

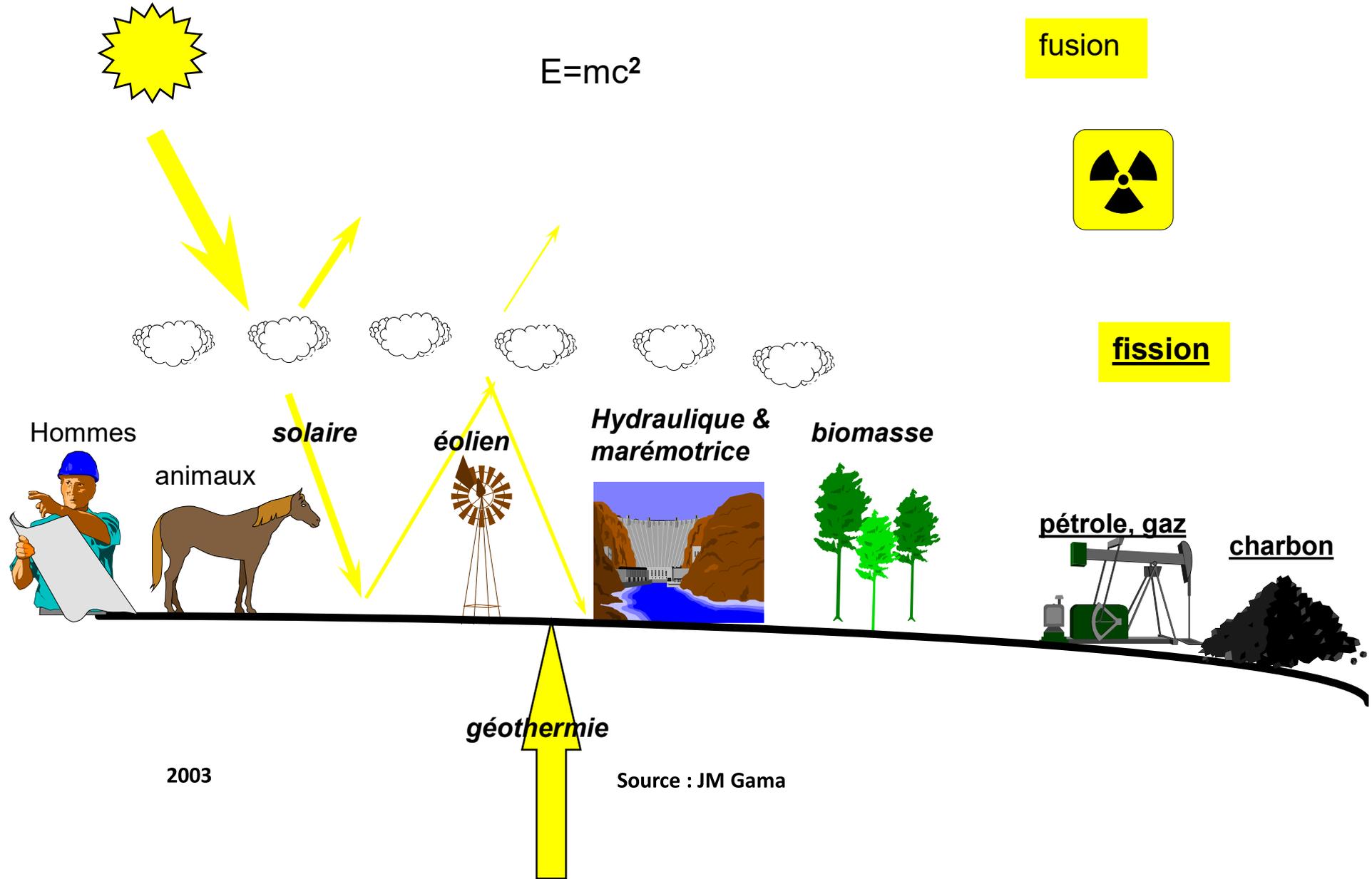
Energies

- Les différentes formes d'énergie
 - Les convertisseurs
- Energies primaires et énergies finales
 - Monde
 - France
- Quelques conséquences environnementales et sanitaires
- Politique énergétique :
 - Adaptation ressources / besoins

Les différentes formes d'énergie

- Les convertisseurs
- Rappel – Quelques conversions
- Rappel – Unités de mesure
- Rendement de conversion
- Quelques ordres de grandeur

Les différentes formes d'énergie : les convertisseurs



2003

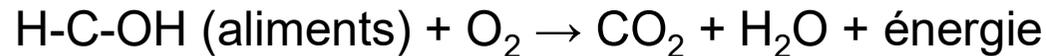
Source : JM Gama

Rappel – Quelques conversions

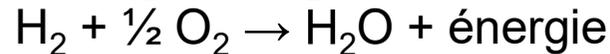
- Photosynthèse des matières organiques



- Métabolisme des organismes vivants



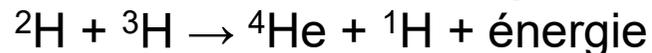
- Combustion (combustible + comburant O_2)



- Fission nucléaire d'atomes lourds



- Fusion nucléaire d'atomes légers



Rendement de conversion

- Rendement : $R = E_u / E_c < 1$

- E_c = énergie consommée
- E_u = énergie utile restituée = E_c - pertes

Exemples :

- Machine à vapeur :
 - R = énergie mécanique / chaleur de la vapeur = 30 à 45 %
- Moteur électrique :
 - R = énergie mécanique / énergie électrique = 70 à 90 %
- Moteur à combustion interne :
 - R = énergie mécanique / chaleur de combustion = 30 à 40%

Rappel - Unités de mesure

Système international MKS

- Longueur = mètre / 1m
- Masse = kilogramme masse / 1kg
- Temps = seconde / 1s
- Force = Newton / $1\text{N} = 1\text{kg} \times 1\text{m/s}^2$
- Travail – Energie - Chaleur = Joule /
 $1\text{J} = 1\text{N} \times 1\text{m}$

- Puissance = Watt / $1\text{W} = 1\text{J} / 1\text{s}$

Unités courantes

- 1 t = 1000 kg
- 1 h = 3600 s
- 1 kg poids = 9,81 N
- 1 Wh = $(1\text{J}/1\text{s}) \times 3600\text{s} = 3600\text{ J}$
- 1 kWh = 3 600 000 J
- 1 MWh = 1000 kWh
- 1TWh = 1 000 000 MWh
- 1 tep (tonne équivalent pétrole) = 11,66 MWh
- 1 tec (tonne équivalent charbon) = 0,697 tep
- 1 kW = 1000 W
- 1MW = 1 000 000 W
- 1 ch (cheval vapeur) = 735,5 W

Ordres de grandeur : exemples
Production de kWh par source
Unité d'énergie ou travail ou chaleur
1kWh = $3.6,10^6$ J = 860 kcal (ou Calorie)

1 kg BOIS	2 kWh
1 kg CHARBON	4 kWh
1 kg FUEL	6 kWh
1 m ³ GAZ	6 kWh
1 kg URANIUM	
Centrale REP	50 000 kWh
Centrale RNR	3 500 000 kWh

1 homme (terrassier) fait monter 18 t d'une hauteur de 1 m en 1 jour (8h)
en produisant un travail (mgh) = $18000 \times 9,81 \times 1 = 180\ 000$ J = 0,05 kWh
Pour alimenter l'organisme de cet homme (travailleur de force) en 1 jour,
la nourriture absorbée est environ = 4300 kcal = 5 kWh

Donc, le rendement = $0,05 / 5 = 1\%$

1 homme au repos absorbe par jour environ : 2000 kcal = 2,4 kWh
soit une puissance absorbée = $2,4 \text{ kWh} / 24 \text{ h} = 0,1 \text{ kW} = 100 \text{ W}$

Quelques ordres de grandeur

La production de 10 Twh en 1 an équivaut à :

- dans une centrale électronucléaire avec un réacteur de 1450 MW fonctionnant à 90%
 - 288 t d'uranium naturel

- dans une centrale thermique à combustibles fossiles:
 - 3,5 millions de tonnes de charbon
 - 2,2 millions de tonnes de pétrole (Mtep)*
 - 1,6 milliard de m³ de gaz

- Dans un parc aérogénérateur :
 - 2000 éoliennes de 2MW (avec un facteur de 25% dû à l'intermittence du vent)

- Dans un parc photovoltaïque :
 - 10 millions d'installations de 10m² de puissance 1kW

[* production nucléaire 2014 = 415,9 TWh \cong 91,5 Mtep à comparer à la consommation de pétrole = 77,8 Mtep importée à 99%]

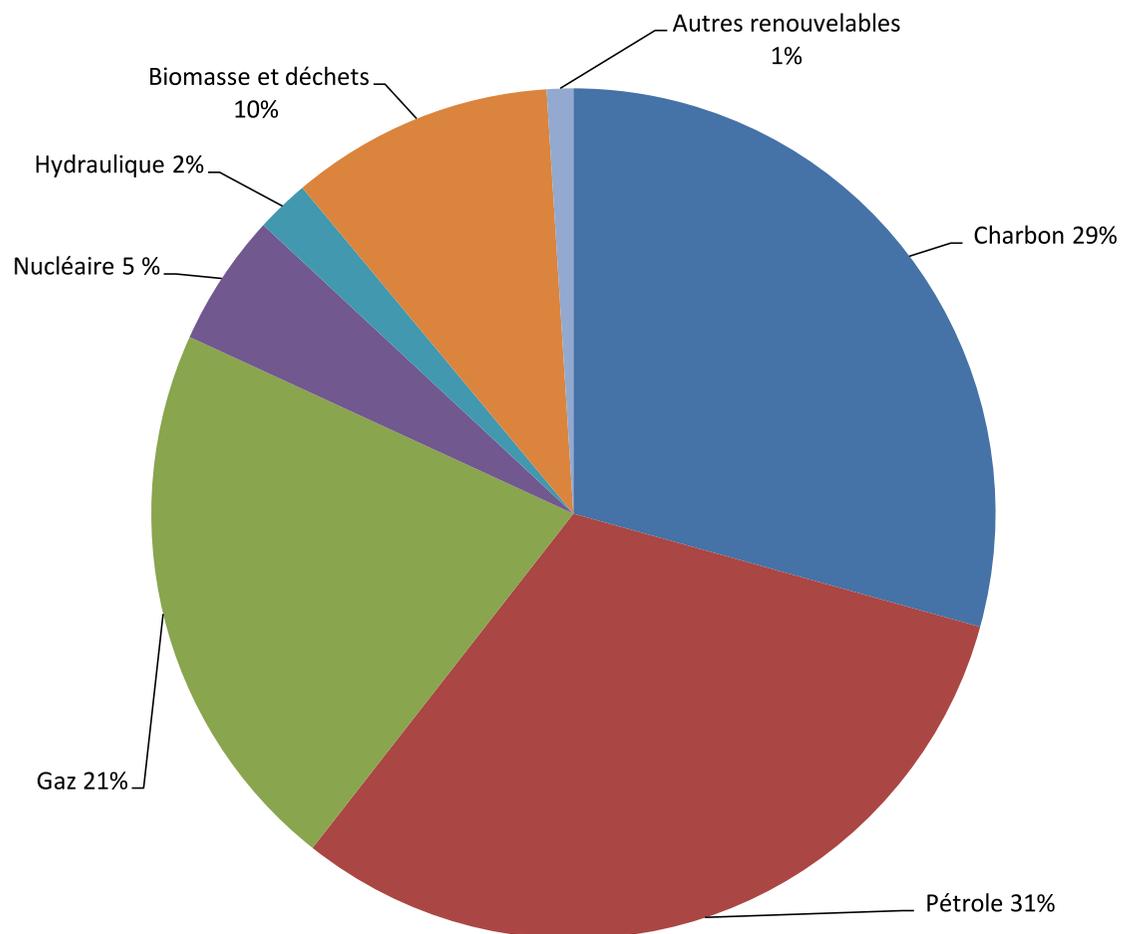
Energies - Monde

- Consommation d'énergie primaire par source dans le monde
- Energies finales dans le monde
- Electricité :
 - Production (TWh)
 - Puissance installée (GW)

Sources d'énergie primaire – Monde 2011

Ressource	Mtep	%
Charbon	3773	29%
Pétrole	4108	31%
Gaz	2787	21%
Nucléaire	674	5%
Hydraulique	300	2%
Biomasse et déchets	1300	10%
Autre renouvelables	127	1%
Total	13069	99%

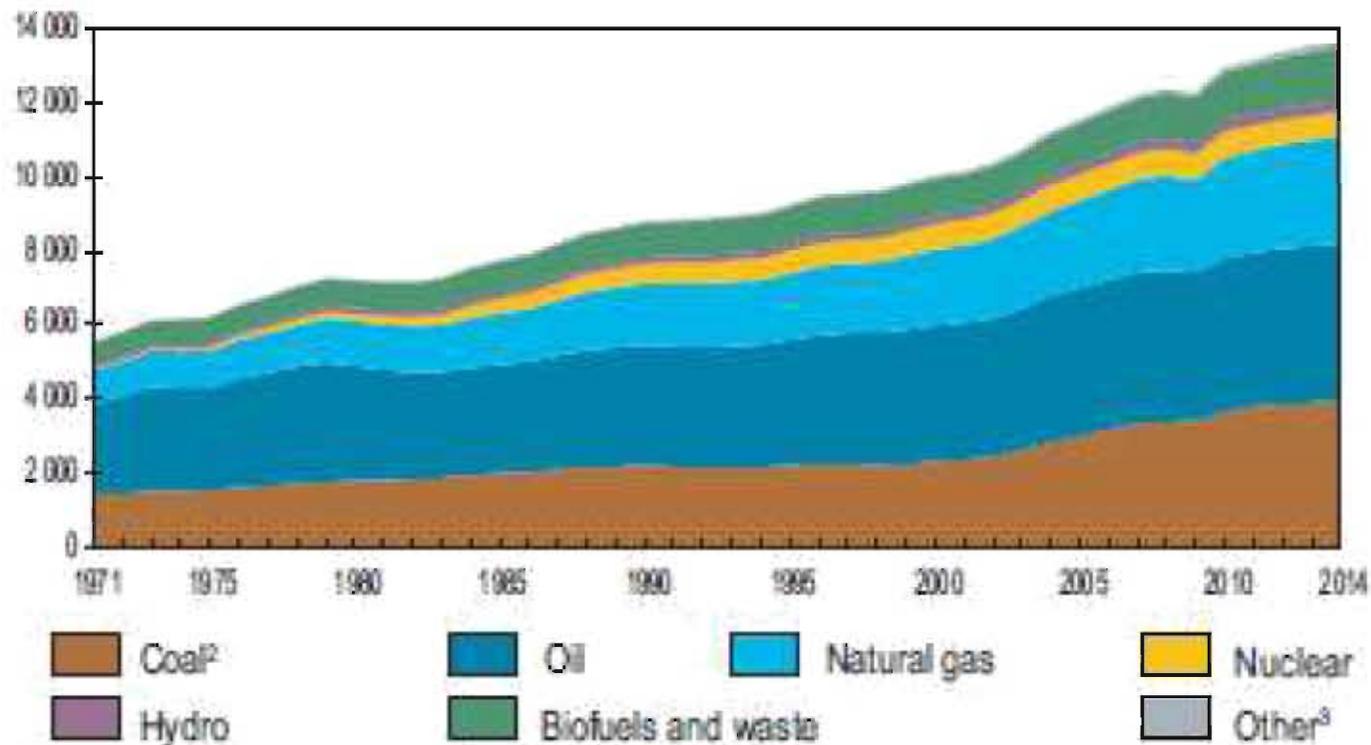
1tep = 1 tonne équivalent pétrole
 1MWh = 0,222 tep
 1 tep = 4,5 MWh
 1 Mtep = 4,5 . 10⁶ MWh



Source : CEA – Memento de l'énergie 2014 (Bilan énergétique mondial AIE 2013)

Monde – Energies primaires de 1971 à 2014

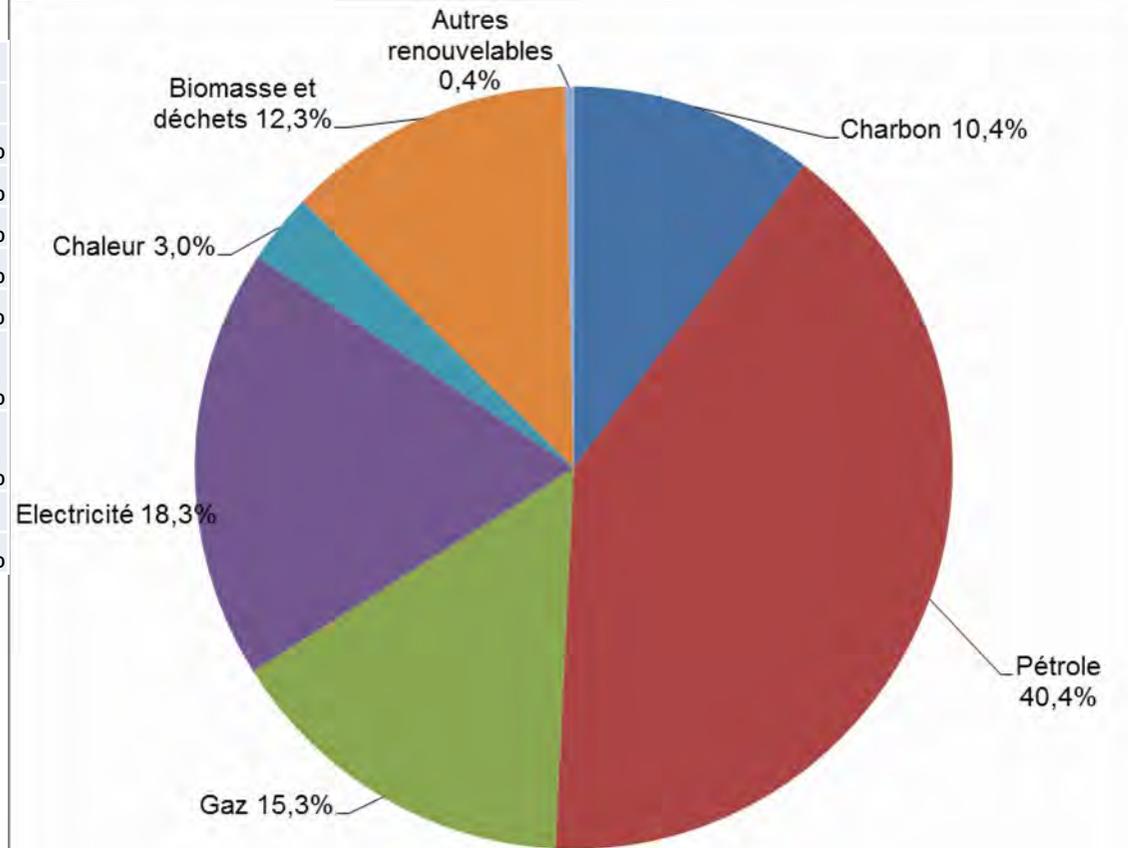
World¹ total primary energy supply (TPES) from 1971 to 2014 by fuel (Mtoe)



Source : AIE - 2016

Energies finales – Monde 2013

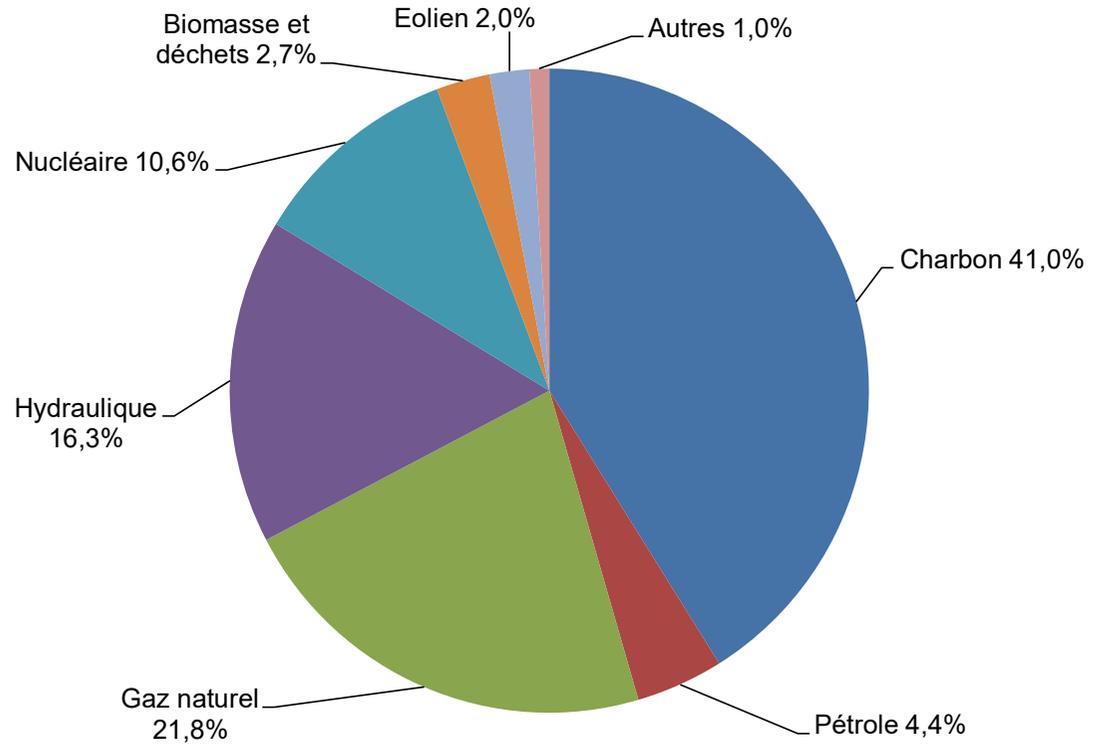
Energie finale	Mtep	%
Charbon	954	10,4%
Pétrole	3704	40,4%
Gaz	1400	15,3%
Electricité	1677	18,3%
Chaleur	274	3,0%
Biomasse et déchets	1130	12,3%
Autres renouvelables	34	0,4%
TOTAL	9173	100%



Source : CEA - Mémento sur l'énergie 2015 / AIE - Bilans énergétiques 2015

Production d'électricité par source d'énergie primaire Monde 2013

Source d'énergie	Production d'électricité TWh	%
Charbon	9556	41,0%
Pétrole	1026	4,4%
Gaz naturel	5081	21,8%
Hydraulique	3799	16,3%
Nucléaire	2471	10,6%
Biomasse et déchets	629	2,7%
Eolien	466	2,0%
Autres	233	1,0%
TOTAL	23307	100%

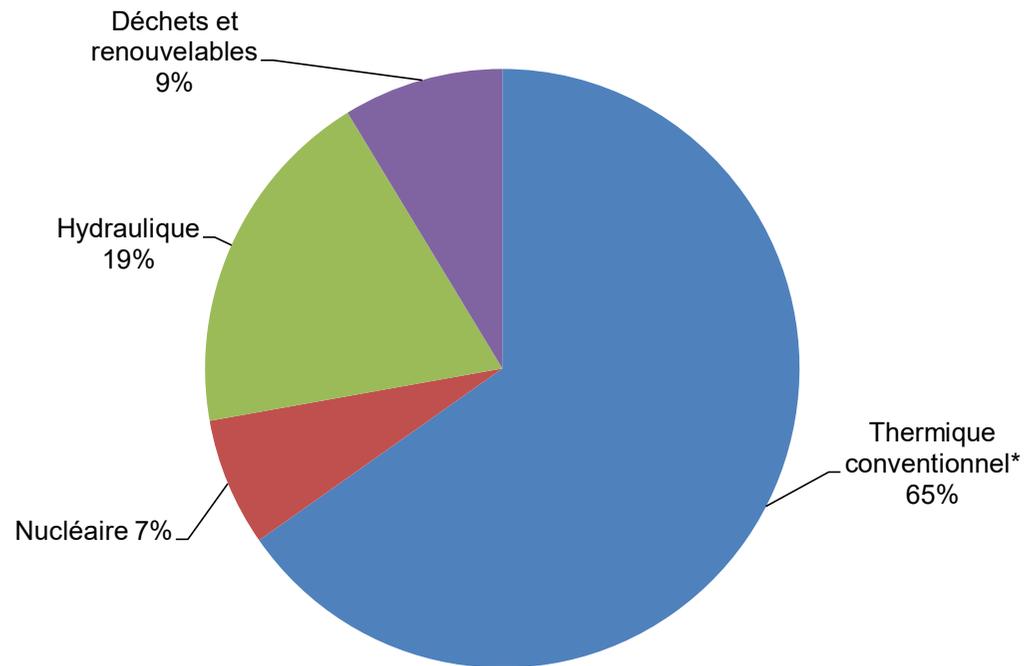


Source : CEA - Mémento de l'énergie 2015

Capacités de production d'électricité par source (puissance installée) Monde 2012

Source	GW	%
Thermique conventionnel*	3709	65%
Nucléaire	394	7%
Hydraulique	1085	19%
Déchets et renouvelables	495	9%
TOTAL	5683	100%

*Thermique conventionnel = charbon + pétrole + gaz



*Thermique conventionnel = charbon + pétrole + gaz

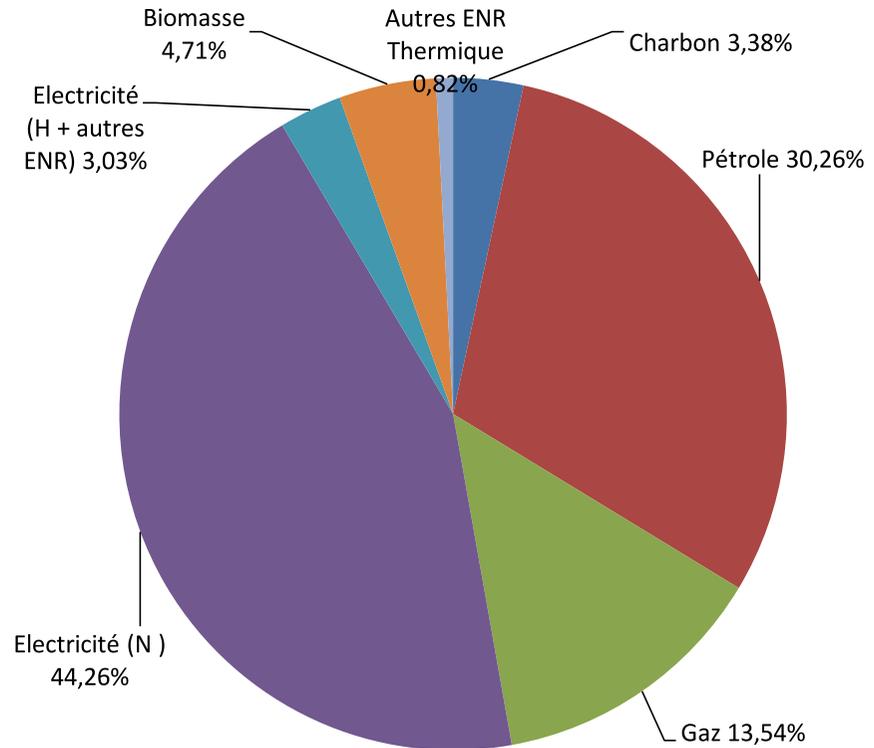
Source : Memento de l'énergie CEA 2015 / World Electricity Organization 2014

Energies - France

- Consommation d'énergie primaire par source en France
- Energies finales en France
 - Production par source
 - Consommation par secteur économique
- Electricité
 - Production (TWh) par source
 - Puissance installée (GW) par source

Sources d'énergie primaire - France 2015

Ressources	Total Mtep	%
Charbon	8,70	3,38%
Pétrole	77,80	30,26%
Gaz	34,80	13,54%
Electricité (N)	113,80	44,26%
Electricité (H + autres ENR)	7,80	3,03%
Biomasse	12,10	4,71%
Autres ENR Thermique	2,10	0,82%
Total	257,10	100,00%



Source : CGDD - Repères - Chiffres clés de l'énergie

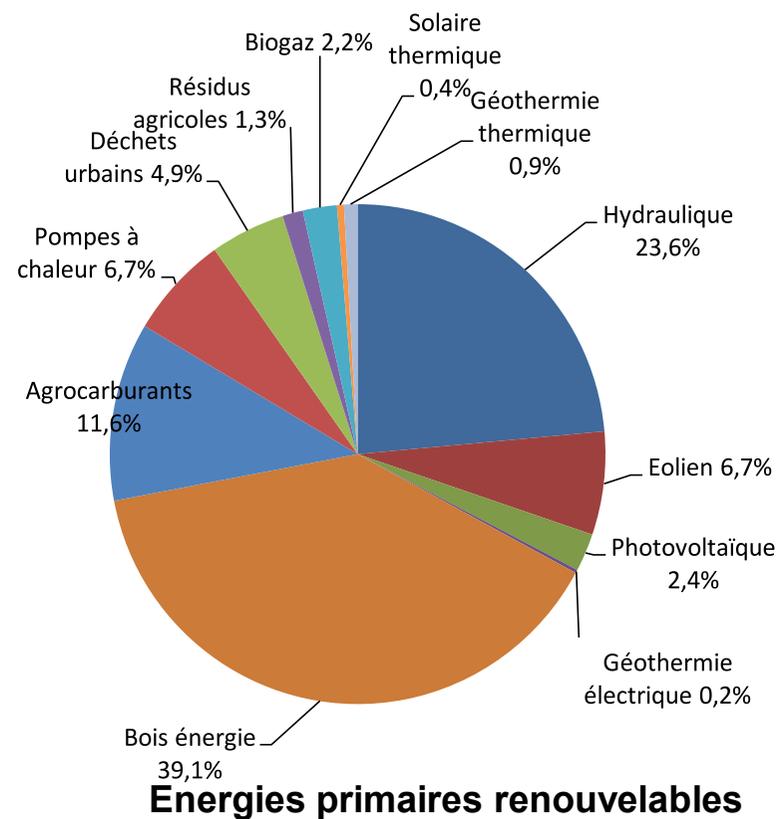
Sources d'énergie primaire - France 2015

Ressources	Production		Importation		Total	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
Charbon	0,10	0,07%	8,60	7,23%	8,70	3,38%
Pétrole	1,10	0,80%	76,70	64,51%	77,80	30,26%
Gaz	1,20	0,87%	33,60	28,26%	34,80	13,54%
Electricité (N)	113,80	82,34%			113,80	44,26%
Electricité (H + autres ENR)	7,80	5,64%			7,80	3,03%
Biomasse	12,10	8,76%			12,10	4,71%
Autres ENR Thermique	2,10	1,52%			2,10	0,82%
Total	138,20	100,00%	118,90	100,00%	257,10	100,00%

Source : CGDD - Repères - Chiffres clés de l'énergie

Production d'énergie primaire renouvelable par source France 2015

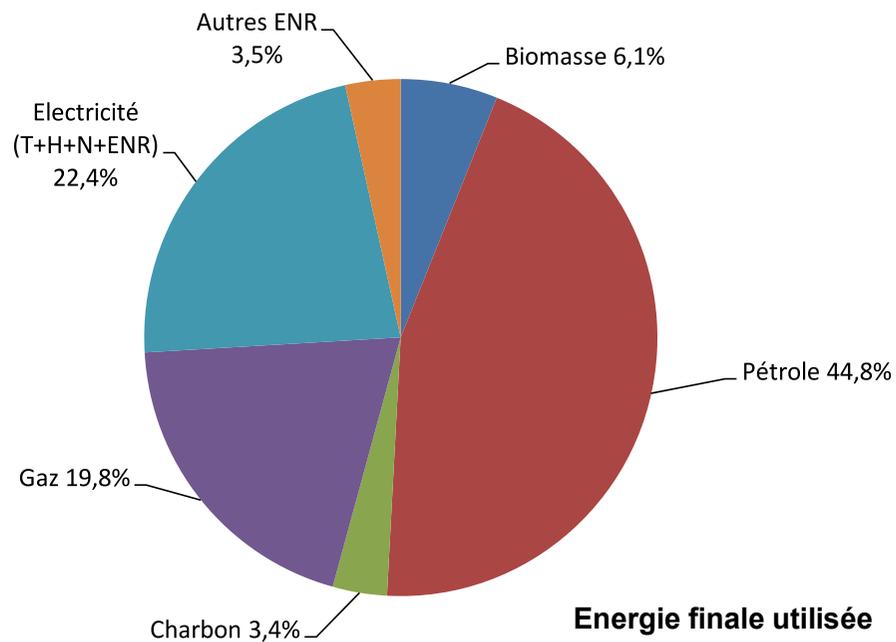
Energie	Mtep	%
Hydraulique	5,3	23,6%
Eolien	1,5	6,7%
Photovoltaïque	0,55	2,4%
Géothermie électrique	0,05	0,2%
Sous total ENR électriques	7,4	32,9%
Bois énergie	8,8	39,1%
Agrocarburants	2,6	11,6%
Pompes à chaleur	1,5	6,7%
Déchets urbains	1,1	4,9%
Résidus agricoles	0,3	1,3%
Biogaz	0,5	2,2%
Solaire thermique	0,1	0,4%
Géothermie thermique	0,2	0,9%
Sous-total ENR thermiques	15,1	67,1%
Total	22,5	100,0%



Source : CGDD - Repères - Chiffres clés de l'énergie

Energies finales France 2015

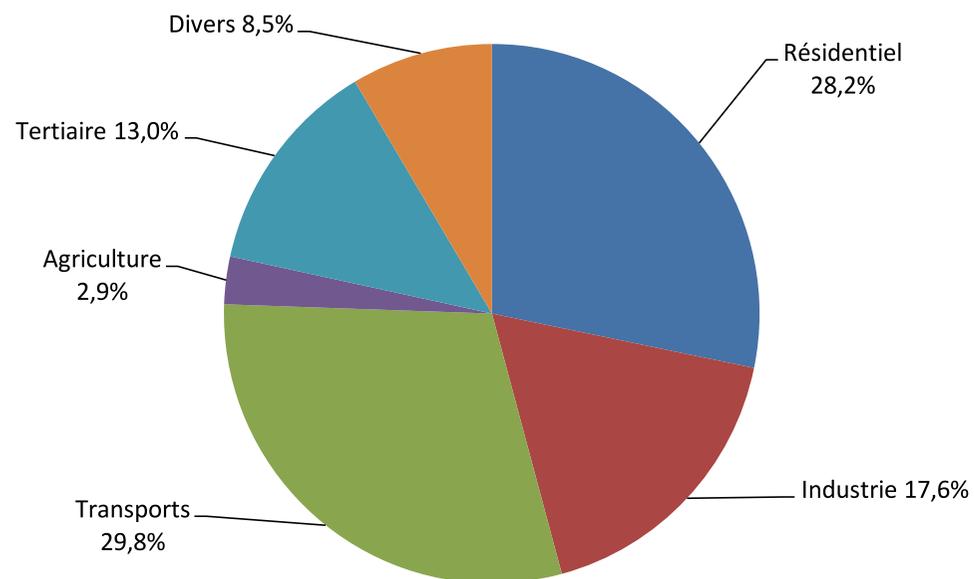
Energie utilisée finale	Mtep	%
Biomasse	10,00	6,1%
Pétrole	73,40	44,8%
Charbon	5,60	3,4%
Gaz	32,50	19,8%
Electricité (T+H+N+ENR)	36,80	22,4%
Autres ENR	5,70	3,5%
Total	164,00	100%



Source : CGDD - Repères - Chiffres clés de l'énergie

Consommation d'énergies finales par secteur économique France 2015

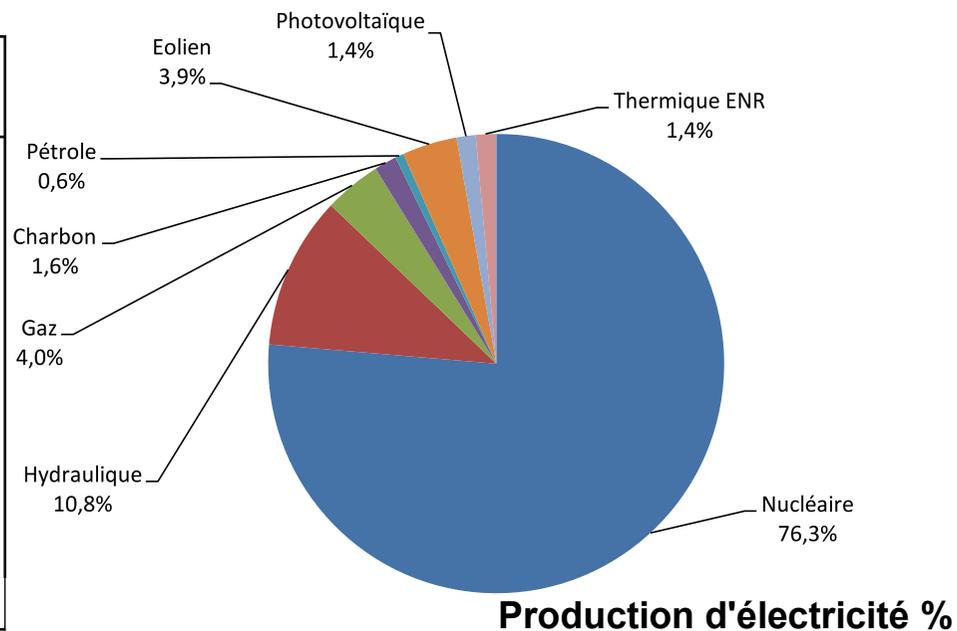
Utilisation	Mtep	%
Résidentiel	46,30	28,2%
Industrie	28,80	17,6%
Transports	48,80	29,8%
Agriculture	4,70	2,9%
Tertiaire	21,40	13,0%
Divers	14,00	8,5%
Total	164,00	100%



Source : CGDD - Repères - Chiffres clés de l'énergie

Production d'électricité par source d'énergie primaire France 2015

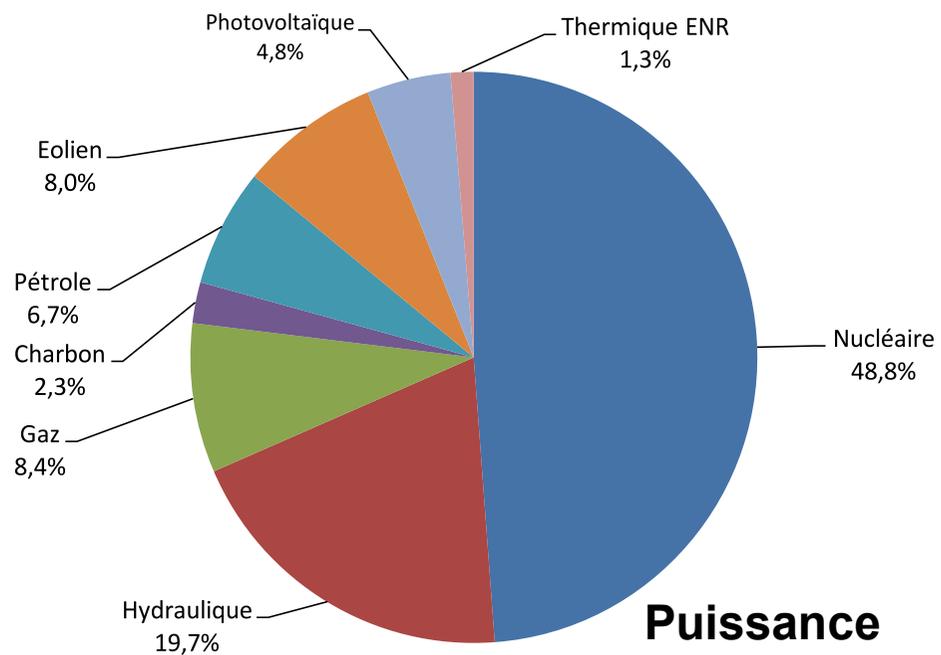
Sources d'énergie	Production d'électricité	
	TWh	%
Nucléaire	416,8	76,3%
Hydraulique	58,7	10,8%
Fossiles	34,1	6,2%
Gaz	22,1	4,0%
Charbon	8,6	1,6%
Pétrole	3,4	0,6%
Eolien	21,1	3,9%
Photovoltaïque	7,4	1,4%
Thermique ENR	7,9	1,4%
Total	546,0	100,0%



