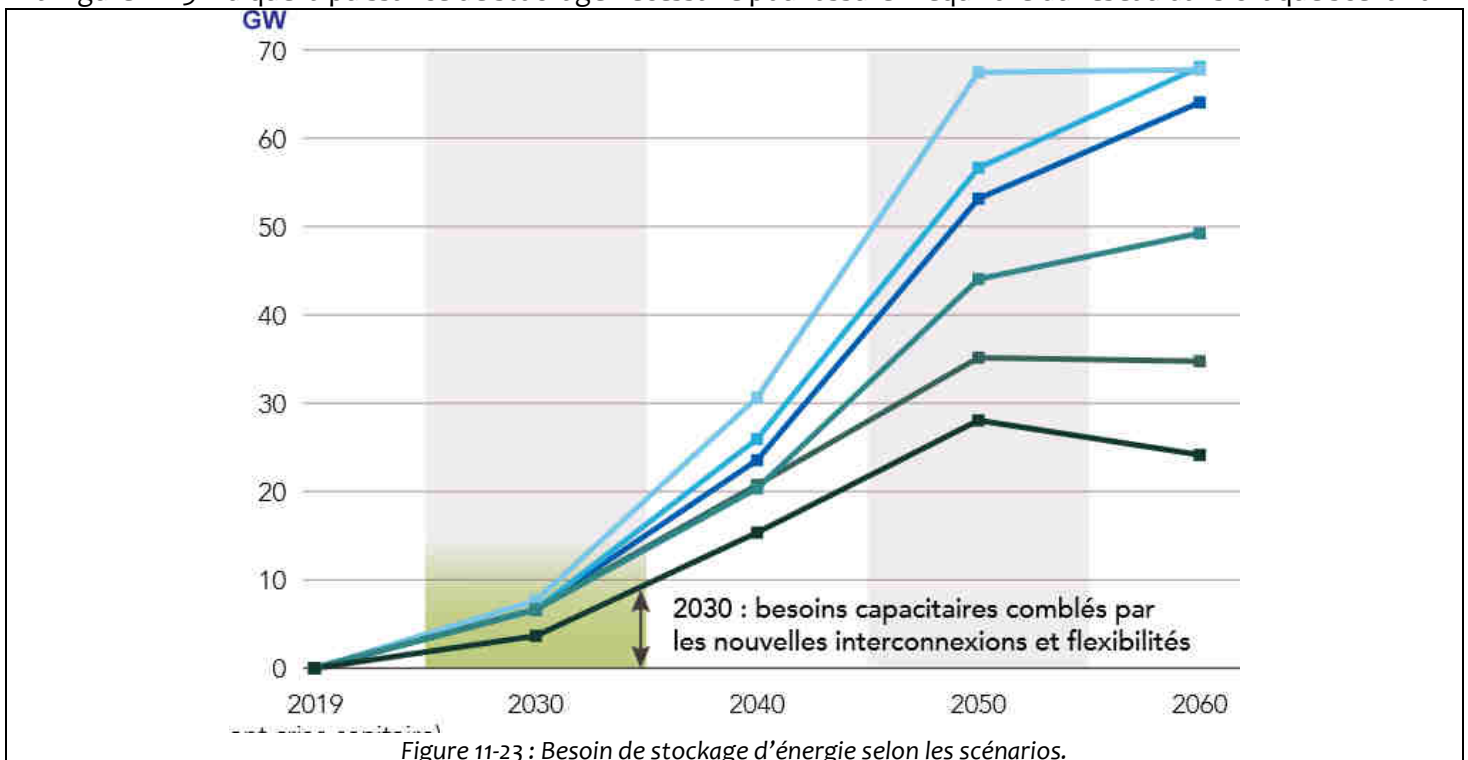
En conclusion, je citerai ce que dit Jean Marc Jancovici à propos de l'éolien :

« Miser beaucoup d'argent et de discours sur l'éolien servira juste à nous précipiter un peu plus vite vers les ennuis. Le temps et les moyens pour mettre en œuvre les « vraies » solutions sont limités !



11. 7 Le coût exorbitant de la flexibilité par stockage d'énergie

La Figure 11-23 indique la puissance de stockage nécessaire pour assurer l'équilibre du réseau dans chaque scénario.



