

## **Un scénario de production et de consommation d'électricité que RTE n'a pas étudié Deux fois plus d'électricité qu'aujourd'hui avec une bonne capacité nucléaire**

Henri Prévot<sup>1</sup>

Le président de la République a récemment décidé de lancer la construction de six nouveaux EPR, « pris une option » pour huit autres et quelques SMR, dit qu'il voulait que les réacteurs existants fonctionnent aussi longtemps que l'ASN l'autorisera (de façon à disposer de 51 GW nucléaire en 2050 selon RTE N03), et annoncé 177 GW de capacités intermittentes (éolien et photovoltaïque). De son côté, la ministre chargée de l'énergie a engagé une concertation publique sur la future Loi de programmation énergie et climat.

Pour répondre aux besoins en énergie en 2050 sans consommer d'énergies fossiles et produire de l'hydrogène tout en évitant des dépenses inconsidérées d'économie d'énergie, les prévisions de consommation d'électricité de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et l'hypothèse de référence de RTE (Réseau de transport d'électricité), soit 650 TWh par an, sont très insuffisantes. Le Président de la République a, dans son discours de Belfort, retenu comme hypothèse une consommation supérieure de 60 % à la consommation actuelle, soit 750 TWh, pour prendre en compte une réindustrialisation plus vigoureuse, mais sans modifier un objectif d'efficacité énergétique, qui est surévalué.

Après avoir rappelé les textes qui aujourd'hui encadrent la politique de l'électricité, évalué les besoins en énergie et précisé le rôle de l'électricité, cet article décrit un parc de production mobilisant 80 GW nucléaire pour répondre à une demande de 900 TWh/an avec un double objectif d'efficacité climatique et économique.

### **1- La politique de l'électricité aujourd'hui**

Avec son parc de 63 GW la France disposait d'un approvisionnement en électricité sûr, propre et peu dépendant de l'étranger<sup>2</sup>. Mais ce consensus s'est effrit et la loi du 8 novembre 2019 décide de réduire la part du nucléaire à 50 % d'ici 2035 (réduction antérieurement fixée à 2025 par le gouvernement précédent), et de démanteler deux réacteurs parfaitement opérationnels à Fessenheim. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) précise que 12 réacteurs de plus seront arrêtés d'ici 2035, dont 4 avant 2030.

RTE a été chargé d'étudier une prospective de l'électricité conforme aux objectifs de la SNBC pour 2050 (neutralité carbone sans précisions sur le mix énergétique) et à ceux la PPE pour 2035. Il a présenté ses conclusions en octobre 2021 et publié un rapport détaillé en février 2022. Pour 2050, RTE a retenu trois hypothèses de consommation d'électricité : 650 TWh avant les pertes en ligne, hypothèse choisie comme « référence », et deux autres, supérieure ou inférieure de 100 TWh environ, qualifiées de « sobriété » et « réindustrialisation profonde ». Pour répondre à la consommation « de référence » il a étudié trois scénarios sans construction de nouveaux réacteurs d'ici 2050, et trois autres avec une capacité nucléaire comprise entre 16 GW et 51 GW, incluant de 13 à 27 GW de nouveau nucléaire<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Ingénieur du corps des mines et auteur de nombreux articles et ouvrages dont, récemment : "Avec le nucléaire, un choix réfléchi et responsable" Le Seuil, juin 2012

<sup>2</sup>La France dispose d'un stock de plusieurs années d'uranium sur son sol et de quantités importantes d'uranium de retraitement et appauvri dont il est possible de tirer de l'uranium enrichi.