Source : RTE - Bilan électrique 2015

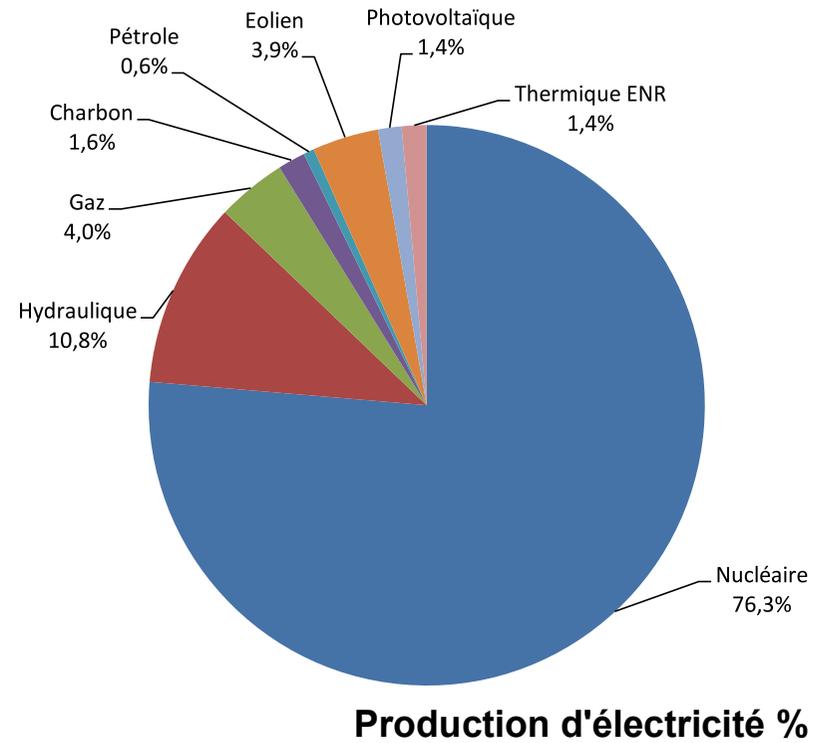
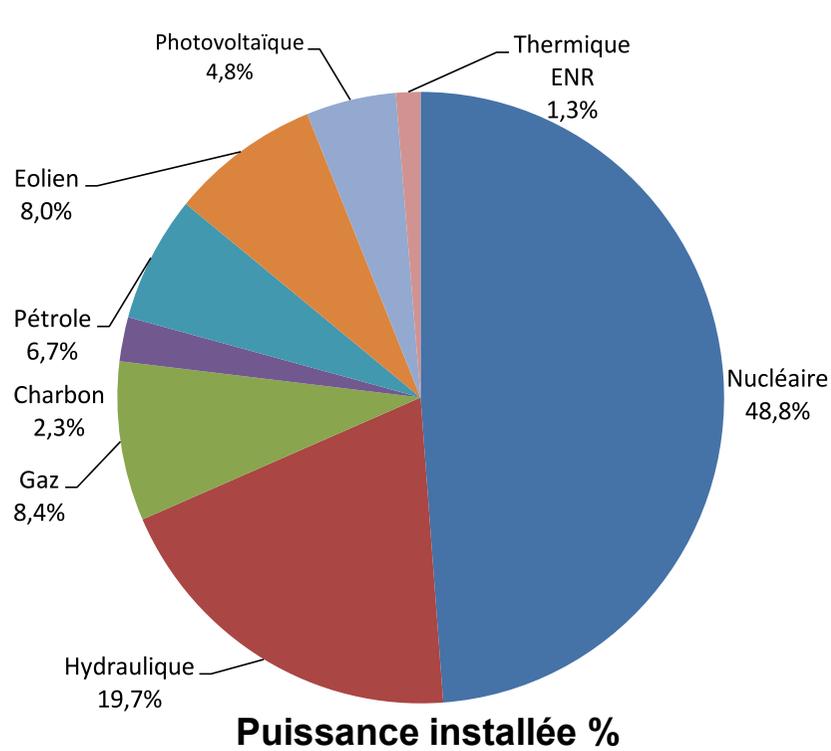
Capacités de production d'électricité par source (puissances installées) France 2015

Sources d'énergie	Puissance installée	
	MW	%
Nucléaire	63 130	48,8%
Hydraulique	25 421	19,7%
Fossiles	22 553	17,4%
Gaz	10 901	8,4%
Charbon	3 007	2,3%
Pétrole	8 645	6,7%
Eolien	10 312	8,0%
Photovoltaïque	6 191	4,8%
Thermique ENR	1 703	1,3%
Total	129 310	100,0%



Source : RTE - Bilan électrique 2015

Puissance (MW) et production d'électricité annuelle (TWh) par source d'énergie primaire France 2015



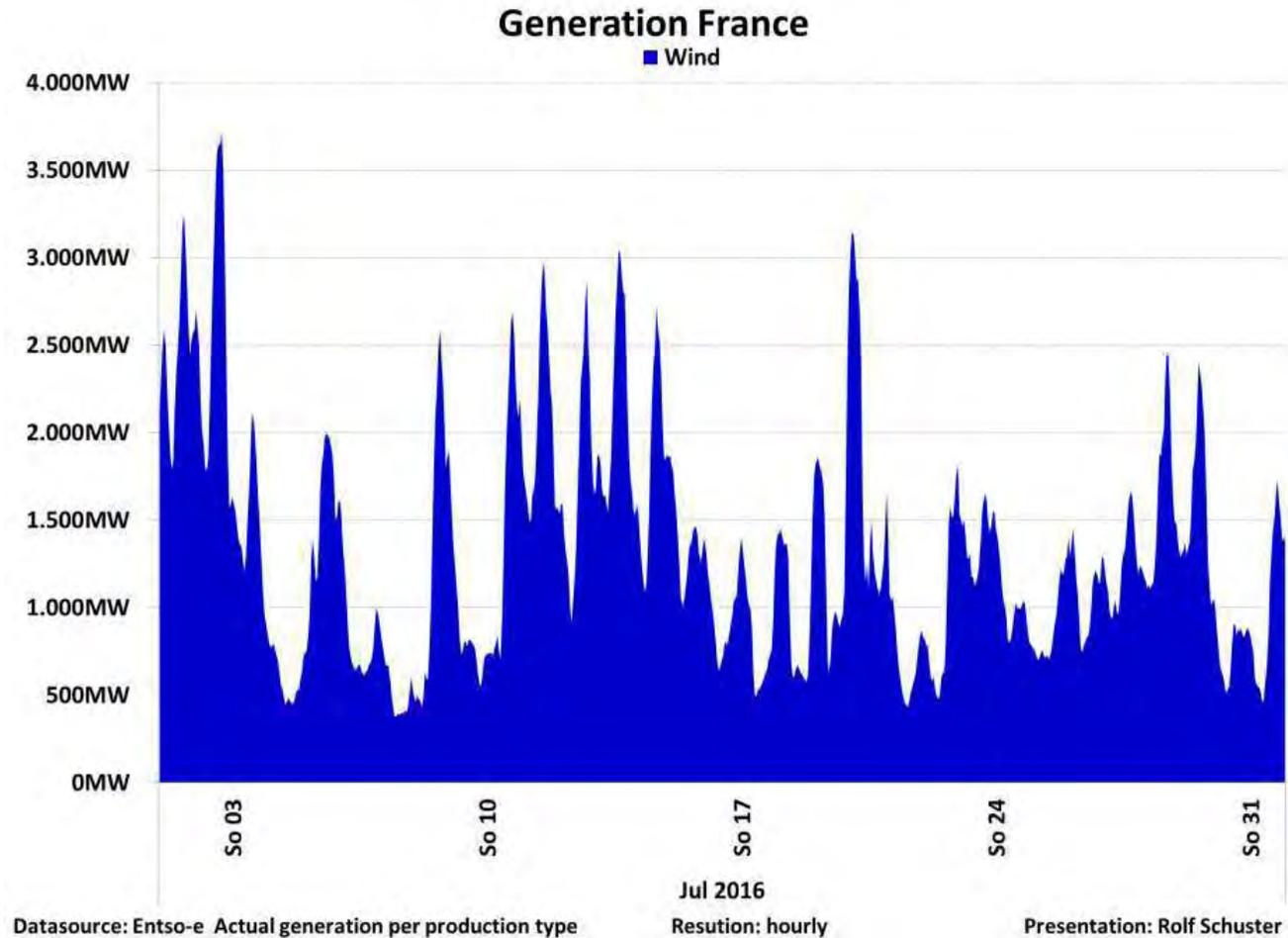
Source : RTE - Bilan électrique 2015

**Puissance (MW) et production d'électricité annuelle (TWh)
par source d'énergie primaire
France 2015**

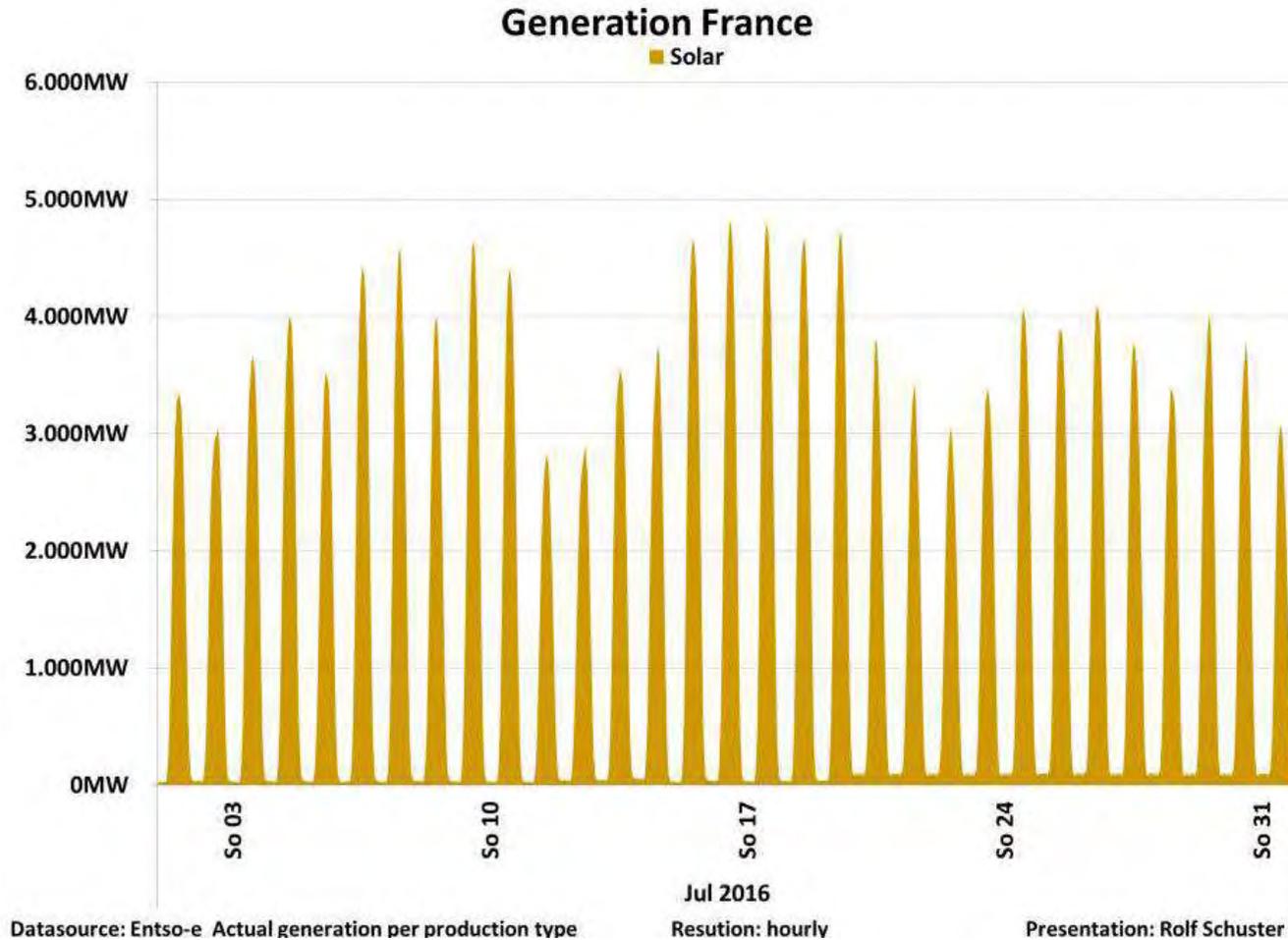
Sources d'énergie	Puissance installée		Production d'électricité	
	MW	%	TWh	%
Nucléaire	63 130	48,8%	416,8	76,3%
Hydraulique	25 421	19,7%	58,7	10,8%
Fossiles	22 553	17,4%	34,1	6,2%
Gaz	10 901	8,4%	22,1	4,0%
Charbon	3 007	2,3%	8,6	1,6%
Pétrole	8 645	6,7%	3,4	0,6%
Eolien	10 312	8,0%	21,1	3,9%
Photovoltaïque	6 191	4,8%	7,4	1,4%
Thermique ENR	1 703	1,3%	7,9	1,4%
Total	129 310	100,0%	546,0	100,0%

Source : RTE - Bilan électrique 2015

Variation de la puissance disponible (MW) des éoliennes pour la production d'électricité France – Juillet 2016

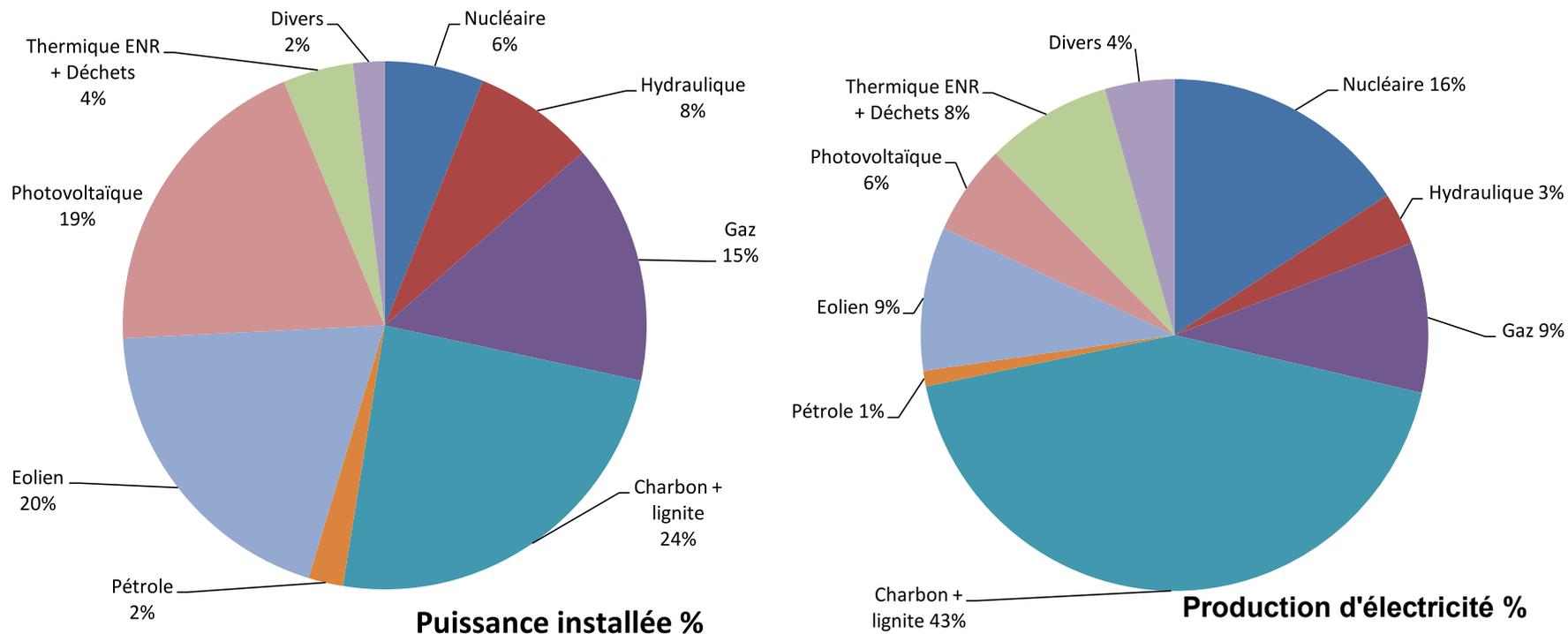


Variation de la puissance disponible (MW) du photovoltaïque pour la production d'électricité France – Juillet 2016



Allemagne 2014 - Electricité

Puissance installée MW et production TWh



Source : Statistisches Bundesamt - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Allemagne 2014 - Electricité

Puissance installée MW et production TWh

Sources d'énergie	Puissance installée		Production d'électricité	
	MW	%	TWh	%
Nucléaire	12 000	6%	97,1	16%
Hydraulique	14 700	8%	20,5	3%
Fossiles				
Gaz	28 900	15%	58,3	9%
Charbon + lignite	47 400	24%	264,8	43%
Pétrole	4 200	2%	6	1%
Eolien	38 300	20%	56	9%
Photovoltaïque	38 200	19%	34,9	6%
Thermique ENR + Déchets	8 500	4%	49,2	8%
Divers	3 800	2%	27,2	4%
Total	196 000	100%	614	100%

Source : Statistisches Bundesamt - Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

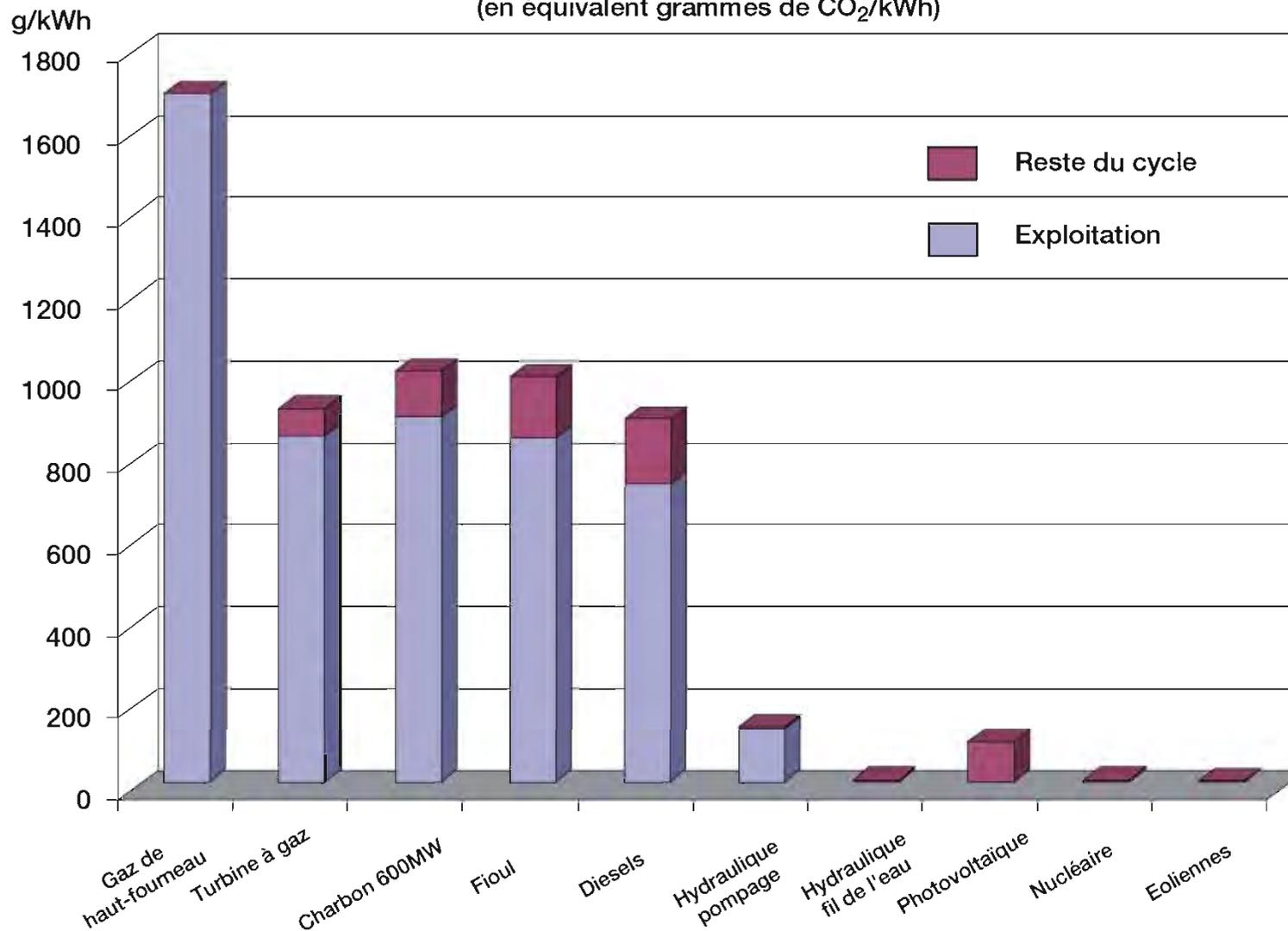
Quelques conséquences :

- environnementales**

- sanitaires**

EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE PAR TYPE DE PRODUCTION

(en équivalent grammes de CO₂/kWh)



Ordres de grandeur des déchets

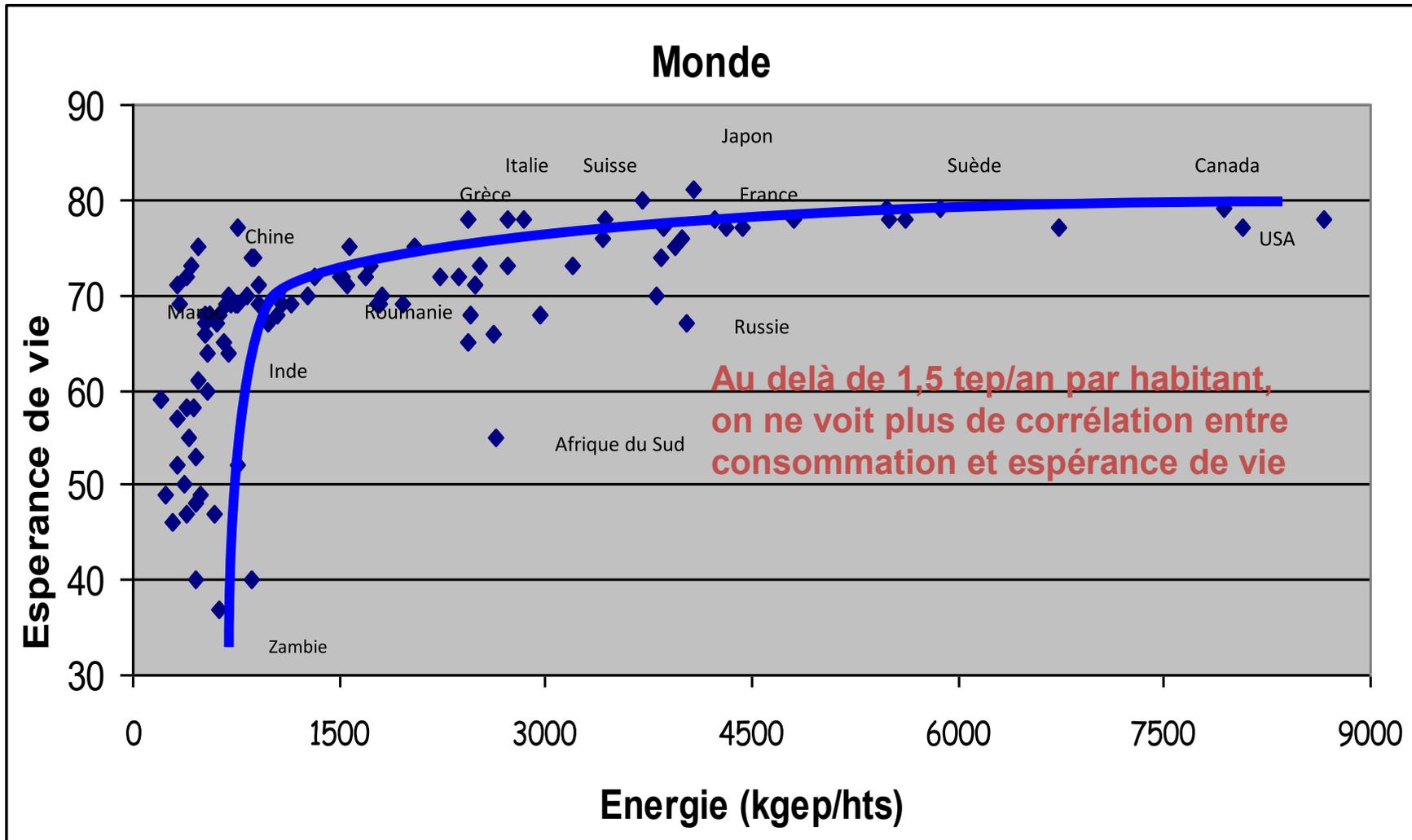
Par personne et par an, en France

Déchets inertes et ménagers 2200 kg

Déchets industriels 800 kg
dont 100 kg de déchets fortement toxiques

Déchets nucléaires 1 kg
dont 10 grammes de haute activité

Énergie consommée et durée de vie



2004

Source : COGEMA

Politique énergétique

Adaptation Ressources / Besoins

- **Besoins : améliorer l'efficacité énergétique**
- **Ressources : utiliser la complémentarité des énergies**

Objectifs de la COP 21

(Conference Of the Parties – Paris / 2015)

- Augmentation de température moyenne de l'atmosphère
 $\Delta T_{\text{moy}} < 2^{\circ}\text{C}$ en 2100
- Réduire les rejets de gaz à effet de serre (CO_2 , CH_4 ,...), dès 2020
- Réduire l'utilisation des combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole,...)
- Décarboner la production d'électricité (via les ressources non carbonées disponibles : solaire, éolien, nucléaire,...)
- Engagements actuels des états :

$$\Rightarrow \Delta T_{\text{moy}} = 3^{\circ}\text{C} \text{ en } 2100$$

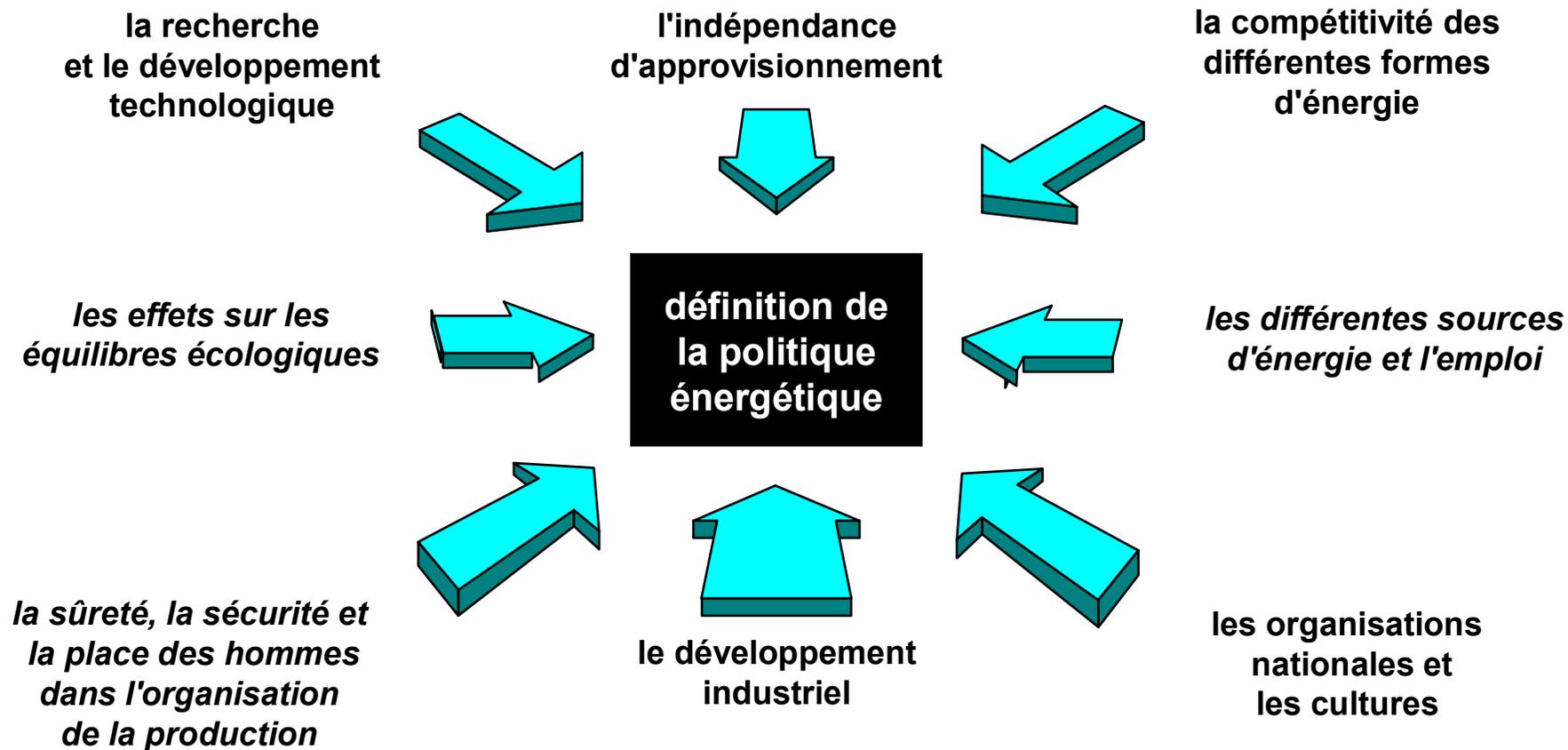
Objectifs de la LTE française

(Loi sur la Transition Énergétique – 2015)

- Réduire la consommation d'énergie finale de :
20 % en 2030 (de 50% en 2050) / 158 Mtep en 2012
- Réduire la consommation d'énergies fossiles de :
30 % en 2030 / 105 Mtep en 2012
- Porter la part d'ENR (solaire, éolien, hydraulique,...) dans la consommation d'énergie finale à :
 - 23 % en 2020 (soit 36 Mtep = $158 \times 0,23$) / 22 Mtep en 2012
 - 32 % en 2030 (soit 40 Mtep = $158 \times 0,8 \times 0,32$)
- Electronucléaire :
 - Plafonner la puissance installée à 63 GWe
 - Réduire la part de la production nucléaire de 75 à 50% en 2025 :
[75% = 415 / 540 TWh en 2012 \Rightarrow 50% = 270 / 540 ? en 2025]

Constantes de toute politique énergétique

Des ingrédients qu'il faut gérer à court, moyen et long terme pour satisfaire les besoins



10 principes pour une transition énergétique réussie

- Energie = droit universel
- Impératif : réduire l'utilisation de énergies carbonées
- Habitat : Plan pour améliorer l'efficacité énergétique
- Transports : diminuer l'usage des énergie carbonées
- Ré-industrialisation : avec planification écologique
- Filières ENR : Plan de développement industriel
- Filière nucléaire : maintien, sûreté , cadre 100% public
- Condition impérative : maîtrise publique du secteur des énergies
- Recherche : augmenter l'effort
- Financement : pérennité, faire prévaloir l'intérêt général

L'éolien terrestre est-il plus compétitif que le photovoltaïque au sol ? Le prix du MWh thermodynamique varie-t-il en fonction de la technologie utilisée ? Quelle différence de coût entre éolien offshore posé et flottant ? Autant de questions qui trouvent leur réponse dans une étude de l'Ademe sur le coût des EnR. Tour d'horizon.

Les différentes filières d'énergies renouvelables sont plus ou moins matures technologiquement et économiquement. Leurs coûts varient encore fortement et ont évolué au cours des dernières années en fonction des progrès réalisés et des volumes croissants. Cependant, certains autres facteurs pèsent sur le prix final de courant électrique (ou de chaleur) produit, comme le risque consenti par les investisseurs. Afin de mieux évaluer ces coûts globaux, l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) a réalisé une étude complète, synthétisant pour chaque filière EnR, "*une plage de variation théorique des coûts en fonction des paramètres les plus impactants*". Il ne s'agit donc pas d'une fourchette des coûts de production constatés en France, mais d'une vision plus large incorporant les modalités de financement - favorables ou pas - et les coûts d'investissement, faibles ou élevés.

Il ressort que c'est l'**éolien terrestre** qui est le moyen de production renouvelable le plus compétitif à ce jour. Son coût de production est compris entre 57 et 91 €/MWh ce qui le place au niveau des autres moyens plus conventionnels comme les centrales au gaz à cycle combiné (CCG). L'Ademe estime que l'entrée en service, depuis 2011, de machines de nouvelle génération munies de rotors de plus grand diamètre et de mâts plus hauts (au-delà de 100 mètres) a permis d'améliorer la rentabilité "*grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge)*". Selon l'agence, les innovations technologiques au niveau de la conception des rotors ou de l'optimisation logistique devraient permettre de baisser encore les coûts de -10/15 % à l'horizon de 2025.

Les **centrales photovoltaïques au sol** (technologie silicium) sont également entrées dans une gamme de coûts similaire (entre 64 et 167 €/MWh) qui les placent en concurrence directe avec les moyens standards. Pour le solaire en toiture, le coût est de 98 à 246 €/MWh pour le secteur commercial et industriel, mais il est beaucoup plus élevé dans le résidentiel 164-407 €/MWh) tout comme les installations intégrées au bâtiment (155-334 €/MWh). Un grand éventail qui s'explique par le type de technologie considéré mais surtout par l'ensoleillement, qui varie grandement du nord au sud du pays. Mais le photovoltaïque présente désormais un coût de production qui avoisine les prix d'achat de l'électricité sur les segments résidentiels et tertiaires. Le rapport souligne que cela va "*permettre un développement économique de l'autoconsommation*" dont le statut vient d'ailleurs d'être adopté au Sénat. Concernant les évolutions futures, l'Ademe rappelle que les coûts d'investissement ont déjà été divisés par 6 entre 2007 et 2014 en raison de la

baisse drastique du prix des modules et de l'amélioration de leur rendement. Avec les développements attendus, ils devraient continuer à baisser, peut-être encore de -35 % dans les dix ans.

Les technologies non matures de production d'électricité



Miroirs cylindro-paraboliques d'une centrale solaire thermodynamique dans le désert du Néguev (Israël). © D. Shankbone - Wikimedia

Le **solaire thermodynamique** n'en est encore qu'à ses balbutiements en France, hormis quelques démonstrateurs comme le grand four solaire d'Odeillo ou la centrale Themis. Ces technologies nécessitent en effet un fort ensoleillement direct, toute l'année durant. Même si aucun objectif n'a été fixé par la loi de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), il est prévu qu'une centrale à concentration, de 9 MW de puissance, entre en service à la fin de 2017. A l'étranger, le coût total de production se situe entre 89 et 315 €/MWh, selon la solution adoptée (115-142 €/MWh pour des miroirs de Fresnel, 113-273 MWh pour des miroirs cylindro-paraboliques, et 164-208 €/MWh pour une centrale à tour). Il s'agit de technologies maîtrisées pouvant être déployées à très grande échelle. Elles présentent également l'intérêt de pouvoir stocker l'énergie sous forme de chaleur (ce qui est plus simple qu'un stockage électrochimique), permettant de poursuivre la production

d'électricité même en dehors des périodes d'ensoleillement. Là encore, l'Ademe prévoit que les coûts baisseront de -20 à -45 % d'ici à 2025.

De même, l'**éolien en mer** n'est pas encore déployé en France. Mais il est prévu que les premiers parcs entrent en service à partir de 2020-2022, avec une puissance prévue de 3 GW. Il est estimé que le coût total de production de cette énergie est comprise entre 123 et 227 €/MWh pour l'éolien posé (avec fondations) et 165-364 €/MWh pour l'éolien flottant. L'étude explique : *"Pour l'éolien posé, les prix de vente assez élevés constatés sur les premiers appels d'offres français reflètent la prise de risque importante des porteurs de projets. Les premiers ont rencontré des risques supplémentaires par rapport aux ouvrages déjà réalisés ailleurs en Europe (sur la connaissance des sols et des gisements, sur la lisibilité, visibilité et stabilité de la politique d'industrialisation de la filière en France...)"*. Le potentiel d'innovation restant très important dans tous les domaines, les coûts devraient fortement baisser, de l'ordre de -35 % dans les dix ans à venir.

Le constat est identique pour l'**hydrolien** qui n'existe pour l'heure qu'à l'état de démonstrateur, avec des machines en test à Paimpol-Bréhat (EDF-DCNS) et à Ouessant (Sabella). D'après les appels à projets lancés en France, le coût total de production est estimé entre 123 et... 571 €/MWh. Des données *"à considérer avec prudence compte tenu du caractère amont des technologies hydroliennes marines, du faible retour d'expérience des démonstrateurs actuellement testés, et du potentiel de réduction des coûts en phase d'industrialisation"*, avertit l'Ademe.

La production de chaleur en individuel et en collectif

Pour la production de chaleur individuelle, ce sont bien les **solutions bois** qui se révèlent les plus économiques (entre 47 et 103 €/MWh), se situant même sous les tarifs des sources gaz ou électricité (qui se situent respectivement à 84 et 153 €/MWh). L'étude détaille : *"En France, le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec des appareils indépendants est estimé entre 47 et 74 €/MWh pour les inserts, les foyers fermés et les poêles à bûches, et entre 85 et 108 €/MWh pour les poêles à granulés classiques"*. Du côté du chauffage central, il en coûte entre 49 et 77 €/MWh pour les chaudières à bûche et entre 78 et 108 €/MWh pour les modèles automatiques à granulés. Pour les installations **solaires thermiques individuelles**, les coûts sont plus élevés : entre 156 et 451 €/MWh pour les chauffe-eau solaires et 191-420 €/MWh pour les systèmes combinés (SSC). La technologie devrait continuer à progresser et faire baisser la facture de -30 % d'ici à 2025. Les **pompes à chaleur individuelles** sont

en croissance en France. Le coût de leur production varie selon la technologie utilisée : 106-157 €/MWh pour les PAC air/eau aérothermiques, "*relativement compétitives*" et 107-168 €/MWh pour les PAC eau/eau géothermiques.

Collectif et réseaux de chaleur

Concernant les installations de taille industrielle, alimentant des bâtiments ou des réseaux de chaleur, les sources renouvelables que sont la **biomasse** (48-110 €/MWh) et la **géothermie** (74-99 €/MWh) sont, en revanche, encore légèrement plus chères que le gaz, dont le prix est particulièrement bas en ce moment. Des différences "*qui justifient le maintien d'un système de soutien* (le Fonds Chaleur géré par l'Ademe, NdIR) *pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics*". Le **solaire thermique collectif** ou sur réseau se trouve en décroissance en France. Son coût est estimé entre 63 et 260 €/MWh, selon les coûts d'investissements, extrêmement variables, et la zone d'implantation. Les **pompes à chaleur géothermiques collectives**, sont en revanche en progrès. Le coût de revient s'établit entre 52 et 129 €/MWh sur de l'aquifère superficiel et 70-135 €/MWh pour les champs de sonde. Si la chaleur est puisée plus profondément, les coûts restent similaires (66-120 €/MWh). L'Ademe fait valoir "*Le coût des forages est fortement dépendant de l'activité pétrolière (disponibilité des machines de forages et services associés)*". Un comble pour une énergie renouvelable. Enfin, l'étude s'est penché sur la **cogénération biomasse** : "*En France, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), le coût total de production de la filière est estimé entre 46 et 69 €/MWh pour les cogénérations industrielles (cycle vapeur), entre 51 et 88 €/MWh pour les cycles ORC, et entre 56 et 85 €/MWh pour la cogénération biomasse réseau de chaleur*". Pour la **méthanisation**, le courant reste plus cher à produire (entre 95 et 167 €/MWh).



ÉDITION
2016

Coûts

des énergies

renouvelables

EN FRANCE



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Sommaire

	1 Synthèse	4
	Méthodologie	7
	2 Coûts de production d'électricité	10
	L'éolien	10
	L'éolien en mer	12
	L'hydrolien marin	14
	Le photovoltaïque	16
	Le solaire thermodynamique	18
	La géothermie	20
	3 Coûts de production pour la production de chaleur	22
	Chez le particulier	22
	La biomasse	22
	Le solaire thermique individuel	25
	Les pompes à chaleur individuelles	27
	Dans le collectif et les secteurs tertiaire et industriel	29
	La biomasse collective avec ou sans réseau de chaleur	29
	La biomasse industrielle	31
	Le solaire thermique en résidentiel collectif ou sur réseau	33
	Les pompes à chaleur géothermiques collectives	35
	La géothermie profonde	37
	4 Coût de production d'électricité et de chaleur par cogénération	39
	La cogénération biomasse	39
	La méthanisation	41
	5 Annexes	43
	Hypothèses de calculs de coûts de production	43
	Données prises comme référence pour les productions « conventionnelles »	43
	- Pour la production d'électricité	43
	- Pour la production de chaleur	44
	Bibliographie	46
	Sigles et Acronymes	48

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique : Yolène Berrou

Rédacteurs : Marie-Laure Guillerminet, David Marchal,
Raphaël Gerson, Yolène Berrou

Coordination éditoriale : Patrice Grouzard

Crédits photo : couverture ©Jevgeni - page 9 © Faber

Création graphique : artcom-agence.com

Impression : Imprimé en France - Imprimerie Zimmermann,
certification PEFC, Iso 14001, Imprim'vert, Print Environnement.