Le stockage d'énergie peut se faire de différentes façon :

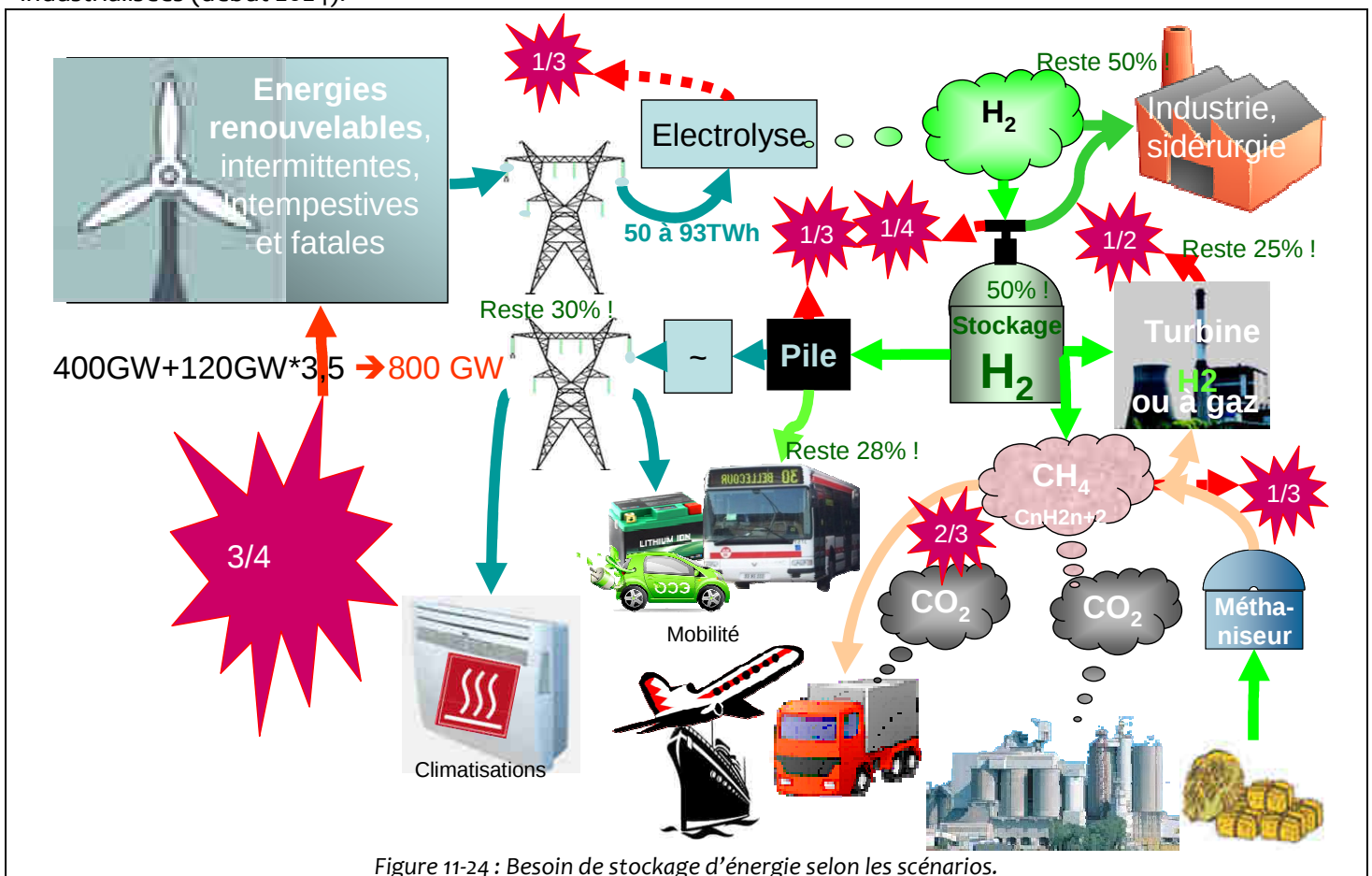
- ⇒ par gravité, notamment en remontant de l'eau dans les barrages (ou autre chose) ;
- ⇒ par stockage d'électricité dans des batteries (actuellement au lithium, demain au sodium),
- ⇒ par transformation chimique par exemple pour électrolyser l'eau en oxygène et hydrogène, lequel permet de produire de l'électricité sur demande, notamment par réaction inverse dans des piles, sous l'effet d'un catalyseur (platine ou platinoïde).

Le stockage temporaire d'eau pompée dans un barrage inférieur vers un barrage supérieur est une solution pratiquée actuellement, mais qui a comme **limite physique quelques pourcents de la consommation électrique**.

Le stockage d'électricité dans les batteries se heurte au coût des batteries. Certes celui-ci baisse de moitié par décennie. Tablons, vers 2050, sur un coût de 100 € par kWh stocké, avec tout l'appareillage annexe. Il faudrait alors un équipement de 100 G€ (milliards), d'une durée de vie de 20 ans, pour stocker 1 TWh, soit 20 GWh utilisables en 2 jours (scénario No3) et 4 fois plus pour le scénarios Mo. Par comparaison, notons que 100G€, c'est aussi le coût de 20 EPR, à construire pour produire les 30 GWh pilotables, manquants dans le scénario No2, disponibles sur une durée de vie de 80 ans au lieu de 20 ans, et qui régleraient le problème, tout en remplaçant tout le parc éolien et en économisant son coût.

Le stockage par batteries est une solution à n'utiliser qu'en l'absence de tout autre, en raison de son coût que l'on doit considérer comme excessif par rapport au coût de production de l'électricité.

