

## Considérer ensemble la production et la consommation d'électricité, d'hydrogène et de chaleur Une étude

Cette étude a été entreprise pour évaluer dans quelle mesure la production d'hydrogène à partir du réseau électrique est économiquement intéressante en tenant compte du fait qu'il est possible de produire de la chaleur avec les excédents de production d'électricité et qu'il est possible de produire de l'hydrogène autrement qu'en s'alimentant sur le réseau électrique. A l'aide d'un outil de simulation qui équilibre heure par heure consommation, production et stockage d'électricité, d'hydrogène et de chaleur, elle calcule *les dépenses totales* permettant de répondre à la demande finale d'électricité, d'hydrogène et de chaleur ; elle compare ces dépenses totales selon plusieurs jeux d'hypothèses sur les parcs de production.

Cette approche évite d'avoir à calculer un prix ou un coût pour l'électricité qui sert à produire de l'hydrogène ou de la chaleur. Elle permet de mesurer l'intérêt d'une production de chaleur selon la valorisation des exportations, tout en notant que, à l'échelle de l'Europe (y/c le Royaume Uni), les exportations d'électricité sont nulles, ce qui augmente l'utilité d'une production de chaleur.

Le choix des hypothèses est généralement argumenté. Quelques-unes, dont l'incidence sur les résultats est mineure, ne sont pas documentées. Toute observation est bienvenue.

Toutes les hypothèses et de nombreux résultats sont publiés ici : [www.hprevot.fr/hydrogene.html](http://www.hprevot.fr/hydrogene.html)

### **Parmi les principales hypothèses :**

La consommation finale d'électricité est 580 TWh/an hors pertes en ligne. La consommation d'hydrogène est 2 Mt/an (millions de tonnes par an). La consommation de chaleur pouvant être remplacée par de la chaleur fournie par le système électrique est 50 TWh/an.

Les hypothèses sur la consommation d'hydrogène et de chaleur n'ont pas d'effet sur les résultats de l'étude ; elles sont utilisées à titre illustratif et par commodité.

Sur la capacité nucléaire, trois hypothèses sont présentées ici : elle est de 60 GW ; ou bien elle est calculée de façon à minimiser l'ensemble des dépenses ; ou bien pour se rapprocher de la structure de production à l'échelle européenne, elle est de 40 GW.

Les productions à partir de gaz (gaz fossile ou biométhane) et les exportations sont limitées à 36 TWh, ou bien elles sont calculées à partir d'un parc de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur qui minimise les dépenses totales.

Au vu de la littérature existante, le coût de production d'hydrogène hors du système électrique est dans une fourchette de 3,5 à 5 €/kg. Le coût de la chaleur est 80 €/MWh ou 120 €/MWh.

Quant au coût de l'installation complète d'électrolyse, il est de 2000 €/kW. Une valeur de 700 €/kW, parfois utilisée dans la littérature, pourrait représenter le coût de l'électrolyseur seul mais non pas celui de l'installation complète. On a également calculé ce que devrait être ce coût, au maximum, pour que la production d'hydrogène commence à devenir intéressante.

### **Discussion**

Le motif de l'étude

Les possibilités de production d'électricité qui dépassent les besoins de la consommation finale connaissent de brutales variations d'une heure à la suivante ; de plus le facteur de charge de l'équipement qui les utilise est généralement médiocre. Aujourd'hui, ces fluctuations sont absorbées par des moyens de stockage et par les exportations ou importations. A l'avenir, avec le développement de l'éolien et du photovoltaïque ces moyens ne suffiront pas. De plus, à l'échelle européenne (y/c le Royaume-Uni), les exportations d'électricité sont nulles.

Or une chaudière électrique est un équipement qui se satisfait de ces conditions difficiles.

L'étude permet de voir comment combiner les productions d'électricité et d'hydrogène et de chaleur à partir de l'électricité du réseau pour répondre avec le minimum de dépenses aux besoins de la consommation finale d'électricité, d'hydrogène et des réseaux de chaleur, en tenant compte du fait qu'il est possible de produire de l'hydrogène autrement qu'à partir de l'électricité du réseau électrique et qu'il est possible de produire de la chaleur à partir de l'électricité du réseau.

L'étude ne peut pas être terminée tellement sont nombreuses les variantes possibles.

Les résultats sont sensibles aux hypothèses. Il est très facile d'introduire dans la simulation d'autres hypothèses, notamment sur le coût du stockage, celui de l'électrolyse, ceux de la chaleur et de l'hydrogène produits hors du système électrique ; sur les rendements, les pertes de stockage-déstockage, etc.

Il serait utile d'introduire des chroniques horaires de consommation des réseaux de chaleur moins frustes que ce qui a été utilisé ici. Cela ne changera pas grand-chose sans doute car nous avons bien tenu compte ici de la modulation intersaisonnière et, hors de l'hiver, il n'y a guère de variations intrajournalières.

La méthode suivie, qui compare des dépenses « tout compris », production, stockage, transport, coût d'acheminement jusqu'au lieu de la production d'hydrogène ou de chaleur rend compte des services rendus au système électrique par la production d'hydrogène ou de chaleur : émonder les pointes de consommation, utiliser les excédents de production. Il n'est pas besoin de tenter d'évaluer ces services.

La simulation ne tient pas compte de la valorisation des possibilités de production d'électricité qui dépassent la consommation finale et les consommations pour produire de l'hydrogène et de la chaleur ; mais elle calcule le volume de ces possibilités et les dépenses totales hors leur valorisation éventuelle. Il est facile de diminuer les dépenses totales en faisant une hypothèse sur cette valorisation.

A l'échelle européenne (y compris le Royaume Uni) les seules possibilités d'utilisation de l'électricité sont la consommation finale, la production d'hydrogène et la production de chaleur.

### **Il ressort quelques grands traits :**

- Si l'hydrogène produit sans émission de CO<sub>2</sub>, par exemple à partir de gaz fossile et avec séquestration du CO<sub>2</sub>, coûte 3,5 €/kg, une production d'hydrogène par électrolyse alimentée sur le réseau électrique *ne commence* à être utile que si l'installation complète d'électrolyse coûte moins de 1500 €/kW. Alors, une production de 0,5 Mt/an d'hydrogène augmente les dépenses de 60 M/an.
- La chaleur pouvant être produite par l'électricité du réseau est très efficacement consommée directement par les réseaux de chaleur ou stockée sur une courte période dans des bassines bien isolées (les pit thermal energy storages, PTES) ; elle peut aussi être stockée dans les réservoirs de réseaux géothermiques. Au-delà, elle est confrontée au mur que représente le coût du stockage souterrain, pour deux motifs : le coût du stockage est très élevé et la température de l'eau qui en sort est trop basse pour donner à cette chaleur une valeur qui équilibre le coût du stockage.
- La production de chaleur à partir du réseau a pour effet de diminuer les dépenses totales (de 0,7 M€/an) et de diminuer un peu la production d'hydrogène.
- Si l'hydrogène produit sans émission de CO<sub>2</sub> coûte 5 €/kg, une production d'hydrogène par une électrolyse alimentée sur le réseau dont le coût est 2000 €/kW est économiquement intéressante si la valeur de l'électricité à l'exportation est en moyenne inférieure à 24 €/MWh. Sans production de chaleur, elle serait intéressante si la valeur de l'exportation était inférieure à 30 €/MWh
- Si l'hydrogène hors système électrique coûte 5 €/kg et si la capacité nucléaire est 60 GW (la consommation finale étant 580 TWh/an), pour minimiser les dépenses totales, la production d'hydrogène à partir du système électrique est comprise entre 0,7 et 1 Mt/an. Elle est de 1,3 ou

1,4 Mt/an lorsque la capacité nucléaire est 93 GW ou 40 GW, l'hydrogène étant produit dans le premier cas sur les possibilités excédentaires et dans le deuxième cas en base moins effacement.