Brochure réf. 010131

ISBN : 9791029707056 Décembre 2016 - 1 000 exemplaires.

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, décembre 2016.

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Coûts des énergies renouvelables en France

> Synthèse

Pourquoi cette étude ?

Les filières de production d'énergie renouvelable (EnR), encore émergentes, voient leurs coûts évoluer assez rapidement, notamment sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants installés. D'autres facteurs, notamment la perception du risque par les investisseurs, ont également un impact de premier ordre sur les filières les moins matures.

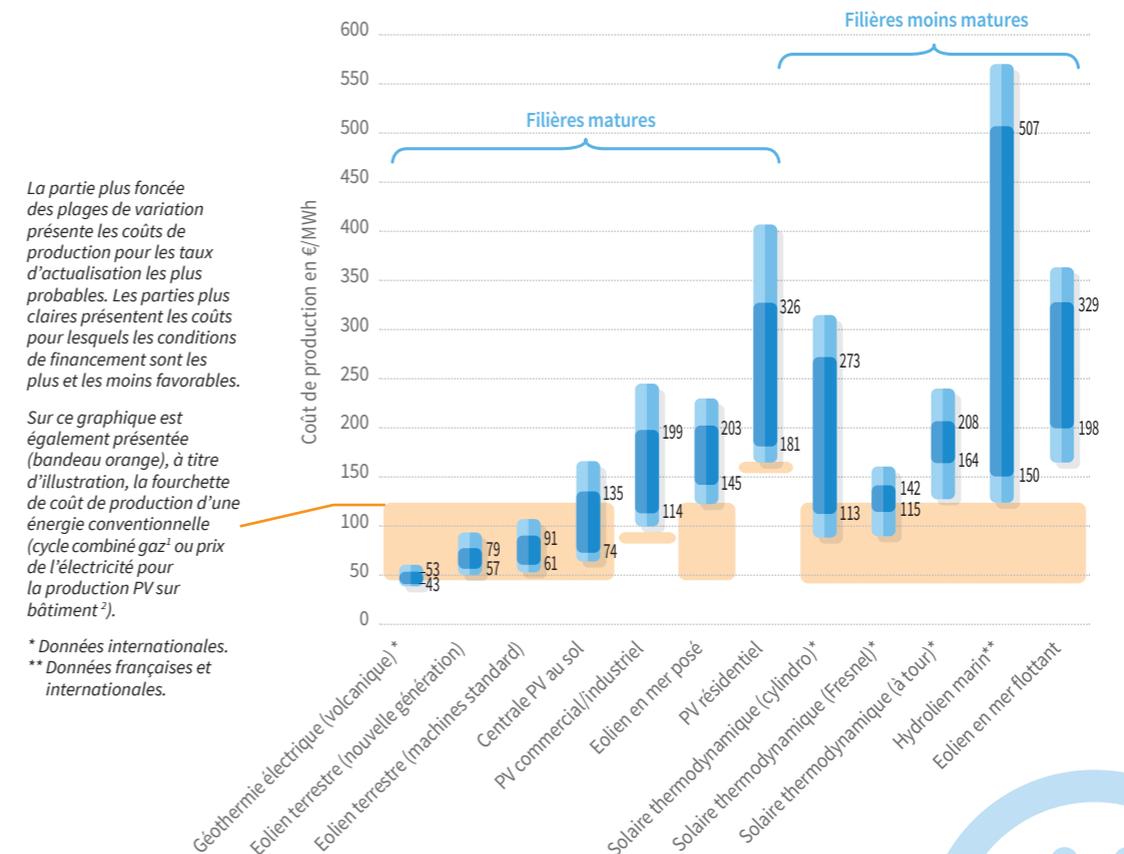
Associé à des coûts d'investissement souvent élevés, le calcul du coût de production des différentes filières doit être effectué sur toute la durée de vie de l'installation, afin de prendre en compte des coûts d'exploitation souvent faibles.

Afin d'objectiver ces baisses de coûts et de publier des chiffres représentatifs des conditions de développement françaises, l'ADEME réalise ce document présentant, pour chaque filière EnR, non pas une moyenne ou une fourchette des coûts de production constatés, mais la plage de variation théorique de ces coûts en fonction des paramètres les plus impactants pour chaque filière. En particulier, la fourchette basse correspond à des modalités de financement particulièrement favorables cumulées à une bonne qualité du gisement et à des coûts d'investissement faibles. A l'inverse, le coût du capital est particulièrement élevé dans le cas des fourchettes hautes.

Principaux résultats

- Les progrès technologiques et l'industrialisation des énergies renouvelables ont permis en France une baisse des coûts qui amènent les filières les plus matures à des niveaux compétitifs avec les technologies conventionnelles. Il existe encore des marges de progrès importantes pour la plupart des filières.
- L'étude met en évidence que les coûts de production des énergies renouvelables varient de façon significative en fonction de 3 critères principaux : le coût d'investissement, la qualité de la ressource disponible, et le taux d'actualisation choisi.
- Les variations observées montrent qu'il peut être réducteur de comparer trop directement les filières d'énergies renouvelables entre elles sans tenir compte du domaine d'application, de la perception du risque et de la qualité du gisement local. La prise en compte des impacts socio-économiques, environnementaux et d'autres facteurs comme l'indépendance énergétique conduit également à soutenir une certaine diversité de filières.
- Certaines des filières les moins matures aujourd'hui ont des gisements inexploités significatifs et verront leur coût d'investissement et leur taux d'actualisation diminuer avec leur développement.
- Face aux objectifs de déploiement ambitieux des EnR visant à freiner le réchauffement climatique, les soutiens publics restent nécessaires pour prolonger les baisses de coût, faciliter les investissements ou compenser les défaillances de marché.

> Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable



La partie plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.

Sur ce graphique est également présentée (bandeau orange), à titre d'illustration, la fourchette de coût de production d'une énergie conventionnelle (cycle combiné gaz¹ ou prix de l'électricité pour la production PV sur bâtiment²).

* Données internationales.
** Données françaises et internationales.

À retenir pour la production d'électricité

> **L'éolien terrestre, avec une fourchette de coûts de production comprise entre 57 et 91 €/MWh (élargie à 50 et 108 €/MWh en incluant les conditions de financement les plus et les moins favorables), est le moyen de production le plus compétitif³ avec les moyens conventionnels** comme des centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). **Les centrales au sol photovoltaïques, pour les plus compétitives, entrent également désormais dans cette concurrence directe avec les moyens conventionnels.** Ces deux technologies ont l'intérêt de présenter des gisements de développement très importants. Cependant, le niveau faible du prix du marché de l'électricité empêche actuellement tout investissement dans des nouveaux moyens de production, qu'ils soient renouvelables ou conventionnels, car il ne permet pas de couvrir

les coûts fixes. Aussi, afin d'atteindre les objectifs ambitieux fixés par l'Etat, le soutien public (via les tarifs d'achat ou le complément de rémunération) reste indispensable pour susciter l'investissement et pour valoriser les externalités positives de ces moyens de production par rapport aux moyens conventionnels (pas d'émission de CO₂, contribution à l'indépendance énergétique, contribution à l'économie nationale et locale, etc.).

> Sur les bâtiments (petites et grandes toitures), les coûts de production photovoltaïques les plus faibles avoisinent désormais les prix d'achat de l'électricité sur les segments résidentiels et tertiaires, ce qui va petit à petit **permettre un développement économique de l'autoconsommation.**

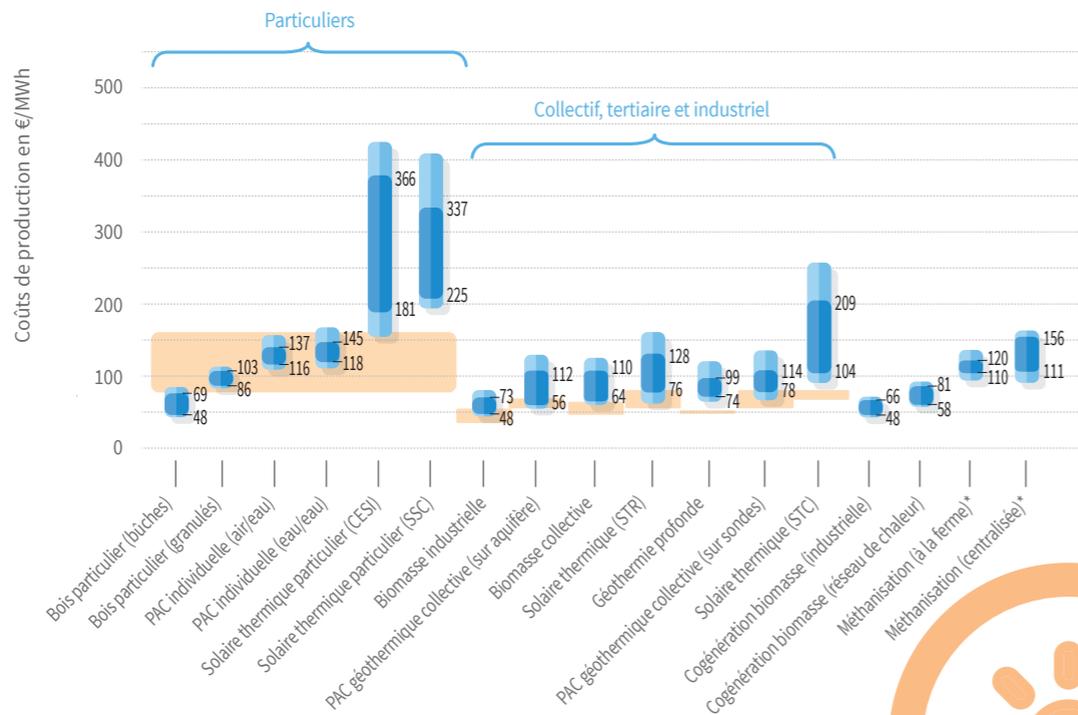
¹ Source : AIE, 2015, Projected cost of generating electricity.
² L'ensemble des hypothèses sur les coûts retenus pour les technologies conventionnelles figurent en annexe.
³ Les coûts de production des centrales géothermiques volcaniques sont dans la fourchette basse des coûts de production des centrales CCG mais leur potentiel est limité aux zones volcaniques (DOM, TOM).

À retenir pour la production de chaleur

> Chez les particuliers, les solutions bois reviennent moins chères (fourchette de 48 à 103 €/MWh, élargie à 47 et 108 €/MWh en incluant des conditions de financement les plus et les moins favorables) que leur concurrent conventionnel (gaz ou électricité⁴, respectivement 84 et 153 €/MWh). Les pompes à chaleur air/eau sont également relativement compétitives avec des coûts de revient situés entre 116 et 137 €/MWh. Cette compétitivité est toutefois en pratique masquée par deux barrières importantes (coût d'investissement initial élevé et contraintes d'usages pour le bois) qui justifient les soutiens publics facilitant le passage à l'acte.

> Pour les installations de taille plus importante alimentant des bâtiments collectifs, les industriels ou des réseaux de chaleur, les EnR (notamment bois avec 48-110 €/MWh et géothermie avec 74-99 €/MWh) sont légèrement plus chères que le gaz (actuellement particulièrement bas) et souffrent du niveau encore trop faible de la fiscalité carbone. Ces différences justifient le maintien d'un système de soutien (le Fonds Chaleur) pour atteindre les objectifs fixés par les Pouvoirs Publics. Les énergies renouvelables offrent également l'avantage de s'affranchir du risque de long terme sur l'évolution des cours du gaz.

Coûts complets de production en France pour la production de chaleur renouvelable



La bande orangée correspond, à titre d'illustration, au coût de production d'une filière conventionnelle de référence. Des détails sont donnés en annexe. La partie plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.

* Sont pris en compte l'ensemble des MWh valorisés (MWh thermiques et MWh électriques).
⁴ Pour l'électricité, on a considéré les convecteurs électriques.



Méthodologie

Le coût de production⁵ s'entend ici comme le coût complet du mégawatt-heure (MWh) produit⁶. Il reflète l'ensemble des coûts supportés par le développeur de projet, et peut donc varier d'un pays à l'autre.

■ Périmètre des coûts

Le coût de production concerne le cycle de production et prend en compte, d'une part, des coûts d'investissement, d'autre part, des coûts d'exploitation (combustibles consommés dans le cas du bois – bûches, granulés etc., fonctionnement, maintenance...). L'information sur les données publiques utilisées ne permet pas de savoir si les coûts de démantèlement de l'installation à la fin du cycle de vie sont intégrés pour toutes les filières.

Le coût de production prend en compte également les coûts de raccordement au réseau, à la différence des énergies conventionnelles et, le cas échéant, la quote-part du coût de renforcement du réseau qui incombe au développeur de projet. Sur ce sujet, les pratiques diffèrent selon les pays⁷.

Dans la mesure du possible, nous présentons des coûts d'investissement et d'exploitation toutes taxes comprises. Mais cela n'est pas le cas par exemple pour les filières suivies dans le cadre du Fonds Chaleur (solaire thermique, géothermie profonde pour production de chaleur, pompes à chaleur géothermiques collectives, biomasse collective et industrielle, méthanisation), ni pour les projets déployés sur des périmètres « internationaux » qui, de fait, font face à des fiscalités différentes.

Par contre, le coût de production ne tient pas compte des coûts engendrés par la recherche publique ou des externalités négatives que sont par exemple les émissions de gaz à effet de serre lors de la construction des matériels d'équipement. Les externalités positives que sont par exemple les émissions de gaz à effet de

serre évitées ne sont pas non plus prises en compte. Les coûts liés à la variabilité des énergies renouvelables pour le système électrique ne sont pas évalués ni pris en compte ici. Pour le moment, ces coûts (qui sont surtout des coûts de régulation de fréquence) sont assumés par les consommateurs dans le contexte des coûts de réseau et ne sont pas attribués au développeur de projet.

■ Autres paramètres

Le coût de production est calculé sur une durée de fonctionnement en pleine puissance hors appoint⁸ (électrique par exemple quand il s'agit des pompes à chaleur). Cette durée de fonctionnement pleine puissance de l'équipement EnR dépend de la qualité de la ressource renouvelable au site de production.

Le coût ainsi calculé varie en fonction de la durée de vie économique des installations et du taux d'actualisation choisi. Pour les EnR utilisant une source d'énergie conventionnelle pour leur fonctionnement (pompes à chaleur), il a été fait le choix de ne prendre en compte aucune hypothèse d'évolution de prix de l'électricité consommée sur la durée de vie de l'installation.

Le taux d'actualisation est le coût d'opportunité du capital investi, c'est-à-dire le rendement qu'il serait possible d'obtenir en investissant ailleurs le même capital. Ce taux intègre une prime de risque lié au projet, qui traduit sa probabilité d'échec. A priori le risque est différent selon les filières, notamment du fait de leur maturité, et le taux d'actualisation devrait donc être différent selon les filières. Par exemple, nous obtenons un taux d'actualisation

⁵ Cf. Annexe 1 pour la méthodologie.

⁶ Il peut donc s'agir de MWh électrique (MWh_e) ou de MWh de chaleur (MWh_{th}), i.e. de MWh utile.

⁷ Nous invitons donc le lecteur à une certaine prudence en cas de comparaison de ces chiffres avec des références étrangères.

⁸ Les plages de fonctionnement des équipements sont ajustées dans les tableaux ci-dessous pour en tenir compte.

⁹ Ce taux est en cohérence avec les taux de l'ordre de 12%, 12,6% et 14,5% rapportés dans la littérature (cf. IRENA « Renewable energy technologies : cost analysis series - Wind Power », juin 2012 et Rapport de Mott McDonald, « Cost of low-carbon generation technologies », mai 2011).

autour de 13%⁹ pour retrouver le coût de production moyen résultant des appels d'offre de la CRE pour l'éolien offshore sur la base des données européennes. Les investisseurs allemands retiennent quant à eux un taux de 9% pour cette technologie, qui est relativement moins risquée en Allemagne qu'en France.

Cependant, nous n'avons pas calculé le taux d'actualisation de chaque filière et nous avons plutôt retenu un taux représentatif du secteur énergétique. Une comparaison entre technologies sur la base d'un même taux d'actualisation peut donc s'avérer artificielle¹⁰.

Nous avons pris en compte quatre taux d'actualisation de référence¹¹ (3%, 5%, 8% et 10%) pour l'ensemble des filières énergies renouvelables citées. Pour les technologies les plus matures, le taux d'actualisation de 10% n'a pas été pris en compte dans les graphiques ; pour les moins matures, c'est le taux d'actualisation à 3% qui n'a pas été pris en compte, par souci de cohérence. Le calcul du coût de production est très sensible au taux d'actualisation retenu. La CRE¹² a retenu, pour certaines EnR électriques, « [L]'hypothèse centrale de 8% pour le calcul du coût de production avant impôts [qui] est représentative du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de référence, de l'ordre de 5% après impôts, retenu pour les analyses de rentabilité menées par la CRE dans le cadre de ses avis tarifaires ».

■ **Courbe d'expérience et maturité des technologies**

Les différentes filières EnR n'ont pas toutes la même maturité technique, ni la même maturité économique

en conséquence de déploiements industriels très inégaux aux niveaux national, européen ou mondial. Si toutes les filières sont dans un processus d'amélioration continue, on comprend aisément que la comparaison des LCOE d'une filière très mature (par exemple production de chaleur par bois énergie) avec des filières encore à l'état de démonstrateur (par exemple les énergies marines) n'est pas adéquate.

Pour expliquer la courbe d'expérience, utile pour anticiper la trajectoire d'évolution des coûts des technologies, nous reprenons la citation suivante de M. Glachant et Y. Ménière (2014)¹³, qui si elle s'applique à la filière photovoltaïque est généralisable à toutes les filières.

« Rappelons [...] le principe d'une courbe d'expérience : elle décrit l'évolution du prix ou du coût d'une technologie – ici [par exemple] le prix d'un panneau photovoltaïque - en fonction de l'expérience le plus souvent mesurée par la production cumulée de panneaux. Cette courbe est quasiment toujours décroissante sous l'effet d'apprentissages incrémentaux dans la filière de production. Elle fournit un modèle simple permettant d'expliquer l'évolution au cours du temps du coût d'une technologie. Elle permet également des prédictions sur son évolution future. Alors que les courbes d'apprentissage se limitaient à l'expérience comme seule variable explicative, des courbes dites « multi-facteurs » ont depuis été développées pour y inclure des variables telles l'échelle de production, le prix de certains intrants, la R&D, etc. ». Ces courbes « multi-facteurs »¹⁴ sont les courbes d'expériences propres à chaque technologie.

Pour cette raison, cette note présente, dans le cas des filières les moins matures, à la fois les coûts actuels et les coûts prospectifs. En effet, pour ces filières qui ne sont pas encore à un stade de développement industriel, il n'est pas pertinent de parler de niveau de coût mais plutôt de trajectoire d'apprentissage pour que ces technologies deviennent concurrentielles à terme. Cette baisse de coût sera possible notamment grâce aux innovations, à l'apprentissage sur toute la durée de vie du projet (installation, maintenance) mais aussi grâce à un effet volume sur de futurs parcs de taille commerciale qui devraient permettre de viser des coûts de production beaucoup plus faibles.

Les travaux de prospective approximent ces courbes d'expérience, comme c'est le cas pour les EnR électriques dans l'étude ADEME – Artelys / Armines-Persée / Énergies demain (2015)¹⁵. Nous présentons par filière les coûts de production, sauf pour l'hydroélectricité. Nous présentons des plages de variation des coûts de production en fonction des coûts d'investissement et d'exploitation, de la ressource du site et du productible et des taux d'actualisation envisagés.



¹⁰ Pour rappel, dans l'étude ADEME - I Care / ECube / In Numeri (octobre 2015), les taux d'actualisation réels sont égaux à 5,46% pour le secteur résidentiel, 5,2% pour le secteur industriel et tertiaire et 5,34% pour les Utilities.

¹¹ Le taux de 5% est le taux de base retenu par l'ADEME dans le cadre du Fonds Chaleur, taux auquel s'ajoute éventuellement une prime de risque. Ce taux est environ celui retenu par la Commission de Régulation de l'Énergie dans ses avis sur les tarifs d'achat en 2011. La Direction Générale de l'Énergie et du Climat a publié en 2008 la « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique » en prenant un taux de 8%. L'AIE, comme l'IRENA, utilisent les taux de 3% et de 10%.

¹² CRE, « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque », avril 2014.

¹³ M. Glachant et Y. Ménière (2014), « Une évolution des déterminants économiques, techniques et politiques de l'évolution du prix des panneaux photovoltaïques », rapport du Conseil Français de l'Énergie, 2014.

¹⁴ Ainsi la prise en compte des prix de l'acier, tout comme la tension sur la fourniture des machines, explique l'augmentation des coûts de l'éolien terrestre entre 2005 et 2008 (cf. P.Hearps et al., « Renewable Energy Technology Cost Review », mai 2011 et M. Junginger et al. « Global experience curves for wind farms », Energy Policy 33(2), pp.133-150, 2005).

¹⁵ « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 », octobre 2015

Coûts de production d'électricité

L'éolien

En France, la capacité éolienne terrestre installée a dépassé les 11 GW fin 2016¹⁶. La capacité éolienne terrestre installée au niveau mondial était de 405 GW fin 2015, dont environ 129 GW de capacité installée en Chine, 74 GW aux Etats-Unis et 41 GW en Allemagne¹⁷.

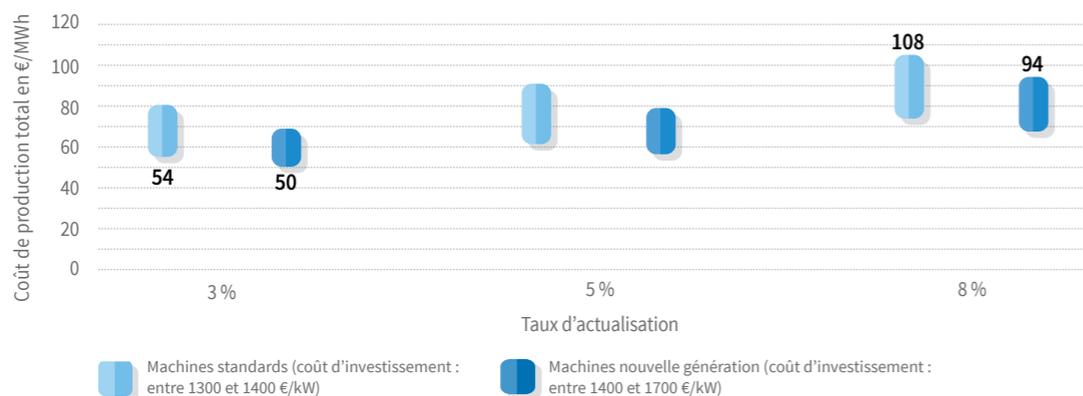
L'exploitation de l'énergie éolienne terrestre a commencé sur les sites présentant des vitesses de vent importantes. L'éolienne standard présente une puissance nominale de 2,3 MW et un mât de hauteur 80 à 90 m. Depuis 2011, des machines dites de nouvelle génération, aussi appelées éoliennes toilées, sont proposées avec un plus grand diamètre de rotor pour une puissance nominale équivalente, et un mât plus haut (typiquement 100 à 110 m). Ces éoliennes toilées présentent une productivité améliorée, c'est-à-dire une production annuelle plus importante que les machines standard de même puissance, permettant d'exploiter des sites à vitesse moyenne de vent plus faibles. La filière éolienne terrestre est dans une phase de croissance en France et dans le monde et des gisements très importants sont encore inexploités, les éoliennes

toilées augmentant considérablement le nombre de sites exploitables.

Les objectifs de développement de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) en termes de capacité installée sont compris entre 21,8 GW et 26 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prévoyait en 2016 une capacité installée de 691 GW pour 2020¹⁹ soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière éolienne d'environ 11 % par an de 2015 à 2020.

> En France, le coût total de production de l'éolien terrestre est estimé entre 54 €/MWh et 108 €/MWh pour les machines standard, et entre 50 €/MWh et 94 €/MWh pour les éoliennes plus toilées. Pour chacune des technologies, la plage de variation reflète une variabilité des coûts d'investissement, de la ressource du site et du productible, suivant différentes hypothèses de taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production de l'éolien terrestre en France



¹⁶ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, Tableau de bord : éolien, RTE, Aperçu mensuel sur l'énergie.

¹⁷ IRENA (2016), Renewable Energy Statistics 2016, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

¹⁸ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

¹⁹ Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2016 : Powering a changing world.

Le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets et notamment sur la conception des rotors et leur contrôle. Avec le développement de la filière, l'optimisation logistique et la mise en œuvre des innovations, les coûts de production électrique des machines standards devraient baisser d'environ 10 à 15% à l'horizon 2025²⁰.

Bien que nécessitant un investissement plus élevé que les machines standard et étant installée dans des zones moins ventées, les éoliennes de nouvelle génération conduisent à un coût de l'électricité inférieur grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge ou temps de fonctionnement annuel à pleine puissance).

L'évolution du parc terrestre français devrait voir à la fois l'installation de machines standard et de nouvelle génération, en fonction de la ressource en vent et des contraintes d'aménagement de l'espace (en particulier la hauteur des éoliennes).

NB : les coûts de production des tableaux ne sont pas directement comparables avec le tarif d'achat historique ; celui-ci correspond à un contrat d'achat souscrit pour 15 ans, le tarif ayant été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce système est en cours de révision pour passer au complément de rémunération.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2017	
Variante technologique	Machines «standard»	Nouvelle génération
Puissance installée (MW)	2,3	2
Durée de fonctionnement (années)	20	
Vitesse moyenne de vent au moyeu (m/s)	7 - 8,5	6 - 7,5
Temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (h)	1800 - 2400	2400 - 2700
Coûts		
Investissement (€/kW)	1300 - 1400	1400 - 1700
dont coût de raccordement (k€)	100	
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	0 - 69,8	
Exploitation fixe (€/kW/an)	42 - 52	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3%	50 - 69
	5%	57 - 79
	8%	68 - 94
	10%	(76 - 105)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* RPT pour Réseau Public de Transport.

** RPD pour Réseau Public de Distribution.

²⁰ ADEME (en cours), étude technico-économique filière éolienne française : bilan, perspectives et stratégie.

L'éolien en mer

En France, les premiers parcs éoliens en mer devraient être mis en opération à partir de 2020 pour un total de 3 GW (1,5 GW en 2020 et 1,5 GW en 2022). La capacité éolienne en mer installée au niveau mondial était de 12 GW fin 2015¹⁹, principalement en Europe (Royaume-Uni, Allemagne et Danemark).

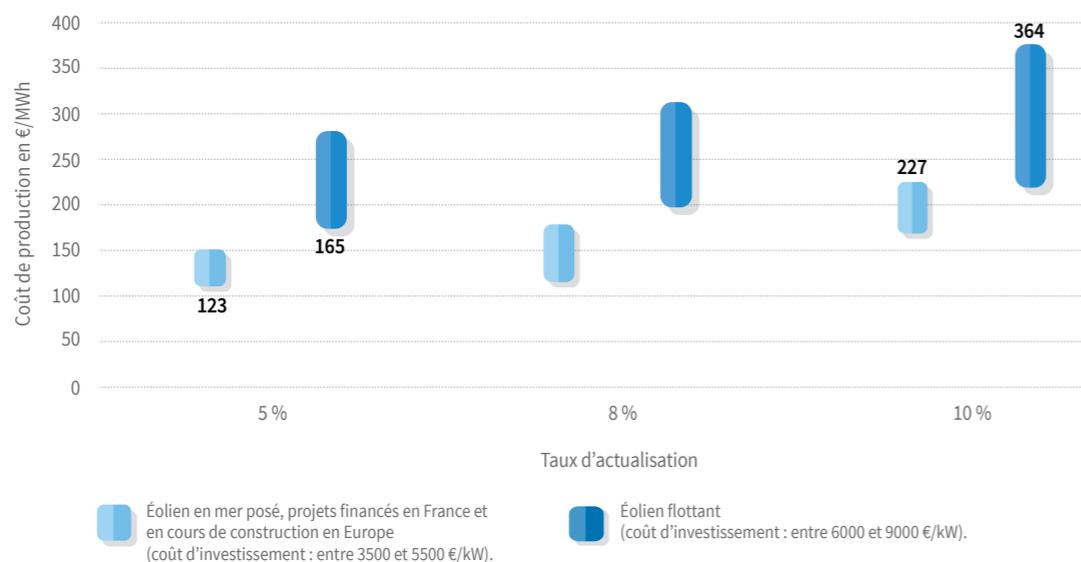
L'exploitation de l'énergie éolienne en mer a commencé avec des turbines posées sur les fonds marins (éolien posé) et continue à se développer avec des turbines montées sur des flotteurs (éolien flottant) qui faciliteront leur installation plus loin des côtes, indépendamment des conditions de sol et à des profondeurs plus élevées. L'éolien en mer présente l'intérêt de profiter de régimes de vents plus forts et réguliers que l'éolien terrestre, et l'éloignement des côtes diminue les conflits d'usage. Cette filière est dans une phase de forte croissance dans le monde et des gisements très importants sont encore inexploités notamment dans les principaux pays

développés où la demande en électricité est élevée (Europe, États-Unis, Chine, Japon).

En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 3 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 39 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière éolienne en mer d'environ 27 % par an sur la période 2015-2020.

> En France, le coût total de production de l'éolien en mer est estimé entre 123 €/MWh et 227 €/MWh pour l'éolien posé, et entre 165 €/MWh et 364 €/MWh pour l'éolien flottant. Pour chacune des technologies, la plage de variation reflète une variabilité des coûts d'investissement, de la ressource du site et du productible, suivant différentes hypothèses de taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production de l'éolien en mer en France et en Europe



Caractéristiques techniques							
Périmètre	Europe			France	France		
Type	Posé				Flottant		
Terme	2014 - 2015	2016 - 2018	2019+		2009-2015	2020+	2030+
Statut des projets	Projets mis en service	Projets en cours de construction	Projets financés		Projets mis en service	Projets en développement	Prospective
Maturité	Commercialisation				Démonstration	Fermes pilotes	Commercialisation
Puissance unitaire installée (MW)	3,8	4,7	7,4	6,9	2,2	6 - 8	8 - 10
Puissance moyenne du parc installée (MW)	200	400	500		2 - 2,3	24	500
Durée de fonctionnement (années)	20				20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	3500	3285	3500	3100	4000	3500	
Coûts							
Investissement (€/kW)	4100	4300	3900	3500 - 5500	11300	6000 - 9000	3500 - 4500
dont raccordement (€/kW)	600			400	nc.	800 - 1400	600
Exploitation fixe (€/kW/an)	168	150	140	150	nc. (calculs faits pour 400)	180 - 400	100 - 150
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation							
3 %	(127)	(134)	(122)	(110 - 148)	(374)	(146 - 251)	(96 - 129)
5 %	142	151	138	123 - 169	422	165 - 281	109 - 146
8 %	167	179	164	145 - 203	500	198 - 329	130 - 174
10 %	186	199	182	160 - 227	557	221 - 364	146 - 194

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts devraient baisser d'environ 35 % à l'horizon 2025²¹.

Pour l'éolien posé, sur la zone Europe, les CAPEX (coûts d'investissement) sont les valeurs moyennes annoncées par les porteurs de projet (CAPEX réel). Sur la zone France, les données viennent des projets lauréats des deux appels d'offres (CAPEX prévisionnel).

Pour l'éolien posé, les prix de vente assez élevés constatés sur les premiers appels d'offre français reflètent la prise de risque importante des porteurs de projets. Les premiers projets français ont rencontré des risques supplémentaires par rapport aux ouvrages déjà réalisés ailleurs en Europe (risque sur la connaissance des sols et des gisements, risque lié à la lisibilité, la visibilité et la stabilité de la politique d'industrialisation de la filière en France...). L'application aux données de coûts d'un taux d'actualisation plus élevé pour couvrir ces risques,

une fois calculé de l'ordre de 13 %, montre que la fourchette haute des coûts est alors en phase avec ce qui a été constaté lors du premier appel d'offres de la CRE²².

Pour l'éolien flottant, trois types de projets ont été identifiés :

- les démonstrateurs unitaires mis en service en Europe (CAPEX réel). Il faut noter que ces démonstrateurs sont des prototypes et ne sont pas des systèmes déployés en phase commerciale. Nous avons choisi d'exclure les démonstrateurs japonais car il est difficile d'identifier les postes de coûts à l'origine des surcoûts constatés par rapport aux démonstrateurs européens ;
 - les fermes pilotes en France (CAPEX prévisionnel des projets en développement) ;
 - les fermes commerciales en France : c'est une prospective des coûts des projets à l'horizon 2030 (CAPEX prévisionnel).
- Les OPEX ont été fixés à des valeurs issues d'une synthèse de différentes études.

²¹ IRENA (2016), *The Power to Change, Solar and wind cost reduction potential to 2025*.

²² Coûts constatés dans la politique publique en faveur du développement des énergies éoliennes, solaires et biomasse, La Cour des Comptes, 5 décembre 2012.

L'hydrolien marin

Il n'existe aujourd'hui à l'échelle mondiale que des démonstrateurs unitaires hydroliens marins. En France, un démonstrateur est en phase de test à Paimpol-Bréhat et un autre au large de l'île Ouessant.

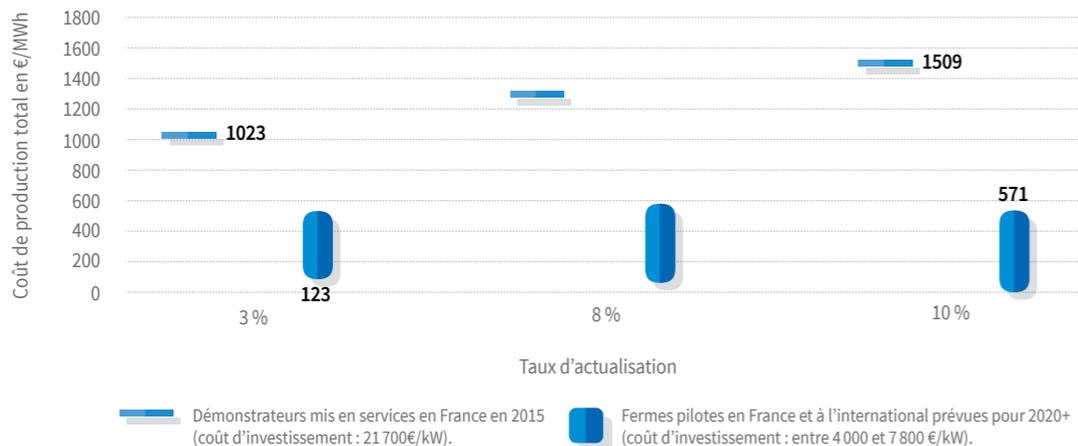
La filière est dans une phase de croissance en France et dans le monde et des gisements importants sont encore inexploités dans des zones bien localisées principalement au Raz Blanchard en France, dans le Pentland Firth en Écosse, et dans la baie de Fundy au Canada. Des gisements plus diffus mais plus nombreux existent également en milieux insulaires, en Indonésie notamment.

> En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 100 MW

pour l'ensemble des énergies marines à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, l'IRENA prévoyait en 2014 une capacité installée de 200 MW d'hydrolien marin à horizon 2020²³.

D'après les appels à projets en France et à l'international, le coût total de production de l'hydrolien marin est estimé entre 123 €/MWh et 571 €/MWh. Le productible considéré pour l'étude est donc fixe et la plage de variation s'explique principalement par le taux d'actualisation considéré. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction du taux d'actualisation, pour les démonstrateurs mis en service en 2015 et les fermes pilotes prévues en France et à l'international pour 2020 (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-contre).

Coûts de production de l'hydrolien marin en France et à l'international



La filière de l'hydrolien marin se situe aujourd'hui entre la phase de R&D et la phase pré-commerciale. Le potentiel de réduction des coûts est donc très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets.

²³ IRENA (2014), Tidal energy: Technology brief.

Hypothèses

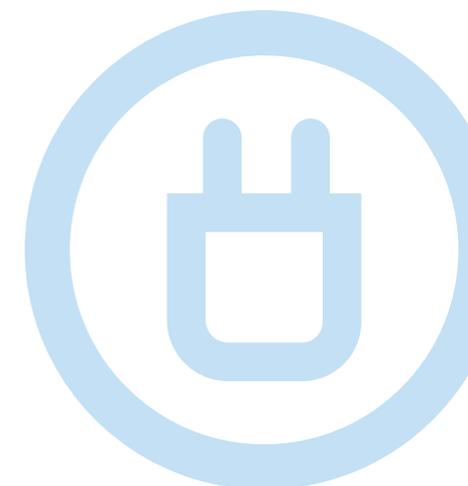
Résultats

Caractéristiques techniques					
Périmètre	International			France	
	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	2015	2020
Terme	Projets mis en service / projets financés	Prospective	Prospective	Projets mis en service	Projets financés
Maturité	Démonstrateurs - Fermes pilotes		Fermes commerciales	Démonstrateurs	Fermes pilotes
Puissance unitaire (MW)	0,3 - 10	0,5 - 30	90 - 400	0,5	1,8
Durée de fonctionnement (années)	25				
Temps de fonctionnement annuel	nc. (calculs faits pour 3370)	3370	3285	nc. (calculs faits pour 1750)	1750 - 2250
Coûts					
Investissement (€/kW)	5000 - 13000	4000 - 7800	3000 - 5000	21700	6800
dont raccordement (€/kW)	700 - 2000	600 - 1200	400 - 800	9400	1200
Exploitation fixe (€/kW/an)	140 - 1040	130 - 475	80 - 360	nc. (calculs faits pour 250)	250
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation					
3%	(127 - 530)	(107 - 274)	(77 - 197)	(855)	(285 - 366)
5%	147 - 582	123 - 305	89 - 218	1023	326 - 419
8%	181 - 670	150 - 358	110 - 252	1304	394 - 507
10%	205 - 734	169 - 396	125 - 277	1509	444 - 571

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les données présentées dans ce tableau sont à considérer avec prudence compte tenu du caractère amont des technologies hydroliennes marines,

du faible retour d'expérience des démonstrateurs actuellement testés, et du potentiel de réduction des coûts en phase d'industrialisation.



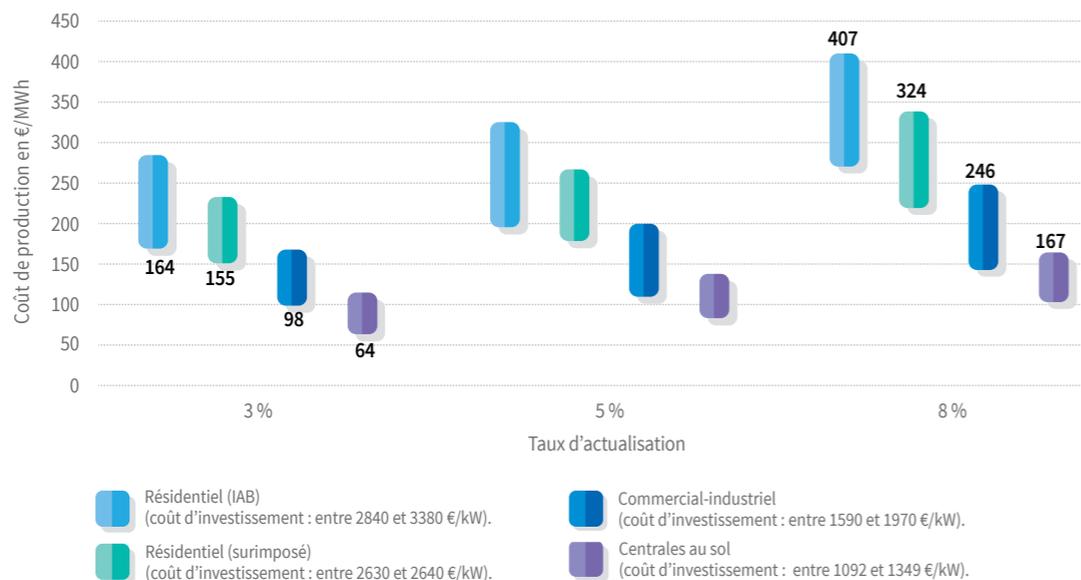
Le photovoltaïque

En France, la capacité photovoltaïque installée a dépassé les 7 GW à la fin juin 2016. La capacité photovoltaïque installée au niveau mondial était de 252 GW fin 2015¹⁹, dont environ 43 GW de capacité installée en Chine, et plus de 96 GW en Europe (dont environ 40 GW en Allemagne)¹⁷.

Portée par des gisements non exploités conséquents, des soutiens politiques et des choix industriels forts, cette filière est en pleine croissance à l'échelle mondiale. En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont compris entre 18,2 GW et 20,2 GW à l'horizon 2023¹⁸. À l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 579 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière photovoltaïque d'environ 21 % par an sur la période 2015-2020.