<sup>3</sup> Dans la variante « industrialisation » où la consommation est de 750 TWh, avec 51 GW nucléaire la capacité éolienne et photovoltaïque serait comprise entre 170 et 200 GW selon la part respective de l'éolien et du photovoltaïque (cf. p. 179 du rapport de RTE)

## 2- L'électricité dans le système énergétique

### La consommation d'énergie, la consommation d'électricité

La SNBC préconise une réduction de 43 % de la consommation totale d'énergie en 2050, soit 930 TWh contre 1610 TWh en 2019. Les baisses retenues, considérables, seraient par exemple de 41 % dans les bâtiments - de 65 % dans le seul secteur résidentiel -, de 60 % dans les transports, de 50 % dans l'agriculture et de 19 % dans l'industrie. Si c'est envisageable dans les transports, compte tenu de l'efficacité de la motorisation électrique, ce ne l'est pas dans l'industrie car en contradiction avec la volonté affichée de réindustrialisation, et c'est hors de portée dans les bâtiments.

La SNBC vise à amener le parc immobilier actuel (qui représentera encore 70 % du parc en 2050) à un niveau d'isolation thermique proche de celui des constructions neuves (BBC). Or le rapport TREMI de l'ADEME de 2018 révélait que, sur 5 millions de rénovations, seules 5% avaient permis un gain de 2 classes du Diagnostic de Performance Énergétique (DPE), et 20 % d'une classe seulement. Une étude plus récente de l'Observatoire BBC confirme qu'une rénovation thermique complète n'est pas toujours réalisable et coûte très cher. Or il est possible d'éviter à moindre coût les émissions de CO2 des « passoires thermiques », sans investissements excessifs, en limitant l'objectif énergétique à la classe D du DPE et en les équipant d'un système de chauffage décarboné<sup>4</sup>. Les dépenses d'investissement, exprimées en annuités équivalentes, seront alors inférieures de 25 milliards d'euros par an à celles qui seraient rendues nécessaires par une rénovation énergétique complète. Comme la ressource en biomasse est probablement inférieure à ce que suppose la SNBC, ces bâtiments seront pour la plupart chauffés à l'électricité, avec des pompes à chaleur<sup>5</sup>. Ainsi, la consommation annuelle d'électricité pour le seul chauffage est ici de 90 TWh supérieure à ce que supposent la SNBC et RTE.

L'hydrogène décarboné se substitue à celui qui est produit aujourd'hui à partir de combustibles fossiles, il remplace du charbon et d'autres énergies fossiles dans l'industrie, notamment la sidérurgie, il alimente les secteurs du transport lourd (camions, trains) et il contribue à la production de biocarburants (via la biomasse ou le CO2 séquestré). Au total, la consommation d'hydrogène retenue est de 3 millions de tonnes par an, soit un peu plus du triple de la consommation actuelle.

### Les ressources en énergie : biomasse, électricité

Si on s'interdit la consommation d'énergie fossile<sup>6</sup>, l'énergie consommée passera par le vecteur électrique ou sera issue de l'agriculture et de la forêt, et de la chaleur puisée dans l'environnement par les pompes à chaleur, par des panneaux solaires thermiques et par la géothermie.

La SNBC suppose que la ressource en biomasse pourrait être multipliée par 2,5 et atteindre environ 430 TWh avec une croissance inédite de la part agricole (culture et résidus, prairies et effluents) qui bondirait de 4 à 200 TWh, ce qui paraît excessif. Nous retenons 350 TWh, ce qui est déjà optimiste. Quelques dizaines de TWh sont utilisées pour produire une électricité qui compense l'intermittence de la production éolienne et photovoltaïque de façon à ne pas trop dépendre des importations. Au-delà la biomasse produit de la chaleur, du biocarburant, du bio fioul et du biométhane. La production d'hydrogène à partir de biomasse est une possibilité qui n'est pas retenue dans cette étude.

Certaines pompes à chaleur (PAC), hybrides, utiliseront du (bio)gaz ou du (bio)fioul lorsque, pour répondre à la demande d'électricité, les moyens moins coûteux seront saturés. L'étude prend également en compte

---

<sup>4</sup> Nous ne supposons pas, comme le fait la SNBC, que la surface de logement par habitant diminue, que la température des logements doit être abaissée, ni que la maison individuelle est incompatible avec l'intérêt général.