- Avec un parc de production d'électricité tel qu'en France, dans les simulations présentées ici, la chaleur utile produite par électricité est comprise entre 14 et 22 TWh/an. Si la part du nucléaire est plus basse et si les réseaux de chaleur sont plus développés qu'en France aujourd'hui, comme c'est (et ce sera) le cas à l'échelle européenne, la production de chaleur utile pour les réseaux de chaleur serait – à l'échelle française- de 26 TWh. Ce serait beaucoup plus si le stockage de chaleur était moins cher.

- Les dépenses totales de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur sont très supérieures lorsque la part du nucléaire est plus basse qu'elle n'est en France. Pour une consommation de 580 TWh d'électricité, la différence est 10 milliards d'euros par an.

Voir en fin de note une récapitulation des principaux résultats

\*\*\*

## Le plan de cette note

### 1- Les hypothèses

La consommation : 580 TWh d'électricité (hors pertes en ligne), 2 Mt d'hydrogène, 50 TWh de chaleur  
Le coût de l'hydrogène et de la chaleur produits hors du système électrique sans émissions de CO<sub>2</sub> : chaleur : 80 €/MWh - et un coup de projecteur sur 120 €/MWh Hydrogène : 3,5 €/kg ou 5 €/kg.

Le parc de production d'électricité et d'hydrogène et de chaleur produits à partir d'électricité – un schéma pour montrer les flux de production, de stockage et déstockage. Les capacités et les coûts de chaque moyen de production

Le stockage d'électricité, d'hydrogène ; les moyens et les besoins de stockage de chaleur

### 2- La méthode

Les calculs faits par le moyen de simulation

Le calcul des dépenses totales pour répondre à la demande de consommation finale

### 3- Le résultat de quelques simulations

#### La capacité nucléaire est limitée à 60 GW

A quelles conditions il est justifié de produire de l'hydrogène. Description d'un cas réaliste : 0,9 Mt/an d'hydrogène et 14 TWh/an de chaleur. Arbitrage entre production d'hydrogène, de chaleur et exportation

Si l'hydrogène externe coûte 3,5 €/kg, est-il justifié de produire de l'hydrogène sur le réseau ?

#### La capacité nucléaire est choisie pour minimiser les dépenses : 83 GW.

Une évaluation du service rendu par la production d'hydrogène ou de chaleur

#### La capacité nucléaire est moindre pour ressembler à ce que sera le parc européen : 40 GW

### 4- Discussion

#### La table des matières

\*\*\*

## 1- Les hypothèses

### 1.1- La consommation

La consommation finale d'électricité, d'hydrogène et de chaleur

La consommation finale d'électricité est 580 TWh/an (hors pertes en ligne). Le profil horaire de consommation est celui de l'année 2013, une année moyenne.

La consommation d'hydrogène est 2 Mt/an (million de tonnes par an).

La consommation de chaleur : c'est une consommation par les réseaux de chaleur et aussi une consommation de chaleur basse température par l'industrie. Elle est ici de 50 TWh/an.

Le niveau de consommation d'hydrogène et de chaleur est donné à titre illustratif ; il n'a pas d'effet sur la configuration du parc de production d'électricité et d'hydrogène et de chaleur à partir d'électricité.

## 1.2 Les sources d'hydrogène et de chaleur non alimentées par le réseau électrique

### La chaleur

La chaleur fournie par l'électricité réchauffe de l'eau. Cette chaleur peut être transférée directement à l'eau du réseau de chaleur par des échangeurs ou peut passer par un stockage de quelques heures ou quelques jours ou intersaisonnier. Lorsqu'elle est utilisée directement ou stockée pour peu de temps, elle est à haute température et remplace une source de chaleur coûteuse. On prend comme hypothèses que sa valeur est alors 80 €/MWh avec un coup de projecteur sur 120 €/MWh

Si l'eau réchauffée par l'électricité est stockée plusieurs mois, sa température en sortie de stockage est voisine de la température de l'eau de réseau de sorte qu'elle ne peut apporter de la chaleur qu'avec une PAC, dont le coefficient de performance sera supérieur à ce qu'il serait si la source de chaleur était à température ambiante. Cette chaleur déstockée permet donc de consommer moins d'électricité Sa valeur n'est probablement pas supérieure à 45 €/MWh

Supposant que le COP d'une pompe à chaleur qui fait monter la température de l'eau du réseau de chaleur de 50 à 80 °C avec une source de chaleur à 40 °C est 4,5. Si cette PAC avait comme source de chaleur de l'eau de rivière à 10 °C, le COP serait de 2,5. Avec ces données, 3,5 MWh de chaleur déstockée et 1 MWh d'électricité apportent 4,5 MWh de chaleur à l'eau du réseau alors que, sans la chaleur déstockée, il faudrait 1,8 MWh d'électricité. Ainsi 3,5 MWh de chaleur déstockée évitent 0,8 MWh d'électricité. Si l'électricité vaut (en hiver) 200 €/MWh, la valeur de la chaleur déstockée est 46 €/MWh

### L'hydrogène

L'hydrogène peut être produit à partir du méthane selon la méthode habituelle avec séquestration du CO<sub>2</sub>. Avant la crise de l'Ukraine le coût de production était 1,8 €/kg dont un tiers dû au gaz. Le prix du gaz ayant doublé, le coût est de l'ordre de 2,4 €/kg. La production génère 10 kg de CO<sub>2</sub> par kg d'hydrogène. Si le coût du CCS est 100 €/tCO<sub>2</sub>, il porte le coût de l'hydrogène à 3,4 €/kg.

L'hydrogène peut aussi être produit par une électrolyse alimentée par une source d'électricité qui lui est dédiée. Selon une étude publiée par ailleurs ([www.hprevot.fr/hydrogene.html](http://www.hprevot.fr/hydrogene.html)), son coût est donné dans le tableau ci-dessous selon que l'installation d'électrolyse coûte 700 €/kW ou 2000 €/kW.

Coût y/c stockage Sans dép. d'acheminement	Nucléaire	PV	Eolien en mer	Eolien sur terre
Electrolyse : 700 €/kW	3,60	3,85	5,15	4,39
2000 €/kW	4,32	5,26	5,62	6,23

Il existe aussi des ressources naturelles en hydrogène mais il est trop tôt pour en évaluer le coût.

Dans cette étude on fait donc deux hypothèses sur le coût des sources externes d'hydrogène : 3,5 €/kg ou 5 €/kg.