> **En France, le coût total de production du photovoltaïque (technologie silicium) des centrales au sol est estimé entre 64 €/MWh et 167 €/MWh**, le coût total de production en toiture pour le résidentiel est estimé entre 164 €/MWh et 407 €/MWh pour les installations intégrées au bâtiment (IAB) et entre 155 €/MWh et 324 €/MWh pour les installations surimposées, et le coût total de production en toiture pour les secteurs commercial et industriel est estimé entre 98 €/MWh et 246 €/MWh. Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée, la ressource du site et le productible au nord et au sud de la France, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production du photovoltaïque en France



²⁴ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (août 2016), tableau de bord : solaire photovoltaïque, deuxième trimestre 2016.

Caractéristiques techniques						
Périmètre	France Nord					
Segment	Résidentiel		Commercial - Industriel		Centrales au sol	
Puissance unitaire installée (kWc)	0 - 3		36 - 100		> 250	
Pose	IAB	Surimposé	ISB	Surimposé	sans tracker	avec tracker
Terme	2015					
Durée de fonctionnement (années)	25					
Productivité (kWh/kWc)	950				1045	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2840 - 3380	2630 - 2640	1660 - 1970	1590 - 1600	1092 - 1349	1324
dont coût de raccordement selon la configuration (€)	forfaitaire : 1500 - 3000		sur devis			
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	-				0 - 69,85	
Exploitation fixe (€/kW/an)	66,2 - 70		46,32 - 49,2		26,2 - 32,4	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3%	241 - 278	229 - 233	149 - 171	145 - 149	100 - 116	105 - 108
5%	282 - 326	266 - 271	173 - 199	168 - 171	116 - 135	122 - 125
8%	350 - 407	329 - 334	212 - 246	206 - 210	142 - 167	151 - 154
10%	(399 - 466)	(375 - 380)	(241 - 280)	(233 - 237)	(161 - 191)	(172 - 175)

Caractéristiques techniques						
Périmètre	France Sud					
Segment	Résidentiel		Commercial - Industriel		Centrales au sol	
Puissance unitaire installée (kWc)	0 - 3		36 - 100		> 250	
Pose	IAB	Surimposé	ISB	Surimposé	sans tracker	avec tracker
Terme	2015					
Durée de fonctionnement (années)	25					
Productivité (kWh/kWc)	1400				1540	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2840 - 3380	2630 - 2640	1660 - 1970	1590 - 1600	1092 - 1349	1324
dont coût de raccordement selon la configuration (€)	forfaitaire : 1500 - 3000		sur devis			
dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	-				0 - 69,85	
Exploitation fixe (€/kW/an)	66,2 - 70		46,32 - 49,2		26,2 - 32,4	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3%	164 - 189	155 - 158	101 - 116	98 - 101	64 - 78	71 - 74
5%	191 - 221	181 - 184	117 - 135	114 - 116	74 - 92	83 - 85
8%	237 - 276	223 - 227	144 - 167	139 - 142	92 - 113	102 - 105
10%	(271 - 316)	(254 - 258)	(164 - 190)	(158 - 161)	(105 - 129)	(116 - 119)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les coûts d'investissements dans les centrales au sol photovoltaïques ont été divisés par 6 entre 2007 et 2014. Cette baisse est principalement due à la baisse du coût de production des modules.

de production des équipements et l'augmentation des rendements des modules²⁵.

Le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts devraient continuer à baisser d'environ 35 % à l'horizon 2025 grâce, notamment, à l'amélioration des processus

Le bas de la fourchette des CAPEX d'une installation PV intégrée au bâtiment (IAB) correspond aux bâtiments neufs et plus particulièrement aux grandes toitures commerciales et industrielles, où l'IAB présente des coûts similaires à une installation PV surimposée, en raison du coût évité des éléments de couverture conventionnels remplacés par les modules.

* RPT pour Réseau Public de Transport.
 ** RPD pour Réseau Public de Distribution.

²⁵ ADEME (2015), étude technico-économique filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie.

Le solaire thermodynamique

En France, il n'y a pas de centrales solaires thermodynamiques, à l'exception de démonstrateurs ayant pour objet la constitution d'une vitrine pour l'exportation de technologies (exemples avec les projets tests de grand four solaire d'Odeillo (1969) et la centrale Themis (1983)). La capacité solaire thermodynamique installée au niveau mondial était de 6 GW fin 2015¹⁹.

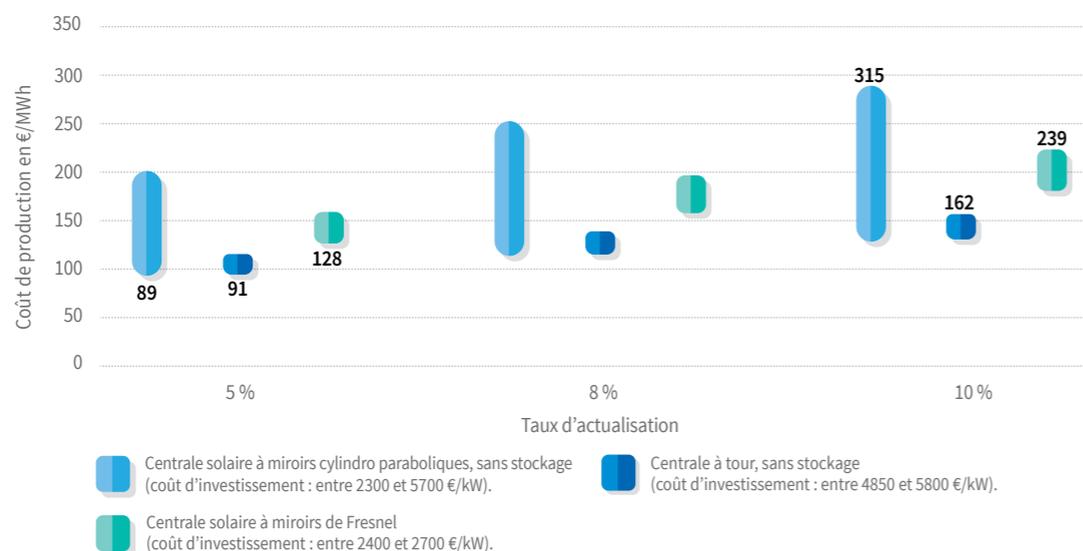
La filière thermodynamique produit de l'électricité en concentrant le rayonnement solaire à l'aide de miroirs ou de réflecteurs, permettant de chauffer un fluide caloporteur. Les centrales à miroirs cylindro-paraboliques, concentrent le flux solaire sur des tubes récepteurs horizontaux. Les centrales à tour sont entourées d'un champ d'héliostats (suivant la course du soleil) qui concentrent les rayons au sommet d'une tour fixe. Quant aux centrales à miroirs de Fresnel, elles utilisent des miroirs plans pour concentrer le flux solaire sur un tube, récepteur fixe.

Cette filière est dans une phase de croissance relative à l'international car le solaire thermodynamique nécessite d'avoir un fort ensoleillement direct, une surface au sol importante, et souffre de la concurrence

du photovoltaïque dont les coûts ont fortement baissé ces dernières années.

> **En France, faute d'un ensoleillement direct suffisamment important toute l'année²⁷, il n'y a pas d'objectif de développement fixé par la PPE.** Néanmoins, la mise en service d'une nouvelle centrale à concentration (eLlo) est prévue fin 2017 pour une puissance totale installée de 9 MW²⁸. A l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 13 GW pour 2020¹⁹ soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière solaire thermodynamique d'environ 17% par an de 2015 à 2020. **À l'international, le coût total de production du solaire thermodynamique est estimé entre 89 €/MWh et 315 €/MWh.** Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée – centrale solaire à miroirs cylindro-paraboliques, à tour ou à miroirs de Fresnel – et leur coût d'investissement, le contexte local (le pays, la ressource du site et le productible), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production du solaire thermodynamique à l'international



²⁷ Observ'ER (2015), le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France, filière solaire thermodynamique.

²⁸ SunCNIM (2015), la première centrale solaire commerciale en France : ELLO.

Le solaire thermodynamique est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière, les coûts d'investissement devraient baisser d'environ 20 à 45% à l'horizon 2025²⁹, notamment grâce à la baisse des coûts de fabrication des miroirs et à l'amélioration des performances techniques des centrales.

Comme illustré dans le tableau précédent, l'intérêt de cette technologie est de pouvoir intégrer facilement un stockage de chaleur (en amont de la production d'électricité) et ainsi de pouvoir produire de l'électricité en dehors des périodes d'ensoleillement à partir de cette chaleur stockée. Cela permet ainsi de concurrencer des systèmes photovoltaïques avec stockage électrochimique d'électricité, le stockage de chaleur étant plus simple et robuste.

Caractéristiques techniques						
Périmètre	International					
Terme	2014					
Type	Centrale solaire à miroirs cylindro paraboliques		Centrale à tour		Centrale solaire à miroirs de Fresnel	
	Pas de stockage	3 à 9 heures de stockage	0 à 7,5 heures de stockage	12 à 15 heures de stockage	Pas de stockage	
Puissance (MW)	10 - 300		10 - 380		30 - 125	
Durée de fonctionnement (années)	25		25		25	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	2200	3850	3050	5800	2250	
Coûts						
Investissement (€/kW)	2300 - 5700	5500 - 9000	4850 - 5800	6900 - 10000	2400 - 2700	
Exploitation variable (€/MWh)	15 - 30		15 - 30		15 - 30	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
	3 %	(75 - 179)	(97 - 164)	(106 - 139)	(83 - 129)	(76 - 99)
	5 %	89 - 214	116 - 196	128 - 165	99 - 152	91 - 115
	8 %	113 - 273	149 - 249	164 - 208	126 - 192	115 - 142
	10 %	130 - 315	172 - 288	190 - 239	146 - 220	133 - 162

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

²⁹ IRENA (2015), Renewable Power Generation Costs in 2014.

La géothermie

En France, la capacité de la filière géothermie pour la production d'électricité installée est de 17 MW à la fin 2015³⁰. La capacité géothermique installée au niveau mondial était de 12,6 GW fin 2015³¹ dont environ 3 GW en Amérique du Nord et 3 GW aux Philippines et en Indonésie.

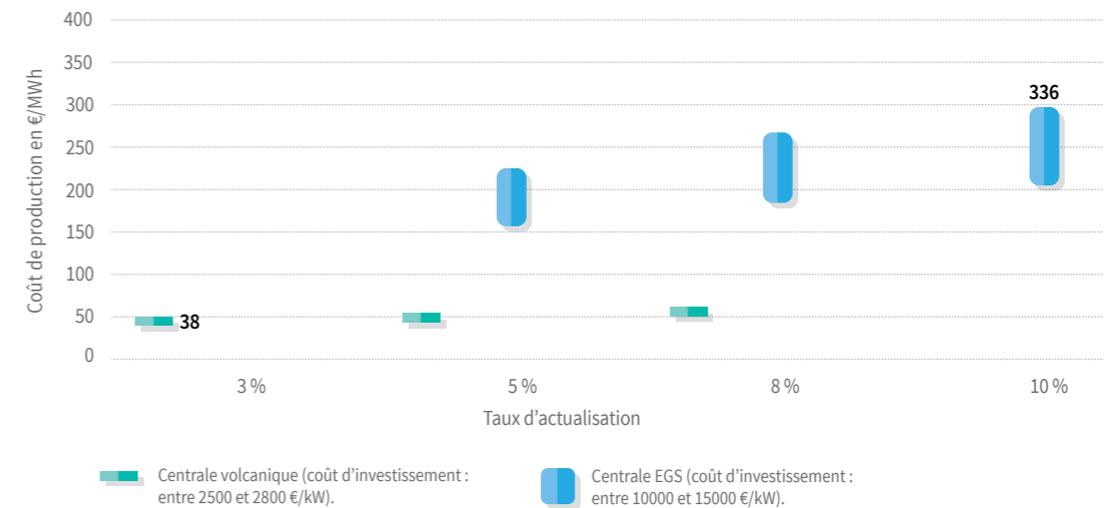
Il existe deux types de géothermie : la géothermie volcanique – la plus répandue, qui valorise directement la chaleur géothermale pour produire de l'électricité – et la géothermie EGS (Enhanced Geothermal System ou Systèmes Géothermiques Stimulés en français), filière émergente qui, du fait de températures moins élevées, nécessite le passage par un fluide intermédiaire (technologie ORC³²).

Les gisements à l'échelle mondiale sont localisés principalement dans les zones volcaniques ou tectoniquement actives. Le potentiel de croissance se situe principalement en Amérique Latine, en Afrique de l'est et en Asie du sud-est. En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de capacité installée sont de 53 MW à l'horizon 2023¹⁸, principalement dans les DOM (Martinique et Guadeloupe) pour la géothermie volcanique et en métropole pour la géothermie EGS.

A l'échelle mondiale, BNEF prévoyait en 2016 une capacité installée de 21,5 GW pour 2020¹⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière géothermique d'environ 10 % par an sur la période 2015 à 2020.

> Le prix de production de l'électricité géothermique conventionnelle, c'est-à-dire de type volcanique, se situe au plan international entre 38 €/MWh et 62 €/MWh pour des centrales standard de 20 à 50 MW d'accès relativement facile. En France, le coût de production de l'électricité de la centrale de Bouillante en Guadeloupe, seule unité en fonctionnement de type volcanique sur le territoire national, se situe plutôt aux alentours de 100 €/MWh ; soit un coût plus élevé que les coûts standard en raison de sa taille (10 MW) et du fait de l'insularité. Pour la géothermie EGS, le coût de production de l'électricité pour des installations type comme celles qui seront bientôt réalisées en France, varie de 173 €/MWh à 336 €/MWh. La plage de variation s'explique par l'accessibilité de la ressource (profondeur de forage et température de la ressource) et le coût d'investissement (notamment la technologie de conversion thermoélectrique ORC plus chère que cycle vapeur), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-contre*).

Coûts de production de la géothermie à l'international



Le potentiel d'innovation existe sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets, principalement pour la géothermie EGS, filière émergente. Les coûts devraient

donc sensiblement baisser dans les prochaines années pour la géothermie EGS et rester relativement stables pour la géothermie volcanique.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	International	
Terme	2014	
Type	Centrale EGS	Centrale volcanique
Puissance (MW)	3 - 30	20 - 50
Durée de fonctionnement (années)	25	
Temps de fonctionnement annuel (h)	7000	
Coûts		
Investissement (€/kW)	10000 - 15000	2500 - 2800
Exploitation fixe (€/kW/an)	500-700	125 - 175
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	(153 - 223)	38 - 48
5 %	173 - 252	43 - 53
8 %	205 - 301	51 - 62
10 %	229 - 336	(57 - 69)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

³⁰ Observ'ER (2015), le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France.

³¹ Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report.

³² Désigne des centrales utilisant le principe du cycle de Rankine à fluide organique (Organic Rankine Cycle), qui permettent notamment de valoriser des ressources de moindre température ou dont le fluide a des caractéristiques spécifiques (comme un point d'ébullition inférieur à 100 °C par exemple).



Coûts de production pour la production de chaleur

> Chez le particulier

La biomasse

Première source d'énergie renouvelable consommée en France, le chauffage domestique au bois doit fortement contribuer aux objectifs climatiques et énergétiques du pays avec l'objectif, notamment, de porter à 9 millions le nombre de logements chauffés au bois d'ici 2020, à consommation constante, soit 7,4 Mtep. **En France, les objectifs de développement de la PPE sont compris entre 13 Mtep et 14 Mtep à l'horizon 2023 pour l'ensemble des secteurs (particuliers, collectif, tertiaire et industrie)**¹⁸.

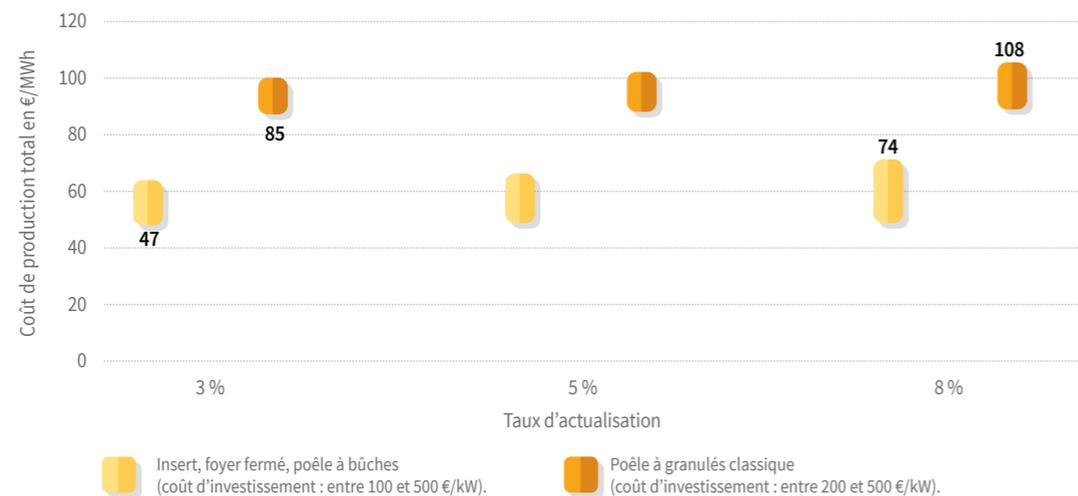
Le bois est un mode de chauffage qui séduit de plus en plus de particuliers : 7,4 millions de ménages français se chauffent aujourd'hui au bois, contre 5,9 millions en 1999. La consommation en bois bûches est, quant à elle, restée stable, grâce notamment à l'amélioration des performances énergétiques des appareils mis sur le marché. Le parc domestique de chauffage au bois doit néanmoins poursuivre son

renouvellement, les appareils anciens (antérieurs à 2002) et les foyers ouverts, peu efficaces et polluants, étant encore très présents.

■ Appareils indépendants

> En France, le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec des appareils indépendants est estimé entre 47 €/MWh et 74 €/MWh pour les inserts, les foyers fermés et les poêles à bûches, et entre 85 €/MWh et 108 €/MWh pour les poêles à granulés classiques. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes des coûts d'exploitation et des coûts d'investissement (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-contre*).

> Coûts de production du chauffage au bois domestique (appareils indépendants) en France



Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2014	
Type	Appareils indépendants	
Puissance installée (MW) et type	Insert, foyer fermé, poêle à bûches 10 kW	Poêle à granulés classique 10 kW
Rendement	75 %	85 %
Durée de fonctionnement (années)	15	
Temps de fonctionnement annuel (h)	2250	
Coûts		
Investissement (€/kW)	100 - 500	200 - 500
Exploitation fixe (€/kW/an)	5 - 15	
Coût du combustible* (€/MWh)	41	75
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	47 - 66	85 - 100
5 %	48 - 69	86 - 103
8 %	48 - 74	88 - 108
10 %	(49 - 77)	(89 - 111)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

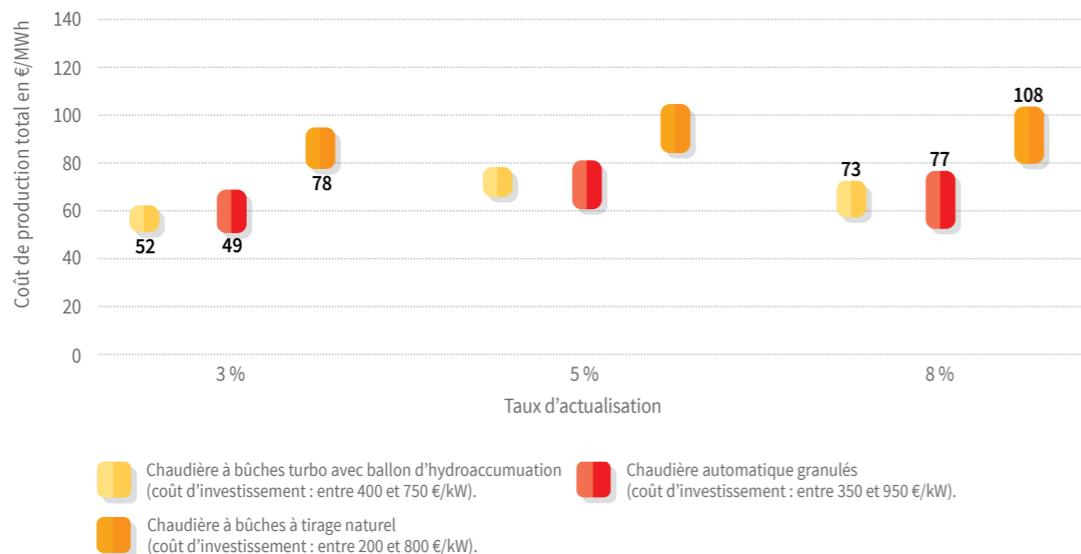
■ Chauffage central

> En France, le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec un chauffage central est estimé entre 49 €/MWh et 77 €/MWh pour les chaudières à bûches à tirage naturel, entre 52 €/MWh et 73 €/MWh pour les chaudières à bûches turbo avec ballon d'hydroaccumulation, et entre 78 €/MWh et 108 €/MWh pour les chaudières automatiques à granulés. Cette plage de variation

s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes des coûts d'exploitation et des coûts d'investissement (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après*).

* Correspond au coût de la chaleur en sortie « appareil indépendant », c'est-à-dire : bûche de 33 cm et granulés en sac / rendement appareil intégré.

Coûts de production du chauffage au bois domestique (chauffage central) en France



Caractéristiques techniques			
Périmètre	France		
Terme	2014		
Type	Appareils de chauffage central		
Puissance installée (MW) et type	Chaudière à bûches turbo avec ballon d'hydroaccumulation	Chaudière à bûches à tirage naturel 20 kW	Chaudière automatique granulés 20 kW
Rendement	85 %	80 %	90 %
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel (h)	2600		
Coûts			
Investissement (€/kW)	400 - 750	200 - 800	350 - 950
Exploitation fixe (€/kW/an)	15 - 20		
Coût du combustible* (€/MWh)	36	38	63
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
3 %	52 - 63	49 - 66	78 - 95
5 %	54 - 67	50 - 70	80 - 100
8 %	57 - 73	52 - 77	82 - 108
10 %	(60 - 78)	(53 - 82)	(85 - 114)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* Bûche de 50 cm et granulés en vrac / rendement chaudière intégré.

Le solaire thermique individuel

En France, la superficie de capteurs solaires thermiques installée a dépassé les 2,9 millions de mètres carrés en 2015, pour une production estimée à 159 ktep³³ (la superficie installée au niveau mondial était de 622 millions de mètres carrés³⁴ pour une production de 29 Mtep³⁵ en 2015).

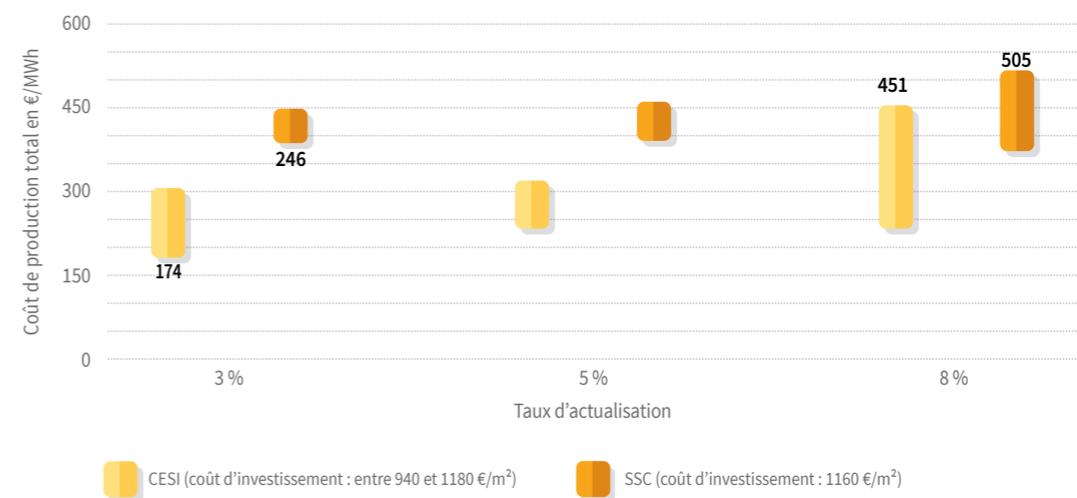
Cette filière est dans une phase de croissance en Europe et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités.

En France, les objectifs de développement de la PPE sont compris entre 270 ktep et 400 ktep à l'horizon 2023 (entre 90 ktep et 120 ktep pour le solaire thermique individuel, et entre 180 ktep et 380 ktep pour le solaire thermique collectif, tertiaire et industriel)³⁸. A l'échelle européenne, l'ESTIF prévoyait en 2015 une capacité installée de 97 millions de mètres carrés pour 2020 (contre 47 millions de mètres carrés en 2015)³⁶, soit

un taux de croissance moyen prévu pour la filière solaire thermique d'environ 16 % par an sur la période 2015 à 2020.

> En France, le coût total de production de la filière solaire thermique est estimé entre 156 €/MWh et 451 €/MWh pour les chauffe-eau solaires individuels (CESI), et entre 191 €/MWh et 420 €/MWh pour les systèmes solaires combinés (SSC), pour le nord et le sud de la France. Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement des différentes technologies – CESI ou SSC –, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation (*l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après*).

Coûts de production du solaire thermique (particulier) en France



³³ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2015), Chiffres clés des énergies.

³⁴ REN21 (2016), Renewable 2015, Global Status Report.

³⁵ AIE (2016), Solar Heating and Cooling programme, Solar Heat Worldwide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2014.

³⁶ ESTIF (2016), Solar thermal markets in Europe, Trends and Market Statistics 2015, Summary : 67,9 GW et 33 GW de capacité installée ; taux de conversion : 0,7 kW/m².

Le solaire thermique est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur certains segments de la chaîne de valeur des projets.

Avec le développement de la filière, et notamment grâce à l'augmentation des capacités installées, les coûts devraient baisser d'environ 30 % à l'horizon 2025³⁷.



Hypothèses		
Caractéristiques techniques		
Périmètre	France Nord	
Type	CESI*	SSC**
Terme	2016	2014
Puissance unitaire installée (m ²)	4 - 5	12
Durée de fonctionnement (années)	20	
Productivité (kWh/m ² /an)	300	300
Coûts		
Investissement (€/m ²)	940 - 1180	1160
Exploitation fixe (€/m ² /an)	15	8
Résultats		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	261 - 314	287
5 %	301 - 366	337
8 %	369 - 451	420
10 %	(418 - 512)	(481)

Hypothèses		
Caractéristiques techniques		
Périmètre	France Sud	
Type	CESI*	SSC**
Terme	2016	2014
Puissance unitaire installée (m ²)	4 - 5	12
Durée de fonctionnement (années)	20	
Productivité (kWh/m ² /an)	500	450
Coûts		
Investissement (€/m ²)	940 - 1180	1160
Exploitation fixe (€/m ² /an)	15	8
Résultats		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	156 - 189	191
5 %	181 - 219	225
8 %	221 - 270	280
10 %	(251 - 307)	(321)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Les pompes à chaleur individuelles

En France, la production des pompes à chaleur (PAC) individuelles a dépassé les 1,7 Mtep en 2015³⁸ (la production au niveau européen était de 8 Mtep en 2014)³⁹.

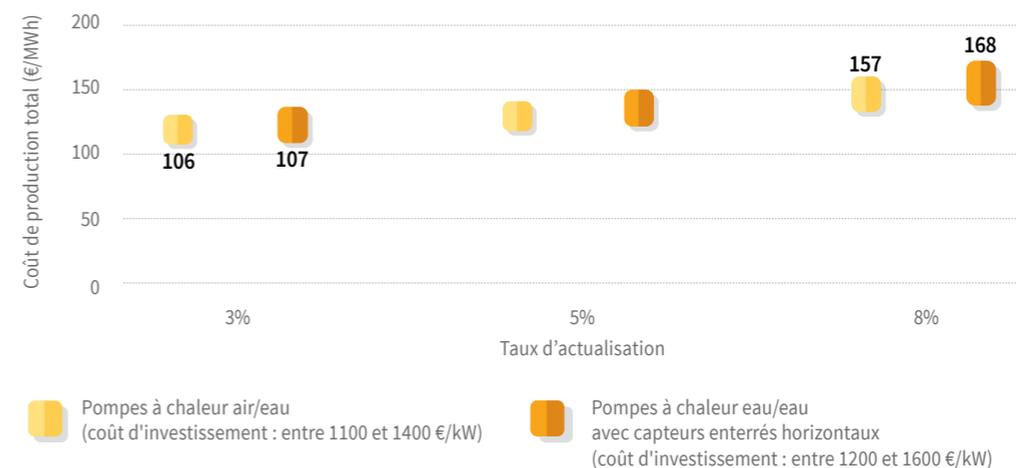
de croissance moyen prévu pour la filière pompes à chaleur d'environ 8 % par an sur la période 2014 à 2020.

> **En France, le coût total de production de la filière pompes à chaleur individuelles est estimé entre 106 €/MWh et 157 €/MWh pour les PAC aérothermique (air/eau), et entre 107 €/MWh et 168 €/MWh pour les PAC géothermiques (eau/eau).** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement des différentes technologies, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (*l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après*).

Cette filière est dans une phase de croissance en France (notamment en raison des nouvelles réglementations thermiques) et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités.

En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont compris entre 2,3 Mtep et 2,6 Mtep à l'horizon 2023 pour l'ensemble des pompes à chaleur (individuelles et collectives)¹⁸. À l'échelle européenne, EurObserv'ER prévoyait en 2015 une production de 12,7 Mtep pour 2020, soit un taux

Coûts de production des pompes à chaleur individuelles en France



La filière des pompes à chaleur individuelles est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à très grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur certains segments de la chaîne de valeur des projets. Avec le développement de la filière et la recherche industrielle pour augmenter les performances énergétiques, les coûts devraient baisser.

* CESI = Chauffe-Eau Solaire Individuel.

** Le marché des SSC (Systèmes Solaires Combinés) devient confidentiel avec moins de 10 000 m² vendus en 2014.

³⁷ | Care & Consult (2016), États généraux de la chaleur solaire 2016.

³⁸ AFPAC, Fiche Poids de la filière PAC en France en 2015.

³⁹ EurObserv'ER (2015), Baromètre pompes à chaleur.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2014	
Type d'installation	air/eau	eau/eau
Puissance (kW)	7 - 12	
Durée de fonctionnement (années)	17	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	1500	
Coûts		
Investissement (€/kW)	1100 - 1400	1200 - 1600
Exploitation fixe (€/kW/an)	40	40
Exploitation variable* (€/MWh)	24 - 28	20 - 24
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	106 - 126	107 - 132
5 %	116 - 137	118 - 145
8 %	131 - 157	134 - 168
10 %	(142 - 171)	(146 - 184)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

> Dans le collectif et les secteurs tertiaire et industriel

La biomasse collective avec ou sans réseau de chaleur

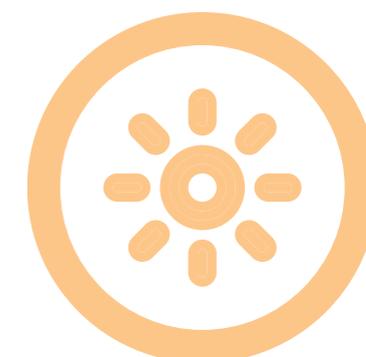
Aujourd'hui, en France, plus de 5 000 chaufferies biomasse sont en fonctionnement ou en cours de réalisation dans le secteur collectif ou industriel, pour une production de chaleur de plus de 16 000 GWh/an. Parmi ces installations, le secteur collectif représente environ 4 000 chaufferies pour une production d'environ 6 500 GWh/an (560 ktep/an).

La filière biomasse s'est fortement développée dans le cadre des programmes bois énergie, pilotés par l'ADEME depuis 1995 avec une accélération depuis 2009 suite à la mise en place du Fonds Chaleur. La mise en œuvre des chaufferies biomasse notamment collectives doit permettre de répondre aux objectifs ambitieux de la loi de transition énergétique.

Le Fonds Chaleur a eu un fort effet de levier, entre 2009 et 2015 : il a permis la mise en œuvre d'environ 700 installations biomasse pour une production de chaleur d'environ 14 000 GWh/an (1,23 millions de tep/an). Dans le secteur collectif, le Fonds Chaleur a permis le financement d'environ 480 installations

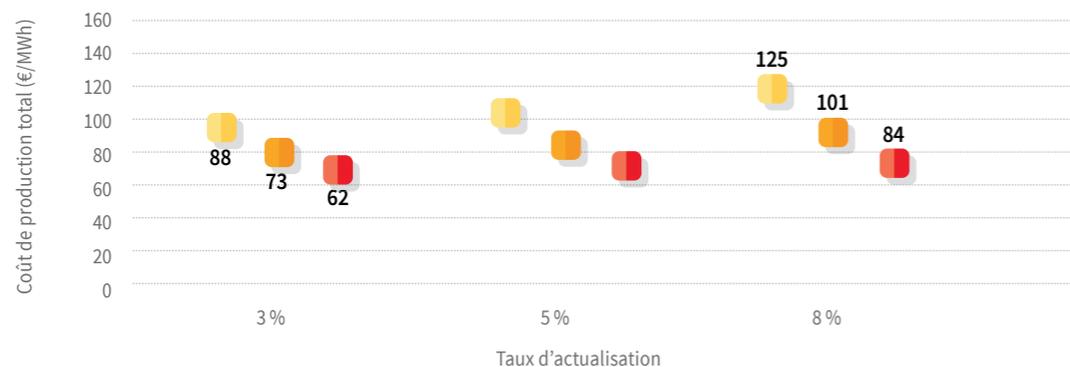
biomasse pour une production de plus de 5 600 GWh/an (484 ktep/an). Environ 60 % de ces installations alimentent des réseaux de chaleur.

> **En France, le coût total de production de la filière biomasse collective, avec ou sans réseau de chaleur, est estimé entre 62 €/MWh et 84 €/MWh pour les chaufferies de puissance supérieure à 3 MW**, entre 73 €/MWh et 101 €/MWh pour celles ayant une puissance comprise entre 1 MW et 3 MW, et entre 88 €/MWh et 125 €/MWh pour les chaufferies de puissance inférieure à 1 MW. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la puissance installée et des coûts d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).



* Les coûts d'exploitation incluent notamment les consommations d'électricité, en prenant en compte des facteurs de performance saisonniers différents : compris entre 2,5 et 3 pour la PAC aérothermique (air/eau) et entre 3,3 et 3,8 pour la PAC géothermique (eau/eau).

▼ Coûts de production des chaufferies collectives avec ou sans réseau en France



- Chaufferie avec ou sans réseau (puissance < 1 MW) (coût d'investissement : entre 1100 et 1330 €/kW)
- Chaufferie avec ou sans réseau (puissance > 3 MW) (coût d'investissement : entre 610 et 1070 €/kW)
- Chaufferie avec ou sans réseau (1 MW < puissance < 3 MW) (coût d'investissement : entre 940 et 1290 €/kW)

Les chaudières biomasse sont des technologies maîtrisées qui sont déjà déployées à grande échelle. Des possibilités d'innovations existent néanmoins sur le volet environnemental et énergétique (développement à plus grande échelle de la condensation, nouveaux systèmes de filtration,

technologie de gazéification, etc.). La filière biomasse est mature mais toujours en développement. Le suivi régulier de la qualité des installations dans le temps reste un enjeu important en particulier pour l'optimisation économique des projets (coûts de production).

Il s'agit ici d'installation de production de chaleur uniquement.

Caractéristiques techniques			
Périmètre	France		
Terme	2014		
Type	Chaufferie avec ou sans réseau		
Puissance (MW)	<1	1 - 3	> 3
Rendement	85 % (chaufferie) et 95 % (réseau) soit 80 % au global		
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel (h)	2000	3000	4000
Coûts			
Investissement (€/kW)	1100 - 1330*	940 - 1290*	610 - 1070*
Exploitation variable (€/MWh)	17,5 - 23*		
Coût du combustible** (€/MWh)	34		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
	3 %	5 %	8 %
	88 - 102	96 - 110	108 - 125
	73 - 86	77 - 92	83 - 101
	62 - 75	64 - 78	67 - 84
	(116 - 135)	(88 - 108)	(69 - 88)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent.

* Fourchette haute avec réseau de chaleur.
 ** Correspond au coût de la chaleur en sortie chaudière, c'est-à-dire [Combustible biomasse (plaquettes forestières à 24 €/MWh PCI) + combustible d'appoint (gaz naturel à 40 €/MWh PCI)] / (rendement chaufferie + réseau).

La biomasse industrielle

En France, le développement des installations biomasse industrielles s'est fortement accéléré à partir de 2009 avec la mise en place du Fonds Chaleur et d'un appel à projets spécifique. Le dispositif a permis de soutenir 120 installations réalisées ou en cours depuis 2009. Aujourd'hui, avec 66 installations supérieures à 1000 tep/an en fonctionnement, la production thermique annuelle à partir de biomasse est supérieure à 330 000 tep. Elle devrait atteindre 500 000 tep en 2018 avec la réalisation des projets en cours.

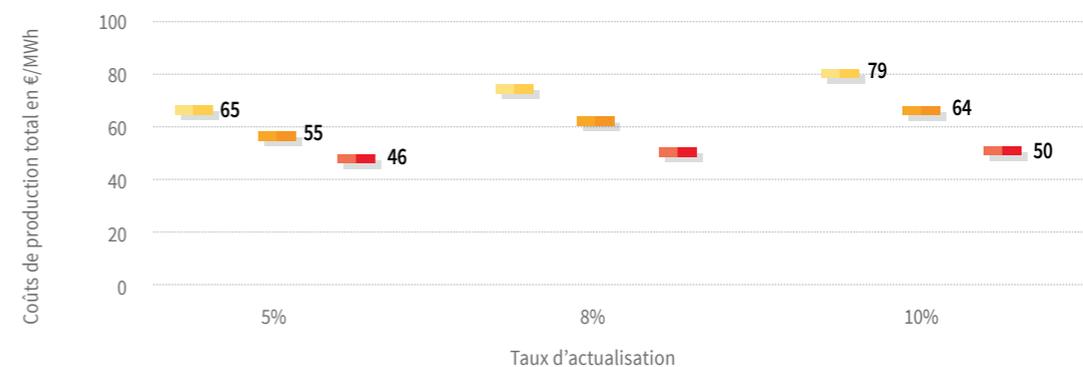
Les secteurs d'activité concernés sont variés. Le secteur le mieux représenté est l'agroalimentaire avec 47 projets (dont 20 laiteries) et une production énergétique à partir de biomasse supérieure à 250 000 tep/an suivi par le secteur du papier carton (200 000 tep/an) et l'industrie du bois et de la granulation (80 000 tep/an).

Le dispositif a été élargi (depuis fin 2016) à l'ensemble des entreprises à partir de 100 tep/an.

Entre 100 et 1 000 tep/an, les applications sont principalement en eau chaude notamment pour le chauffage des locaux. Au-dessus de 1000 tep/an, les applications sont principalement en vapeur en lien avec des process.

> En France, le coût total de production de la filière biomasse industrielle est estimé entre 46 €/MWh et 50 €/MWh pour celles ayant une puissance supérieure à 3 MW, entre 55 €/MWh et 64 €/MWh pour celles ayant une puissance comprise entre 1 MW et 3 MW, et entre 65 €/MWh et 79 €/MWh pour les chaufferies ayant une puissance inférieure à 1 MW. Cette plage de variation s'explique notamment par les différents types de technologie et leur coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

▼ Coûts de production des chaufferies industrielles en France



- Chaufferie industrielle (puissance < 1 MW) (coût d'investissement : 1100 €/kW)
- Chaufferie industrielle (1 MW < puissance < 3 MW) (coût d'investissement : 940 €/kW)
- Chaufferie industrielle (puissance > 3 MW) (coût d'investissement : 610 €/kW)

Il s'agit d'installation de production de chaleur uniquement.