<sup>5</sup> Voir l'article « La neutralité carbone sans trop de contrainte et de dépense » dans le numéro de mai-juin de la Revue de l'énergie ; on y trouvera aussi la référence à l'étude de l'Observatoire BBC « les maisons rénovées à basse consommation », avril 2021. Les dépenses et les annuités sont évaluées *au minimum* : baisse des dépenses de 35 %, taux d'actualisation de 2,5 %, durée d'amortissement de 50 ans.

Selon RTE, le réchauffement climatique pourrait réduire les besoins de 7 TWh/an.

<sup>6</sup> Le captage et stockage souterrain du CO2 soulève des questions, telles que l'étanchéité à long terme sachant que le gaz carbonique est un produit chimique actif. De plus il fait l'objet d'une vive opposition. Il reste néanmoins une possibilité à ne pas écarter *a priori*.

la possibilité d'ajouter une PAC à des chaudières au fioul ou au gaz existantes, que l'on conserve à moyen terme tant qu'elles peuvent fonctionner pour répondre aux pointes hivernales de consommation avec leur stockage de combustible : les PAC sont en effet moins efficaces par temps froid et les capacités de production ainsi conservées pourraient bénéficier d'aides adaptées : « optimiser plutôt que remplacer » est une bonne devise.

Au total, dans cette étude la consommation finale d'électricité (hors pertes en ligne) est de 700 TWh au lieu de 550 TWh selon la SNBC et RTE, et la consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène est de 150 TWh au lieu de 50. La consommation hors pertes en ligne est donc de 850 TWh, soit 910 TWh avant les pertes en ligne.

Ce quasi doublement de la consommation annuelle d'électricité, 910 TWh/an contre 470 TWh/an aujourd'hui, est cohérent avec les prévisions d'autres pays de l'Union européenne et de l'Agence internationale de l'énergie pour les pays membres de l'OCDE. Et c'est 250 TWh/an de plus que la « consommation de référence » de RTE<sup>7</sup>.

Consommation finale d'énergie TWh/an	2015	2050	2050
	(Référence SNBC)	SNBC	Notre hypothèse
Industrie, agriculture et branche énergie (dont hydrogène)	440	284 (17)	410 (75)
Transport (dont hydrogène)	509	230 (22)	230 (30)
Résidentiel et tertiaire			
- dont Chauffage et eau chaude	610	300	490
- dont autres usages de l'électricité	170	180	190
TOTAL (dont hydrogène)	1730	990 (17)	1312 (105)
Dont énergie puisée dans l'environnement		130	300
Consommation finale d'électricité hors pertes en ligne		552	700
Biomasse, biométhane, biofioul, biocarburant, chaleur fatale		282	209

Le tableau détaillé de notre hypothèse de consommation par secteur d'utilisation et par type d'énergie se trouve ici : [tabl-energ-HP \(hprevot.fr\)](http://tabl-energ-HP(hprevot.fr))

Consommation d'électricité TWh/an	SNBC 2050	Notre hypothèse
- Industrie et agriculture hors production d'hydrogène	191	220
- Transport	105	126
- Résidentiel et tertiaire		
A - Chauffage et eau chaude	75	170
B - Autres usages de l'électricité	180	190
TOTAL hors hydrogène	552	700
Consommation pour la production d'hydrogène	60	150
Consommation totale d'électricité, hors pertes en ligne	610	850
Consommation totale d'électricité pertes en ligne incluses	650	910

### 3- Le système de production d'électricité et d'hydrogène

Le système de production d'électricité et d'hydrogène présenté ici est étudié à l'aide d'un outil de simulation, SimelSP2, qui équilibre heure par heure fourniture et consommation d'électricité. Il permet entre autres de calculer les dépenses, le coût de production de l'électricité utilisée pour le chauffage, le coût des émissions de CO2 évitées, le coût de production d'hydrogène (voir annexe).