Mais la chute des prix des batteries pourrait changer ce constat à l'approche de 2050, avec d'autres technologies que les batteries actuelles, comme les batteries au sodium, qui, cependant, tardent à être industrialisées (début 2024).



Le stockage sous forme d'hydrogène se heurte actuellement à un problème de rendement, qui limite le taux d'énergie restituable après stockage. C'est ce que montre la Figure 11-24.

En bref, le stockage sous forme d'hydrogène induit des pertes de 50% pour un usage industriel et de l'ordre 75% pour stocker l'énergie. Ce facteur 4 est supérieur aux fluctuations temporelles courantes du coût de l'électricité sur la bourse de l'énergie. Il serait envisageable d'améliorer le rendement de la génération d'hydrogène décomposant l'eau à haute température. Mais pour réaliser cela économiquement, il faudrait, par exemple, coupler ce procédé avec le circuit de refroidissement d'une centrale nucléaire. Mais le caractère explosif de l'hydrogène généré à chaud n'est pas forcément bienvenu au voisinage d'une centrale nucléaire.

Compte tenu des faibles rendements, l'usage d'énergie sous forme d'hydrogène risque de se limiter à des cas d'emploi particuliers où le coût de l'énergie est annexe, le stockage volumineux est aisé et l'accès à l'électricité complexe comme le transport d'engins lourds (trains par exemple, voir bus de banlieue), en complément des batteries sur de longues distances ou sous forme d'hydrocarbures de synthèse (kérosène pour l'aviation par exemple).

11. 8 Le recours hypothétique à la coopération européenne

Il n'existe aucune harmonisation européenne des stratégies, chaque état ayant sa politique, mais une corrélation de la fragilité de fourniture, due au vent. Par conséquent, le développement massif de capacités pilotables en Europe serait également nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Or, compte tenu des opinions publiques, la production nucléaire Européenne, solution maîtrisable, risque aussi de se réduire de façon sensible. Dans ce cas, seules des centrales à gaz parviendront à équilibrer le réseau.

Le recours à la coopération européenne pose donc 2 problèmes :

- ⇒ le réseau électrique de la plupart des pays européens émet beaucoup plus de CO₂ que le réseau français, mis à part les réseaux norvégien, suédois et suisse qui bénéficient de beaucoup d'énergie hydraulique,
- ⇒ les autres pays prévoyant de recourir assez intensément aux énergies renouvelables aléatoires, **rien ne garantit que le surcroît d'énergie que nous leur demanderions soit disponible**, lorsque nous en manquerons, sauf à recourir à des centrales à gaz ou à charbon très génératrices de CO₂.

12 Conclusion

Les objectifs poursuivis : décarbonation, souveraineté et ré-industrialisation sont louables et cohérents. Cependant, il manque la compétitivité, qui sera indispensable pour obtenir l'adhésion publique et industrielle.

Dans son rapport 2021, RTE propose une gamme progressive de 6 scénarios, qui recourent ;

- ⇒ le 1^{er} uniquement aux énergies renouvelables, avec stockage et des combustions décarbonées
- ⇒ les autres avec, progressivement, moins de renouvelables et plus de nucléaire.

Dans son rapport sur la souveraineté nationale et de maîtrise de l'énergie, l'Assemblée Nationale s'interroge sur les raisons qui ont fait qu'aucun scénario n'ait été envisagé, avec essentiellement des sources maîtrisables, dont l'hydraulique et le nucléaire. C'était cependant le panel de sources d'énergies primaires que la France, via EDF, avait su construire en fin du siècle passé, capable de fournir, en permanence, toute l'électricité décarbonée consommée en France et même d'en exporter.

La raison apparue dans les entretiens par l'Assemblée Nationale est la retenue des politiques au pouvoir, ayant conclu des accords électoraux avec les verts et de la direction d'EDF, maison mère de RTE, embauchée par eux, qui avait comme consigne de réduire la production nucléaire.

La présidence française s'est enfin engagée récemment, mais prudemment dans la commande de 6 réacteurs nucléaires, livrables seulement en 2035, avec la possibilité d'en commander 8 autres ultérieurement sans fixer de date. Y aura-t-il une décision avant 2027 ? Après avoir tergiversé et donc reculé pendant 20 ans, on avance dans une meilleure direction, mais à petits pas. A défaut d'accélérer le pas, les contraintes de temps vont nous conduire à **une situation de pénurie catastrophique, à la dépendance européenne, et surtout à des solutions d'urgence opposées aux objectifs de décarbonation ou à des coûts insoutenables pour viser la neutralité carbone.**

L'Assemblée Nationale réclame un plan d'urgence EDF. On a pris 30 ans de retard. Ce n'est pas gagné !

Cependant, la France est l'un des états dont le réseau est le moins émetteur de CO₂ d'Europe et du monde.