Caractéristiques techniques			
Périmètre	France		
Terme	2014		
Type	Chaufferie industrielle		
Puissance (MW)	<1	1 - 3	> 3
Rendement	85 %		
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel (h)	3000	4000	5000
Coûts			
Investissement (€/kW)	1100	940	610
Exploitation variable (€/MWh)	7		
Coût du combustible* (€/MWh)	29		
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
3 %	(61)	(52)	(44)
5 %	65	55	46
8 %	73	60	48
10 %	79	64	50

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

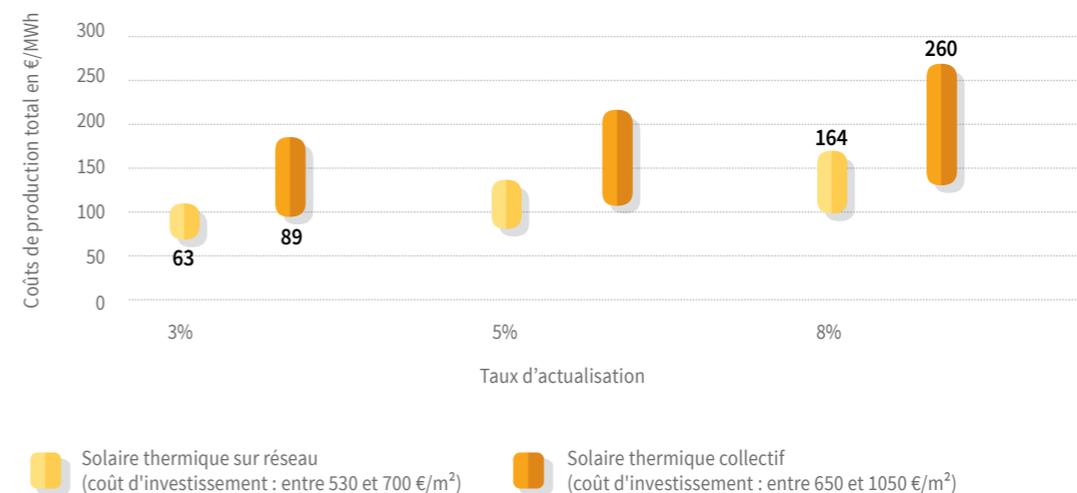
Le solaire thermique en résidentiel collectif ou sur réseau

Si le solaire thermique pour bâtiment collectif s'est bien développé en France grâce au soutien du Fonds Chaleur depuis 2009 (70 200 m² de solaire thermique collectif installé en 2014⁴¹), il existe à ce jour très peu d'installations de taille industrielle pour alimenter, par exemple, des réseaux de chaleur. Ce type d'installation est toutefois déployée assez massivement dans d'autres pays (notamment au nord de l'Europe).

Depuis 2012, le marché du solaire thermique est en décroissance en France, principalement en raison de la compétition avec les autres énergies et technologies, et également en partie à cause de la dérogation sur le seuil de consommation sur les cinq usages réglementaires accordés au collectif pour les bâtiments neufs.

> En France, le coût total de production du solaire thermique dans les secteurs tertiaire et industriel est estimé entre 63 €/MWh et 164 €/MWh pour le solaire thermique sur réseau de chaleur (STR) et entre 89 €/MWh et 260 €/MWh pour le solaire thermique collectif (STC). Cette plage de variation s'explique notamment par le type de technologie considérée (STC, STR) et leur coût d'investissement, la ressource du site et le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation. Pour le solaire thermique collectif, ce sont les coûts d'investissement variables (entre 650 €/m² et 1 050 €/m²) qui sont les paramètres les plus influents expliquant cette plus importante variation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production du solaire thermique (tertiaire et industriel) en France



* Correspond au coût de la chaleur en sortie chaudière, c'est-à-dire : [Combustible biomasse (plaquettes forestières à 24 €/MWh PCI) + combustible d'appoint (gaz naturel à 30 €/MWh PCI)] / rendement chaufferie.

⁴¹ Observ'ER (2015), étude du marché des installations solaires thermiques collectives.

En Europe, les projets de solaire thermique sur réseau peuvent être de taille plus importante et les coûts d'investissement plus faibles : hors TVA, ils sont alors compris entre 250⁴² et 600 €/m², cf. AIE (2016)⁴³ et Solar District Heating (2012)⁴⁴. AMORCE (2011)⁴⁵ montre l'exemple danois de Tarring : 10 000 m² de capteurs

pour une productivité de 450 kWh/m²/an sur 15 ans. Les coûts d'investissement et d'exploitation fixe sont respectivement de 258 €/m² et de 0,45 €/m²/an (soit 1 €/MWh). Dans ce contexte, les coûts de production sont donc égaux à 54, 63 et 70 €/MWh pour des taux d'actualisation respectivement de 5, 8 et 10 %.

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
		France Nord	
	Périmètre		
	Type	STC*	ST sur réseau**
	Terme	2016	
	Puissance unitaire installée (m ²)	50	> 1000
	Durée de fonctionnement (années)	20	25
	Productivité (kWh/m ² /an)	450	450***
Résultats	Coûts		
	Investissement (€/m ²)	650 - 1050	530 - 700
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	10	4,43 - 8,1
Résultats	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3 %	119 - 179	77 - 107
	5 %	138 - 209	93 - 128
	8 %	169 - 260	120 - 164
	10 %	(192 - 296)	(140 - 189)

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
		France Sud	
	Périmètre		
	Type	STC*	ST sur réseau**
	Terme	2016	
	Puissance unitaire installée (m ²)	50	> 1000
	Durée de fonctionnement (années)	20	25
	Productivité (kWh/m ² /an)	600	550***
Résultats	Coûts		
	Investissement (€/m ²)	650 - 1050	530 - 700
	Exploitation fixe (€/m ² /an)	10	4,43 - 8,1
Résultats	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3 %	89 - 134	63 - 88
	5 %	104 - 157	76 - 105
	8 %	127 - 195	98 - 134
	10 %	(144 - 222)	(114 - 155)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* Les OPEX sont donnés par Enerplan.

** L'investissement inclut le coût d'investissement pour le réseau de chaleur. C'est une technologie émergente et les données sont issues de 3 projets aidés par le Fonds Chaleur : Balma (31 ; 500 m²), Juvignac (34 ; 400 m²), Châteaubriant (67 ; 2000 m²).

*** Pour un réseau à 90/70°C.

⁴² Valeur moyenne avec du stockage diurne, valeur minimale avec du stockage saisonnier.

⁴³ AIE SHC Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments, « Technology and Demonstrators - Technical Report Subtask C - Part C1 », janvier 2016.

⁴⁴ Solar District Heating, « Market for Solar District Heating : WP2 - European Market Study Deliverable D2.3 », juillet 2012.

⁴⁵ AMORCE, « Solaire thermique & Réseaux de chaleur », octobre 2011.

Les pompes à chaleur géothermiques collectives

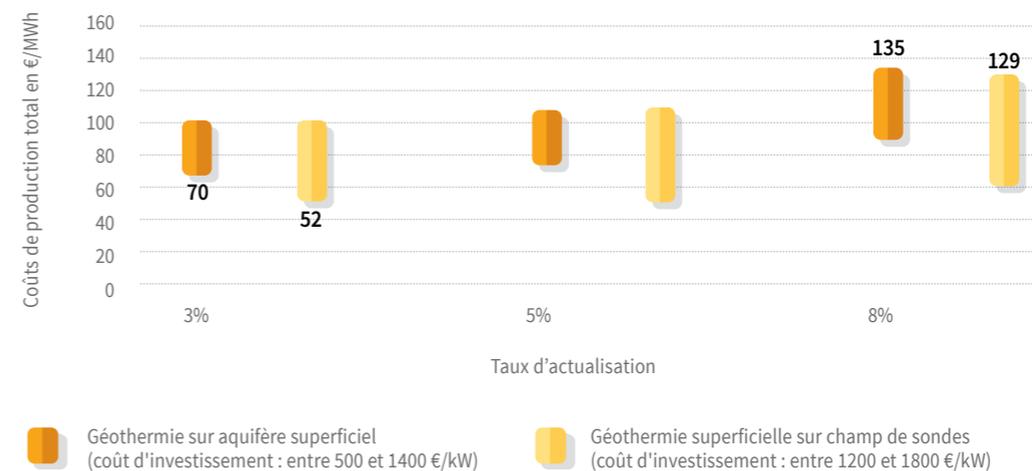
En France, la production totale des pompes à chaleur géothermiques a dépassé les 260 ktep⁴⁶ en 2014 (la production au niveau européen était de 2,3 Mtep en 2012)⁴⁷.

Cette filière est dans une phase de croissance en Europe et dans le monde et des gisements très importants, sont encore inexploités en France et à l'échelle mondiale.

En France, les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont de 600 ktep à l'horizon 2023¹⁸.

> En France, le coût total de production des pompes à chaleur géothermiques est estimé entre 52 €/MWh et 129 €/MWh pour la géothermie sur aquifère superficiel, et entre 70 €/MWh et 135 €/MWh pour la géothermie superficielle sur champs de sondes. Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le coût de mobilisation de la ressource (profondeur de l'aquifère ou longueur de sonde), et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables (l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après).

Coûts de production des pompes à chaleur géothermiques en France



⁴⁶ SOeS.

⁴⁷ JRC (2015), Geothermal Energy Status Report 2014, Technology, market and economic aspects of geothermal energy in Europe.

Caractéristiques techniques		
Périmètre	France	
Terme	2014	
Type	Géothermie superficielle sur champ de sondes	Géothermie sur aquifère superficiel
Puissance (kW)	30 - 300	100 - 1000
Durée de fonctionnement (années)	20	
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	1800	
Coûts		
Investissement (€/kW)	1200 - 1800	500 - 1400
Exploitation fixe (€/kW/an)	45 - 60	60 - 90
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
3 %	70 - 101	52 - 102
5 %	78 - 114	56 - 112
8 %	93 - 135	62 - 129
10 %	(103 - 151)	(66 - 141)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

La géothermie profonde

En France, la production totale de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur a dépassé les 130 ktep en 2014 (la production au niveau mondial était de 2,1 Mtep en 2015)⁴⁸. La France est le leader européen de la production de chaleur par géothermie profonde.

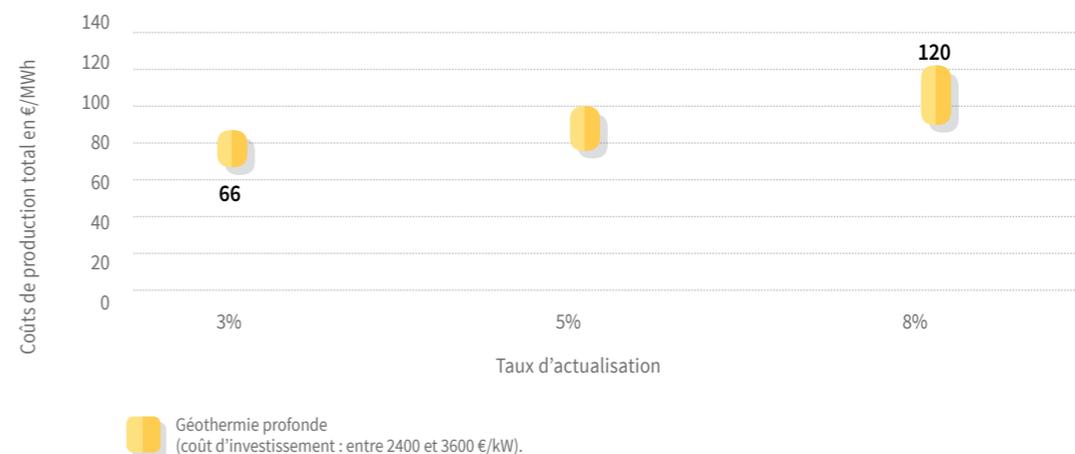
Après une première période de développement suite aux chocs pétroliers, la filière est de nouveau dans une phase de croissance en France avec un potentiel de développement important en dehors du réservoir Dogger du bassin parisien (Bassin Aquitain, Alsace...).

Les objectifs de développement de la PPE en termes de production sont de 550 ktep à l'horizon 2023¹⁸. A l'échelle mondiale, l'IPCC prévoyait en 2012 une production de 35 Mtep pour 2030⁴⁹, soit un taux de croissance moyen prévu pour la filière géothermie profonde d'environ 12 % par an sur la

période 2015 à 2030 en terme de production au niveau mondial et 17 % pour la France.

> **En France, le coût total de production de la filière géothermie profonde est estimé entre 66 €/MWh et 120 €/MWh.** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, dépendant de l'accès à la ressource, du productible, et du coût du réseau de chaleur associé ainsi que du taux d'actualisation. Le coût des forages est fortement dépendant de l'activité pétrolière (disponibilité des machines de forages et services associés). Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes de la zone d'installation et des coûts d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peuvent être consultées dans le tableau ci-après).

Coûts de production de la géothermie profonde en île-de-France



⁴⁸ Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review.

⁴⁹ IPCC (2012), Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.

La géothermie profonde est une technologie maîtrisée qui peut être déployée à grande échelle. Le potentiel d'innovation existe sur la plupart des segments de la chaîne de valeur des projets (forage subhorizontal, multi drain, optimisation de la mise en exploitation des réservoirs, matériaux (composite)...). Les coûts de production devraient donc rester relativement stables ou légèrement diminuer.

Hypothèses	
Caractéristiques techniques	
Périmètre	France - Ile de France
Terme	2014
Puissance (MW)	8 - 12
Durée de fonctionnement (années)	30
Temps de fonctionnement annuel (h)	4000
Coûts	
Investissement* (€/kW)	2400 - 3600
Exploitation fixe (€/kW/an)	140 - 160
Résultats	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
3 %	66 - 86
5 %	74 - 99
8 %	88 - 120
10 %	(99 - 135)

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.



Coûts de production d'électricité et de chaleur par cogénération

La cogénération biomasse

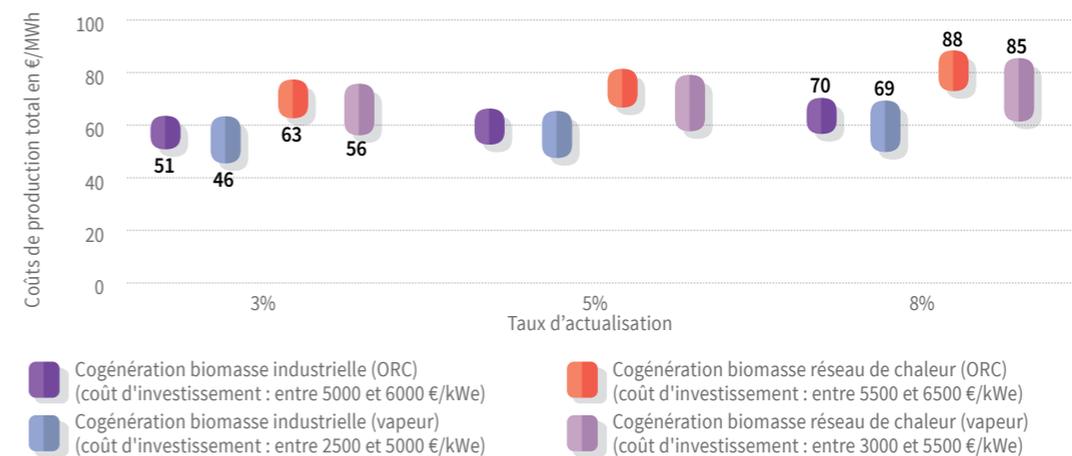
Les installations de cogénération utilisant la biomasse sur le territoire national ont été principalement soutenues par les appels d'offres successifs de la CRE et de façon plus marginale par le tarif d'achat (arrêté du 27 janvier 2011 abrogé par le décret du 28 mai 2016). Sur les 83 projets retenus (CRE1 à CRE4), une trentaine sont en fonctionnement.

Les deux principales technologies matures rencontrées sont les centrales vapeur et les centrales à Cycle Organique de Rankine (ORC). La différence entre les cycles classiques vapeur et les cycles organiques réside dans le choix du fluide de travail : un fluide organique est préféré à l'eau pour bénéficier de caractéristiques (température de vaporisation, pression, etc.) mieux adaptées aux applications visées. La technologie ORC est utilisée sur des gammes de puissance de quelques centaines de kWe à 3 MWe pour des applications eau chaude alors que la technologie vapeur touche des puissances supérieures à 3 MWe avec souvent des applications vapeur industrielles. Les installations en fonctionnement en France sont très majoritairement associées à un cycle vapeur, la puissance par installation

étant supérieure à 3 MWe. Le dernier appel d'offres CRE 5 est ouvert à des puissances plus faibles allant jusqu'à 300 kWe.

> En France, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), le coût total de production de la filière cogénération biomasse est estimé entre 46 €/MWh et 69 €/MWh⁵⁰ pour les cogénérations biomasses industrielles (cycle vapeur), entre 51 €/MWh et 70 €/MWh pour les cogénérations biomasses industrielles (cycle ORC), entre 63 €/MWh et 88 €/MWh pour les cogénérations biomasses réseau de chaleur (cycle ORC), et entre 56 €/MWh et 85 €/MWh pour les cogénérations biomasses réseau de chaleur (cycle vapeur). Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes du coût du combustible et du coût d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production des cogénérations biomasses en France, rapportés à tous les MWh utiles (thermiques et électriques)



⁵⁰ Les LCOE sont rapportés à tous les MWh utiles produits, qu'ils soient thermiques ou électriques, en supposant donc que les MWh thermiques sont valorisés, conformément aux exigences européennes.

* L'investissement inclut le coût d'investissement pour le réseau de chaleur entre 10 M€ et 20 M€.

Caractéristiques techniques				
Périmètre	France			
Terme	2011			
Type	Cogénération biomasse industrielle		Cogénération biomasse réseau de chaleur	
Puissance électrique (MWe)	< 3 (ORC)	> 3 (Vapeur)	< 3 (ORC)	> 3 (Vapeur)
Rendement électrique	20 %			
Rendement global	80 %	70 %	80 %	75 %
Durée de fonctionnement (années)	20			
Temps de fonctionnement annuel (h)	7500*		5000	
Coûts				
Investissement (€/kWe)	5000 - 6000	2500 - 5000	5500 - 6500**	3000 - 5500**
Exploitation variable (€/MWh utile)	10 - 15		15 - 20	
Coût du combustible*** (€/MWh utile)	30 - 35			
Coût de production total**** (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation				
3 %	51 - 63	46 - 63	63 - 77	56 - 75
5 %	53 - 66	48 - 65	67 - 81	58 - 79
8 %	57 - 70	50 - 69	73 - 88	61 - 85
10 %	(60 - 73)	(51 - 72)	(77 - 93)	(64 - 89)

Hypothèses

Résultats

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

La méthanisation

La méthanisation est une filière présentant un certain nombre de bénéfices, tant en termes environnementaux (traitement des déchets, production d'énergie renouvelable, diminution des émissions de gaz à effet de serre...) que de diversification des activités agricoles, notamment pour les éleveurs. Elle doit prendre une part importante dans l'atteinte des objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (LTECV)⁵¹ (gestion des déchets organiques des ménages et gros producteurs encore trop souvent destinés à l'enfouissement) et la loi de la PPE (2016).

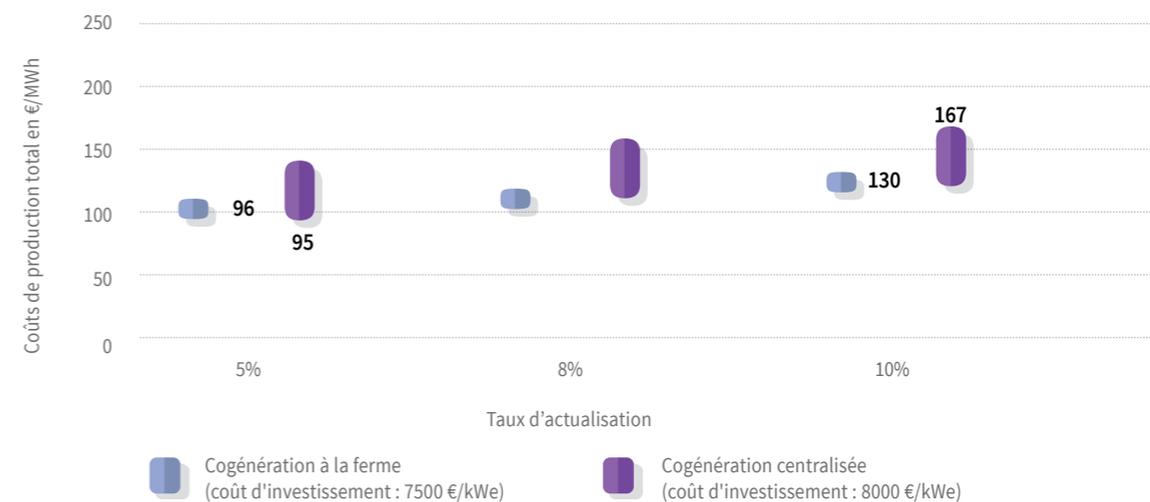
Le biogaz est valorisé sous différentes formes : environ 100 MWe de capacités électriques installées, soit une production annuelle de 700 GWh électrique, une production de chaleur estimée à 60 ktep, soit 700 GWh chaleur, et 18 sites de méthanisation qui pratiquent l'épuration de biogaz et l'injection de biométhane dans un réseau de gaz naturel pour une équivalence de 82 GWh. Les nouveaux projets de méthanisation valorisent le biogaz par cogénération ou injection dans un réseau de gaz naturel, et rarement par valorisation directe sous forme de chaleur uniquement.

En France, ce sont plus de 450 installations qui fonctionnent en janvier 2016 :

- 80 installations en industries (agroalimentaire, papeterie, chimie) ;
- 88 installations sur stations d'épuration des eaux usées urbaines ;
- 16 installations liées au traitement de déchets ménagers (12 après un tri mécanique et 4 après collecte séparée des biodéchets) ;
- Et enfin, 236 installations à la ferme et 31 installations centralisées (installations de grande taille regroupant plusieurs agriculteurs ou mobilisant et traitant les déchets d'un large territoire)⁵².

> **En France, en considérant une valorisation économique de tous les MWh utiles (thermiques et électriques), le coût total de production de la filière méthanisation est estimé entre 96€/MWh et 130€/MWh pour les cogénérations à la ferme, et entre 95€/MWh et 167€/MWh pour les cogénérations centralisées.** Cette plage de variation s'explique notamment par le coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation. Le graphique ci-dessous représente les coûts en fonction de ces variables, les fourchettes basses et hautes étant dépendantes principalement du coût d'exploitation (l'ensemble des hypothèses choisies peut être consulté dans le tableau ci-après).

Coûts de production de la méthanisation en France, rapportés à tous les MWh utiles (thermiques et électriques)



⁵¹ Objectif de la LTECV de généraliser le tri à la source des déchets organiques à l'horizon 2025.

⁵² État des lieux 2016 détaillé : <http://www.sinoe.org/documents/consult-and-count-doc/doc/1211/rubrique/213>.

* Process continu.

** Avec réseau de chaleur.

*** Combustible bois déchiqueté, combustible d'appoint + électricité auxiliaires / rendement global + réseau.

**** Sont pris en compte l'ensemble des MWh valorisés (MWh thermiques et MWh électriques).

A titre d'illustration, les coûts de production pour la valorisation électrique uniquement sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
	France		
	2015		
	Cogénération		
	À la ferme	Centralisée	
Puissance (kWe)	200	1100	
Rendement électrique	30 %	35 %	
Rendement global	50 %	55 %	
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	7100	7000	
Résultats	Coûts		
	France		
	2015		
	Cogénération		
	À la ferme	Centralisée	
Puissance (kWe)	200	1100	
Rendement électrique	30 %	35 %	
Rendement global	50 %	55 %	
Durée de fonctionnement (années)	20		
Temps de fonctionnement annuel en pleine puissance (h)	7100	7000	
Coût de production total* (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation			
	3 %	(88 - 98)	(86 - 130)
	5 %	96 - 106	95 - 140
	8 %	110 - 120	111 - 156
	10 %	120 - 130	122 - 167

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Depuis 2015, 70 installations de méthanisation à la ferme sont construites chaque année : c'est le secteur le plus dynamique à la ferme (cf. figure ci-dessous).

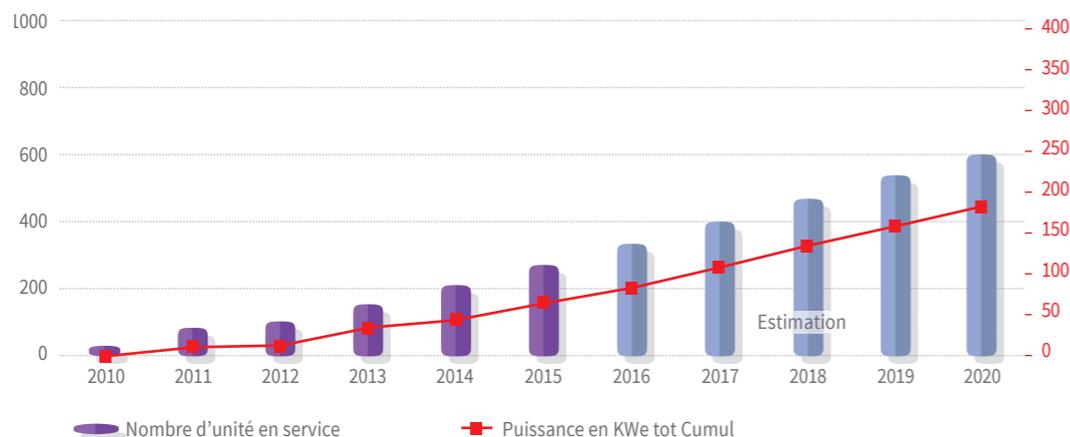


Figure 53 : Evolution du parc d'unités de méthanisation à la ferme et centralisées⁵³.

* Sont pris en compte l'ensemble des MWh valorisés (MWh thermiques et MWh électriques).

** Sont pris en compte uniquement les MWh électriques.

*** L'exploitation variable inclut la redevance déchet.

⁵³ Le plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA), datant de 2013, fixe un objectif de 1000 méthaniseurs construits pour 2020.



Annexes

Hypothèses de calculs de coûts de production

Le calcul du LCOE (Levelized Cost Of Energy) est basé sur l'équivalence entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés, soit :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

avec :

I_t : les coûts d'investissement effectués pendant l'année t ;

M_t : les coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année t ;

F_t : les coûts du combustible pendant l'année t ;

E_t : la quantité produite d'énergie pendant l'année t ;

r : taux d'actualisation ;

n : durée de vie du système.

Données prises comme référence pour les productions « conventionnelles »

Cette partie explicite les hypothèses retenues pour déterminer les données prises comme référence pour les productions « conventionnelles ». Qu'il s'agisse du gaz ou de l'électricité, ces données sont supposées ne pas évoluer sur la durée de vie des projets.

■ Pour la production d'électricité

Le coût de production d'une technologie conventionnelle permettant de comparer la compétitivité des technologies renouvelables productrices d'électricité (à l'exception du photovoltaïque résidentiel, commercial et industriel, la comparaison n'étant pas pertinente dans ces cas-là) a été déterminé à partir du graphique de l'AIE ci-dessous. Ces données ayant été calculées par l'AIE avec une hypothèse de

30 US\$/tCO₂, elles ont été adaptées pour le prix actuel de 7 €/tCO₂. La fourchette basse retenue est la valeur minimale du LCOE des CCGT (Cycle Combiné Gaz) pour un taux d'actualisation de 3 % ; la fourchette haute de la bande est la valeur maximale du LCOE des CCGT pour un taux d'actualisation de 10 %. En euros, et en prenant en compte une valeur de 7 €/tCO₂, on obtient une fourchette de 47-124 €/MWh.

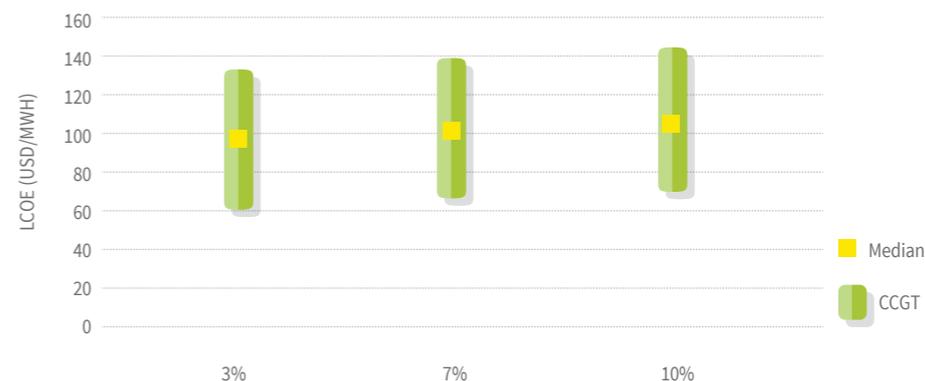


Figure 54 : Variation des LCOE en dollar en fonction du taux d'actualisation.⁵⁴

⁵⁴ AIE (2015), Projected costs of generating electricity, Executive Summary.

Pour les productions d'électricité sur bâtiment, la valeur de référence retenue correspond au prix d'achat de l'électricité, en se plaçant dans une logique d'autoconsommation. Pour les particuliers (segment PV résidentiel), il s'agit de la part variable du tarif bleu- heure pleine TTC (155 €/MWh), pour les grandes toitures (segment PV commercial/industriel), il s'agit de la part variable du tarif jaune (base), sans TVA (98 €/MWh).

■ Pour la production de chaleur

Le LCOE de référence correspondant à une technologie conventionnelle permet de comparer la compétitivité pour les technologies productrices de chaleur pour les segments « bâtiment collectif, réseau de chaleur ou industriel ». Il a été déterminé à partir des données du tableau de calcul des LCOE pour les chaufferies au gaz naturel ci-dessous. La fourchette basse correspond à un taux d'actualisation de 3 % et la fourchette haute à un taux d'actualisation de 10 %.

Caractéristiques techniques						
Périmètre	France					
Type	Chaufferie GN					
Puissance	<150 kW	150 - 500 kW	500 - 1000 kW	1 - 3 MW	> 3 MW	
Rendement	90 %					
Durée de fonctionnement (années)	20					
Temps de fonctionnement annuel (h)	2000		3000	4000	5000	
Coûts						
Investissement (€/kW)	254,9	135,4	83	60,3	47,3	
Exploitation (€/MWh)	8,6	4,4	2,8	1,1	0,6	
Coût du combustible (€/MWh)*	56,3		46,1		38,2	
Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation						
3 %	73	55	52	51	48	39
5 %	75	56	52	51	48	40
8 %	78	57	53	52	49	40
10 %	80	58	54	52	49	40

Selon le segment considéré (collectif, réseau de chaleur, industriel), la puissance et le temps de fonctionnement annuel ont été choisis en cohérence avec ceux des technologies renouvelables considérées sur le même segment, comme présenté dans le tableau suivant :

> Coût de référence de la filière conventionnelle (€/MWh) pour chaque EnR thermique

Filière	Min	Max	Commentaire
Solaire thermique (nord et sud, STC)	73	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (<150 kW) - source ADEME
Solaire thermique (nord et sud, ST sur réseau)	55	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (150 kW-500k W) - source ADEME
Biomasse collective (toutes puissances)	48	58	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (1-3 MW) - source ADEME
PAC géothermique collective (géothermie superficielle sur champ de sondes)	55	80	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (150 kW-500 kW) - source ADEME
PAC géothermique collective (géothermie sur aquifère superficiel)	52	59	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (0,5-1 MW) - source ADEME
Biomasse industrielle (toutes puissances)	39	52	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (1-3 MW) - source ADEME
Géothermie profonde	48	49	Chaudière gaz sans réseau de chaleur (3 MW) - source ADEME

Concernant la chaleur renouvelable pour le segment résidentiel individuel, la comparaison est faite par soucis de simplification, directement avec les prix du gaz (fourchette basse : 84 €/MWh) et de l'électricité (fourchette haute : 154 €/MWh) pour les particuliers⁵⁵.

La cogénération et la méthanisation n'ont pas d'éléments de comparaison, car le LCOE calculé par l'ADEME assimile les valorisations thermique et électrique, rendant toute comparaison délicate.

* Coût de l'énergie sortie chaudière : en prenant en compte le rendement.

⁵⁵ Source : SOES, 2015, Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'UE, http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Chiffres_et_statistiques/2015/chiffres-stats683-prix-gaz-et-electricite-France-et-UE-en-2014-octobre2015-b.pdf

Références bibliographiques des hypothèses de coûts

■ Éolien

- 4C Offshore.
<http://www.4coffshore.com/>
- Cour des comptes, « La politique de développement des énergies renouvelables », juillet 2013.
- ADEME, « Note sur la rémunération des projets éoliens terrestres et son adéquation aux évolutions des technologies - Synthèse de l'Étude et adaptation des incitations économiques et tarifaires aux projets éoliens en France et à la disponibilité de nouveaux modèles d'éoliennes, Étude NégaWatt 2014 », mars 2015.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/remuneration-projets-eoliens-terrestres-2015-synthese1.pdf>
- AIE - NEA, « Projected Costs of Generating Electricity », 2015.
- Carbon Trust, « Floating Offshore Wind - Market and Technology Review », juin 2015.
<https://www.carbontrust.com/media/670664/floating-offshore-wind-market-technology-review.pdf>
- FEE, « Évolution des coûts et délais de raccordement », janvier 2015.
http://fee.asso.fr/FEE_TRANSFERT/Nouveaux_dossiers/Lois_et_reglementations/Note_FEE_Evolution_couts_&_Delaiss%20_.pdf
- Fichtner GmbH & Co. KG and Prognos AG., « Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland – Langfassung. », août 2013.
http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf
- GL Garrad Hassan, « Cost of energy for Floating Wind », 2013.
- IRENA, « Renewable power generation costs in 2014 », 2015.
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf
- RTE, « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau : RTE se mobilise », mars 2014.
<http://www.rte-france.com/sites/default/files/schemas-regionaux-enr-2014.pdf>
- SER, « État des coûts de production de l'éolien terrestre en France – Analyse économique de la Commission Éolienne du SER », avril 2014.
<http://www.enr.fr/userfiles/files/Brochures%20Eolien/Etat%20Co%C3%BBt%20de%20production%20%C3%A9olien%20terrestre%20VF.pdf>
- ORE Catapult, « Cost Reduction Monitoring Framework », 2015.
https://ore.catapult.org.uk/our-projects/-/asset_publisher/fXyYgbhgACxk/content/cost-reduction-monitoring-framework

■ Solaire photovoltaïque

- ADEME (en cours), Etude technico-économique filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie.
- CRE, « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », avril 2014.
- ADEME - I Care / ECube / In Numeri, « Étude de la filière photovoltaïque française – Bilan, perspectives et stratégie », octobre 2015.
<http://www.ademe.fr/etude-technico-economique-filiere-photovoltaique-francaise-bilan-perspectives-strategie>
- AIE - NEA, « Projected Costs of Generating Electricity », 2015.
- European Photovoltaic Technology Platform, « PV LCOE in Europe 2014-30 – Final Report », juin 2015.
https://www.researchgate.net/publication/279866989_PV_LCOE_in_Europe_2014-30
- <http://www.photovoltaique.info/>
- RTE, « Accueil des énergies renouvelables sur le réseau : RTE se mobilise », mars 2014.

■ Solaire thermique

- Observ'ER, « Suivi du marché 2014 des applications individuelles solaires thermiques », septembre 2015.
- Observ'ER, « Enquête qualitative du marché des applications solaires thermiques collectives », décembre 2015.

■ Solaire thermodynamique

- IRENA, « Renewable power generation costs in 2014 », 2015.
- NREL : http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_technology.cfm

■ Géothermie profonde pour la production de chaleur

- Vernier R., Laplaige P., Desplan A. et C. Boissavy, « France Country Update », Proceedings World Geothermal Congress, avril 2015.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01082.pdf>

■ Géothermie production d'électricité

- Nathawani J. et G. Mines, « Cost Contributors to Geothermal Power Generation », Proceedings World Geothermal Congress, avril 2015.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/04022.pdf>

■ Pompes à chaleur géothermiques collectives

- ADEME, « Fonds Chaleur – Bilan 2009-2014 – Relance et nouvelle dynamique », 2015.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/bilan-fonds-chaleur-2009-2014-relance-et-nouvelle-dynamique-8383.pdf>
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques sur champs de sondes », 2012.
- ADEME, « Guide technique / Les pompes à chaleur géothermiques à partir de forage aquifère », 2012.
- ECOME, « Etude des coûts de la géothermie très basse énergie – analyse des dossiers Fonds chaleur », 2015 .
- AFPG, « Géothermie assistée par pompe à chaleur : étude technico-économique », juillet 2014.
http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2015/04/AFPGE_ETUDE_PAC_2014_WEB.pdf

■ Pompes à chaleur individuelles

- AFPG, « Géothermie assistée par pompe à chaleur : étude technico-économique », juillet 2014.
- DEME, « Les fiches techniques de l'ADEME sur les pompes à chaleur électriques pour l'habitat individuel », juin 2012.
- Observ'ER, « Suivi du marché et des prix 2014 des pompes à chaleur individuelles », novembre 2015.

■ Biomasse

Biomasse individuelle :

- ADEME, « Guide pratique / Se chauffer au bois. L'habitat individuel », avril 2016.
<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-pratique-se-chauffer-au-bois.pdf>
- ADEME – CODA Stratégies, « Enquête sur le prix des combustibles bois en 2014 – 2015 », novembre 2015.
<http://www.ademe.fr/enquete-prix-combustibles-bois-2014-2015>
- Observ'ER, « Suivi du marché 2014 des appareils domestiques de chauffage au bois », juillet 2015.

Biomasse collective :

- ADEME – KALICE, « Evaluation des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaufferies biomasse », 2014.
- ADEME – CODA Stratégies, « Enquête sur le prix des combustibles bois en 2014 – 2015 », novembre 2015.

■ Méthanisation

- ADEME - Biomasse Normandie / SEMAEB / APESA, « Analyse de bilans économiques d'unités de méthanisation à la ferme et centralisées », août 2014.
- Stage ADEME de Yoann Courtois, « Analyse de la rentabilité de 80 installations », 2015 (en cours).

■ Énergies marines

- OES - IEA Technology Initiative, « International Levelised Cost Of Energy for Ocean Energy Technologies - An analysis of the development pathway and Levelised Cost Of Energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies », mai 2015.
<https://www.ocean-energy-systems.org/documents/35472-cost-of-energy-for-ocean-energy-technologies-may-2015.pdf>

SIGLES ET ACRONYMES

LCOE : Levelized Cost of Energy en anglais, i.e. coût actualisé de l'énergie

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

CMPC : Coût moyen pondéré du capital

BNEF : Bloomberg New Energy Finance

CAPEX : Capital Expenditure en anglais, i.e. dépenses d'investissement

OPEX : Operational Expenditure en anglais,
i.e.dépenses d'exploitation

IRENA : International Renewable Energy Agency

IAB : Intégré Au Bâtiment

PV : Photovoltaïque

RPT : Réseau Public de Transport

RPD : Réseau Public de Distribution

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie

EGS : Enhanced Geothermal Stimulation en anglais, i.e. Système Géothermique Stimulé

ktep : kilo-tonne d'équivalent pétrole

Mtep : Mégatonne d'équivalent pétrole

ESTIF : European Solar Thermal Industry Federation

CESI : Chauffe-Eau Solaires Individuels

SSC : Systèmes Solaires Combinés

PAC : pompes à chaleur

LTECV : La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

STC : Solaire Thermique Collectif

STR : Solaire Thermique sur Réseau de chaleur

AIE : Agence Internationale de l'Energie

AMORCE : association nationale des collectivités, associations et entreprises pour la gestion des déchets,
de l'énergie et des réseaux de chaleur

IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change

NOTES



COÛTS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE

Dans le but de limiter le recours aux énergies fossiles et ainsi de freiner le réchauffement climatique, les filières de production d'énergie renouvelable sont en plein essor grâce aux politiques publiques mises en place en France et dans le monde.

Avec la maturité croissante des différentes filières, leurs coûts de production évoluent à la baisse. Les annonces médiatiques sur ce sujet sont nombreuses et illustrent la compétitivité croissante des énergies renouvelables dans le monde. Toutefois, ces coûts varient selon de nombreux facteurs (progrès technologiques, perception du risque par les investisseurs, lieu d'implantation...) dont les impacts sont plus ou moins importants.

Afin d'objectiver ces baisses de coûts et de publier des chiffres représentatifs des conditions de développement françaises, l'ADEME réalise ce document présentant les plages de variations des coûts de production actuels de chaque filière en France, pour la production de chaleur et d'électricité renouvelables.

Le coût des énergies renouvelables poursuit sa baisse rapide. Elles constituent un portefeuille de technologies propres, complémentaires et compétitives pour demain. Le photovoltaïque, l'éolien, le bois énergie atteignent un niveau de coût compétitif avec les technologies conventionnelles.



www.ademe.fr



010131



Les 12 points-clés du scénario négaWatt 2017-2050

Après l'adoption de la loi pour la transition énergétique et la croissance verte en 2015 puis l'Accord de Paris sur le climat signé en 2016, la France est désormais engagée dans la transition énergétique et dans la lutte contre le changement climatique. Si l'action reste insuffisante et rencontre de nombreuses résistances, elle peut en revanche s'appuyer sur la mobilisation croissante d'acteurs de plus en plus nombreux de la société.

C'est dans ce contexte que s'inscrit, cinq ans après le précédent, le nouveau scénario de l'Association négaWatt.