#### 3.1- Le profil horaire de la consommation finale d'électricité

La demande finale d'électricité est de **850 TWh par an**, production d'hydrogène incluse, soit **910 TWh pertes en ligne incluses**.

<sup>7</sup> Et 160 TWh de plus que ce qui a été envisagé par le Président Macron dans son discours de Belfort

Le profil de la consommation d'électricité sera différent de ce qu'il est aujourd'hui du fait notamment de l'augmentation de la consommation pour le chauffage et pour le transport. Dans cette étude, les consommations électriques horaires (chauffage et autres utilisations) sont proportionnelles à celles du scénario de l'ADEME dans un rapport proche de 3 pour le chauffage et de 1,4 pour les autres usages.

Par rapport à ce profil horaire, la consommation peut dans une certaine mesure être anticipée ou reportée dans la limite de 30 GWh. Cette possibilité de déplacement de la consommation, qui a le même effet qu'un stockage, est facilitée par la numérisation du réseau (Linky ou autres moyens commerciaux) et elle est encouragée par une tarification de l'électricité adaptée à la capacité de production du système électrique.

Par ailleurs la consommation peut être *remplacée*, si opportun, par des énergies stockables facilement tels que du carburant, du fioul ou du gaz ou des installations de chauffage hybrides si cet effacement évite d'avoir à produire de l'électricité avec les moyens de production les plus coûteux. La puissance effacée peut atteindre 10 GW et faire l'objet de dispositions contractuelles, fixant par exemple un nombre maximum d'heures d'effacement commandées par le fournisseur d'électricité sans préavis.

Les électrolyseurs sont alimentés de deux façons différentes : ou bien « en base moins la pointe », c'est-à-dire à puissance constante sauf lorsqu'il est nécessaire, pour répondre à la demande finale d'électricité, d'utiliser les moyens de production les plus coûteux ; ou bien « sur excédents », c'est-à-dire lorsque les possibilités de production à bas coût (nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque) dépassent la demande finale et la demande de l'électrolyse « en base moins la pointe ». L'électrolyse « en base moins la pointe » a un facteur de charge voisin de 100 % ; l'électrolyse « sur excédents » contribue à l'équilibre du réseau électrique mais son facteur de charge est, dans cette simulation, de 35 % compte tenu des profils horaires de production d'électricité.

### **3.2- Le parc de production et de stockage d'électricité avec une capacité nucléaire de 80 GW**

L'étude RTE a montré que le coût complet de satisfaction de nos besoins diminue avec la capacité du parc de production nucléaire mais, paradoxalement, a limité dans les scénarios sa contribution à 50 % du mix et sa puissance à 51 GW. Nous explorons ici l'hypothèse d'une capacité nucléaire de 80 GW.

#### **Le parc de production d'électricité et d'hydrogène**

La production hydraulique actuelle ne peut pas être notablement dépassée et les ressources en bio méthane sont utilisées préférentiellement pour les usages thermiques, et non pour équilibrer le réseau électrique avec un rendement faible.

Sous ces contraintes, le parc de production proposé est le suivant :

- Nucléaire : 80 GW pouvant produire 596 TWh
- Photovoltaïque : 50 GW pouvant produire 55 TWh
- Éolien : 20 GW terrestres et 33 GW marins pouvant produire 173 TWh
- Hydraulique pouvant produire 52 TWh
- Biométhane : 20 TWh
- Électrolyseurs : 46 GW, dont 10 GW « en base moins la pointe » et 36 GW sur excédents.
- Stockages: STEPS<sup>8</sup> 90 GWh et batteries: 25 GWh

Sur cette base, la simulation calcule la puissance garantie par le stockage et les déplacements de consommation, soit 25 GW, la capacité de production à partir de gaz (sans importations d'électricité), soit 46 GW, et la production à partir de gaz : 34 TWh dont 20 TWh à partir de biométhane et 14 TWh à partir d'énergies fossiles (ou importées). Ce mix répond au besoin d'équilibre du réseau<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Les possibilités de production excédentaires sont utilisées à faire remonter l'eau vers des lacs de barrage hauts.