## 1.3- Le parc de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur

### 1.3.1- Les relations entre production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur

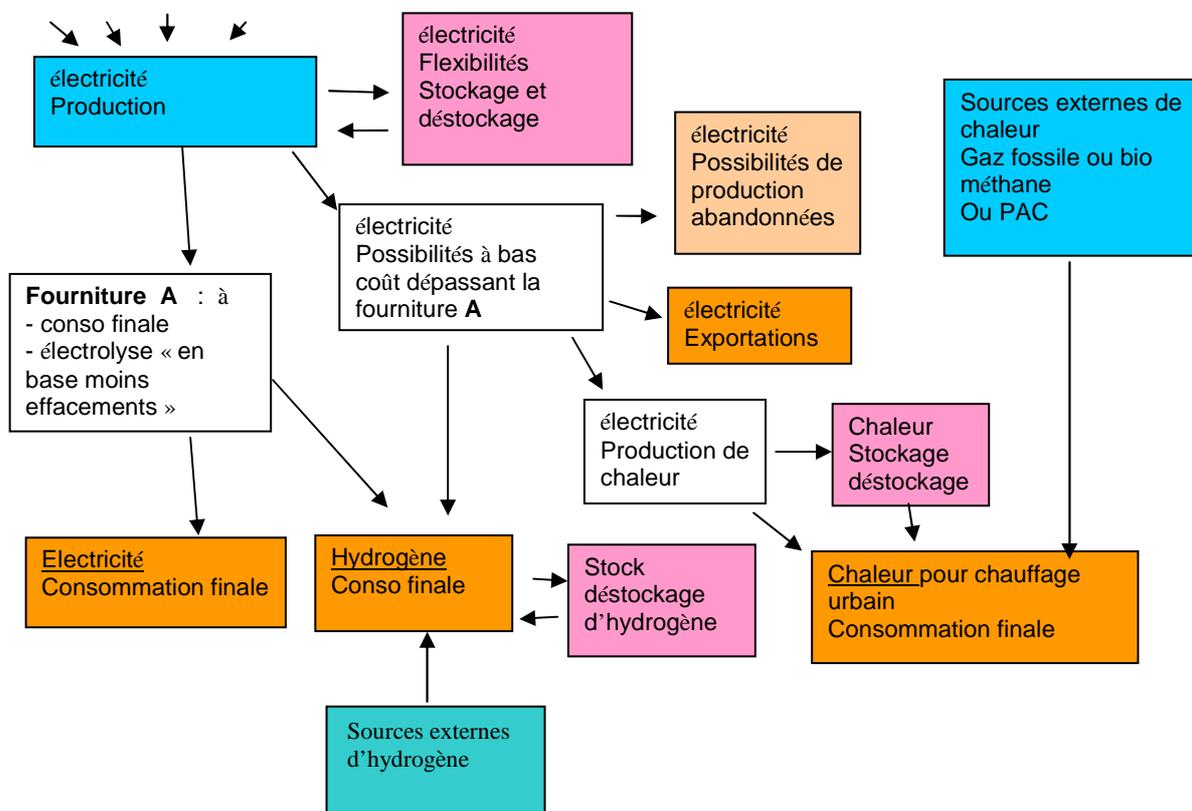
Il existe une demande de consommation finale d'électricité, d'hydrogène et de chaleur.

Le système électrique répond à la demande de la consommation finale et alimente une électrolyse « en base moins effacement » c'est-à-dire à puissance constante sauf effacement, lorsque pour répondre à la consommation finale il est nécessaire de faire fonctionner des TAC (turbines à combustion). Dans le schéma ci-dessous, c'est la « fourniture A ». Pour cela le système électrique est formé de moyens de production et de stockage et de plusieurs types de flexibilités.

Les possibilités de production du système électrique qui dépassent la « fourniture A » peuvent servir à produire de l'hydrogène ou de la chaleur. Elles peuvent aussi être exportées ou abandonnées.

Il faut une capacité de stockage d'hydrogène pour pouvoir le livrer à flux constant. Il faut aussi un stockage de chaleur lorsque la chaleur produite par l'électricité dépasse les besoins des réseaux de chaleur.

De l'hydrogène et de la chaleur peuvent être fournis par des sources externes de façon à répondre à la demande de la consommation finale.



### 1.3.2- Les capacités et les coûts de chaque moyen de production

Dans cette étude, sont données *a priori* la possibilité de production d'électricité hydraulique (59 TWh/an), la production à partir de biométhane (20 TWh/an), les capacités des éoliennes sur terre (30 GW).

Les capacités de production nucléaire, éolienne sur terre et photovoltaïque, les capacités d'électrolyse « en base sauf effacement » ou sur excédents et la capacité des chaudières sont introduites par l'utilisateur.

Pour cette étude, trois hypothèses sont faites sur la capacité nucléaire : ou bien elle est 60 GW ; ou bien elle n'est soumise à aucune contrainte ; ou bien elle est de 40 GW.

Les capacités d'éolien en mer et de photovoltaïque, d'électrolyse et des chaudières sont ajustées pour minimiser les dépenses totales.

Le coût complet de chaque moyen de production est son LCOE, (levelised cost of energy), calculé avec un taux d'actualisation de 4,5 %.

	Nucléaire	Eolien sur t.	Eolien en mer	Photov sur sol	Photov sur toit
LCOE €/MWh	66,2	64	88	38,2	94,7

Le coût du biométhane est 100 €/MWh. Le coût du gaz fossile est 50 €/MWh à quoi s'ajoute le coût de CO<sub>2</sub> (100 €/tCO<sub>2</sub>).

### 1.3.3 Le coût de l'installation d'électrolyse et son rendement

Dans les publications, on lit fréquemment que le coût de l'électrolyse pourrait être abaissé à 700 €/kW. Cette évaluation sous-estime très probablement le coût réel d'une installation complète. Il vaut mieux prévoir 2000 €/kW.

Une étude récente de RTE suppose que l'électrolyse coûte en investissement 700 €/kW. Ce coût suppose une importante diminution du coût tel qu'on l'observe aujourd'hui et, précise RTE, n'inclut pas le « coût de l'environnement ». Il s'agit entre autres de compresseurs, redresseurs, transformateurs, purificateur de l'eau, bâtiments et autres infrastructures. L'opération « Jupiter 1000 » a expérimenté et documenté la production d'hydrogène par électrolyse. On lit dans un article publié par « Techniques de l'ingénieur » en mai 2023 sous le titre « Le power-to-gas, technologies, enjeux et perspectives » : « L'unité d'électrolyse représenterait entre un tiers et un demi du coût total d'une installation de Power-to-H<sub>2</sub>. Ainsi une installation de Power-to-H<sub>2</sub> coûterait de 2000 à 4500 €/kW selon la technologie retenue ».

Le rendement fréquemment mentionné est 75 %. On retient cette hypothèse bien qu'elle soit probablement trop optimiste si l'on tient compte de la consommation des auxiliaires.

### 1.3.4- Le coût de production de chaleur

Un équipement utilisant les excédents de production d'électricité fonctionne avec un facteur de charge relativement bas et doit pouvoir absorber de très brutales variations de puissance. Pour ces deux motifs la production par effet Joule convient particulièrement bien pour utiliser les excédents de production d'électricité.

### 1.3.5- Le coût d'acheminement de l'électricité et les pertes en ligne

Le coût d'acheminement de l'électricité jusqu'à l'électrolyse ou la chaudière est de 10 €/MWh. Les pertes en ligne sont de 7 %.

## 1.4- Les moyens de stockage d'électricité, d'hydrogène et de chaleur

### 1.4.1- Le stockage d'électricité,

Il convient de considérer ensemble les batteries, les Steps et l'amplitude des flexibilités de la consommation et de la production hydraulique, le tout exprimé en GWh.

L'amplitude de la flexibilité de la demande est la quantité maximum d'électricité dont la consommation a été anticipée (par les chauffe-eau notamment) ou retardée avant que ces déplacements n'aient été compensés. L'amplitude de la flexibilité de la production hydraulique est le maximum de la somme algébrique des écarts de production horaire par rapport à la moyenne glissante sur trois semaines de la production horaire ; pour visualiser cela il suffit d'imaginer le niveau d'eau en amont des barrages de lac ou de fleuve s'élever ou s'abaisser ; l'effet sur le réseau électrique est le même que celui d'une batterie qui se charge ou se décharge.