1. Un constat majeur : la courbe de la consommation s'est inversée

La consommation d'énergie est orientée à la baisse depuis quelques années dans l'ensemble des pays de l'OCDE. Pour la France la courbe de consommation rejoint de fait celle tracée par le scénario négaWatt dès 2003. Cette baisse affecte également les émissions de gaz à effet de serre, non seulement celles mesurées sur le territoire national mais aussi celles contenues dans nos importations : le phénomène n'est pas lié à la crise de 2008-2009 ni à un mouvement de délocalisation, il est bien structurel et non conjoncturel.

2. La sobriété et l'efficacité sont les clés de l'inflexion de la demande

Grâce aux actions de sobriété et d'efficacité qui se traduisent par la suppression des gaspillages, la consommation d'énergie finale en 2050, au terme du scénario négaWatt 2017, est réduite de moitié et l'énergie primaire de 63 %, tout en maintenant un haut niveau de services. Ce résultat est obtenu grâce à la maîtrise du dimensionnement, du nombre et de l'usage de nos appareils et équipements, au développement d'une mobilité "servicielle", à un programme ambitieux de rénovation énergétique des bâtiments et à une occupation plus raisonnée de l'espace.

3. Une confirmation : le "100 % renouvelables" est possible dès 2050

Il est possible de couvrir la totalité des besoins énergétiques de la France par des sources renouvelables à l'horizon 2050. La biomasse solide reste la première source de production d'énergie renouvelable, suivie de très près par l'éolien puis le photovoltaïque, lui-même suivi de très près par le biogaz. Les énergies fossiles importées ne servent plus qu'à des usages non énergétiques. Le fonctionnement des 58 réacteurs nucléaires actuels n'étant pas prolongé au-delà de la quatrième visite décennale (environ 40 ans), le dernier d'entre eux est arrêté en 2035. Basée sur l'exploitation partout sur son territoire de ses ressources diversifiées, la France assure pleinement sa sécurité énergétique.

4. Zéro émissions nettes en 2050 : la France devient neutre en carbone

Le couplage des scénarios négaWatt et Afterres2050 montre que les émissions nettes de gaz à effet de serre, toutes sources confondues, deviennent nulles en 2050 : les "puits de carbone" agricoles et forestiers compensent alors les émissions résiduelles, principalement dues à l'agriculture. Par la suite, la quantité de carbone stockée finit par plafonner, et la fonction puits de carbone se réduit progressivement sur la période 2050-2100.

5. Gaz et électricité, une complémentarité incontournable

Les vecteurs gaz et électricité voient leur part augmenter de manière concomitante, au détriment notamment des carburants liquides, pour représenter en 2050 plus de 70 % de la consommation d'énergie finale. Capables de couvrir une très grande part de nos usages, ces deux vecteurs sont d'évidence complémentaires et non concurrents. La valorisation et le stockage possible des excédents d'électricité renouvelable sous forme de méthane de synthèse (power-to-gas) est l'une des clés de voûte du système énergétique de 2050.

6. L'agriculture et la forêt jouent un rôle majeur

Couplé au scénario négaWatt, le scénario Afterres2050 montre également que l'agriculture et la forêt jouent un rôle majeur sur le climat, à la croisée des enjeux climatiques et énergétiques, par la fourniture de ressources renouvelables, le stockage de carbone et la réduction des gaz à effet de serre. Le triptyque négaWatt appliqué au système alimentaire démontre ici aussi toute sa pertinence : sobriété dans la consommation, efficacité des modes de production, utilisation et production de ressources renouvelables.

7. L'économie circulaire, moteur du nouveau industriel

Pour répondre à l'évolution des besoins, l'industrie doit réorienter ses productions vers des biens et équipements plus durables, loin de la surconsommation actuelle, et veiller au contenu de ses produits en énergie grise et en matériaux. En développant les filières de réparation, de recyclage et de récupération, il est possible de diviser par deux les quantités de matières premières consommées, y compris en prenant en compte le développement des énergies renouvelables qui offrent par ailleurs de nouvelles opportunités pour l'industrie.

8. Des bénéfices multiples pour la santé et l'environnement

Le scénario négaWatt améliore très significativement la qualité de l'air, de l'eau et des sols ainsi que la biodiversité avec des conséquences positives majeures sur la santé publique. Il rend notre air bien plus sain par la quasi-suppression des particules émises par les combustibles et carburants (remplacés par du méthane), par l'utilisation d'équipements de combustion performants pour la biomasse et par une forte diminution des émissions d'ammoniac agricole.

9. La transition énergétique, un bienfait pour l'économie et l'emploi

Le scénario négaWatt s'avère globalement moins coûteux que le scénario tendanciel, même en considérant un prix des énergies importées stable. Il est aussi nettement plus riche en emplois : la transition énergétique crée pas moins de 400 000 emplois nets d'ici 2030, confirmant les analyses antérieures. La société française devient ainsi plus résiliente face à d'éventuels chocs extérieurs tels que, par exemple, une crise géopolitique entraînant une rupture d'approvisionnement ou une hausse soudaine du prix du baril.

10. Une France plus solidaire et plus responsable.

La mise en œuvre de la sobriété, de l'efficacité et du développement des énergies renouvelables apporte à tous les territoires, ruraux comme urbains, de l'activité et des richesses qui permettent de construire à terme un paysage énergétique réparti plus équitablement : elle permet notamment de réduire très fortement le nombre de personnes en situation de précarité énergétique. À l'international, la France envoie un triple message : de responsabilité en prenant toute sa part de l'effort climatique, d'exemplarité en contribuant à l'émergence d'un nouveau modèle de développement et enfin de solidarité vis-à-vis des pays où la croissance de la consommation d'énergie reste une nécessité.

11. Il n'y a plus de temps à perdre

Il ne faut ni attendre de grand soir énergétique, ni se contenter de gadgets : la priorité pour les 5 ans à venir est à la mise en œuvre des lois et mesures décidées durant les deux quinquennats précédents, mais dont le rythme d'application est très insuffisant. Une réelle volonté d'agir doit se manifester clairement et à toutes les échelles, entre continuité des engagements et nouveaux trains de mesures. Le combat pour le climat n'est pas perdu, mais chaque année d'atermoiements obère notre avenir énergétique et climatique.

12. Le scénario négaWatt, une boussole et un tempo pour agir

Partout dans les territoires, des acteurs de toutes natures, citoyens, entrepreneurs, élus se sont déjà engagés concrètement pour construire un nouveau paysage énergétique.

À ceux-là et à tous les autres qui, toujours plus nombreux, leur emboîtent le pas, le scénario négaWatt offre une trajectoire et un rythme pour guider l'action : à tous, nous disons de s'en saisir pour réussir la transition énergétique, notre immense et vital chantier pour la première moitié de ce siècle.



ASSOCIATION
négaWatt

Scénario négaWatt 2017-2050

Dossier de synthèse



Sommaire

Un nouveau scénario...	3
Les 12 points-clés du scénario négaWatt 2017-2050	4
01. L'urgence de l'action	6
Une transition énergétique trop timidement en marche, un nouveau scénario pour le temps de l'action	
02. Un scénario systémique	10
Les principes et la méthodologie du scénario, pour une trajectoire ambitieuse et réaliste	
03. Des orientations renforcées	14
Une application systématique de la démarche négaWatt dans tous les secteurs de consommation et de production de l'énergie	
04. Bilan global du scénario	27
La sobriété et l'efficacité pour une mutation du système vers 100 % d'énergies renouvelables, et un avenir décarboné	
05. Maîtrise des impacts et des risques	35
Un scénario luttant contre le changement climatique, réduisant la pollution et renforçant la sécurité énergétique	
06. Bénéfices et mise en œuvre	40
Les impacts socio-économiques, les implications territoriales et internationales	
Qui sommes-nous ?	48

Un nouveau scénario

Depuis la publication du premier scénario négaWatt en 2003 et des suivants en 2006 et 2011, le contexte économique, technologique et énergétique a considérablement évolué. La transition énergétique, que ces scénarios ont été parmi les premiers à décrire puis à nommer ainsi, est aujourd'hui engagée. La loi votée en juillet 2015 pour en préciser les orientations inscrit même les principes fondateurs de la démarche négaWatt – sobriété, efficacité énergétique et développement des énergies renouvelables – dans le Code de l'énergie.

Du Grenelle de l'environnement en 2007 au Débat national sur la transition énergétique de 2013, les travaux de l'Association négaWatt ont accompagné toutes les étapes de cette progression. Ils ont sans conteste contribué à faire émerger, par exemple, la nécessité d'un vaste programme de rénovation énergétique des bâtiments, la faisabilité – cruciale après le choc de Fukushima – d'un avenir électrique sans nucléaire, l'importance d'une articulation entre énergie, agriculture et alimentation, ou encore les voies d'une mobilité sans pétrole. Avec toujours en filigrane le cadre d'objectifs ambitieux de lutte contre le changement climatique.

À la lumière de ces travaux, le constat est triple ; tout d'abord, les crises multiples de l'énergie et du climat, qui sont au centre du projet de transformation soutenable du système énergétique porté par l'Association négaWatt, deviennent chaque jour plus aiguës au niveau national comme international, renforçant l'urgence de l'action ; ensuite, cette action reste justement, en France comme dans le monde, insuffisante en regard des enjeux et des objectifs nécessaires de transformation à long terme ; enfin, en contrepoint, l'engagement d'un nombre croissant d'acteurs, ainsi que l'évolution des connaissances, des technologies et des pratiques, renforcent chaque jour la possibilité concrète de ces transformations.

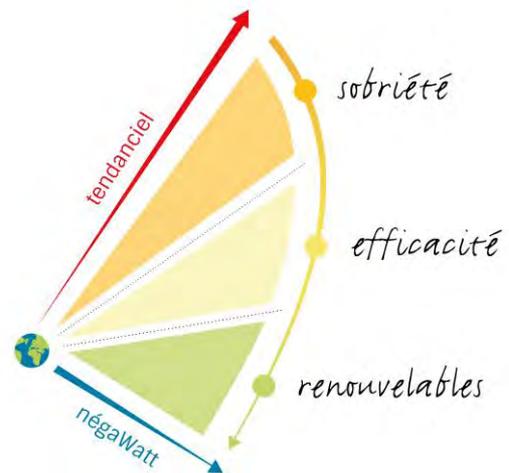
C'est dans ce contexte, fort de la convergence croissante de son approche avec celles d'autres exercices prospectifs en France et nourri des échanges noués au niveau européen et international avec d'autres porteurs de scénarios dans le mouvement de la COP21, que ce quatrième scénario négaWatt a été produit. Comme les précédents, il obéit à un triple objectif :

- revoir et consolider la trajectoire présentée, en actualisant les données et les connaissances pour renforcer le réalisme des orientations proposées et en approfondissant l'analyse systémique de ses ressorts et de ses impacts pour mieux en montrer la cohérence, la robustesse et l'opportunité ;
- interpeller sur cette base les décideurs politiques et économiques pour contribuer à l'orientation positive et ambitieuse de leurs propositions et de leurs décisions futures ;
- donner plus largement aux collectivités, aux acteurs économiques et à la société civile des clés de lecture facilitant la mise en œuvre des actions nécessaires à la transition énergétique dont ils tireront de nombreux bénéfices.

Dans la droite ligne de ses prédécesseurs, le scénario négaWatt 2017-2050 est un exercice riche et complexe. La présente synthèse ne saurait faire le tour des questions qui se posent déjà et ne manqueront pas se poser à l'avenir.

Elle en présente toutefois l'essentiel, depuis les points forts de ce nouveau scénario jusqu'à ses impacts environnementaux et socio-économiques, en passant par sa méthodologie et l'explication de son contenu sur la demande et l'offre d'énergie.

Cet exercice collectif, aussi prenant que passionnant pour ses auteurs, n'a d'autre but que de contribuer à un monde apaisé et plus sûr, en portant avec confiance le message de la nécessité, de la faisabilité et de l'opportunité d'engager enfin, au bon niveau et à la bonne vitesse, la transition énergétique.



© Association négaWatt - www.negawatt.org

Les 12 points-clés du scénario négaWatt 2017-2050

Après l'adoption de la loi pour la transition énergétique et la croissance verte en 2015 puis l'Accord de Paris sur le climat signé en 2016, la France est désormais engagée dans la transition énergétique et dans la lutte contre le changement climatique. Si l'action reste insuffisante et rencontre de nombreuses résistances, elle peut en revanche s'appuyer sur la mobilisation croissante d'acteurs de plus en plus nombreux de la société.

C'est dans ce contexte que s'inscrit, cinq ans après le précédent, le nouveau scénario de l'Association négaWatt.

1. Un constat majeur : la courbe de la consommation s'est inversée

La consommation d'énergie est orientée à la baisse depuis quelques années dans l'ensemble des pays de l'OCDE. Pour la France la courbe de consommation rejoint de fait celle tracée par le scénario négaWatt dès 2003. Cette baisse affecte également les émissions de gaz à effet de serre, non seulement celles mesurées sur le territoire national mais aussi celles contenues dans nos importations : le phénomène n'est pas lié à la crise de 2008-2009 ni à un mouvement de délocalisation, il est bien structurel et non conjoncturel.

2. La sobriété et l'efficacité sont les clés de l'inflexion de la demande

Grâce aux actions de sobriété et d'efficacité qui se traduisent par la suppression des gaspillages, la consommation d'énergie finale en 2050, au terme du scénario négaWatt 2017, est réduite de moitié et l'énergie primaire de 63 %, tout en maintenant un haut niveau de services. Ce résultat est obtenu grâce à la maîtrise du dimensionnement, du nombre et de l'usage de nos appareils et équipements, au développement d'une mobilité "servicielle", à un programme ambitieux de rénovation énergétique des bâtiments et à une occupation plus raisonnée de l'espace.

3. Une confirmation : le "100 % renouvelables" est possible dès 2050

Il est possible de couvrir la totalité des besoins énergétiques de la France par des sources renouvelables à l'horizon 2050. La biomasse solide reste la première source de production d'énergie renouvelable, suivie de très près par l'éolien puis le photovoltaïque, lui-même suivi de très près par le biogaz. Les énergies fossiles importées ne servent plus qu'à des usages non énergétiques. Le fonctionnement des 58 réacteurs nucléaires actuels n'étant pas prolongé au-delà de la quatrième visite décennale (environ 40 ans), le dernier d'entre eux est arrêté en 2035. Basée sur l'exploitation partout sur son territoire de ses ressources diversifiées, la France assure pleinement sa sécurité énergétique.

4. Zéro émissions nettes en 2050 : la France devient neutre en carbone

Le couplage des scénarios négaWatt et Afterres2050 montre que les émissions nettes de gaz à effet de serre, toutes sources confondues, deviennent nulles en 2050 : les "puits de carbone" agricoles et forestiers compensent alors les émissions résiduelles, principalement dues à l'agriculture. Par la suite, la quantité de carbone stockée finit par plafonner, et la fonction puits de carbone se réduit progressivement sur la période 2050-2100.

5. Gaz et électricité, une complémentarité incontournable

Les vecteurs gaz et électricité voient leur part augmenter de manière concomitante, au détriment notamment des carburants liquides, pour représenter en 2050 plus de 70 % de la consommation d'énergie finale. Capables de couvrir une très grande part de nos usages, ces deux vecteurs sont d'évidence complémentaires et non concurrents. La valorisation et le stockage possible des excédents d'électricité renouvelable sous forme de méthane de synthèse (power-to-gas) est l'une des clés de voûte du système énergétique de 2050.

6. L'agriculture et la forêt jouent un rôle majeur

Couplé au scénario négaWatt, le scénario Afterres2050 montre également que l'agriculture et la forêt jouent un rôle majeur sur le climat, à la croisée des enjeux climatiques et énergétiques, par la fourniture de ressources renouvelables, le stockage de carbone et la réduction des gaz à effet de serre. Le triptyque négaWatt appliqué au système alimentaire démontre ici aussi toute sa pertinence : sobriété dans la consommation, efficacité des modes de production, utilisation et production de ressources renouvelables.

7. L'économie circulaire, moteur du nouveau industriel

Pour répondre à l'évolution des besoins, l'industrie doit réorienter ses productions vers des biens et équipements plus durables, loin de la surconsommation actuelle, et veiller au contenu de ses produits en énergie grise et en matériaux. En développant les filières de réparation, de recyclage et de récupération, il est possible de diviser par deux les quantités de matières premières consommées, y compris en prenant en compte le développement des énergies renouvelables qui offrent par ailleurs de nouvelles opportunités pour l'industrie.

8. Des bénéfices multiples pour la santé et l'environnement

Le scénario négaWatt améliore très significativement la qualité de l'air, de l'eau et des sols ainsi que la biodiversité avec des conséquences positives majeures sur la santé publique. Il rend notre air bien plus sain par la quasi-suppression des particules émises par les combustibles et carburants (remplacés par du méthane), par l'utilisation d'équipements de combustion performants pour la biomasse et par une forte diminution des émissions d'ammoniac agricole.

9. La transition énergétique, un bienfait pour l'économie et l'emploi

Le scénario négaWatt s'avère globalement moins coûteux que le scénario tendanciel, même en considérant un prix des énergies importées stable. Il est aussi nettement plus riche en emplois : la transition énergétique crée pas moins de 400 000 emplois nets d'ici 2030, confirmant les analyses antérieures. La société française devient ainsi plus résiliente face à d'éventuels chocs extérieurs tels que, par exemple, une crise géopolitique entraînant une rupture d'approvisionnement ou une hausse soudaine du prix du baril.

10. Une France plus solidaire et plus responsable.

La mise en œuvre de la sobriété, de l'efficacité et du développement des énergies renouvelables apporte à tous les territoires, ruraux comme urbains, de l'activité et des richesses qui permettent de construire à terme un paysage énergétique réparti plus équitablement : elle permet notamment de réduire très fortement le nombre de personnes en situation de précarité énergétique. À l'international, la France envoie un triple message : de responsabilité en prenant toute sa part de l'effort climatique, d'exemplarité en contribuant à l'émergence d'un nouveau modèle de développement et enfin de solidarité vis-à-vis des pays où la croissance de la consommation d'énergie reste une nécessité.

11. Il n'y a plus de temps à perdre

Il ne faut ni attendre de grand soir énergétique, ni se contenter de gadgets : la priorité pour les 5 ans à venir est à la mise en œuvre des lois et mesures décidées durant les deux quinquennats précédents, mais dont le rythme d'application est très insuffisant. Une réelle volonté d'agir doit se manifester clairement et à toutes les échelles, entre continuité des engagements et nouveaux trains de mesures. Le combat pour le climat n'est pas perdu, mais chaque année d'atermoiements obère notre avenir énergétique et climatique.

12. Le scénario négaWatt, une boussole et un tempo pour agir

Partout dans les territoires, des acteurs de toutes natures, citoyens, entrepreneurs, élus se sont déjà engagés concrètement pour construire un nouveau paysage énergétique.

À ceux-là et à tous les autres qui, toujours plus nombreux, leur emboîtent le pas, le scénario négaWatt offre une trajectoire et un rythme pour guider l'action : à tous, nous disons de s'en saisir pour réussir la transition énergétique, notre immense et vital chantier pour la première moitié de ce siècle.

01.

L'urgence de l'action

Plus de cinq années séparent le scénario négaWatt 2017-2050 de son prédécesseur. Si cela justifie en soi une actualisation, celle-ci trouve des motivations plus profondes dans les mutations qui sont à l'œuvre, en France comme dans le monde. Dans la course de vitesse entre signaux de plus en plus manifestes de l'urgence et motifs de plus en plus nombreux d'espoir, le scénario négaWatt s'inscrit résolument dans un appel à l'action.

1.1. Une inquiétude croissante

L'accélération de la transition énergétique devient chaque jour plus nécessaire. Entre changement climatique, tensions liées aux ressources énergétiques et aggravation des risques sanitaires et technologiques, le poids des choix du passé est de moins en moins supportable.

Les déstabilisations liées au changement climatique

Ce constat s'appuie d'abord sur l'augmentation du nombre et de la gravité des phénomènes liés au changement climatique. Le record de l'année la plus chaude jamais enregistrée battu d'une année sur l'autre, ou la fonte à un rythme de plus en plus rapide de la banquise arctique sont deux signes parmi d'autres d'une probable accélération, voire d'un risque d'emballement des dérèglements. La situation actuelle dépasse, à bien des égards, les prévisions les plus pessimistes établies par les experts du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

L'actualité récente nous le montre : cette évolution a des conséquences dramatiques. Les phénomènes de sécheresse, les inondations, les tempêtes et les ouragans affectent avant tout les conditions de vie des populations les plus pauvres et les plus vulnérables. Dans le Pacifique, la montée prévisible des eaux pourrait imposer aux habitants de certaines îles de quitter la terre de leurs ancêtres, et dans de multiples régions, les migrants climatiques sont déjà une réalité. Au Proche-Orient, la pire sécheresse enregistrée depuis plusieurs siècles dans le Croissant Fertile – berceau mondial de l'agriculture et de la civilisation eurasiatique il y a plus de 10 000 ans – est sans aucun doute l'un des facteurs déclenchants de la révolte de 2011 en Syrie et de la guerre qui ensanglante depuis ce pays et menace de se propager au-delà.

La dépendance aux ressources fossiles

Cette région n'en finit pas, après la succession de conflits, en Irak ou ailleurs, liés aux immenses réserves pétrolières qu'elle recèle, de payer un très lourd tribut à l'appétit insatiable du "monde moderne" pour l'or noir. Les manifestations néfastes de notre dépendance persistante aux hydrocarbures fossiles n'ont, elles non plus, pas manqué ces dernières années.

Lors de la crise ukrainienne ouverte en 2014, la Russie a par exemple fait la démonstration de l'influence qu'elle exerce sur les Européens à travers leur approvisionnement en gaz fossile. De l'autre côté de l'Atlantique, le rêve nord-américain de s'affranchir des fournisseurs étrangers grâce aux gaz et huiles de schiste et aux sables bitumineux a viré au cauchemar environnemental et à l'absurdité économique, y compris dans ses répercussions sur le marché européen, où il a engendré un rebond temporaire du charbon au détriment du gaz naturel pour la production d'électricité. Alors même que les enjeux climatiques devraient nous conduire à laisser ces ressources dans le sous-sol, l'arrivée au pouvoir aux États-Unis d'un Président ouvertement favorable à la relance de l'industrie du pétrole et même du charbon nous dit malheureusement que cette histoire n'est pas finie.

Les impacts sanitaires et les risques technologiques

À quelques milliers de kilomètres de là, c'est encore le charbon qui, en plus d'émettre des quantités phénoménales de gaz à effet de serre, rend l'atmosphère des villes chinoises irrespirable au point de susciter des mouvements de révolte dans la population et d'entraîner des mesures de plus en plus drastiques de lutte contre cette pollution à la fois locale et globale.

Chez nous, le long épisode de pollution urbaine de l'automne/hiver 2016-2017, qui a suivi de peu le scandale du "Dieselgate", a mis en évidence l'irresponsabilité conjointe de l'industrie automobile et des autorités politiques et administratives censées les contrôler. En 2014, l'Organisation mondiale de la santé (OMS) a révisé

à la hausse ses évaluations de 2001 : un huitième des décès dans le monde est attribuable à la pollution de l'air, dont 48 000 par an dans notre pays.

Au chapitre des risques technologiques, le monde n'a heureusement pas connu de nouvelle catastrophe de l'ampleur de celle de Fukushima. Toutefois, loin de répondre à sa promesse de fournir massivement l'énergie décarbonée dont le monde a besoin, le nucléaire est en déclin. En France, il est en crise profonde : entre aventures ruineuses à l'étranger, faillite de fait des acteurs industriels, perte durable de compétitivité, problèmes majeurs de qualité et découverte de falsifications graves, la sûreté des installations nucléaires vieillissantes n'a peut-être jamais été autant sujette à caution.

1.2. Des raisons d'espérer

L'accélération de la transition énergétique devient en même temps chaque jour plus réaliste. Face à cette accumulation d'événements et d'informations anxiogènes, il y a en effet suffisamment de bonnes nouvelles pour accréditer de manière de plus en plus solide la faisabilité d'une ambition telle que celle portée par le scénario négaWatt.

Une mobilisation de plus en plus large

Malgré ses limites, la COP21 a incontestablement marqué un tournant majeur dans la mobilisation de la communauté internationale autour des enjeux climatiques, et dans la prise de conscience de l'urgence à agir. L'Accord de Paris entérine notamment l'idée d'un "budget carbone mondial" à ne pas dépasser pour rester à terme sous les 1,5 ou 2°C d'augmentation de la température moyenne, ouvrant la voie à des réflexions nécessaires, même si elles sont difficiles, sur les moyens d'atteindre cet objectif. À l'appui de cette vision, des exercices prospectifs de plus en plus radicaux fleurissent dans de nombreux pays.

Cet événement planétaire a aussi montré, pour la première fois, à quel point ce mouvement pouvait s'appuyer sur des larges parties du monde économique et de la société civile qui, même si leurs initiatives restent disparates, sont bien souvent en avance sur les gouvernements.

Des scénarios ambitieux par dizaines

D'abord relativement isolées à l'image du scénario négaWatt en France en 2011, les visions prospectives d'une transition énergétique très ambitieuse se sont multipliées ces dernières années. Ces scénarios émanent aussi bien d'agences publiques que de grands acteurs économiques et financiers, de structures universitaires que d'ONG. Au-delà des différences d'approche et de méthode, et malgré la diversité des options techniques qu'ils favorisent, leur convergence est remarquable sur deux aspects essentiels.

Le premier est la mise en évidence de l'importance et du caractère central des potentiels de maîtrise de la consommation d'énergie. De nombreux scénarios confirment ainsi la possibilité de réduire à terme de moitié la quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction des besoins économiques et sociaux dans les pays développés. Partout, cette action sur la demande est vue comme incontournable pour accélérer la transition de la production d'énergie vers des sources renouvelables.



Exemples de scénarios ambitieux, en Europe et dans le monde

Le second concerne justement la confiance croissante dans un avenir alimenté à 100 % par des énergies renouvelables, en particulier mais pas seulement pour la production d'électricité. À l'instar des travaux publiés en 2015 par l'ADEME pour la France, de plus en plus d'études attestent de la faisabilité technique et de la rationalité économique d'un système électrique flexible, décentralisé et fonctionnant au "tout renouvelable".

Partie des universités américaines en 2015, la campagne de désinvestissement dans les fossiles “Divest-Invest” a rapidement gagné de nombreux investisseurs, fondations, universités, fonds de pensions et compagnies d’assurance, dans les secteurs et les pays les plus divers. Avec 5 000 milliards de dollars d’actifs concernés fin 2016, ce mouvement a très vite atteint une taille significative.

De même, la mobilisation des élus locaux lors de la COP21, notamment ceux des régions et des grandes villes rassemblés pour un sommet spécifique qui a précédé celui des États, a mis en lumière l’engagement de territoires urbains et ruraux de plus en plus nombreux autour de l’objectif fédérateur des “100 % renouvelables”. En France, parti des campagnes où l’on a les pieds sur terre et porté par ceux qui ont décidé de passer à l’action sans attendre, le mouvement des “Territoires à énergie positive” est devenu le fer de lance d’une vague de fond qui a gagné les villes et même obtenu le soutien de l’État.

Des évolutions positives

L’année 2015 a aussi été la première où l’on a constaté la stagnation des émissions mondiales de gaz à effet de serre, et ceci malgré une croissance économique soutenue, grâce notamment au changement d’attitude de la Chine qui a commencé à réduire sa consommation de charbon pour produire son électricité et décidé de fermer un millier de mines d’ici 2020. La très légère augmentation des émissions mondiales en 2016, probablement liée au phénomène climatique naturel El Niño, semble confirmer une évolution structurelle, certes très loin d’être suffisante mais d’ores et déjà encourageante. De même, les évaluations des émissions françaises, non seulement sur le territoire mais aussi en tenant compte d’un bilan des émissions associées à l’étranger à nos importations et des émissions associées en France à nos exportations, témoignent d’une réduction qui, si elle reste trop timide, est cependant bien réelle.

Ce n’est pas le seul point sur lequel des inflexions significatives apparaissent. La diminution de la consommation d’énergie en France depuis 15 ans, conforme à la tendance européenne, peut être désormais considérée comme structurelle, d’autant que les évolutions sont désormais à la baisse aussi bien pour les carburants que pour l’électricité. Sur le plan de la production, le rythme actuel de développement des énergies renouvelables, dont l’accroissement mondial a pour la première fois en 2015 dépassé celui des énergies fossiles, donne tort à tous ceux qui les cantonnaient à un rôle marginal. C’est dans le domaine de l’électricité, où elles représentent depuis plusieurs années la majorité des nouvelles capacités installées, que se matérialise de la manière la plus visible ce changement.

L’émergence de nouvelles solutions

L’éolien et le photovoltaïque sont en effet parvenus, avec une bonne dizaine d’années d’avance sur les prévisions les plus optimistes, à devenir compétitifs avec le nucléaire, et même, dans les régions les plus favorables, avec la production d’électricité au pétrole ou au charbon.

En outre, les réponses qui semblaient embryonnaires voire exotiques en 2011 aux questions récurrentes sur les moyens de remédier à leur caractère variable – souvent qualifié à tort d’intermittence et perçu comme un frein à leur développement – ont depuis lors été confirmées à la maille de pilotes industriels. C’est notamment le cas du power-to-gas et de la méthanation (fabrication de méthane de synthèse obtenu à partir d’hydrogène, lui-même produit à partir d’électricité) qui émergent comme des clés de voûte incontournables des systèmes énergétiques de demain.

La période récente a également été marquée par des évolutions remarquables dans le domaine de la maîtrise de la consommation d’énergie. L’efficacité a fait de grands pas, notamment dans le domaine des équipements électriques, avec par exemple l’irruption des LEDs pour l’éclairage. Des mesures telles que l’étiquette énergie sur les appareils électro-ménagers ou le durcissement de la réglementation thermique sur les bâtiments montrent clairement leurs effets. Plus largement, l’explosion des technologies du numérique a accéléré la mutation déjà perceptible vers une approche de plus en plus “servicielle” de la demande énergétique, notamment dans le domaine des déplacements. Ainsi, la généralisation des vélos en libre-service dans toutes les grandes villes, l’information en temps réel dans les transports publics urbains et le co-voiturage sécurisé à longue distance contribuent à faire reculer la possession d’une voiture individuelle dans l’imaginaire des jeunes (et des moins jeunes) des pays développés.

1.3. Le temps de l’action

Entre prise de conscience de l’urgence à agir et des possibilités concrètes de le faire, la transition énergétique s’est largement imposée dans l’agenda politique. Temps fort de démocratie participative, le Débat national sur la transition énergétique (DNTE) a fait en 2012-2013 la démonstration de l’appétit des partenaires sociaux et de la société civile à se saisir des questions de l’énergie et du climat et à transformer la nécessité de la transition énergétique en opportunité pour la société tout entière.

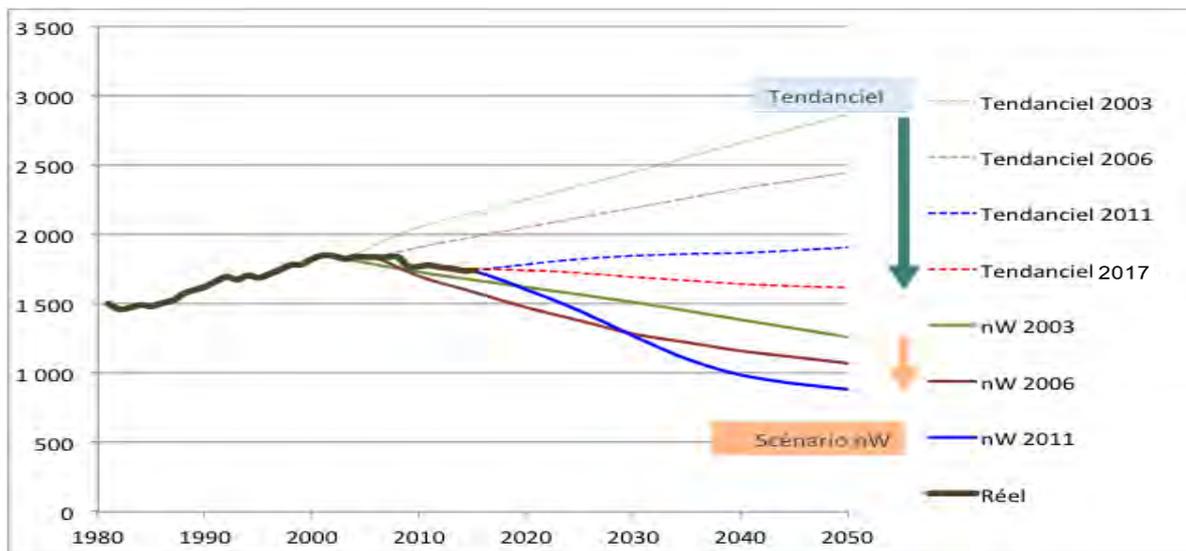
Porteurs de beaucoup d'espoirs, leurs objectifs sont clairs : se défaire de notre double dépendance aux énergies fossiles et au nucléaire ; réduire nos émissions de gaz à effet de serre en même temps que notre facture énergétique ; rendre notre pays et tous ses habitants, notamment les plus précaires, plus autonomes et résilients pour leur accès aux services énergétiques ; permettre à tous les territoires et aux acteurs locaux de valoriser les richesses qu'ils ont à portée de main ; et au bout du compte échapper à la faillite environnementale, économique et sociale à laquelle le vieux monde de l'énergie nous conduit inexorablement.

En regard des espoirs portés dans ce débat, la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte (LTECV), adoptée à l'été 2015, est très ambivalente. D'un côté, les objectifs qu'elle fixe à moyen et long terme marquent une véritable ambition, avec notamment la baisse de la part du nucléaire dans la production électrique à 50 % en 2025 (contre plus de 75 % aujourd'hui), le passage à 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale en 2030, et surtout la réduction de 50 % de la consommation d'énergie finale d'ici à 2050. Mais de l'autre, les résistances au changement, et le refus de tourner définitivement la page des choix du passé sur le nucléaire ou le Diesel, la privent de la substance correspondante. Ainsi, les mesures qu'elle contient ne suffisent pas à atteindre les objectifs qu'elle se fixe. Une fois celles-ci passées à la moulinette réglementaire et au rabotage de l'application concrète, il est à craindre que l'on reste très loin des ambitions affichées.

Pour réussir la transition énergétique, l'action peut et doit de toute urgence être renforcée. Fort de l'ensemble de ces constats, c'est bien dans cette perspective que s'inscrit le nouveau scénario négaWatt.

Un scénario tendanciel actualisé

Un scénario ambitieux et les mesures qui l'accompagnent doivent pouvoir être comparés à l'absence de politique volontariste que l'on peut définir comme scénario "tendanciel". De tels scénarios sont traditionnellement qualifiés de "laisser-faire", mais dès lors qu'une politique active de transition énergétique, même insuffisante, est décidée, ce terme n'est plus approprié. Ainsi, le scénario tendanciel retenu dans le cadre du scénario négaWatt 2017-2050 prend en compte l'ensemble des mesures prévues dans la loi TECV, mais avec une appréciation volontairement prudente de leur degré réel de mise en œuvre réglementaire et opérationnelle, et donc de résultats.



La consommation d'énergie finale dans le scénario tendanciel de l'exercice 2017, et sa comparaison avec les précédents exercices de scénarios négaWatt

Cette évaluation conduit à retenir un tendanciel orienté à la baisse en termes de consommation d'énergie, ce qui peut sembler être une grande nouveauté mais n'est en fait que la prolongation d'une tendance de fond observée depuis le premier scénario négaWatt en 2003. On constate en effet qu'au fil des ans, le niveau atteint non seulement par les différentes versions du scénario négaWatt, mais aussi par les projections tendanciennes n'a fait que se réduire à mesure que la consommation réelle se stabilisait puis s'orientait à la baisse.

La même logique est appliquée à l'offre d'énergie. Le scénario tendanciel intègre ainsi une baisse du nucléaire, qui n'atteint toutefois 50 % de la production d'électricité qu'aux environs de 2030 pour se maintenir à ce niveau ensuite, et une croissance lente de la production des énergies renouvelables, multipliée par 1,5 au final par rapport à leur niveau de 2015.

02.

Un scénario systémique

Si la diversité et l'ampleur des évolutions constatées depuis 2011 justifient largement l'élaboration d'un nouveau scénario, c'est sur la base de principes fondamentaux et méthodologiques qui conservent toute leur pertinence et restent largement inchangés. Au-delà de l'actualisation des données et des potentiels, ce sont l'approfondissement de la démarche et le relèvement de l'ambition qui caractérisent le scénario négaWatt 2017-2050.

2.1. L'ambition du long terme pour l'action

Il importe tout d'abord de réaffirmer que le scénario négaWatt est un exercice prospectif. Le futur qu'il explore ne constitue en rien une prédiction mais représente un possible. C'est un outil d'aide à la décision permettant d'imaginer la voie d'un avenir énergétique souhaitable et de décrire des solutions pour l'atteindre.

À cette fin, sa construction repose sur trois éléments qui s'alimentent les uns les autres :

- la définition d'une vision de long terme cherchant à prendre en compte l'ensemble des problématiques de soutenabilité du système énergétique ;
- la description d'une trajectoire cohérente et réaliste pour aller vers la réalisation de cette vision, en partant de la situation présente et en tenant compte des contraintes et des opportunités ;
- des préconisations sur les actions prioritaires à engager à court terme dans tous les domaines et sur les indicateurs à mettre en place afin de pouvoir en évaluer le résultat et les adapter si nécessaire.

Les diverses versions du scénario négaWatt s'inscrivent pleinement dans cette temporalité à rebours qui vise à donner, au présent, les clés d'une action à la fois urgente et inscrite dans le long terme. La version 2017 est loin d'être une simple mise à jour : en cinq ans, l'amélioration des connaissances, l'approfondissement de l'analyse et les nombreux retours d'expérience conduisent à des évolutions sensibles dans plusieurs domaines, sans pour autant que les conclusions majeures des exercices précédents ne soient remises en question.

Un scénario renforcé

Ces évolutions intègrent plusieurs éléments. En premier lieu, le retard pris pour une mise en œuvre effective de la transition énergétique augmente mécaniquement le niveau de contrainte pour tenir les objectifs. Si 2050 reste conventionnellement l'horizon du scénario négaWatt 2017, il convient à la fois de renforcer l'action sur cette période, et de s'interroger davantage sur ce qui se passe au-delà. En particulier, l'évaluation de la trajectoire du point de vue des émissions de gaz à effet de serre impose de se projeter jusqu'à 2100.

La volonté de mieux prendre en compte l'ensemble de ces émissions (et pas seulement le CO₂ lié à l'énergie comme dans le scénario 2011) participe d'un effort général d'élargissement et de cohérence du périmètre des indicateurs de la trajectoire à 2050. De la même manière, le scénario s'enrichit d'analyses sur la disponibilité des ressources et des matières premières ou sur les émissions de particules. Dans un autre registre, les développements portent aussi sur la réduction de la précarité énergétique.

Enfin, les évolutions technologiques et sociétales visiblement à l'œuvre, notamment la progression des énergies renouvelables et la numérisation de l'économie, conduisent à une révision des orientations et des potentiels dans plusieurs domaines.

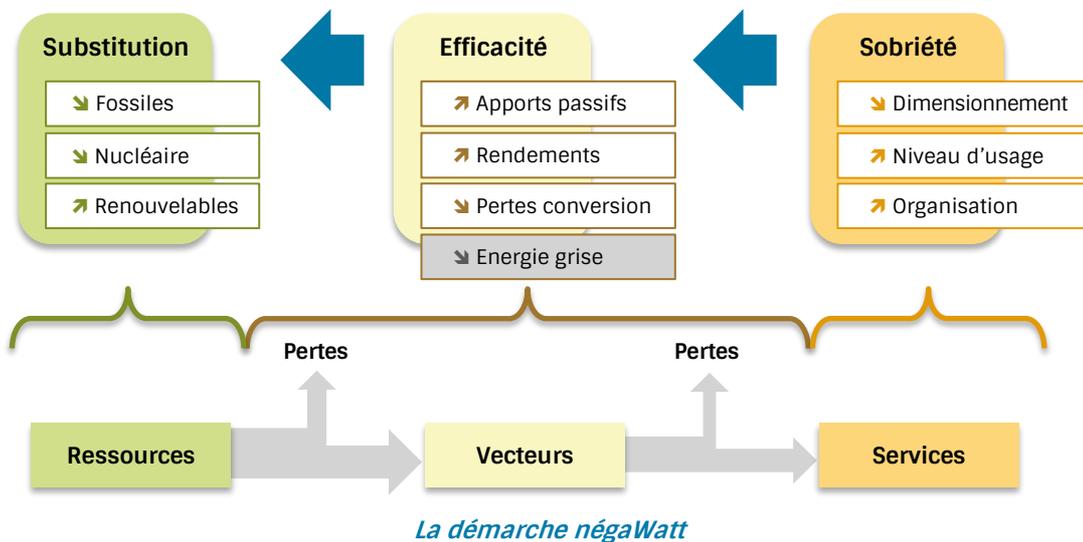
2.2. Des choix méthodologiques structurants

Comme tout exercice prospectif, le scénario négaWatt 2017-2050 est structuré autour d'un certain nombre de principes fondamentaux et de choix méthodologiques, qu'il convient d'explicitier.