<sup>9</sup> Une présentation du système de production d'électricité et d'hydrogène est accessible ici : <http://www.hprevot.fr/prospective-energie-2070.html#PNC>

Le calcul du coût de production est conduit avec un taux d'actualisation de 4,5 %, valeur retenue pour juger les investissements du point de vue de l'intérêt général<sup>10</sup>. Les coûts de production du nucléaire, de l'éolien sur terre et du photovoltaïque (moyenne des panneaux posés sur le sol et en toiture) sont proches les uns des autres, soit 60 €/MWh, et celui de l'éolien en mer (moyenne de l'éolien posé et flottant) est de 80 €/MWh. Le coût d'investissement de l'électrolyse est de 900 €/kW et le coût du stockage par les batteries est de 100 €/kWh.

Avec ces hypothèses, les dépenses pour répondre à une demande finale d'électricité de 700 TWh et pour produire 3 millions de tonnes d'hydrogène sont de 65,5 milliards d'euros par an.

La production d'hydrogène se fait à parts égales en base et sur les excédents de production et son coût moyen est évalué à 4,2 €/kg (voir plus loin).

La variabilité de la puissance délivrée par l'électricité intermittente est compensée par les moyens de production pilotables et flexibles, les moyens de stockage, la flexibilité de la consommation (y compris celle des électrolyseurs) et la consommation des productions excédentaires.

### **Le stockage et les possibilités de déplacement de la consommation finale**

La capacité du stockage et la flexibilité de la demande rendent un double service. D'une part, en permettant de mieux employer les possibilités de production intermittentes, elles diminuent les capacités éolienne et photovoltaïque. D'autre part, elles écrêtent les pointes de la puissance demandée aux moyens de production à partir de gaz. Lorsque la capacité de ces moyens de flexibilité augmente, leur efficacité marginale diminue très vite et ils deviennent coûteux<sup>11</sup>.

Le seul stockage significatif, les STEPs, ne peut guère être augmenté par manque de sites ou défaut d'acceptabilité du public. La puissance de pompage est de 5 GW et l'énergie stockée de 90 GWh<sup>12</sup>. La simulation ajoute aux STEPs 55 GWh de batteries et de possibilités de déplacement de la consommation.

### **Les capacités garanties, la capacité des moyens de production à partir de gaz**

Le besoin de puissance garantie ne peut se calculer qu'à partir d'un grand nombre d'hypothèses sur les profils de consommation et de production intermittentes, intégrant toutes sortes d'aléas. Le paragraphe qui suit n'a d'autre ambition que *d'analyser* la puissance garantie par le réseau et de donner *des ordres de grandeur*.

Avec les hypothèses retenues dans cette étude, en tenant compte de l'ajustement de puissance offerte par les STEPs, des déplacements de consommation (25 GW), de l'effacement définitif de la consommation finale (10 GW) et de l'adaptabilité de l'électrolyse en base (10 GW), la puissance demandée au réseau peut atteindre 135 GW.

La contribution nucléaire effective en hiver est de 72 GW en tenant compte des arrêts programmés (de préférence hors période hivernale) et fortuits. La puissance pouvant être garantie en hiver par les lacs de montagnes et les fleuves est de 10 GW. Par ailleurs il est prudent de ne pas trop compter sur les importations car les moments de forte consommation et de faibles activités éolienne et solaire sont souvent simultanés en Europe de l'Ouest.

Pour assurer l'équilibre du réseau avec la chronique horaire de vent retenue dans cette étude, la capacité de production à partir de gaz devrait être de 38 GW ; mais, en l'absence de vent lorsque la demande est maximale, il en faudrait 53 GW. Cette capacité peut être réduite de quelques GW selon le critère de défaillance du réseau actuel (3 heures par an en moyenne). Nous retenons ici 46 GW, à comparer à la situation actuelle qui est de 15,7 GW (à partir de gaz, de fioul et de charbon).