### 1.4.2- Le stockage d'hydrogène

A partir d'une récente étude de RTE et GRTgaz (août 2023), y compris le transport de l'hydrogène jusqu'au stockage, j'évalue son coût, en annuité, à 3 €/kg d'hydrogène de contenance.

Il s'agit dans ce cas d'utiliser les cavités salines qui aujourd'hui stockent du méthane. Si le besoin de stockage dépassait les capacités disponibles, son coût serait très supérieur. Ce n'est pas le cas avec les hypothèses retenues dans cette étude.

### 1.4.3- Le stockage de chaleur

Une partie de la chaleur fournie par l'électricité pourra être consommée directement.

#### Trois types de stockage

Une partie sera stockée pour quelques heures ou quelques jours. Ce stockage se fait alors en réchauffant l'eau contenue dans des cavités creusées à la surface du sol et étanchées par un revêtement qui supporte une haute température. Dans ce cas la chaleur peut être transférée directement au réseau de chaleur.

Une partie sera stockée pour plusieurs mois en réchauffement les réservoirs souterrains utilisés par les réseaux de chaleur géothermique. Cela ne demande pas de grosses installations mais la chaleur déstockée ne peut être valorisée qu'avec une pompe à chaleur.

Il existe un autre moyen de stockage intersaisonnier : chauffer des roches en sous-sol. L'investissement est coûteux, les pertes de chaleur sont de 30 à 40 % et le taux de « rotation » de ce stockage serait peu supérieur à 1 par an. On a dit que la valeur de la chaleur déstockée ne pourrait être supérieure à 45 €/MWh. C'est beaucoup moins que l'annuité équivalente au coût de l'investissement.

	Pour quelques heures ou quelques jours*	Intersaisonnier Recharge de réservoirs existants	Intersaisonnier stockage en chauffant la roche
Investissement initial	800 €/MWh		2000 €/MWh
Annuité à 2,5 % ou 4 %	22 ou 33 €/MWh/an	10 €/MWh/an	55 ou 82 €/MWh/an
Pertes moyenne	15 %	30 %	30 %
Capacité	Calculé	3 TWh	Pas de stockage

\* on suppose ici que la durée de stockage pourrait être de quelques jours, ce qui est probablement excessif

Pour les bassines creusées en surface et le stockage en chauffant des roches, je me réfère ici à la thèse de Martin Leurent présentée à Centrale Supélec en septembre 2018 : « nuclear plants as an option to help decarbonising the European and French heat sector ? ». Cette thèse étudie l'utilisation de la chaleur produite par des réacteurs nucléaires. On y voit pp. 106 et 107 des informations sur le stockage souterrain et sur le stockage en bassines.

Le stockage intersaisonnier par chauffage de roches demande un gros investissement : d50 €/m3 d'eau. La quantité de chaleur serait de 15 à 30 kWh/m3 selon la température de l'eau. Le coût du stockage serait donc de 1600 à 3000 €/MWh. En annuité, avec un taux d'actualisation de 4 % sur 100 ans, le coût du stockage serait entre 65 et 122 €/MWh de contenance. Ici, la température peut être élevée, si le stockage s'y prête. On retient 2000 /MWh donc, en annuité, 81,6 €/MWh. Si le taux d'actualisation est 2,5 % le coût du stockage est 54,6 /MWh.

Le stockage dans des bassines est moins coûteux et les pertes sont moindres. Cette thèse cite une PTES (Pit thermal energy storage) de 1000 m3 soit environ 40 GWh.

#### Le besoin de stockage

Les quantités pouvant être utilisées directement se mesurent en confrontant heure par heure la fourniture d'électricité et le besoin des réseaux de chaleur.

La fourniture d'électricité pour produire de la chaleur est donnée heure par heure par le simulateur en fonction notamment de la capacité de la chaudière. Elle est évidemment plus importante en été. Elle est presque nulle en hiver.

La consommation de chaleur par le réseau de chaleur est très différente d'une saison à l'autre. A l'intérieur d'une journée d'hiver la consommation change d'une heure à l'autre. Mais pendant les trois autres saisons, elles sont relativement stables. C'est ce que montre un graphique p.60 de la thèse de M. Leurent.

On retient ici que, si la consommation de l'année est 100, celle des trois premiers mois de l'année est 50, celle du deuxième trimestre 15, celle du troisième trimestre 7,5 et celle du quatrième trimestre 27,5. A partir de là sont calculées les consommations horaires que l'on suppose constantes. Cette approximation n'est pas correcte pour l'hiver mais c'est sans incidence puisque, en cette saison, le système électrique fournit très peu de chaleur.

Le moyen de simulation calcule la capacité d'un stockage où la durée de séjour de la chaleur stockée sur une courte durée et montre heure par heure le mouvement de stockage et de déstockage, ce qui permet d'évaluer approximativement les quantités stockées avec une durée de séjour inférieure à six jours – une durée probablement excessive pour ce type de stockage. Cette incertitude n'a pas d'effet significatif sur les résultats.

La capacité d'un stockage intersaisonnier à bas coût est peut-être du même ordre que ce que sera la consommation annuelle des réseaux de chaleur par géothermie. On suppose ici qu'elle est de 3 TWh et que son coût est, en annuité, 10 €/MWh de contenance.

Quant au stockage intersaisonnier en chauffant des roches, je n'ai pas trouvé de jeux d'hypothèses plausibles qui puissent montrer qu'il serait économiquement intéressant.

## 2- La méthode

### 2.1- Les calculs faits par l'outil de simulation

On introduit dans le simulateur toutes les hypothèses sur les capacités de production, de stockage, de rendement, de coût.

Le simulateur équilibre heure par heure la fourniture d'électricité d'une part, la consommation finale et la consommation par l'électrolyse alimentée à puissance constante sauf effacement d'autre part. Pour parvenir à cet équilibre, la simulation fait d'abord appel à l'éolien, au photovoltaïque, à l'hydraulique et au nucléaire puis au déstockage ; puis il calcule ce qu'il faut produire à partir de gaz (gaz fossile, biométhane) avec des CCG ou des TAC ; l'électrolyse s'efface s'il faut utiliser des TAC. Les excédents de possibilités de production rechargent les stocks puis produisent « sur excédents » de l'hydrogène et de la chaleur. Une partie de ces possibilités excédentaires est abandonnée.

La simulation peut aussi représenter le cas où les possibilités excédentaires produiraient de l'hydrogène pour produire de l'électricité en passant ou non par une production de méthane. Cette possibilité, qui est très coûteuse, ne pourrait se justifier que si la capacité nucléaire était très basse ; elle n'est pas retenue ici.

Le simulateur décrit tout ce qui se passe heure par heure : production mise en stock et déstockage d'électricité, d'hydrogène et de chaleur. Pour une année entière, il donne notamment la production à partir de gaz, la consommation de l'électrolyse selon chacun de ses deux modes d'alimentation, la consommation pour produire de la chaleur. Il donne aussi la production d'hydrogène, le besoin de stockage d'hydrogène. Pour la chaleur, il indique les quantités pouvant être utilisées directement, les quantités à stocker pour quelques jours, les quantités à stocker dans un stockage intersaisonnier peu coûteux et les possibilités de production de chaleur abandonnées. Il calcule les pertes de stockage et la quantité de chaleur utile en distinguant la chaleur qui peut être transférée directement dans le réseau de chaleur et celle, beaucoup moins valorisée, qui servira de source de chaleur à une pompe à chaleur.