La démarche négaWatt

Le premier de ces principes est l'application systématique, à l'ensemble du système énergétique, de la fameuse "démarche négaWatt" :

- l'entrée se fait par les **services énergétiques**, c'est-à-dire l'analyse des services rendus par la consommation d'énergie : chauffage, déplacements, fonctionnement des appareils, process industriels, etc. Afin de ramener le besoin de services énergétiques au plus près de leur utilité réelle, la **sobriété** agit sur des paramètres aussi divers que le dimensionnement des équipements, leur durée d'usage et leur degré de mutualisation, le taux de remplissage et la vitesse des véhicules, ou encore l'organisation de l'espace et de la société ;
- l'**efficacité** consiste quant à elle à chercher à réduire au maximum les pertes associées à la chaîne énergétique qui fournit ces services à travers différents vecteurs tels que le gaz, l'électricité ou la chaleur, eux-mêmes tirés des ressources énergétiques primaires. Ceci passe par l'amélioration des rendements de conversion et de consommation, aussi bien des bâtiments que des véhicules et de toutes les catégories d'équipements et d'appareils, ainsi que par la prise en compte de la consommation d'énergie nécessaire à leur fabrication, appelée énergie grise ;
- le choix prioritaire des **énergies renouvelables** en substitution aux énergies fossiles et au nucléaire pour couvrir les besoins résiduels. Il se justifie par leur caractère inépuisable (ce sont des énergies de flux, par contraste avec les énergies de stock fondées sur des réserves finies de charbon, pétrole, gaz fossile et d'uranium) et leur bien moindre impact sur l'environnement, que ce soit au niveau local ou mondial.



Objectif : 100 % soutenable

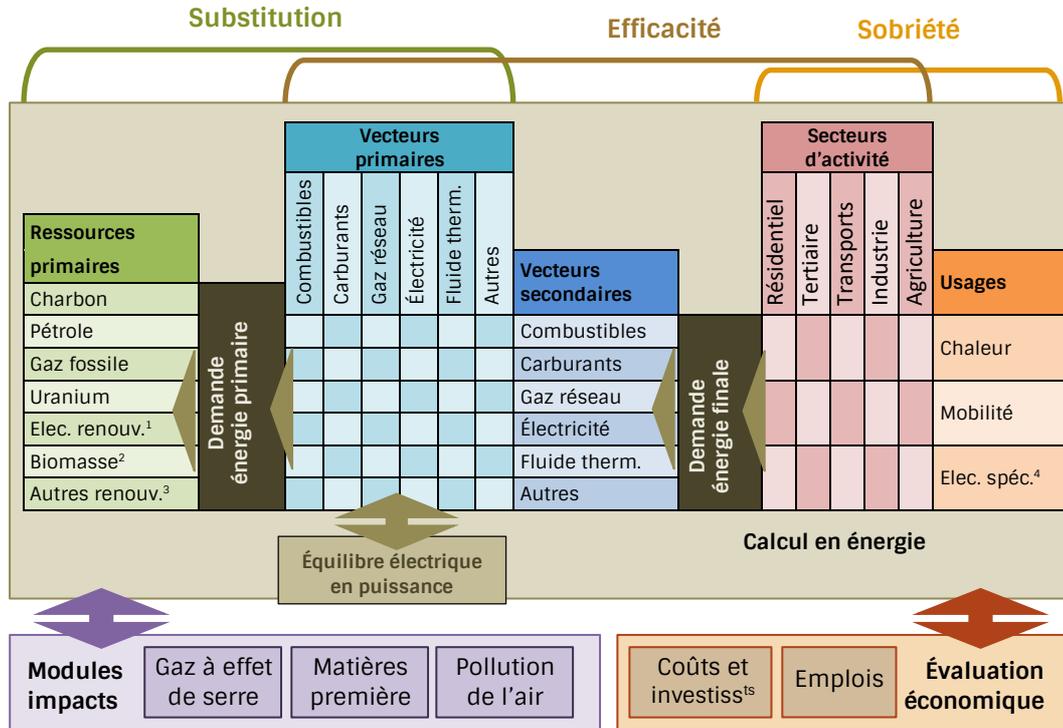
Le scénario négaWatt 2017-2050 vise à s'approcher autant que possible d'une couverture intégrale des besoins par les énergies renouvelables à l'horizon 2050 dans les trois grandes catégories d'usage que sont la chaleur, la mobilité et l'électricité spécifique. Il s'agit ainsi non seulement de décarboner l'énergie pour lutter contre le dérèglement climatique, mais plus fondamentalement de viser une diminution significative de l'ensemble des impacts environnementaux et des risques technologiques associés plus ou moins directement à notre système énergétique (y compris en privilégiant dans le même esprit, hors de la consommation d'énergie, l'usage raisonné de matériaux renouvelables).

Dans sa méthode et dans sa philosophie, le scénario développe à cet effet une vision systémique de la transition énergétique qui implique des changements plus ou moins importants des conditions d'usage, d'approvisionnement, d'acheminement et de production de l'énergie, et par conséquent des évolutions sensibles de l'ensemble des activités de consommation et de production dans tous les secteurs : habitat, tertiaire, transports, industrie, agriculture et alimentation.

À cet égard, l'articulation du scénario négaWatt avec le scénario Afterres 2050 de l'association Solagro, qui développe une approche similaire vis-à-vis des problématiques d'agriculture, d'alimentation, de sylviculture et d'usage des sols, apporte un renfort essentiel pour assurer la cohérence et la crédibilité de l'exercice.

La modélisation du scénario

Le scénario négaWatt est basé sur un calcul en énergie. Celui-ci part des services énergétiques, en distinguant les usages liés à la chaleur, à la mobilité et à l'électricité spécifique, pour remonter secteur par secteur vers une demande en énergie finale, puis primaire, qui est enfin croisée avec la disponibilité des différentes ressources énergétiques. Cette construction permet notamment de représenter de façon fine les évolutions liées à la sobriété sur les usages, à l'efficacité sur l'ensemble de la chaîne énergétique, et à la substitution des sources d'énergie, en cohérence avec les choix relatifs aux vecteurs. Le modèle assure un équilibre en énergie, au pas annuel, complété par un équilibrage en puissance au pas horaire pour l'électricité.



¹ Électricité primaire d'origine renouvelable : hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines...

² Biomasse solide, biomasse liquide et biogaz.

³ Autres énergies renouvelables : solaire thermique, géothermie, déchets ménagers...

⁴ Usages énergétiques spécifiquement associés à l'électricité.

Principe de modélisation du scénario négaWatt

Au delà de ce bilan en énergie, la modélisation retenue permet de calculer un bilan global en émissions de gaz à effet de serre ainsi que d'autres impacts environnementaux. Enfin, la modélisation physique est complétée par une évaluation économique basée sur l'agrégation des coûts associés aux transformations décrites, et au calcul de leurs conséquences en emplois.

Le réalisme des choix

Une fois ce cadre posé, de nombreuses options techniques sont envisageables. Le scénario négaWatt s'applique à retenir celles que l'on peut considérer comme réalistes d'un point de vue technologique et sociétal autant qu'économique.

Sur le plan technologique, il s'agit de ne pas s'en remettre à d'hypothétiques ruptures, souvent prétextes à différer l'action. Loin d'écarter l'innovation, moteur essentiel de la transition énergétique, le scénario négaWatt ne fait appel de manière significative qu'à des technologies aujourd'hui suffisamment matures pour être certain qu'elles seront disponibles à temps, en quantité suffisante, à un coût abordable et avec des impacts acceptables.

Le scénario s'appuie à cet effet sur les échelles internationales de *Technology Readiness Level* (TRL) et de *Manufacturing Readiness Level* (MRL), en proposant de compléter cette évaluation par celle de leur maturité sur le plan des impacts environnementaux et sociaux (*Environmental & Social Readiness Level*, ESRL). Seules des options correspondant au moins à la démonstration du système au niveau d'un prototype en environnement opérationnel (TRL ≥ 9) sont intégrées, et les options qui présentent le plus haut degré de

maturité sont toujours privilégiées. Construite selon cette approche prudente, la trajectoire décrite ne peut qu'être renforcée en cas de progrès plus rapide que prévu ou de rupture effective dans une technologie donnée.

Sur le plan économique, le réalisme consiste paradoxalement à s'affranchir des limites imposées par les règles actuellement reflétées dans les modèles d'analyse macro-économique. Basées sur des prix qui ne reflètent pas les externalités et sur des logiques essentiellement court-termistes, celles-ci constituent souvent un obstacle à la mise en œuvre des actions nécessaires. C'est la raison pour laquelle le scénario négaWatt est construit sur la base d'un modèle purement physique : c'est bien dans ce domaine que des limites non négociables en termes de ressources et d'impacts s'imposent. La trajectoire physique compatible avec ces contraintes est en fait construite en privilégiant les solutions *a priori* les moins coûteuses, avant d'évaluer *a posteriori* son contenu économique et surtout, de s'interroger sur les régulations nécessaires pour être en mesure de la suivre.

2.3. La complémentarité comme valeur cardinale

La transition énergétique ne se résume pas au passage d'une offre énergétique basée sur les énergies fossiles et nucléaire à une offre basée sur les énergies renouvelables. Elle concerne tout le système énergétique, qui relie des ressources, des vecteurs et des usages dans un espace réel et dans un temps donné, en l'occurrence le territoire de la France métropolitaine d'ici 2050. À travers son modèle et sa démarche, c'est bien un processus de transformation dans cet espace et sur cette durée que le scénario négaWatt s'attache à décrire.

Le bon vecteur pour le bon usage

Le système énergétique français s'est historiquement construit sur un "principe de spécialité" qui a organisé la coexistence d'opérateurs nationaux disposant de monopoles sur leurs vecteurs respectifs (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers...), interdisant de fait toute réflexion et toute pratique supposant leur complémentarité. Chaque vecteur présente pourtant des caractéristiques qui lui sont propres en matière de simplicité d'usage, de flexibilité, de transport, de stockage, d'émission d'effluents, de nuisances locales, de besoin d'infrastructure, etc.

Associée à celle des énergies renouvelables et à celle des usages, cette diversité permet un grand nombre de combinaisons, ce qui est séduisant pour imaginer les possibles mais impose de s'assurer de la cohérence des solutions retenues. Le scénario négaWatt ne les hiérarchise pas *a priori* : il interroge au contraire de manière pragmatique, en fonction des usages, le choix des vecteurs permettant une optimisation globale du système – dans le souci d'une économie des ressources et d'une priorité à l'utilisation des infrastructures existantes, à commencer par les réseaux. Ainsi, le scénario cherche à valoriser chacun des vecteurs selon un meilleur équilibre entre ressources mobilisables et usages, et privilégie notamment, dans leurs usages les plus efficaces, le vecteur gaz et le vecteur électricité, qui présentent tous les deux une forte flexibilité, une capacité de réseau, un potentiel reposant sur des sources diversifiées, et qui offrent une grande complémentarité.

Le rôle central des territoires

Par convention et par volonté de simplicité, tous les éléments du scénario négaWatt, y compris sa modélisation, sont traités à l'échelle de la France métropolitaine et de ses échanges avec l'extérieur. Cette vision est cependant réductrice. Construit sur une logique de plus en plus centralisée, et basé sur des ressources de plus en plus extérieures au pays, notre système énergétique a progressivement gommé les territoires et réduit leurs habitants au statut de consommateur final. Or, dans leur richesse et leur diversité, ils ont au contraire un rôle essentiel à jouer dans la mise en œuvre de la transition énergétique décrite par le scénario négaWatt.

Celle-ci repose en effet principalement sur la mobilisation par les acteurs de terrain, dans les villes et les campagnes, au plus près des situations concrètes, des potentiels d'action sur la consommation d'énergie et des ressources d'énergies renouvelables. Le scénario intègre par exemple, à la croisée des problématiques du bâtiment et de la mobilité, une analyse différenciée de l'action sur les déplacements selon la densité urbaine des zones considérées. L'articulation avec le scénario Afterres 2050 s'inscrit elle-aussi pleinement dans cette perspective.

03.

Des orientations renforcées

Sur la base de l'ambition et de la méthode décrites précédemment, le scénario négaWatt 2017 décrit une transformation du rapport à l'énergie dans l'ensemble des secteurs d'activité, avec 2050 comme horizon. Cette description commence logiquement par la consommation de biens, d'équipements et de services consommateurs d'énergie et de ressources. Elle se poursuit par le rôle des bâtiments et plus largement de l'organisation de l'espace dans la consommation d'énergie, avant de se concentrer sur le système productif industriel puis agricole. Enfin, elle aborde les conséquences de ces transformations sur les besoins en énergie, et leur adéquation au développement des énergies renouvelables.

Réalisé à l'échelle de la France métropolitaine, l'exercice tient compte d'une évolution de la population conforme à la "projection centrale" de l'INSEE. Celle-ci, restée inchangée par rapport à celle du scénario de 2011, prévoit une population atteignant 72 millions d'habitants en 2050, contre 65 millions aujourd'hui.

Le scénario négaWatt 2017 reste globalement conforme aux orientations de son prédécesseur. La révision des contraintes et surtout des potentiels associés à différentes options, la nécessité d'agir plus vite compte tenu du retard accumulé et l'analyse plus complète des impacts conduisent néanmoins à des évolutions sensibles, à la recherche de résultats plus poussés et d'une trajectoire plus optimale.

3.1. Consommation durable

C'est une évidence : nos besoins en énergie sont intimement liés à notre mode de vie. Les équipements que nous utilisons, les biens et les services que nous consommons nécessitent des quantités plus ou moins grandes d'énergie pour être fabriqués, pour être acheminés et pour fonctionner. Ainsi, la première étape de la transition énergétique est d'interroger cette consommation. Comme pour le reste du scénario, les évolutions projetées dans ce domaine ne sont pas immédiates, mais étalées sur une durée de 35 ans : les changements décrits ici, s'ils peuvent paraître radicaux, ne le sont en réalité pas plus que ceux que nous avons connus depuis 1980, époque où les ordinateurs, l'internet et les téléphones mobiles pour tous n'existaient que dans la science-fiction... Par ailleurs, si les changements individuels sont représentés dans le scénario sous la forme d'une moyenne, ils n'en sont pas pour autant uniformes, et peuvent au contraire représenter une combinaison d'évolutions plus ou moins radicales ou modérées au sein de la société.

Un usage plus sobre d'équipements plus efficaces

Le lien entre consommation et énergie se joue d'abord dans les différents équipements qui utilisent de l'énergie pour nous rendre des services au quotidien, depuis les luminaires jusqu'aux automobiles, en passant par l'électro-ménager, la bureautique ou la cuisson. Il se joue à la fois dans leur niveau de performance et dans l'usage que nous en faisons : on retrouve ainsi l'efficacité et la sobriété qui sont appliquées à l'évolution de la consommation dans chacun des secteurs concernés.

En ce qui concerne l'électricité consommée dans les secteurs résidentiel et tertiaire, une politique consistant à faire correspondre les normes aux meilleures performances du marché et la généralisation de comportements responsables suffisent, sans effort spectaculaire, à réaliser des économies importantes. Celles-ci représentent au final un volume équivalent à 15 % de l'ensemble de la consommation électrique actuelle. Elles sont d'autant plus bénéfiques qu'elles contribuent dans le même temps à diminuer le niveau des pointes de puissance appelée, facteur dimensionnant de la capacité des réseaux ainsi que des moyens de production et de stockage d'électricité.

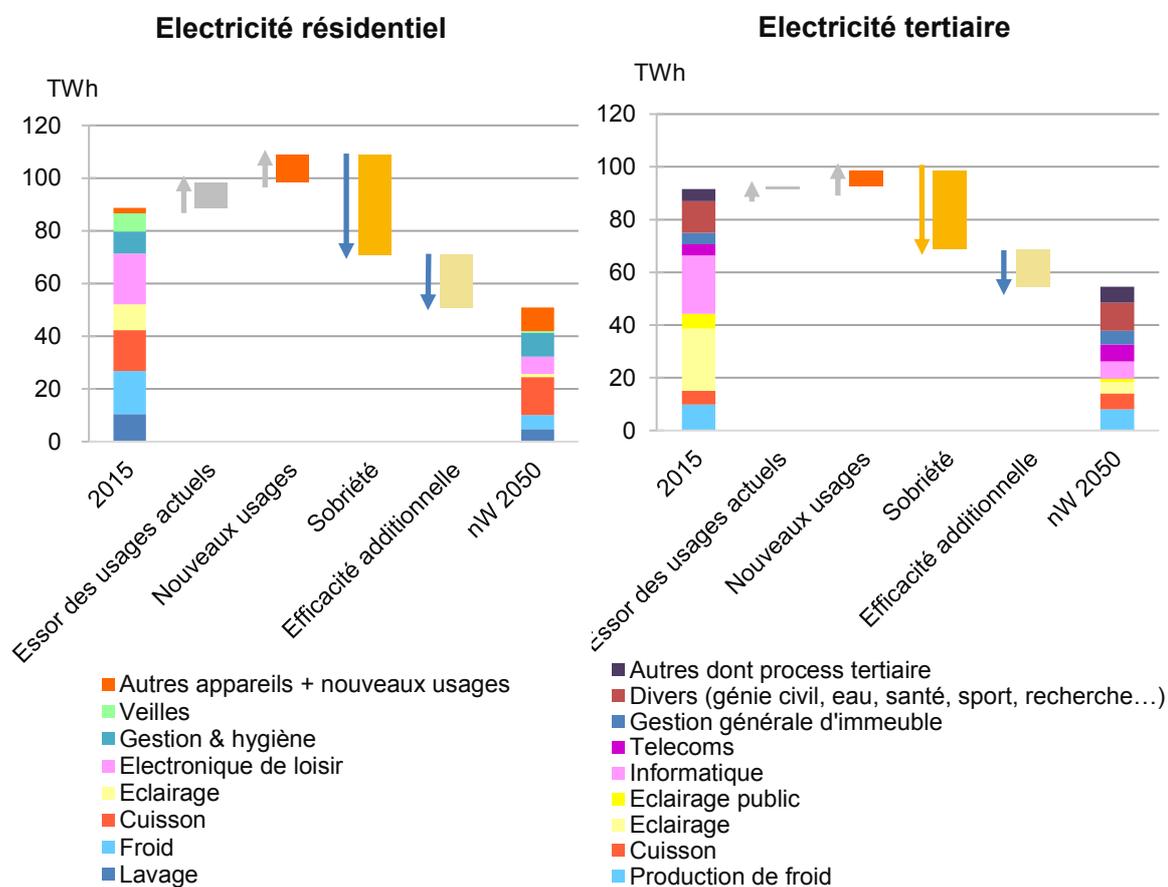
Appareils électriques

La prolifération d'appareils en tous genres dans nos logements et dans les bâtiments tertiaires a été longtemps symptomatique de notre ébriété énergétique. Électroménager, audiovisuel, appareils numériques : au fil de ces nouveaux usages, la consommation d'électricité associée a été multipliée par 6 depuis les années 1970. Depuis une dizaine d'années, les normes européennes couvrant ces produits – dont la plus visible est l'étiquette énergie – ont été renforcées pour mettre fin à cette dérive. Malgré leur succès incontestable pour améliorer l'efficacité moyenne des appareils vendus, elles ont seulement permis de stabiliser les niveaux globaux de consommation, car dans le même temps nous continuons à nous équiper de plus en plus d'appareils et à en multiplier les utilisations.

Le scénario négaWatt, à travers une analyse fine de plus de 120 paramètres d'usage, modélise deux évolutions principales. La première est une poursuite soutenue de cet effort réglementaire – logique au vu de sa pertinence économique et des relativement bonnes dispositions des fabricants – permettant la diffusion des technologies les plus efficaces. Grâce aux progrès attendus, un foyer moyen dispose en 2050 d'un électroménager de 5 % à 15 % plus efficace que le meilleur niveau d'aujourd'hui, d'éclairages LED et d'écrans très performants, etc. Les bureaux et bâtiments tertiaires seront eux aussi équipés d'ordinateurs et serveurs, ou leur équivalent, correspondant aux meilleures performances connues à ce jour.

Ces progrès sur l'efficacité de l'ensemble des appareils ne porteront leurs fruits que s'ils sont accompagnés d'une certaine modération sur les usages. Le scénario reste mesuré sur ce second volet, combinant une retenue sur les taux d'équipement de certains appareils (sèche-linge, congélateur,...) avec une optimisation des usages (par exemple un meilleur remplissage des lave-linge, une box numérique multifonction unique par foyer, etc.). Le niveau de sobriété moyen retenu traduit des comportements qui peuvent être différenciés : si certains voudront s'émanciper des nombreux appareils qui envahissent nos vies, pour d'autres il s'agira simplement d'user de bon sens vis-à-vis de leur dimensionnement ou de leur niveau d'usage. Cette sobriété est aussi appliquée dans le tertiaire, où l'on privilégie par exemple les terminaux informatiques légers, et dans l'espace public à travers des pratiques plus raisonnables sur l'éclairage ou en limitant l'usage des écrans publicitaires.

Le scénario n'oublie pas la possibilité d'apparition de nouveaux usages ou appareils encore inconnus, à l'instar de l'internet à la maison, de l'explosion des smart phones, et des tablettes qui n'existaient pas il y a encore 10 ans. Il intègre à cet effet une réserve confortable de plus de 10 TWh d'usages inédits d'ici à 2050, équivalents à la consommation actuelle de l'ensemble du poste lave-linge et lave-vaisselle des ménages.



Consommation électrique (hors chaleur) dans le résidentiel et dans le tertiaire, en 2015 et en 2050 dans le scénario négaWatt 2017-2050

Sans limiter le niveau de confort ni ralentir l'avènement d'une société numérique de plus en plus connectée, la sobriété et l'efficacité contribuent à une réduction de 46 % de la consommation moyenne par ménage des appareils électriques par rapport à 2015, et de 41 % dans le tertiaire.

La mobilité, secteur dans lequel les tendances actuelles restent les plus préoccupantes, demande des évolutions plus marquées. Notre goût collectif pour la liberté de déplacement se traduit en effet aujourd'hui par une très grande dépendance à la voiture individuelle, selon un modèle dans lequel nous devons en être propriétaire : nous l'utilisons pour 65 % du total des km que nous parcourons. Conséquence : prisonniers de ce véhicule à tout faire, nous utilisons la plupart du temps seul, à 30 km/h et en ville un engin dimensionné,

en poids et en motorisation, pour transporter cinq personnes et leurs bagages à 130 km/h sur autoroute. Tant du point de vue énergétique que des ressources, ce modèle est particulièrement inefficace.

Plusieurs leviers sont à notre disposition pour agir sur cette situation. Le premier est d'équiper les véhicules de motorisations plus efficaces, en développant l'usage de véhicules hybrides allant vers le 2 litres aux cents km et de véhicules électriques : à terme, ces derniers s'imposent dans les centres urbains et les zones péri-urbaines mais pas pour les longues distances. Il s'agit également de mieux utiliser les véhicules, en augmentant leur taux de remplissage pour atteindre 1,8 personnes par véhicule, contre 1,6 aujourd'hui, grâce notamment au co-voiturage. Plus largement, le développement d'une offre de mobilité servicielle, *via* les nouvelles pratiques d'auto-partage par exemple, crée la possibilité de disposer à tout moment d'un véhicule adapté à l'usage que l'on en fait sans pour autant en être soi-même propriétaire. Enfin, la réduction de la vitesse autorisée sur route (80 km/h) et sur autoroute (110 km/h) permet un gain immédiat et substantiel sur les consommations de carburant, sans pour autant augmenter les temps de parcours grâce à la décongestion du trafic qui l'accompagne.

Une consommation maîtrisée de biens et de services

Une grande partie de l'énergie que nos modes de vie et nos comportements d'achat nécessitent est en réalité cachée. Il ne s'agit plus ici de l'électricité ou du carburant qui font fonctionner nos équipements et nos appareils, mais de celle, désignée par le terme d'*énergie grise*, qu'il a fallu consommer en amont pour concevoir, produire, conditionner et acheminer les biens et les services que nous achetons, et celle qu'il faudra consommer en aval pour s'occuper des déchets qui seront inéluctablement générés. L'enjeu va d'ailleurs bien au-delà de l'énergie, car cette fourniture de biens et de services consomme aussi des matières premières, de l'eau, de l'espace et bien d'autres ressources.

Cette préoccupation concerne avant tout l'industrie où, indépendamment de l'efficacité des process, ce sont les besoins de production eux-mêmes qui doivent être interrogés. Le principe de sobriété mis en avant par la démarche négaWatt conduit à combattre la surconsommation actuelle en s'appliquant à de nombreux niveaux, à commencer par la maîtrise du dimensionnement et la limitation de la redondance des biens que nous possédons. Sa mise en œuvre s'appuie également, selon le principe "serviciel" plutôt que "propriétaire" déjà appliqué aux véhicules, sur des progrès en matière de mutualisation. Surtout, elle intègre une inversion de la tendance actuelle à une durée de vie de plus en plus courte d'un grand nombre de biens, dont la conception rompt avec la logique d'obsolescence programmée et favorise leur "réparabilité" à laquelle répond le développement des filières de réparation et de réutilisation.

Enfin, la sobriété touche aux conditions de mise à la disposition des consommateurs de biens et de services en réduisant au strict nécessaire les consommations intermédiaires inutiles telles que le suremballage, le matraquage publicitaire ou la gabegie de transports de marchandises. Ainsi les emballages réutilisables, moins coûteux en énergie et en matières première, comme les bouteilles en verre consignées deviennent la règle et les prospectus publicitaires sont à termes éliminés, tandis que les circuits courts sont systématiquement privilégiés.

En lien avec le scénario Afterres 2050, une attention particulière est portée à notre système alimentaire qui, du champ à l'assiette, représente plus du tiers des émissions totales de gaz à effet de serre en France, en comptant les étapes de l'agroalimentaire, de la distribution et de la gestion des déchets. Au-delà de l'énergie, répondre aux enjeux environnementaux, sanitaires, nutritionnels et sociétaux impose de réduire significativement les 200 kg d'aliments perdus ou gaspillés par an et par personne à tous les stades de la chaîne. Il convient également d'inverser la proportion actuelle entre les protéines d'origine animale et celles d'origine végétale dans notre alimentation, en passant d'un rapport 2/3-1/3 à 1/3-2/3. Ceci passe notamment par la réduction à terme de moitié la consommation de viande au profit par exemple de légumineuses et de fruits à coques – une évolution qui ne fait que prolonger celle que l'on observe déjà dans les statistiques. En parallèle, l'évolution des pratiques culturelles vers l'agro-écologie et l'agriculture biologique – dont la part dans l'alimentation a commencé à augmenter – contribue à la réduction sensible des impacts de toutes natures de notre alimentation,

3.2. Le parc de bâtiments

À lui seul le secteur résidentiel-tertiaire représente actuellement plus de 40 % de la consommation d'énergie finale : c'est dire s'il représente un enjeu considérable ! Au-delà des usages abordés plus haut, notamment en électricité spécifique, l'essentiel de cette consommation est lié aux besoins de chaleur pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et parfois la climatisation qui sont associés à l'occupation des bâtiments eux-mêmes. C'est pourquoi une action globale sur le parc de logements et de bâtiments tertiaires s'impose comme une priorité.

La maîtrise des surfaces occupées

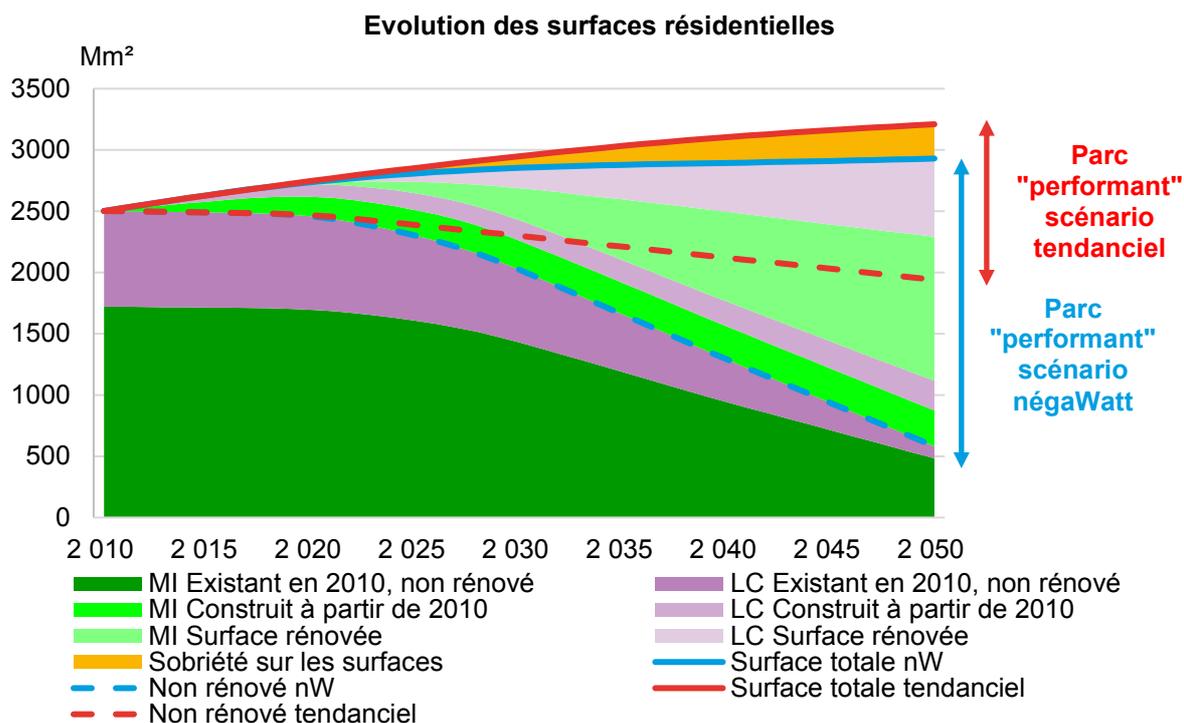
Le premier niveau d'action concerne, au titre de la sobriété, une maîtrise des surfaces occupées. Même s'il est difficile de dire si elles sont conjoncturelles ou structurelles, les tendances observées depuis quelques années vont de ce point de vue dans le bon sens : légère diminution des surfaces unitaires et baisse sensible de la proportion des maisons individuelles dans le logement neuf, mais aussi réduction du rythme de construction de surfaces tertiaires neuves, dont une bonne partie reste aujourd'hui inoccupée. Ces évolutions, plus marquées que celles qui figuraient dans les premières années du scénario 2011, confirment que ces inflexions sont possibles et réalistes.

En maintenant une hypothèse de ralentissement sensible de l'augmentation des surfaces tertiaires, le scénario négaWatt 2017-2050 revient grosso modo à un rythme indexé sur la croissance de la population pour atteindre 1,1 milliard de m² en 2050, à comparer aux 950 millions de m² actuels. Il projette également une stabilisation de la surface moyenne de logement par occupant au niveau actuel de 42 m² par personne. Outre les évolutions sur la taille et la typologie des logements neufs, cette projection tient compte de la mise en œuvre de politiques incitatives visant à maintenir le taux de cohabitation à son niveau actuel, en encourageant par exemple la colocation d'étudiants ou l'hébergement de jeunes travailleurs chez des personnes âgées. Ce facteur joue énormément sur le nombre de nouveaux logements nécessaires : la poursuite de la dynamique actuelle de décohabitation nécessiterait la construction d'environ 2 millions de logements supplémentaires par rapport à une hypothèse de stabilisation.

Le chantier majeur de la rénovation

La construction de bâtiments neufs permet de leur appliquer une meilleure performance énergétique, que le scénario négaWatt intègre au plus haut niveau raisonnablement envisageable. Mais elle engendre de fortes consommations d'énergie grise, d'autant plus si l'on n'a pas recours à des matériaux bio-sourcés (bois, paille, isolants végétaux, etc.). Ce constat, qui incite à modérer le nombre de nouvelles constructions supplémentaires, plaide aussi pour ne pas accélérer le rythme du cycle de démolition-reconstruction, aujourd'hui très faible à l'échelle du parc existant.

C'est pourquoi le diagnostic posé voilà plus de dix ans demeure plus que jamais d'actualité : l'enjeu principal dans le secteur résidentiel-tertiaire reste la mise en œuvre d'un vaste chantier de rénovation énergétique, visant à la fois un traitement complet du parc existant d'ici à 2050 et un niveau élevé de performance, non seulement au niveau de l'enveloppe mais aussi des systèmes. Le retard pris dans la montée en puissance de ce programme de grande ampleur impose de porter progressivement le volume annuel des travaux à 780 000 logements et 3,5 % environ des surfaces tertiaires si l'on veut avoir la certitude que la quasi-totalité du parc construit avant 2000 a pu être traitée avant 2050. La différence avec le programme envisagé dans le tendanciel sur la base des mesures actuellement en place ou annoncées, qui conduit à un rythme environ 3,5 fois moins élevée avec des niveaux de performance nettement moins ambitieux, est majeure. Cet enjeu est déterminant pour la réussite de la transition énergétique.



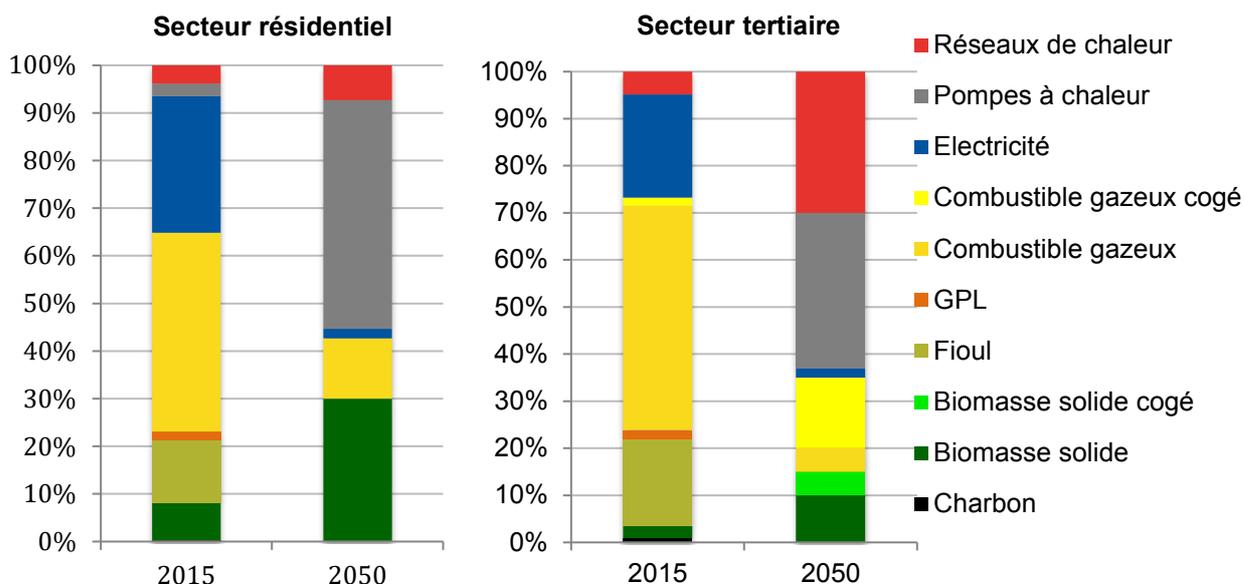
Programme de rénovation du secteur résidentiel

Tous les chantiers, qu'il s'agisse de rénovations ou de constructions neuves, cherchent par ailleurs à réduire l'énergie grise contenue dans les matériaux employés : par exemple, la part de bois utilisé en structure, menuiseries et isolation passe de 7 % en 2015 à 15 % en 2050 de la masse des matériaux.

Une électrification plus poussée

Qu'il s'agisse de construction ou de rénovation, le très grand nombre de chantiers ouverts chaque année offre l'opportunité de faire évoluer la répartition entre les différents vecteurs alimentant les besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de climatisation. L'arbitrage entre les solutions disponibles et leur performance, différencié selon la typologie des bâtiments, donne une place privilégiée aux pompes à chaleur performantes, principalement électriques, qui disposent d'atouts indéniables en termes d'efficacité et de flexibilité.

Cette évolution se fait principalement aux dépens du chauffage électrique par effet Joule (convecteurs), qui disparaît presque totalement, mais aussi, bien que dans une moindre mesure, aux dépens du gaz, notamment individuel, qui bénéficie en contrepartie du développement de la micro-génération dans le tertiaire. Au total, c'est bien à une électrification des modes de chauffage que l'on assiste, mais avec des niveaux de performances qui n'ont rien à voir avec ceux d'aujourd'hui – avec au passage un effet très bénéfique sur les pointes hivernales qui constituent actuellement le principal risque de black-out du réseau.



Parts modales des différents vecteurs pour le chauffage (énergie principale)

3.3. Occupation de l'espace

Les évolutions nécessaires dans l'utilisation de nos véhicules et de nos bâtiments ne prennent tout leur sens que dans une approche globale de notre occupation de l'espace. La flexibilité d'usage, la diversité fonctionnelle, la densité de réseaux et de services, le réinvestissement de l'espace rural sont autant de clés pour rompre avec une tendance lentement destructrice.

Cinquante années de politiques publiques en faveur de l'automobile ont en effet considérablement transformé nos paysages, notre urbanisme, et plus globalement notre manière d'aménager et d'utiliser l'espace. La France a construit le premier réseau routier d'Europe, le fret routier est devenu la norme et le fret ferroviaire l'exception, et nos villes ont toutes suivies un même schéma de développement : disparition progressive des commerces de proximité au profit de centres commerciaux installés en périphérie, loin des zones résidentielles, contraignant les consommateurs à l'utilisation d'une voiture individuelle. La multiplication de zones pavillonnaires a progressivement allongé les distances domicile-travail tout en grignotant toujours plus sur des espaces agricoles pourtant nécessaires à l'alimentation des populations. Archi-dominé par le trafic routier et hyper-dépendant au pétrole, le secteur des transports représente aujourd'hui en France la première source d'émissions de gaz à effet de serre.

Urbanisme et mobilité - zoom méthodologique

La multiplicité des typologies de déplacement, liées à la fois à leurs motifs et aux lieux où ils se déroulent ou qu'ils relient, nécessite une multiplicité de réponses, qui relèvent aussi bien de la technique pure que de l'organisation sociétale de nos villes et de nos campagnes.

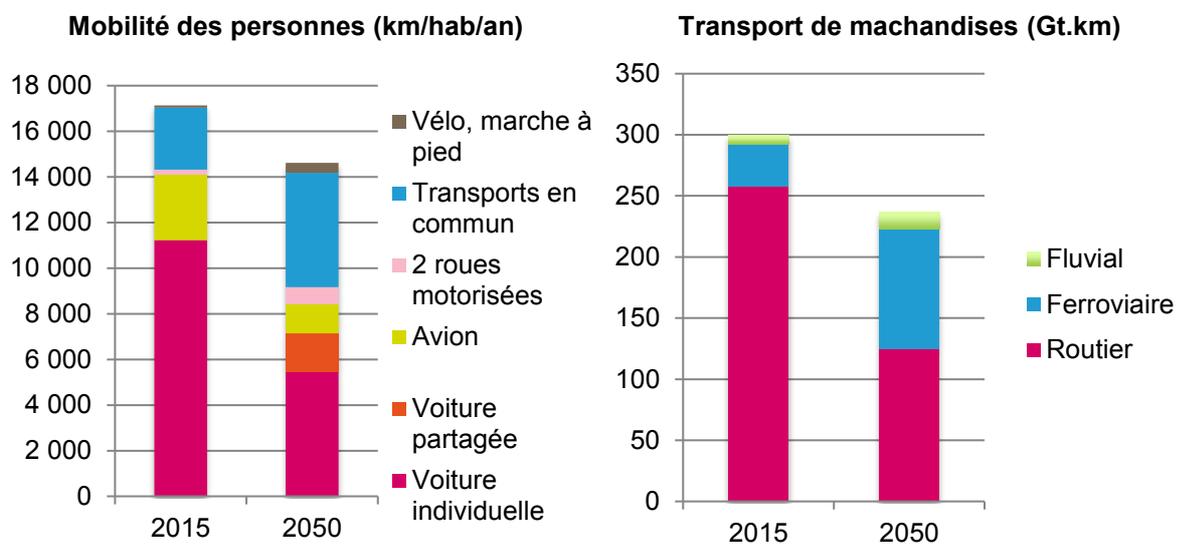
Grâce aux statistiques nationales, l'ensemble des déplacements réalisés en France a pu être classé en 25 catégories et sous-catégories, selon la typologie du déplacement (trajets pendulaires, occasionnels de loisir, professionnels, etc.), sa longueur, et son espace (du centre parisien à l'espace rural). Dans chacune d'entre elles, le scénario négaWatt fait évoluer de façon différenciée les voyageurs.km parcourus, ainsi que leur répartition entre une dizaine de modes de transport. Au sein de ces derniers, le scénario négaWatt distingue trois types de « voitures », allant du taxi collectif à la toute petite citadine urbaine de quelques centaines de kg.