---

<sup>10</sup> Rapport Gollier et Quinet.

<sup>11</sup> Les batteries offrent un troisième type de service : la stabilisation du réseau en moins de quelques secondes, c'est-à-dire la stabilisation de la fréquence. Il suffit pour cela de quelques MWh.

<sup>12</sup> Hors contribution des barrages haut et du marnage du fil de l'eau, pris en compte dans la simulation dans les conditions actuelles

### Le coût de production de l'hydrogène

Le coût de l'hydrogène tel qu'il est ici calculé, 4,2 €/kg, résulte d'une comparaison *des dépenses totales* de production d'électricité et d'hydrogène de deux systèmes qui répondent à la même demande d'électricité et dont l'un permet, en plus, de produire 3 millions de tonnes d'hydrogène. Chacun des deux systèmes est conçu pour répondre à la demande au moindre coût et les dépenses affectées à l'hydrogène sont égales à la différence entre les dépenses de ces deux systèmes<sup>13</sup>. Il s'agit d'un coût moyen : le coût du « premier million de tonnes annuel » est inférieur à celui du « troisième million de tonnes annuel ».

Il faut y ajouter le coût du stockage d'hydrogène : pour une livraison à flux constant, la capacité de stockage devra être ici de 0,55 million de tonne, soit 18 % de la production annuelle.

### La valeur de l'électricité effaçable définitivement sans préavis

L'effacement définitif permet de diminuer la capacité de production à partir de gaz et la production d'électricité, donc les dépenses. La valeur du service ainsi rendu au système se calcule en rapportant la diminution des dépenses à la diminution de la production d'électricité. Lorsque la capacité d'effacement est de 10 GW, la valeur de l'électricité effacée est d'environ 300 €/MWh.

### 3.3- Comparaison avec le scénario N03 de RTE.

L'hypothèse de consommation « de référence » retenue par RTE est de 645 TWh (avant les pertes en ligne), y compris 50 TWh pour produire de l'hydrogène. Cela suppose une isolation thermique très performante de tous les logements existants ce qui, on l'a dit, serait très coûteux.

Le scénario présenté ici peut être comparé à celui des six scénarios présentés par RTE le moins coûteux, le scénario N03, avec 51 GW nucléaire et 135 GW éolien et photovoltaïque<sup>14</sup>.

La comparaison des dépenses totales annuelles des deux scénarios tient compte du surcoût des réseaux nécessités par les production éolienne et solaire (dispersion des sources et back-up), de la différence de production d'hydrogène et de la différence de dépenses en économie d'énergie.

	Scénario N03 de RTE	Scénario présenté
Consommation finale /production d'hydrogène	550 TWh et 1 Mt	700 TWh et 3 Mt
Quantités mises sur le réseau, pertes en ligne incluses	645 TWh	910 TWh
Capacité nucléaire	51 GW	80 GW
Capacité éolienne sur terre/en mer / photovoltaïque	43 / 22 / 70	20 / 33 / 50
Production à partir de biométhane	12 TWh	20 TWh
Production à partir de gaz fossile ou importée	14 TWh*	14 TWh
Capacité à partir de gaz ou d'importation	25 GW *	45 GW
Quantités exportées après production d'hydrogène	41 TWh	13 TWh
Dépenses de production nettes des exportations	47800 M€/an**	66500 M€/ an **
Différence de dépenses de réseaux due à l'intermittence	900 M€/an ***	
Valeur de la production d'hydrogène – 4,2 €/kg	4200 M€ /an	12600 M€ / an
Dépenses corrigées****	44500 M€/an	53900 M€ /an
Supplément de dépenses d'isolation thermique	25000 M€/an	
Dépenses de production et d'économie d'énergie	69500 M€/an	53900 M€/an

\* Selon le N03 de RTE, il n'y pas de production à partir de gaz fossile et il y a des importations. Dans la réplique de N03 il n'y a pas d'importations ; la capacité de production à partir de gaz est égale à la capacité d'importation de N03

\*\* les exportations sont valorisées à 20 €/MWh (périodes de surproduction)

<sup>13</sup> Il inclut les dépenses d'acheminement de l'électricité jusqu'aux électrolyseurs avec les pertes en ligne, mais pas les dépenses de stockage d'électricité ou d'hydrogène qui seront sans doute nécessaires pour amortir les fluctuations de l'approvisionnement en électricité de l'électrolyse « sur excédents ».