Le simulateur calcule l'ensemble des dépenses de production et de stockage d'électricité, d'hydrogène et de chaleur : il ajoute aux dépenses de production d'électricité (sans compter la production hydraulique) les dépenses fixes de production et de stockage d'hydrogène et de chaleur et le coût d'acheminement de l'électricité vers l'électrolyse ou la chaudière.

Il indique aussi la valeur moyenne de l'électricité utilisée pour produire de la chaleur.

## 2.2- Le calcul des dépenses totales

Comme dit plus haut, la consommation d'électricité est 580 TWh/an, d'hydrogène de 2 Mt/an et de chaleur de 50 TWh/an.

Le simulateur ajoute donc aux dépenses du système électricité-hydrogène-chaleur le coût de l'approvisionnement par des sources externes d'hydrogène et de chaleur.

C'est le total de l'ensemble de ces dépenses que l'on cherche à minimiser. Il est possible pour cela de jouer sur un grand nombre de paramètres. On ne présente ici que quelques-unes des multiples configurations pouvant être imaginées.

## 3 Le résultat de quelques simulations

La production hydraulique est 59 TWh, la capacité de l'éolien sur terre est 30 GW, sauf mention contraire.

La production à partir de gaz (biogaz ou gaz fossile) et les importations sont limitées, en tout, à 36 TWh/an.

Plus loin, dans un encart, on montre que sans cette limite la capacité éolienne est moindre (4 ou 6 GW au lieu de 20 GW) et que la production d'hydrogène est très basse ou nulle selon la valeur de la chaleur.

***On cherche à minimiser le total des dépenses*** pour fournir une consommation finale de 580 TWh par an d'électricité, de 2 millions de tonnes par an d'hydrogène et de 50 TWh par an de chaleur.

La chaleur produite par l'électricité est utilisée directement ou stockée pour une courte durée dans des PTES (pit thermal energy storage), ou stockée en réchauffant l'eau des réservoirs de géothermie. Le coût du stockage est évalué avec un taux d'actualisation de 4 %.

Il n'y pas de stockage intersaisonnier par chauffage de roches car la valeur de la chaleur qu'ils restituent n'équilibre pas leur coût, même si celui-ci est calculé avec un taux d'actualisation bas (2,5 %).

Sont présentées ici trois hypothèses sur le parc de production d'électricité : la capacité nucléaire est 60 GW ; ou bien le parc de production d'électricité est calculé sans contrainte sur les capacités des production de chaque moyen de production ; ou bien, pour se rapprocher de ce que sera la structure du parc de production au niveau européen, la capacité nucléaire est limitée à 40 GW.

A l'échelle européenne, y compris le Royaume Uni, il n'y a pas d'exportation d'électricité.

### 3.1- La capacité nucléaire est limitée à 60 GW ;

La capacité éolienne en mer est 20 GW ; la capacité photovoltaïque est 50 GW.

On suppose d'abord que la production à partir d'énergie fossile et les importations ne dépassent pas, en tout, 16 TWh/an.

On présente ici des jeux d'hypothèses où le coût de la chaleur est 80 €/MWh et où le coût du stockage en PTES est en annuité 56 €/MWh de contenance ; celui du stockage dans les réservoirs souterrains existants et 10 €/MWh.

Plus loin, un coût de projecteur pour le cas où la chaleur coûte 120 €/MWh au lieu de 80 €/MWh et un autre pour évaluer, la limite maximum du coût de l'électrolyse pour que la production d'hydrogène sur le réseau soit intéressante dans le cas où l'hydrogène externe coûte 3,5 €/kg..

### 3.1.1- Le coût de la chaleur hors du système électrique est 80 €/MWh

Le coût de l'électrolyse est 700 €/kW ou 2000 €/kW. Le coût de l'hydrogène produit hors du système électrique est 3,5 ou 5 €/kg.

Le coût de l'hydrogène externe sera de 5 €/kg seulement si la production d'hydrogène à partir de gaz fossile et séquestration du CO<sub>2</sub> n'est pas possible.

Cela fait quatre jeux d'hypothèses, que l'on peut comparer avec le cas où il n'y aurait pas de production d'hydrogène à partir du réseau électrique

A noter que, dans le cas improbable où l'électrolyse ne coûterait que 700 €/kW, la production d'hydrogène par une l'électrolyse alimentée par une production nucléaire dédiée coûterait environ 3,5 €/kg. La conjonction d'un coût d'hydrogène de 5 €/kg et d'une électrolyse de 700 €/kW est donc très improbable.

### Sur quatre jeux d'hypothèses, un seul justifie la production d'hydrogène

Dans le cas où l'hydrogène externe coûte 3,5 €/kg et où l'électrolyse coûte 2000 €/kW, même une très faible production d'hydrogène augmente les dépenses totales tout en diminuant les possibilités susceptibles d'être en partie utilisées à autre chose. Par ailleurs, il faudrait un percée technique improbable pour que l'électrolyse ne coûte que 700 €/kW - ce qui exclut évidemment le cas où elle coûte 700 €/kW et où l'hydrogène externe coûte 3,5 €/kg.

En supposant que les seules utilisations de l'électricité excédentaire sont la production d'hydrogène et de chaleur, il reste donc *une seule configuration réaliste* où la production d'hydrogène alimentée sur le réseau est économiquement intéressante : l'hydrogène externe coûte 5 €/kg et l'électrolyse coûte 2000 €/kW.

Coût de l'hydrog. hors réseau électr <b>5 €/kg</b>	Sans électrolyse	Coût de l'installation d'électrolyse	
		700 €/kW Cas très improbable	2000 €/kW
Dépenses	63954	61652 M€/an	63438 M€/an
Capacité nucléaire	60 GW	60 GW	60 GW
Capac d'électrolyse	0	18 GW *	6 GW**
Product d'hydrogène	0	1,3 Mt/an	<b>0,9 Mt/an</b>
Capacité pour chaleur	3,8 GW	12 GW	5 GW
Conso pour chaleur	18 TWh	15 TWh	14 TWh
Val de l'élect pour chaleur	56 €/MWh	40 €/MWh	52 €/MWh
Possibilités abandonnées	68 TWh	4,5 TWh	33 TWh
Product ex gaz fossile***	7,3 TWh	7,3 TWh	16,4 TWh
* seulement sur excédents			
** seulement à puissance constante sauf effacement			
*** ou importation			

Coût de l'hydrog. hors réseau électr <b>3,5 €/kg</b>	Sans électrolyse	Coût de l'installation d'électrolyse	
		700 €/kW	2000 €/kW l'hydrog est coûteux
Dépenses	60803	60357 M€/an	60862 M€/an
Capacité nucléaire	60 GW	60 GW	60 GW
Capac d'électrolyse	0	10 GW*	1 GW *
Product d'hydrogène	0	<b>0,8 Mt/an</b>	0,1 Mt/an
Capacité pour chaleur	8 GW	6 GW	9 GW
Conso pour chaleur	25 TWh	18 TWh	25 TWh
Val de l'élect pour chaleur	55 €/MWh	53 €/MWh	53 €/MWh
Possibilités abandonnées	62 TWh	24 TWh	56 TWh
Product ex gaz fossile **	7,3 TWh	7,3 TWh	7,3 TWh
* sur excédents			
** ou importation			

Dans le tableau ci-dessus, les possibilités abandonnées ne sont pas valorisées.

### **Un cas réaliste et efficace : 0,9 Mt d'hydrogène et 14 TWh pour de la chaleur**

Le coût de l'hydrogène externe est 5 €/kg : le coût de l'électrolyse est 2000 €/kW.

La capacité de l'électrolyse est 6 GW ; elle est alimentée en base sauf effacement lorsqu'il est nécessaire de faire fonctionner les TAC ; la consommation ainsi effacée est 9 TWh. Le besoin de capacité de stockage d'hydrogène est 12 % de la production annuelle.

Pour produire de la chaleur, la capacité totale des chaudières électriques est 5 GW. L'énergie fournie par le réseau à cette capacité de 5 GW est 14 TWh.

La consommation directe de chaleur est 9,2 TWh : pas du tout en hiver, peu en été mais 3,4 TWh au printemps et de 3,5 TWh en automne.

Ce résultat, s'il est validé est remarquable, car cette chaleur consommée directement peut être très bien valorisée.

Pour un stockage de courte durée, la capacité est de 700 GWh – soit moins de 20 bassines telles que celle qui est décrite dans la thèse mentionnée plus haut. L'évaluation des quantités qui passent par ce stockage est délicate. On retient ici 3,8 TWh. De plus une quantité de 1,1 TWh passe par un stockage intersaisonnier (des réservoirs de réseau géothermique). Les pertes de stockage-déstockage sont de 0,9 TWh. La chaleur utile est 13,2 TWh.

Si les quantités stockées sur une courte durée sont 70 % de l'évaluation faite ici, cela augmente les pertes de stockage-déstockage ; les dépenses totales sont supérieures de 25 M€/an.

La chaleur utilisée directement et celle qui passe par des PTES remplacent une énergie valant 80 €/MWh. Celle qui sort du stockage intersaisonnier a une valeur de 50 €/MWh – on a dit plus haut comment est calculée cette valeur ; cette valeur pourrait être revue à la baisse sans effet significatif.

Ainsi, dans ce cas, toute l'énergie fournie par le réseau pour produire de la chaleur est utilisée.

Dans d'autres configurations, il serait inutilement coûteux d'employer toutes les possibilités d'électricité fournies aux chaudières.

Les possibilités de production d'électricité non utilisées pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur sont de 33,2 TWh.

### **Sans production de chaleur, production d'hydrogène ou exportation**

Supposons qu'il n'y ait pas de production de chaleur.

Sans production d'hydrogène, les dépenses sont 64877 M€/an et les possibilités abandonnées ou exportées sont 86,6 TWh. Avec une production de 0,9 Mt/an d'hydrogène les dépenses sont 64086 M€/an et les possibilités abandonnées ou exportées sont 47,3 TWh.

Ces différences se compensent si la valeur nette des possibilités exportées est, *en moyenne*, égale à 790/39 soit 20 €/MWh, soit, s'agissant d'électricité nucléaire, une valeur sur le marché de 30 €/MWh. Si celle-ci est supérieure, il n'est pas intéressant de produire de l'hydrogène.

### **Production d'hydrogène, de chaleur et exportation**

Sans production de chaleur, la production d'hydrogène alimentée sur le réseau est intéressante si la valeur moyenne des possibilités excédentaires est inférieure à 30 €/MWh

S'il est possible de produire de la chaleur, la production d'hydrogène alimentée sur le réseau n'est intéressante que si la valeur moyenne de toutes les possibilités de production non consommées par l'hydrogène et la chaleur est inférieure à 24 €/MWh

Il peut donc arriver que la possibilité de produire de la chaleur avec de l'électricité du réseau fasse perdre tout intérêt à la production d'hydrogène alimentée sur le réseau.

### 3.1.2- La valeur de la chaleur est 120 GWh : un coup de projecteur

La valeur de la chaleur utilisée directement ou issue d'un stockage de courte durée est 120 €/MWh au lieu de 80 €/MWh ; la valeur de la chaleur issue d'un stockage intersaisonnier est de 50 €/MWh.

Le coût de l'électrolyse est 2000 €/kW.

Sans modifier le parc de production d'électricité, on a recherché les capacités de production d'hydrogène et de chaleur qui minimisent les dépenses totales.

La capacité de l'électrolyse, alimentée en base sauf effacement, est 5 GW au lieu de 6 GW. Elle produit 0,76 Mt/an d'hydrogène au lieu de 0,90 Mt/an.

La capacité des chaudières est 12 GW au lieu de 5 GW. Une quantité de 11,7 TWh est consommée directement. Une quantité de 8 TWh passe par un stockage de moins de courte durée et une quantité de 3,4 TWh passe par un stockage intersaisonnier peu coûteux.

Avec cette capacité de 12 GW pour produire de la chaleur, ne possibilité de 9,9 TWh ne pourrait être employée qu'en passant par un stockage trop coûteux d'une capacité proche de 9,5 TWh : le taux de rotation serait de 1 par an et le coût de 82 €/MWh.

La production de chaleur utile est de 20,9 TWh/an, au lieu de 13,2 TWh/an.

Les possibilités de production d'électricité non utilisées pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur sont 30 TWh – au lieu de 33 TWh.

### 3.1.3- Coût de l'hydrogène « externe » et coût maximum de l'électrolyse

La consommation finale est 580 TWh/an ; la capacité nucléaire est 60 GW.

Si l'hydrogène « externe » au réseau électrique vaut **3,5 €/kg**, une électrolyse alimentée sur le réseau ne peut commencer à être économiquement intéressante que si l'installation d'électrolyse coûte **moins de 1500 €/kW**.

Mais si l'on veut produire 0,5 Mt/an d'hydrogène, c'est possible avec une capacité de 5,5 GW alimentée sur excédents. Une capacité de chaudières électriques de 8 GW consomme 23 TWh en valorisant l'électricité à 53 €/MWh en moyenne – mieux que ce que ferait l'exportation sans doute. Les dépenses sont alors supérieures de 60 M€ à ce qu'elles seraient sans production d'hydrogène.

#### Peut-on justifier l'électrolyse par le coût du CO2 évité ?

On lit parfois un calcul du coût du CO2 évité par une électrolyse alimentée sur le réseau électrique : c'est la différence de dépense avec une production à partir de gaz fossile rapportée à l'émission de CO2 de cette production ; le calcul est suivi d'un commentaire : du moment que le coût calculé est inférieur à la « valeur tutélaire » du CO2 du rapport Quinet, la production par électrolyse à partir du réseau est socialement justifiée. Ce raisonnement est erroné. La « valeur tutélaire » du CO2 signifie qu'une action dont le coût du CO2 évité est supérieur à cette valeur est inutilement coûteuse. Elle ne signifie pas que toute action dont le coût du CO2 est inférieur est justifiée. Pour évaluer l'intérêt d'une action du point de vue des émissions de CO2, il faut d'abord la choisir parmi celles dont le coût du CO2 est le plus bas. Pour la production d'hydrogène, autour de 3,5 €/kg si le stockage du CO2 est possible ; sinon autour de 5 €/kg.

### **Si la production à partir de gaz et les importations ne sont pas limitées**

#### **La valeur de la chaleur est 80 €/MWh**

On rappelle que le coût du gaz fossile est de 50 €/MWh et que le coût du CO<sub>2</sub> est 100 €/tCO<sub>2</sub>.

Le coût externe de l'hydrogène est 5 €/kg/ Le coût de l'électrolyse est 2000 €/kg.