<sup>14</sup> Il a été vérifié que le simulateur SimelSP2 utilisé réplique correctement les scénarios de RTE.

\*\*\* à partir des indications données par Enedis, le surcoût de réseau dû à l'intermittence est ici évalué à 500 €/kW soit, pour 30 GW, 15 milliards.

\*\*\*\* pour refléter la différence de dépenses de réseau et la différence de production d'hydrogène

Au total pour un même service rendu, notre scénario conduit à dépenser chaque année pour les productions d'électricité et d'hydrogène et les investissements en efficacité énergétique dans les bâtiments 15,6 milliards d'euros de moins que le scénario N03 de RTE.

On peut ici noter que pour produire et distribuer 255 TWh d'électricité de plus que dans le scénario N03, les dépenses selon notre scénario sont supérieures de 9,4 milliards soit 37 €/MWh, ce qui est peu et confirme l'intérêt économique d'un recours plus important au nucléaire, déjà révélé par les études de RTE.

Aller encore plus loin, jusqu'au remplacement nombre pour nombre des réacteurs actuel par des EPR de 1,6 GW, soit en tout 93 GW, pourrait être encore plus intéressant.

#### **4- Les émissions de CO2 dues à la consommation d'énergie sont ramenées presque à zéro**

La consommation finale d'énergie fossile est de 24 TWh de gaz ; les émissions de CO2 sont de 5,5 MtCO2.

Quant à la production d'électricité, le tableau de production d'électricité ci-dessus suppose une production à partir de gaz fossile de 14 TWh ; les émissions sont de 7 MtCO2

Au total, les émissions françaises dues à la production et à la consommation d'énergie sont inférieures à 13 MtCO2/an.

#### **5 - Des décisions à prendre dès aujourd'hui**

Il y a urgence car la position française est très fragilisée par une capacité pilotable devenue insuffisante alors que les usages de l'électricité vont se développer au-delà des prévisions gouvernementales pour que la France diminue rapidement ses émissions de CO2 en minimisant ses dépenses de production et d'économies d'énergie. La consommation d'électricité sera sensiblement supérieure à l'hypothèse haute retenue dans son étude par RTE et reprise par le Président Macron dans son discours de Belfort, si on tient compte d'une réindustrialisation fondée sur l'électricité, des limites de la biomasse et de dépenses raisonnables d'efficacité énergétique, dans le bâtiment en particulier.

Si, avec l'accord de l'ASN, la durée de vie des réacteurs actuels peut être prolongée jusqu'à soixante ans, leur capacité en 2050 sera encore de 24 GW. On ne peut dire assurément à quelle échéance la capacité nucléaire pourrait atteindre 80 GW (une cinquantaine d'EPR), hypothèse retenue dans cette étude, mais il est bon de rappeler que dans les années 1970/2000 plus de 50 réacteurs ont été mis en service en France en moins de 30 ans. Le programme annoncé d'ici 2050 par le Président de la République, avec 6 réacteurs et une option sur huit de plus, est notoirement insuffisant et c'est une remobilisation organisée et systématique de l'industrie nucléaire qui doit être engagée sans délai.

En effet le retard pris va peser lourdement dans les années à venir. Pour répondre à l'exigence climatique, alors que le manque de puissance pilotable du réseau européen va croissant, il faudra investir prudemment en éoliennes et en panneaux photovoltaïques, mais aussi construire assez de turbines à gaz pour assurer notre sécurité d'approvisionnement. Parallèlement, la production d'hydrogène par électrolyse permettra un meilleur usage de la production intermittente et répondra aux besoins de l'industrie et du transport lourd. On n'aura pas besoin d'hydrogène pour « stocker » l'électricité.