Alors, parmi les solutions permettant de répondre à la consommation finale d'électricité, d'hydrogène et de chaleur au moindre coût, celle-ci : 30 GW d'éolien sur terre ; 4 GW d'éolien en mer ; 50 GW de photovoltaïque. Une capacité d'électrolyse de 1 GW alimentée en base sauf effacements produit **0,14 Mt/an d'hydrogène**.

La production à partir de gaz et les importations sont au total de 51 TWh.

Les possibilités excédentaires sont 36 TWh. Une capacité de chaudière électrique de 8 GW en consomme 16 TWh.

Les dépenses totales sont 62789 M€/an. C'est moins que lorsque l'on veut limiter les quantités produites à partir de gaz fossile ou importées en augmentant la capacité de production éolienne. La différence est 650 M€/an.

Ainsi, on évite la production de 16 TWh à partir de gaz fossile en augmentant la capacité éolienne en mer de 16 GW (20 GW au lieu de 4 GW), ce qui conduit à produire en plus 0,76 Mt/an d'hydrogène (0,90 MtCO<sub>2</sub> au lieu de 0,14 MtCO<sub>2</sub>) et en moins 2 TWh de chaleur. Les possibilités de production d'électricité non utilisées augmentent de 14 TWh (33 TWh contre 19 TWh). Les dépenses augmentent de 650 M€.

#### **La valeur de la chaleur est 120 €/MWh**

Si la valeur de la chaleur est 120 €/MWh, il est intéressant de produire plus de chaleur que lorsqu'elle est 80 €/MWh : 20 TWh au lieu de 16 TWh. La capacité d'éolienne en mer est 6 GW au lieu de 4 GW.

Alors qu'avec une chaleur à 80 €/MWh, il était utile de produire une petite quantité d'hydrogène, ici cela devient inutile alors même que le coût de l'hydrogène externe au réseau électrique est 5 €/kg.

La production à partir de gaz et les importations sont au total de 46 TWh.

### **3.2- Le parc de production d'électricité minimise le total des dépenses**

#### **Utiliser les excédents pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur - comparaison**

Le parc de production d'électricité et d'hydrogène et de chaleur produits par de l'électricité est calculé pour minimiser les dépenses totales permettant de répondre à une demande de consommation finale de 580 TWh d'électricité, de 2 millions de tonnes d'hydrogène et de 50 TWh de chaleur.

On suppose que pour produire de l'hydrogène et de la chaleur il existe des ressources abondantes indépendantes du système électriques dont on connaît les coûts. Le coût de l'hydrogène externe est 5 €/kg. Le coût de la chaleur est 80 €/MWh.

Le coût de l'installation d'électrolyse est 2000 €/MWh.

Parmi toutes les configurations qui ont été testées, la moins coûteuse est ainsi faite :

- 83 GW nucléaire ;
- 30 GW d'éoliennes sur terre ; pas d'éolienne en mer ni de photovoltaïque.
- une électrolyse de 9 GW en base sauf effacement produisant 1,32 Mt/an d'hydrogène.
- une capacité de 11 GW de chaudières électriques consommant 22 TWh d'électricité dont 10 TWh sont consommés directement, 9 TWh sont stockés sur une courte durée et 3 TWh passent par un stockage intersaisonnier peu coûteux.

Alors

- La consommation totale d'électricité avant les pertes en ligne est 714 TWh

- La production à partir de gaz (biométhane et gaz fossile) et les importations sont 2,4 TWh
- Les possibilités de production abandonnées sont 11 TWh/an
- La valeur moyenne de l'électricité servant à produire de la chaleur est 46 €/MWh.
- Le total des dépenses est de 58567 millions d'euros par an

### **Sans production de chaleur,**

Sans production de chaleur, il serait intéressant de produire de l'hydrogène avec 10 GW en base sauf effacements (au lieu de 9 GW) ; la production d'hydrogène serait 1,44 Mt/an. Les possibilités de production exportées ou abandonnées seraient de 27,9 TWh au lieu de 11,2 TWh. Les dépenses totales seraient de 59407 M€/an au lieu de 58567 M€/an.

Cette différence ne serait comblée que si 16,7 TWh d'excédents pouvaient rapporter 50,4 €/MWh ; comme il s'agit d'électricité nucléaire, leur valorisation devrait être de 59 €/MWh.

La valorisation des excédents pour produire de la chaleur est donc très intéressante. Ce sera d'autant plus vrai que la chaleur vaudra davantage et que les exportations d'électricité seront plus difficiles.

On peut remarquer à cet égard qu'à l'échelle de l'Europe, les exportations sont nulles.

## **3.3- A l'échelle de l'Europe (y/c le Royaume Uni) et sans exportation**

### **Avec peu de nucléaire**

Il serait très facile d'introduire dans la simulation les valeurs des capacités de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur de l'ensemble des pays de l'Union européenne en y ajoutant le Royaume Uni. Il est possible d'avoir un aperçu du résultat sans changer la consommation finale mais en adaptant le parc de production et la consommation des réseaux de chaleur de façon à se rapprocher de la structure de ce parc au niveau européen.

On suppose donc que la capacité nucléaire est 40 GW et que la consommation des réseaux de chaleur est 70 TWh/an. Par ailleurs, le besoin d'hydrogène est 3 Mt/an au lieu de 2 Mt/an.

On suppose aussi que la production d'hydrogène à partir de gaz fossile et séquestration du CO2 est limitée par les possibilités de stockage du CO2. Une production d'hydrogène sur le réseau électrique évite donc une autre production (sur une production d'électricité dédiée) dont le coût est 5 €/kg.

Il y a bien des façons de répondre à cette demande finale d'électricité, de chaleur et d'hydrogène. Certaines, qui sont très différentes, conduisent à des dépenses totales très proches de l'optimum, car cet optimum est « plat ». En voici une.

Il faut beaucoup d'éolien et de photovoltaïque. Ici, 50 GW d'éolien sur terre, 30 GW d'éolien en mer et 200 GW de photovoltaïque. Donc les possibilités de production qui dépassent la demande finale d'électricité sont importantes : 193 TWh.

Pour les consommer, sachant qu'il n'y a pas d'exportation, l'équilibre entre production d'hydrogène et production de chaleur se trouve ainsi : 18 GW d'électrolyse et 22 GW de chaudières électrique.

La production d'hydrogène est 1,35 Mt/an.

La chaleur pouvant être produite est de 51 TWh ; mais, sur cette possibilité, 18 TWh ne pourraient être utilisés qu'en passant par un stockage intersaisonnier de 16 TWh beaucoup trop coûteux. 16,3 TWh sont consommés directement, 15,5 TWh passent par un stockage de courte durée et 2,9 TWh passent dans un stockage intersaisonnier peu coûteux. La chaleur utile est 31,5 TWh, soit 44 % des besoins des réseaux de chaleur.

Les dépenses totales sont 77962 M€.

### **Si l'Europe cherchait à minimiser les dépenses...**

Pour une consommation finale de 580 TWh d'électricité, 3 Mt/an d'hydrogène et 70 TWh par an de chaleur pour des réseaux de chaleur, la capacité nucléaire serait 83 GW, la capacité d'éolien sur terre de 30 GW, sans éolien en mer ni photovoltaïque, avec 11 GW d'électrolyse alimenté en base et 12 GW pour produire de la chaleur.

La production d'hydrogène serait de 1,6 Mt/an et la chaleur utile produite par l'électricité excédentaire serait de 17 TWh.