Mais gardons à l'esprit les ordres de grandeur : la France n'émet que 1 % des émissions mondiales de CO2 ; et ne faudrait-il pas s'interroger sur l'intérêt d'un effort trop rapide et très coûteux d'anticipation de dix ou vingt ans de l'évolution des émissions mondiales ? Le CO2 ignore les frontières, et il serait sage de comparer les émissions évitées par un milliard d'euros investis *en France* et celles qui pourraient être évitées en employant *ailleurs* la même somme dans le cadre de coopérations avec des pays qui, pour leur développement, ont un besoin impérieux d'énergie et, faute de moyens financiers, humains et technologiques, consomment encore en 2050 du charbon, du gaz ou du fioul.

La France, avec un mix électrique déjà très performant, pourrait agir dans ce sens. Ne serait-il pas plus efficace d'engager ces coopérations et de décaler nos objectifs de neutralité carbone de dix ou vingt ans, ce qui restera conforme à l'accord de Paris et sera déjà très ambitieux.

\*\*\*\*\*

## ANNEXE

### **Comment fonctionne le simulateur du système électrique SimelSP2 –**

Ce logiciel est publié sur [www.hprevot.fr](http://www.hprevot.fr).

Le logiciel SimelSP2 distingue la consommation finale d'électricité et une consommation pour produire de l'hydrogène avec des électrolyseurs fonctionnant à puissance constante sauf lorsque, pour répondre à cette demande, il faut faire fonctionner les moyens de production les plus coûteux. Il équilibre heure par heure cette demande et la fourniture d'électricité, y compris la décharge des stockages et les importations. Il reproduit la façon dont les moyens de production et de stockage sont appelés en réalité, c'est-à-dire par ordre de coût marginal croissant (en anglais *merit order*), jusqu'à la couverture complète de la demande, sous réserve de contraintes physiques telles que la flexibilité des réacteurs nucléaires ou une inertie minimum des machines tournantes couplées au réseau. Il appelle dans l'ordre : l'hydraulique de fleuve, le photovoltaïque et l'éolien, dont le coût marginal est nul, le nucléaire, dont le coût marginal est très faible (10 €/MWh), puis la décharge des stockages, puis la production à partir de gaz, d'abord avec des CCG (cycles combinés au gaz) puis avec des TAC (turbines à combustion). L'effacement définitif intervient entre la production par CCG et la production par TAC.

Dans une variante (non publiée), le nucléaire est appelé *après* la décharge des moyens de stockage et la flexibilité de la consommation ; les résultats ne sont guère différents.

Pour répondre à cette demande, la simulation calcule heure par heure le besoin de production à partir de gaz ou, à défaut, le besoin d'importation. Le gaz peut être du biométhane ou du gaz de synthèse ou du gaz fossile. La simulation indique le total de la production à partir de gaz fossile et d'importation.

Lorsque les possibilités de production dépassent les besoins de la consommation finale, la différence sert d'abord à recharger les capacités de stockage. Les possibilités excédentaires alimentent d'abord des électrolyseurs. L'hydrogène est employé, si besoin, pour produire un gaz qui servira à produire de l'électricité (procédé P2G2P pour *power to gas to power*) ; il peut aussi être utilisé hors du système électrique. Les possibilités restantes sont utilisées à d'autres fins ou exportées. Avec les hypothèses retenues ici, il n'y a pas besoin de P2G2P.

L'observation de la chronique horaire de la puissance demandée aux moyens de flexibilité permet d'évaluer la puissance, exprimée en GW, pouvant être garantie par une capacité de stockage exprimée en GWh.

SimelSP2 calcule la production d'hydrogène et le total des dépenses de production d'électricité et d'hydrogène, les deux formant un système. Il calcule aussi le besoin de stockage d'hydrogène pour une livraison à flux constant.