Les dépenses seraient de 63340 M€/an. Soit, à l'échelle française 14 milliards de moins par an.

A l'échelle européenne, de l'ordre de 90 milliards d'euros par an.

## **4 Récapitulation des principaux résultats**

### **Si l'hydrogène produit hors du système électrique sans émissions de CO2 coûte 3,5 €/kg**

Une production d'hydrogène par électrolyse alimentée sur le réseau électrique ne peut *commencer* à être utile que si l'installation complète d'électrolyse coûte moins de **1500 €/kW**.

Si elle est à ce coût et si l'on veut une production de 0,5 Mt/an d'hydrogène alimentée sur le réseau électrique, c'est possible avec une capacité de 5,5 GW sur excédents et une consommation pour produire de la chaleur de 22 TWh, ce qui valorise l'électricité à 53 €/MWh, mieux sans doute que ne le ferait l'exportation. Les dépenses totales sont supérieures de 60 M€ par an à ce qu'elles seraient sans cette production d'hydrogène.

Dans la suite, le coût de l'installation d'électrolyse est 2000 €/kW – cf. *infra* une justification.

### **Si la capacité nucléaire n'est pas limitée**

- Une solution parmi les moins coûteuses serait avec 83 GW nucléaire, très peu d'éolien et de photovoltaïque, une production de 1,3 Mt/an d'hydrogène en base sauf effacement et une consommation de 22 TWh pour produire de la chaleur. La production à partir de gaz et les importations sont au total de 22 TWh.

### **Si la capacité nucléaire est 60 GW, et si la chaleur vaut 80 €/MWh**

Si les productions à partir de gaz et les importations ne sont pas limitées

- La production d'hydrogène est de 0,14 Mt/an (million de tonnes par an). La consommation d'électricité pour produire de la chaleur est 16 TWh. Sans exportations, la production d'électricité à partir de gaz et les importations sont au total 52 TWh.

Si les productions à partir de gaz et les importations sont limitées à 36 TWh

- Une production d'hydrogène par une électrolyse alimentée sur le réseau ne serait pas économiquement intéressante si la valeur *de toute la possibilité* de production d'électricité non utilisée pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur était en moyenne supérieure à 24 €/MWh. Sans production de chaleur, elle ne serait pas intéressante si cette valeur était supérieure à 30 €/MWh.

- Sans exportations d'électricité, la production d'hydrogène à partir du système électrique est 0,9 Mt/an.

- La production de chaleur ne serait pas intéressante si la valeur moyenne des exportations était supérieure à 52 €/MWh.

- Sans exportations d'électricité, la consommation d'électricité pour produire de la chaleur est 14 TWh. Une partie est utilisée *directement* par les réseaux de chaleur : environ 10 TWh/an. Une partie peut être stockée sur une courte période dans des bassines bien isolées (les pit thermal energy

storages, PTES). Il est également possible de stocker la chaleur dans des réservoirs de réseaux géothermiques existants. Le stockage intersaisonnier dans des roches serait trop coûteux.

### **Si la capacité nucléaire est 60 GW, et si la chaleur vaut 120 €/MWh**

Si les productions à partir de gaz et les importations ne sont pas limitées

- Il n'y a pas d'hydrogène produit à partir du réseau électrique. La consommation pour de la chaleur est 20 TWh. La production d'électricité à partir de gaz et les importations sont au total 47 TWh.

Si les productions à partir de gaz et les importations sont limitées à 36 TWh

- La consommation d'électricité pour produire de la chaleur est 22 TWh ; la production d'hydrogène est 0,76 Mt/an. La production de chaleur ne serait pas intéressante si la valeur moyenne de l'électricité excédentaire était supérieure à 60 €/MWh.

### **Si la capacité nucléaire est 40 GW**

- En Europe, y/c le Royaume Uni, la part du nucléaire sera moindre qu'en France et la consommation des réseaux urbains sera supérieure. Ramenée à l'échelle française, la consommation d'électricité étant 580 TWh, cela pourrait correspondre à une capacité nucléaire de 40 GW. Avec ces hypothèses, les dépenses totales seraient minimisées avec une production d'hydrogène sur le réseau électrique de 1,6 Mt/an et à une production de chaleur de 25 à 30 TWh.

- Les dépenses totales de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur sont très supérieures lorsque la part du nucléaire est plus basse qu'elle n'est en France. A l'échelle européenne, la différence est de plusieurs dizaines de milliards d'euros par an.

Cette étude pourrait être affinée en tenant compte du fait que le rendement de l'électrolyse est réduit lorsque son alimentation en électricité n'est pas stable.

## La table des matières

0- Présentation de l'étude, les principales hypothèses ; discussion ; synthèse des résultats	p. 1
1- Les hypothèses	p.3
1.1 La consommation : 580 TWh d'électricité, 2 Mt d'hydrogène, 50 TWh de chaleur	p.3
1.2 Les sources d'hydrogène et de chaleur non alimentés par le réseau électrique – leur coût l'hydrogène : 3,5 €/kg ou 5 €/kg ; la chaleur : 80 ou 100 ou 120 €/MWh	p.4
1.3 Le parc de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur	p.4
Un schéma montrant les flux de production et de stockage	p.5
1.3.1 Les relations entre production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur	
1.3.2 Les capacités et les coûts de chaque moyen de production d'électricité	
1.3.3 Le coût de l'installation d'électrolyse 700 ou 2000 €/kW et son rendement	
1.3.4 Le coût de production de chaleur	
1.3.5 Le coût d'acheminement de l'électricité et les pertes en ligne	
1.4 Les moyens de stockage d'électricité, d'hydrogène et de chaleur	p.6
1.4.1 Le stockage d'électricité	
1.4.2 Le stockage d'hydrogène	
1.4.3 Le stockage de chaleur-	p.7
Trois types de stockage : sur une courte durée ; utiliser les réservoirs géothermiques existants ; créer des capacités de stockage intersaisonnier serait trop coûteux	
Le besoin de stockage	
2- La méthode	p.8
2.1 Les calculs faits par l'outil de simulation	
2.2 Le calcul des dépenses totales de production et stockage d'électricité, hydrogène et chaleur	
2.3 La valeur de l'électricité produisant de la chaleur ; le besoin de stockage souterrain	
3- Le résultat de quelques simulations	p.9
3.1- La capacité nucléaire est limitée à 60 GW	p.9
3.1.1 - Le coût de la chaleur est 80 €/MWh Sur quatre jeux d'hypothèses un seul justifie la production d'hydrogène. Un cas réaliste : 0,9 Mt/an d'hydrogène et 14 TWh pour de la chaleur Arbitrage entre production d'hydrogène ou de chaleur et exportation	
3.1.2 –Le coût de la chaleur est 120 €/MWh: un coup de projecteur	p. 12
3.1.3- Coût de l'hydrogène « externe » et coût maximum de l'électrolyse	p. 12
Encart : si la production à partir de gaz et les importations ne sont pas limitées La valeur de la chaleur est 80 €/TWh ou 120 €/TWh	p.12
3.2- le parc de production d'électricité permet de minimiser de production d'électricité, d'hydrogène et de chaleur ; utiliser les excédents pour produire de l'hydrogène ou de la chaleur - comparaison	p. 13
3.3- A l'échelle de l'Europe (y/c U.K.) et sans exportation d'électricité Beaucoup moins de nucléaire qu'en France ; plus de réseaux de chaleur. Si l'Europe cherchait à minimiser les dépenses	p.14
4-Récapitulation des principaux résultats	p.14