Le scénario négaWatt mise sur un changement profond de notre manière de penser le développement urbain et rural. L'accès pour tous à des services de proximité - par cette notion on entend aussi bien des services publics que des commerces mais aussi des infrastructures de transport en commun ou encore l'accès aux réseaux d'énergie - doit être la norme, sans recourir à davantage d'artificialisation. Pour continuer à accueillir les logements et les zones d'activité qu'il sera nécessaire de construire, il convient à la fois de densifier les zones déjà artificialisées qui s'y prêtent et de revitaliser les zones rurales, tout en favorisant la mixité des fonctions et des usages au sein des quartiers, voire des îlots et des bâtiments, afin de réduire les distances à parcourir.

Ce nouvel aménagement de l'espace doit laisser une plus grande place aux transports en commun comme aux modes actifs, tels que le vélo et la marche à pied. En milieu urbain, ces modes de déplacement doivent

sortir de la marginalité pour devenir majoritaires sur les courtes distances, mais ils ne pourront l'être que si l'organisation de l'espace le permet. Ce nouvel aménagement doit également permettre au transport de marchandises d'effectuer son *dernier kilomètre* de manière douce, sans nuisances pour le voisinage. La continuité entre les modes de déplacement et la flexibilité que permettent progressivement les technologies numériques peuvent faciliter cette évolution.

Pour les déplacements à plus grande distance de personnes et de marchandises, les transports ferrés peuvent répondre à une majorité des besoins, à condition qu'ils soient performants et qu'ils maillent suffisamment le territoire. Leur développement – et celui des infrastructures sur lesquelles ils reposent – doit rendre possible les relations entre les villes moyennes aujourd'hui délaissées des grands axes de communication. Les liaisons ferroviaires doivent également permettre une disparition progressive des vols aériens intérieurs, en priorité pour tous les déplacements inférieurs à 800 km. L'aérien concerne aussi les échanges internationaux, qui sont pris en compte par le scénario négaWatt en comptabilisant la moitié des vols décollant ou atterrissant de France dans la consommation nationale. Au total, le nombre de voyageurs.km en avion a augmenté de 50 % entre 2000 et 2015, contre 5 % pour les voyageurs.km en voiture. S'agissant d'un usage où le carburant utilisé, le kérosène, est le plus difficile à remplacer par les énergies renouvelables, une forme particulière de sobriété s'impose sur cette mobilité grande distance.



Evolution des parts modales des km parcourus

Au terme de ces évolutions, un aménagement plus harmonieux de l'espace qui nous entoure a pour effet une réduction des distances parcourues par habitant et par an. Couplé au développement du télétravail rendu possible par l'ouverture de centres de co-working disséminés dans l'ensemble du territoire, cela se traduit par une réduction globale de 17 % des km/hab/an. Parallèlement, la diversification des modes de transport permet de ramener le mode automobile, largement dominant aujourd'hui pour les personnes et plus encore pour les marchandises, à la moitié environ des kilomètres parcourus en 2050.

3.4. Production durable

À travers la maîtrise de nos modes de consommation, de nos bâtiments et de notre espace, ce sont l'ensemble des besoins de biens, d'équipements et de construction qui sont impactés. Il s'agit à la fois de réorienter la production pour répondre à cette évolution des besoins, mais aussi de réduire l'énergie grise et la consommation de matières premières non renouvelables associées à ces productions.

Une industrie plus efficiente

Le secteur de l'industrie connaît historiquement une lente diminution de son intensité énergétique (la quantité d'énergie consommée en moyenne par unité de richesse produite), grâce à des efforts d'efficacité sur les process mais aussi du fait du recul progressif dans sa production de la part des filières industrielles les plus "énergivores".

Le scénario négaWatt mobilise tous les leviers pour aller, en lien avec les besoins de biens et d'équipements et dans une volonté de réduire l'ensemble de ses impacts, vers une industrie beaucoup plus efficiente. Cette projection intègre d'abord un développement plus poussé de l'efficacité énergétique dans l'ensemble des

chaînes de fabrication : malgré les efforts déjà observés dans ce domaine, un gisement important reste en effet à exploiter, par exemple dans la généralisation de moteurs à vitesse variable.

Mais la description de l'évolution possible de la production industrielle va plus loin, en se fondant sur une analyse extrêmement détaillée qui croise, filière par filière, les besoins finaux de biens et d'équipements et les besoins correspondants de matières. Cette analyse intègre, autant que possible, l'impact des actions menées sur la consommation : la lutte contre l'obsolescence programmée des biens, l'évolution du taux d'équipement des ménages en appareils, le résultat des actions de réduction du suremballage sur les besoins de plastique ou de verre, ou encore l'évolution des besoins de véhicules ou de matériaux de construction. La réorientation du secteur du bâtiment vers moins de démolitions / constructions neuves au profit de la rénovation des logements existants, de même que les besoins d'équipement liés au développement des filières de production d'énergie renouvelable sont également pris en compte.

La production industrielle nationale et l'empreinte

La production industrielle sur le territoire national varie en fonction des besoins, mais aussi au gré de l'évolution des importations et des exportations. Il est très difficile d'étayer une quelconque projection dans ce domaine. Il est tout aussi insatisfaisant, mais logique, de projeter par défaut un statu quo. Raisonner sans délocalisation ni relocalisation de productions industrielles ne permet dès lors pas de prendre en compte l'impact de ces évolutions éventuelles sur le bilan en énergie, en émissions de gaz à effet de serre, ou encore en matières.

Il s'agit pourtant d'un enjeu non négligeable, dès lors qu'on ne raisonne pas seulement au niveau territorial mais en "empreinte". Celle-ci cherche à comptabiliser les consommations d'énergie ou les émissions de gaz à effet de serre (on parlera d'empreinte énergétique ou d'empreinte carbone) engendrées par la consommation française, indépendamment du lieu géographique des productions associées. L'empreinte carbone est donc par exemple égale aux émissions mesurées sur le territoire national, en retirant celles associées à des exportations, mais en ajoutant les émissions à l'étranger correspondant à nos importations.

Pour rester comparable aux autres exercices prospectifs, et parce que l'évaluation détaillée de l'empreinte carbone est rendue complexe par un manque global de données fines sur le sujet, le scénario négaWatt conserve jusqu'en 2050 une production industrielle à périmètre constant. Il ne représente ni davantage de délocalisations, ni une relocalisation de l'économie. Pour chaque type de biens ou matériaux consommés, les ratios importations / consommation et exportation / consommation sont par hypothèse conservés.

À partir des résultats de cette analyse, le scénario négaWatt cherche à minimiser les besoins de matières premières non renouvelables, et ceci de plusieurs manières. La première est la généralisation du recyclage, qui permet lui-même d'agir sur plusieurs leviers, à commencer par la réduction de l'énergie grise contenue dans les produits finis : une tonne d'acier, de papier, de plastique ou de cuivre consomme entre deux fois moins – et jusqu'à vingt fois moins dans le cas extrême de l'aluminium brut – à obtenir par recyclage qu'à produire à partir de matières premières "neuves". Mais c'est avant tout un moyen essentiel pour ralentir l'épuisement inéluctable à terme des matières premières non renouvelables que notre société industrielle consomme sans compter. Aussi, des efforts portant aussi bien sur le taux de collecte que sur celui de réutilisation des matières collectées dans la production industrielle permettent de multiplier par deux à trois selon les filières les taux de recyclage atteints en 2050 par rapport à la situation actuelle.

Pour réduire encore le besoin de matériaux non renouvelables, le scénario négaWatt va plus loin en cherchant à leur substituer autant que possible des matériaux d'origine renouvelable. Par exemple, la part du bois progresse sensiblement dans la construction comme dans la rénovation (structure, charpente, bardage, ouvertures, isolants, etc.). Plus largement, le recours à des matériaux biosourcés est encouragé, tout en veillant à rester compatible avec la satisfaction d'autres besoins vitaux qui incombe à l'agriculture et à la sylviculture (alimentation, biodiversité, qualité des sols, etc.). Enfin, cette substitution ne concerne pas que les matériaux *stricto sensu* : par exemple, la production d'hydrogène pour valoriser les excédents d'électricité renouvelable peut parfaitement alimenter certains process comme la fabrication d'ammoniac, ou des nouveaux procédés dans la sidérurgie.

Cet effort global sur les matières porte en particulier ses fruits vis-à-vis de la consommation de matières énergétiques fossiles pour des usages non énergétiques, c'est-à-dire comme matière première de productions industrielles. Celles-ci, sans être comptabilisées dans le bilan en énergie rapporté aux usages énergétiques, doivent être prises en compte. Elles représentent aujourd'hui à l'échelle de la France 214 TWh, dont 89 % de pétrole consommé pour les plastiques. La consommation de charbon, de gaz fossile et de pétrole pour ces usages non énergétiques est à terme limitée à un talon non substituable de 92 TWh, soit 2,3 fois moins que le niveau actuel.

Agriculture résiliente, sylviculture durable

Dans le domaine de la production agricole et sylvicole, le scénario négaWatt 2017-2050 s'appuie une nouvelle fois sur le scénario Afterres 2050. Celui-ci propose, en cohérence avec la démarche négaWatt, une approche systémique de l'utilisation des terres et de la biomasse visant un nouvel équilibre entre les grandes fonctions de celles-ci : alimentation humaine, alimentation animale, matériaux, énergie, écosystèmes et fonctions naturelles.

L'agriculture selon Afterres 2050 mobilise et généralise l'ensemble des meilleures pratiques et techniques disponibles. Le niveau de production primaire est maintenu par rapport au niveau actuel, mais les usages de ces productions sont profondément modifiés. Le solde exportateur diminue, mais nettement moins que dans le scénario tendanciel. Ceci répond à un souci de participation de la France à la sécurité alimentaire mondiale – avec en tête le risque d'effondrement des productions agricoles dans certaines régions du monde –, tout en supprimant le dumping actuel sur les exportations qui s'avère préjudiciable aux paysanneries des pays du Sud. Les pratiques telles que le non-labour et l'agroforesterie permettent de préserver l'humus des sols et/ou de stocker plus de carbone. La production de produits d'origine animale diminue significativement. Enfin, l'utilisation de co-produits végétaux comme matériaux ou pour l'énergie augmente.

Entre aujourd'hui et 2050, la France se couvre de nouveaux paysages au fur et à mesure de la généralisation des différentes formes d'infrastructures agroécologiques. Les effluents polluants (émissions de méthane et de protoxyde d'azote, engrais azotés, produits phytosanitaires) et les consommations de ressources (eau d'irrigation, artificialisation des terres, énergie) sont divisés d'un facteur 2 à 5. Leurs impacts sur la qualité de l'eau, de l'air et sur la biodiversité sont donc considérablement diminués.

Face au changement climatique, deux stratégies sont envisagées aujourd'hui pour la forêt. L'une consiste à intervenir le moins possible pour laisser la forêt s'adapter de façon naturelle, l'autre à privilégier au contraire l'intervention de l'homme pour accélérer la mutation. Dans les deux cas, il semble que la fonction de puits de carbone de la forêt française soit amenée à diminuer sensiblement, voire à devenir négligeable d'ici la fin du siècle. Toutefois, les stratégies de "sylviculture dynamique" ont le mérite de maintenir une fonction productive de la forêt, sans pour autant prôner son artificialisation, mais en veillant au contraire à augmenter la biodiversité et les aménités offertes par les espaces boisés en général. Le scénario Afterres2050 s'inscrit dans cette perspective, avec une production qui plafonne à 90 millions de m³ de bois dans les années 2040.

3.5. Substitutions entre énergies et entre vecteurs

Les besoins de fonctionnement des équipements, des bâtiments et des activités de production industrielle et agricole déterminent, ensemble, un niveau de consommation d'énergie finale. Il reste à fournir cette énergie aux consommateurs, et en amont de cela, à la produire. Le scénario négaWatt vise dans ce domaine à substituer les énergies fossiles et le nucléaire par les énergies renouvelables.

La fin programmée des fossiles et du nucléaire

La première étape consiste à s'interroger sur le rythme auquel les énergies aujourd'hui dominantes dans le système reculent pour à terme disparaître. Pour les énergies fossiles, la démarche est simple : dans la mesure où leur flexibilité le permet, dès lors que la consommation d'énergie diminue et que la production des renouvelables augmente, la consommation d'énergies fossile est diminuée d'autant, en lien avec les usages.

Entre son besoin de fonctionner "en base", c'est-à-dire à un niveau stable, la taille unitaire de chacun des 58 réacteurs en service, d'une puissance de 900 MWe à 1 450 MWe, et l'effet de falaise dû à leur âge, 80 % du parc ayant été mis en service en moins de 10 ans, le parc nucléaire ne s'ajuste pas facilement. Sa fermeture doit être planifiée, et donc faire l'objet d'une analyse spécifique dans le scénario. Celle-ci repose sur trois grands principes :

- sur le plan énergétique, la fermeture de réacteurs doit être articulée avec l'évolution de la consommation d'électricité et du développement des renouvelables, de manière à éviter un pic de recours aux centrales thermiques à flamme ;
- la priorité absolue doit être donnée à la sûreté nucléaire, et le vieillissement du parc de réacteurs constitue de ce point de vue une préoccupation croissante ;
- à terme, sur le plan industriel, il ne fait pas sens de laisser fonctionner longtemps un parc de quelques réacteurs avec l'outil industriel (usines de combustible) et institutionnel (évaluation et contrôle) tel qu'il est dimensionné aujourd'hui, ni de le redimensionner pour s'adapter.

Le choix va devoir se faire dans les prochaines années, alors que les réacteurs vont les uns après les autres atteindre l'échéance de leur quatrième visite décennale (VD4) et que l'autorisation de poursuivre leur fonctionnement devrait être soumise à la réalisation de travaux potentiellement très coûteux. Compte tenu des risques associés et des alternatives, ces investissements ne sont pas réalisés dans le scénario négaWatt : cette prolongation, présentée comme un moyen de donner du temps à la transition énergétique, conduirait en réalité à la retarder. Au final, aucun des 58 réacteurs ne se trouve ainsi prolongé dans le scénario négaWatt. Leurs fermetures sont un peu lissées, par anticipation de l'échéance de la VD4, jusqu'à la dernière fermeture, projetée en 2035. Par ailleurs, le réacteur EPR de Flamanville, affecté par de graves problèmes de qualité et conçu pour fonctionner jusqu'en 2080, n'est pas pris en compte dans le scénario négaWatt.

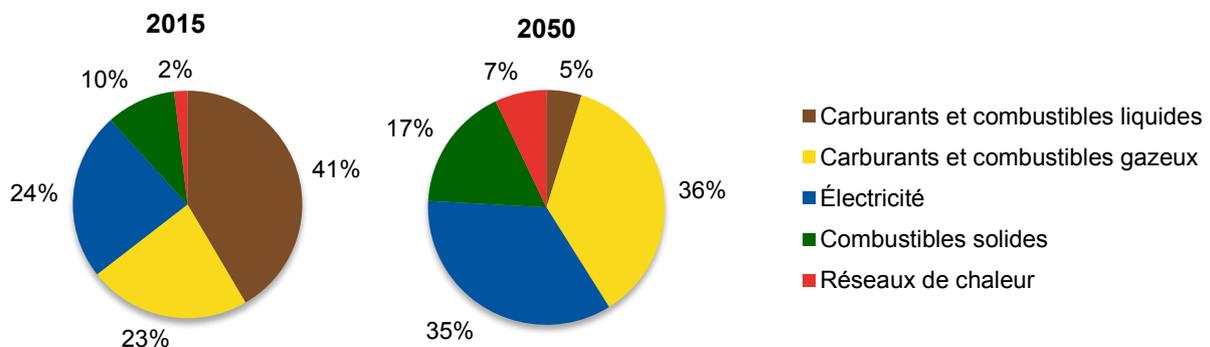
L'arbitrage entre vecteurs énergétiques

Ce n'est en réalité pas au niveau des ressources primaires que le scénario articule la substitution, mais au niveau des vecteurs, en cherchant quels pourraient être, dans chacun des secteurs étudiés et pour chacun des usages, les vecteurs énergétiques les plus appropriés.

Cette méthodologie a par exemple conduit le scénario négaWatt à envisager un développement raisonné du véhicule électrique. Loin d'en faire une solution unique et universelle, il le réserve principalement aux trajets urbains et péri-urbains, pour lesquels il a le mérite supplémentaire de participer à la réduction des nuisances sonores et à la qualité de l'air, et envisage avec une certaine prudence son développement en milieu rural. Le vecteur gaz lui est préféré pour la majorité des trajets effectués par les particuliers (à terme les 3/4 des voyageurs.km sont effectués grâce au gaz, le reste avec l'électricité). Ce vecteur alimente également la totalité du trafic routier de marchandises en 2050.

De même, le fort développement des usages performants de l'électricité (pompes à chaleur, fours à induction) est envisagé dans le bâtiment et dans l'industrie, pour le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, les process industriels, où son efficacité est pertinente. Cette électrification plus poussée permet de réserver le gaz à des usages où il est le meilleur candidat grâce à sa flexibilité, à sa densité énergétique et à sa facilité de stockage.

Au global, la quasi-totalité des carburants et combustibles liquides est remplacée par les vecteurs gaz et électricité. Contribuant aujourd'hui à part pratiquement égales à l'approvisionnement énergétique, chacun voit sa part augmenter parallèlement d'ici à 2050, pour arriver à des contributions à nouveau de même grandeur. Reposant sur un mix équilibré, le scénario négaWatt envisage enfin une augmentation de la part des combustibles solides, favorisant ainsi l'utilisation de la biomasse dans le bâtiment.



Répartition en 2015 et 2050 des vecteurs consommés par les utilisateurs finaux

La décarbonation de l'énergie

Source par l'excès de sa concentration dans l'atmosphère d'une grande partie de nos problèmes actuels, le carbone est aussi l'un des principaux éléments chimiques à la base du cycle de la vie.

Présent dans les hydrocarbures fossiles comme le charbon, le pétrole ou le gaz "naturel" issus de la décomposition de matières organiques dans le sol sur des temps géologiques, il l'est aussi dans toutes les matières organiques à cycle court, notamment celles qui peuvent avoir un usage énergétique que l'on appelle les bioénergies : bois et autres combustibles solides (pailles), biogaz, bio-carburants liquides, etc. Enfin, même s'il n'est pas présent physiquement dans les vecteurs "sans carbone" comme l'électricité ou l'hydrogène, il peut très bien avoir participé à leur production, par exemple dans une centrale à charbon pour la première, le craquage de molécules de gaz "naturel" pour le second.

Ainsi, dans la perspective de la lutte contre les changements climatiques, la notion de décarbonation de l'énergie signifie

exclusivement l'absence de carbone d'origine fossile tout au long de la chaîne énergétique considérée, pas seulement dans l'un ou l'autre des différents vecteurs qui la constituent, et pas non plus du carbone d'origine renouvelable.

La consommation mondiale d'énergie repose actuellement à 90 % (80 % pour la France) sur des vecteurs qui contiennent du carbone, qu'il soit d'origine fossile ou renouvelable. Même si les vecteurs sans carbone sont appelés à les remplacer en partie, il est en pratique impossible de s'en passer intégralement d'ici 35 ans et même peu probable que l'on puisse le faire à plus long terme.

La transition énergétique consiste donc en partie à remplacer du carbone d'origine fossile par du carbone d'origine renouvelable, ce qui pose la question de la disponibilité de ce dernier en quantité suffisante.

L'augmentation conjointe des vecteurs gaz et électricité permet de s'affranchir progressivement de notre consommation de pétrole, première énergie fossile utilisée en France. En 2050, le charbon a lui aussi presque totalement disparu. Le gaz fossile, nécessaire dans une période de transition, s'efface ensuite régulièrement grâce à la mobilisation du gaz d'origine renouvelable. De manière encore plus rapide que pour le vecteur gaz, l'électricité arrive au cours de cette transition énergétique à un approvisionnement à 100 % renouvelable.

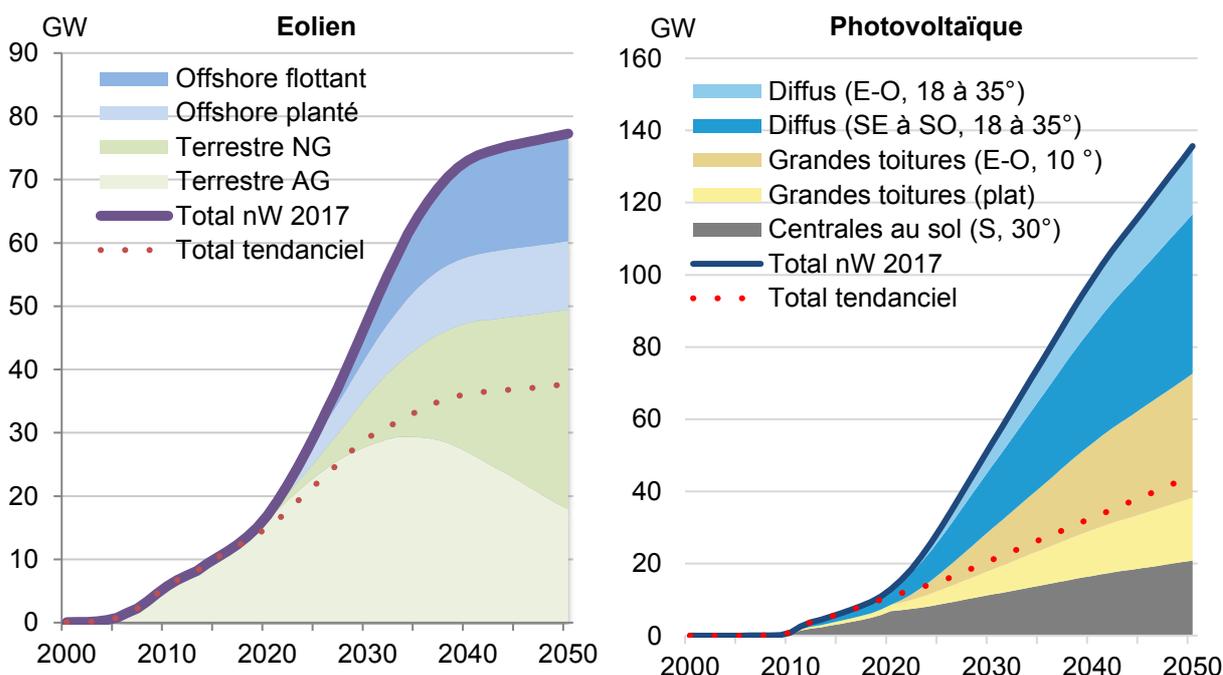
3.6. Mobilisation des renouvelables

Cette décarbonation des vecteurs est possible grâce à l'application de la sobriété et de l'efficacité dans l'ensemble des secteurs de consommation et de production, et grâce à un développement ambitieux mais réaliste des filières renouvelables considérées comme étant les plus matures. Si la biomasse solide reste la première source d'énergie renouvelable tout au long de la trajectoire proposée par le scénario négaWatt, l'éolien – et dans une moindre mesure le photovoltaïque – connaissent un développement considérable, et assurent la grande majorité des besoins d'électricité en 2050.

Électricité renouvelable

Première source d'électricité en 2050, la production éolienne terrestre et en mer croît de façon très soutenue, fournissant 123 TWh en 2030 et 247 TWh en 2050. Elle est assurée principalement par des éoliennes terrestres avec 49 GW installés en 2050, grâce à un développement progressif des éoliennes dite de nouvelle génération (NG), plus fortement toilées et adaptées à des vents plus faibles. Par rapport à la situation actuelle, le parc terrestre est multiplié par 3,1 en 2050, soit un total d'environ 18 000 éoliennes ... à comparer aux 26 000 éoliennes déjà implantées en Allemagne fin 2015 !

Cette production à terre est complétée par l'implantation d'éoliennes en mer sur fondations pour 11 GW en 2050 ainsi que par des éoliennes sur barges flottantes à partir de 2025, avec une croissance jusqu'à 17 GW en 2050 : cette filière présente un potentiel significatif à la fois en Atlantique et en Méditerranée, permettant de développer des projets industriels complets de reconversion industrielle, notamment pour le secteur pétrolier et les chantiers navals.



Evolution des puissances installées d'énergies éolienne et photovoltaïque

Le photovoltaïque connaît lui aussi un essor important, qu'il s'agisse de petites installations sur maisons individuelles, d'installations de taille moyenne sur des bâtiments plus importants, d'ombrières de parkings ou de grands parcs au sol sur des friches industrielles ou des terrains délaissés impropres à l'agriculture. Un module spécifique intégré dans la modélisation du scénario négaWatt permet d'optimiser l'orientation et l'inclinaison par grandes régions et par type de système afin de réduire les pointes de production de midi et de favoriser le début de matinée et la fin d'après-midi. En 2050, la production annuelle total du parc atteint 147 TWh pour une puissance installée de 140 GW.

Filière historique, l'hydraulique ne dispose pas d'un potentiel important de développement. Entre d'un côté l'amélioration des ouvrages existants et l'équipement de sites anciennement utilisés sans porter atteinte à la biodiversité, de l'autre la baisse de la ressource en eau imputable au dérèglement climatique estimée à 15 % en 2050, la production hydraulique, avec une production annuelle de 54 TWh, reste globalement stable sur la durée du scénario négaWatt.

Enfin, le développement des énergies marines (hors éolien off-shore) reste limité. Si des prototypes de taille industrielle sont aujourd'hui à l'essai, les retours d'expérience ne sont pour l'instant pas tous probants. Pour cette filière, le scénario négaWatt n'envisage qu'une production d'environ 14 TWh à l'horizon 2050.

La complémentarité des sources et des réseaux

Les deux grandes sources d'électricité en 2050 que sont l'éolien et le photovoltaïque ont un caractère variable qui renvoie a priori à un risque de manque de production imposant de faire appel à d'autres sources, notamment pilotables, pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Dans un système électrique 100% renouvelable dans lequel elle se taillent la part du lion avec une puissance totale installée très nettement supérieure à la pointe de puissance appelée par les consommateurs, c'est au contraire la valorisation des nombreux et fréquents excédents qui devient une question centrale d'un point de vue technico-économique.

Embryonnaire en 2011, la solution qui s'impose aujourd'hui est celle du "power-to-gas" qui combine la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et, lorsque les volumes deviennent vraiment importants, la réaction de ce dernier avec du CO₂ pour produire du méthane de synthèse.

Cette *méthanation* qui représente la troisième source de gaz renouvelable avec la gazéification et la méthanisation est particulièrement complémentaire de cette dernière dont le produit (biogaz) contient près de 50% de CO₂ qui doit être épuré en cas d'injection dans le réseau. Si l'on ajoute les co-produits valorisables que sont la chaleur (la méthanation est exothermique) et l'oxygène issu de l'électrolyse de l'eau, on a là un exemple particulièrement probant et pertinent d'économie circulaire et d'écologie industrielle.

Outre l'avantage de pouvoir être stocké dans les infrastructures existantes (réseau gazier) le méthane produit permet de bénéficier à plein de la très grande flexibilité du vecteur gaz en matière d'usage, y compris la production électrique d'appoint pouvant contribuer à assurer la sécurité du réseau.

On notera pour finir que la combinaison entre des ressources dont la disponibilité est loin d'être saturée et des outils de flexibilité extraordinairement puissants comme le power-to-gas permet d'envisager avec sérénité l'augmentation sensible de la production d'énergie qui serait nécessaire pour faire face aux besoins d'une relocalisation poussée de l'industrie.

La biomasse énergie

Afterres2050 pose comme principe de ne pas dédier de terres à la seule production d'énergie. La biomasse utilisée pour l'énergie provient essentiellement de matières dérivées d'autres usages, dans une logique de priorité des fonctions. Pour le bois, il s'agit principalement de productions liées à du bois utilisé comme matériau (construction et industrie, dont les nouveaux usages de matériaux biosourcés en substitution aux hydrocarbures) et aux opérations de sylviculture permettant d'assurer une meilleure adaptation de la forêt au changement climatique ; de sous-produits générés à chaque stade de transformation et de consommation de produits à base de bois ; et de la valorisation des arbres « hors forêt », notamment de l'agroforesterie.

Le biogaz est produit également à partir de résidus de cultures, de déjections d'élevage, de biodéchets, et de couverts végétaux. Ces derniers assurent des fonctions agroécologiques et sont généralisés sur la quasi totalité des terres arables en 2050. Les installations de méthanisation jouent également un rôle clé dans la transition agroécologique, notamment dans la substitution de l'azote de synthèse (actuellement produit à partir de gaz naturel) par de l'azote d'origine biologique. Elles constituent aussi une source de gaz carbonique indispensable à la filière méthanation.

La production de biocarburants de 1^{ère} génération est fortement réduite et se limite aux besoins de production de tourteaux, co-produits des biocarburants utilisés en alimentation animale, en substitution des importations de soja. La production d'algues à des fins alimentaires génère également des co-produits pouvant être source d'énergie (huile, alcool, biogaz).

Le scénario négaWatt 2017 prévoit une production de biocarburants 2nde génération à partir de matériaux ligno-cellulosiques (paille, bois) pour les usages qui semblent difficilement pouvoir être assurés par le gaz et l'électricité et nécessitent des carburants liquides, comme l'aviation. Il existe désormais plusieurs technologies que l'on peut considérer comme matures sur le plan technologique. Leur complexité et leur coût les réservent à des usages particuliers et limités en volume.

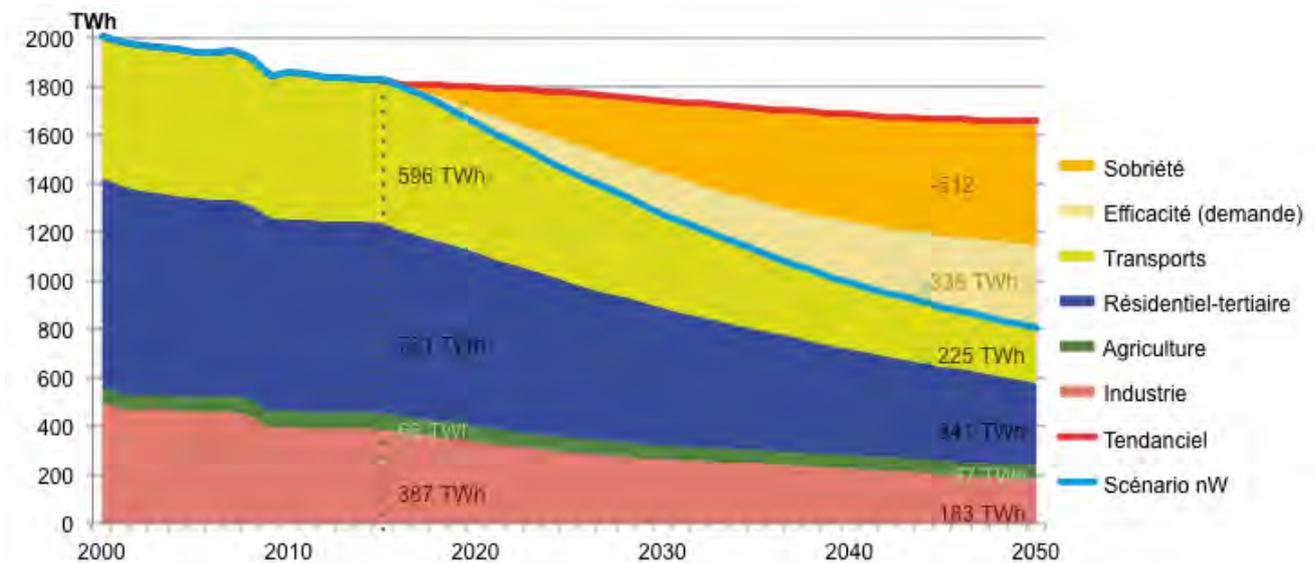
04.

Bilan global du scénario

Les transformations des modes de consommation, d'occupation des bâtiments et de l'espace, de production agricole et industrielle et de production d'énergie nécessaires pour atteindre les objectifs du scénario négaWatt modifient profondément le bilan énergétique de la France, ainsi bien sûr que ses émissions de gaz à effet de serre.

4.1. Énergie finale

À l'issue des différentes actions prévues dans le scénario négaWatt, la consommation d'énergie finale est divisée par deux en 2050 par rapport à son niveau de 2015. En comparaison de la réduction beaucoup plus modeste de la consommation dans le scénario tendanciel, cette baisse s'explique par un effort sur la demande réparti entre la sobriété (60 %) et l'efficacité (40 %).



Bilan en énergie finale du scénario négaWatt, par secteur de consommation

L'évolution est toutefois contrastée selon les principaux secteurs de consommation de l'énergie. Le **résidentiel-tertiaire** enregistre une baisse significative de 56 % par rapport à 2015, dans laquelle l'impact de la sobriété est loin d'être négligeable. Combinant les efforts de maîtrise des surfaces, d'usage des services de chaleur et de froid et d'utilisation des appareils électriques, celle-ci représente un bon tiers des réductions supplémentaires par rapport au scénario tendanciel. C'est toutefois l'efficacité qui joue dans ce secteur le rôle le plus important. Outre la performance renforcée de l'enveloppe des bâtiments neufs et de tous les équipements, l'essentiel se joue dans la mise en œuvre d'un vaste programme de rénovation thermique en profondeur de l'ensemble des bâtiments existants d'ici à 2050.

Ces actions menées au niveau de la demande s'accompagnent de substitutions entre vecteurs qui modifient fortement les parts modales des énergies utilisées pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Cette évolution se fait au profit des pompes à chaleur, principalement électriques, et de la biomasse, aux dépens de l'électricité par effet Joule et du fioul, qui disparaissent complètement, mais aussi dans une moindre mesure du gaz de réseau. En incluant les consommations d'électricité des appareils, et en tenant compte de l'évolution des mix électrique et gaz, le taux de couverture des besoins dans les bâtiments par les énergies renouvelables passe dans le résidentiel-tertiaire de 20,7 % en 2015 à quasiment 100 % en 2050.

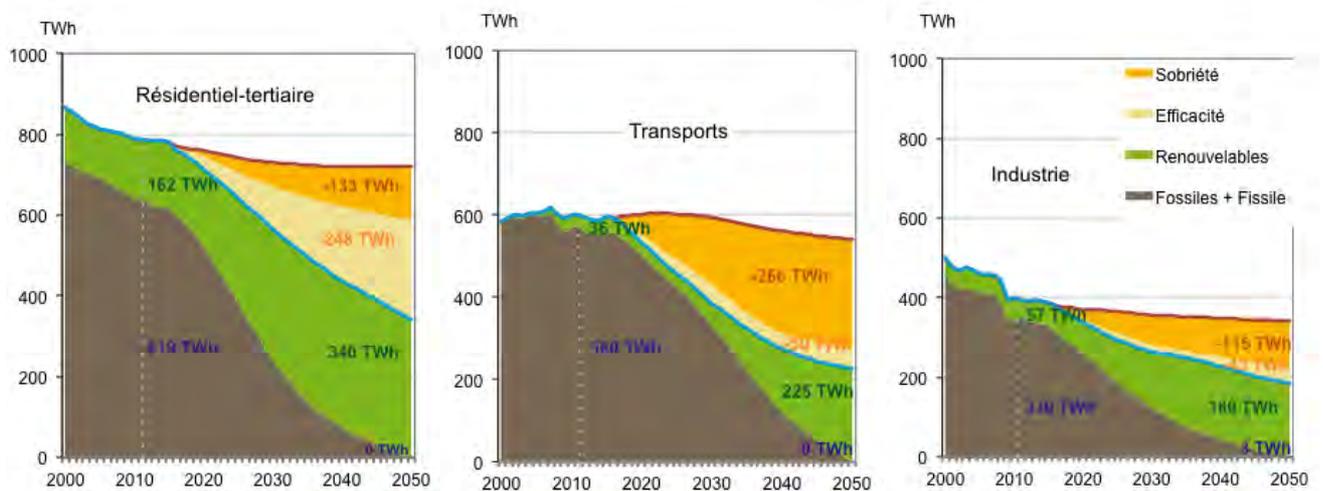
C'est dans le secteur des **transports** que la réduction est la plus marquée, avec une baisse de 62 % par rapport à 2015. Celle-ci s'explique en partie par les gains en efficacité, notamment du fait de la pénétration des véhicules électriques et de la performance accrue des véhicules hybrides. Toutefois, par rapport au tendanciel, dans lequel une bonne partie de ces gains sont également pris en compte, c'est la sobriété au sens large qui représente plus des 4/5^{èmes} de la baisse supplémentaire. La maîtrise des distances grâce à un urbanisme repensé, le transfert modal vers le ferroviaire et les transports en commun, et l'amélioration des taux de

remplissage des véhicules, grâce notamment à la banalisation du co-voiturage et à de meilleures pratiques de chargement des poids-lourds, sont les principaux leviers permettant d'atteindre ce résultat.

C'est aussi dans ce secteur fortement dépendant au pétrole que la substitution est la plus spectaculaire, même si elle n'est pas complète. Entre le recours au carburant gaz, qui devient progressivement renouvelable, et la place de la mobilité électrique, la part des énergies renouvelables dans les transports passe de 6 % aujourd'hui à presque 100 % en 2050.

Comme dans les transports, la sobriété (à travers la réduction des tonnages induite par la sobriété dans les autres secteurs, l'augmentation des taux de recyclage et la réduction des emballages) conduit à une réduction très sensible de la consommation dans l'**industrie**, puisqu'elle représente un tiers de la consommation tendancielle. L'efficacité énergétique accrue des process conduit à une baisse supplémentaire de 13 % environ par rapport au tendanciel, qui en inclut déjà une part. Dans le même temps, le remplacement des énergies fossiles par la biomasse dans les process et l'évolution du mix énergétique permettent d'atteindre ici encore un taux élevé de substitution, passant de 15 % à 98,5 % d'énergies renouvelables entre 2015 et 2050.

Enfin, l'**agriculture** n'occupe dans la consommation finale d'énergie qu'un rôle marginal, avec moins de 4 % du total. Cela n'empêche pas d'appliquer à ce secteur des efforts de sobriété et surtout d'efficacité dans les consommations d'énergie des bâtiments et des engins agricoles, qui représentent au total une baisse de 15 % par rapport à 2015. De même, les logiques de substitution permettent de passer de 7 % d'énergies renouvelables dans cette consommation finale aujourd'hui à quasiment 100 % à l'horizon 2050.



Bilan en énergie finale et en substitution du scénario négaWatt, dans le résidentiel-tertiaire, les transports et l'industrie

4.2. La mutation du système énergétique

Au-delà des évolutions mesurées en énergie finale dans les différents secteurs de consommation, c'est l'ensemble du système énergétique qui se trouve profondément transformé. Les diagrammes de Sankey, qui permettent de visualiser année par année le bilan de l'ensemble des flux, des transformations et des pertes intervenant entre les ressources mobilisées pour la production d'énergie et les usages finaux de cette énergie, rendent pleinement compte de cette mutation.

La comparaison visuelle entre la situation de 2015 et celle de 2050 met en évidence de manière éclatante les limites du système énergétique actuel. Outre son degré très élevé de dépendance au pétrole, au gaz et aux matières fissiles, tous importés, on note sa piètre efficacité globale, caractérisée notamment par la perte des deux tiers de l'énorme quantité d'énergie primaire mobilisée par le parc nucléaire sous forme de chaleur dissipée dans l'environnement. Cette quantité est pratiquement équivalente à la totalité de la chaleur finale consommée dans les bâtiments en France – chaleur qui constitue par ailleurs de loin, en y ajoutant celle consommée dans l'industrie, le premier poste de consommation d'énergie finale (50 %), devant la mobilité (34,5 %) et l'électricité spécifique (15,5 % en comptant les équipements dans le résidentiel-tertiaire et les process dans l'industrie).

Le système énergétique découlant de la mise en œuvre du scénario négaWatt en 2050 est radicalement différent. En premier lieu, les efforts de sobriété sur les usages et de performance énergétique sur les équipements ont fortement réduit les quantités d'énergie finale nécessaires à la satisfaction des besoins de chaleur, de mobilité et d'électricité spécifique dont la hiérarchie reste la même. Ramenés à ce niveau, les besoins peuvent être satisfaits en quasi-totalité par le mix des énergies renouvelables qui se sont progressivement développées.

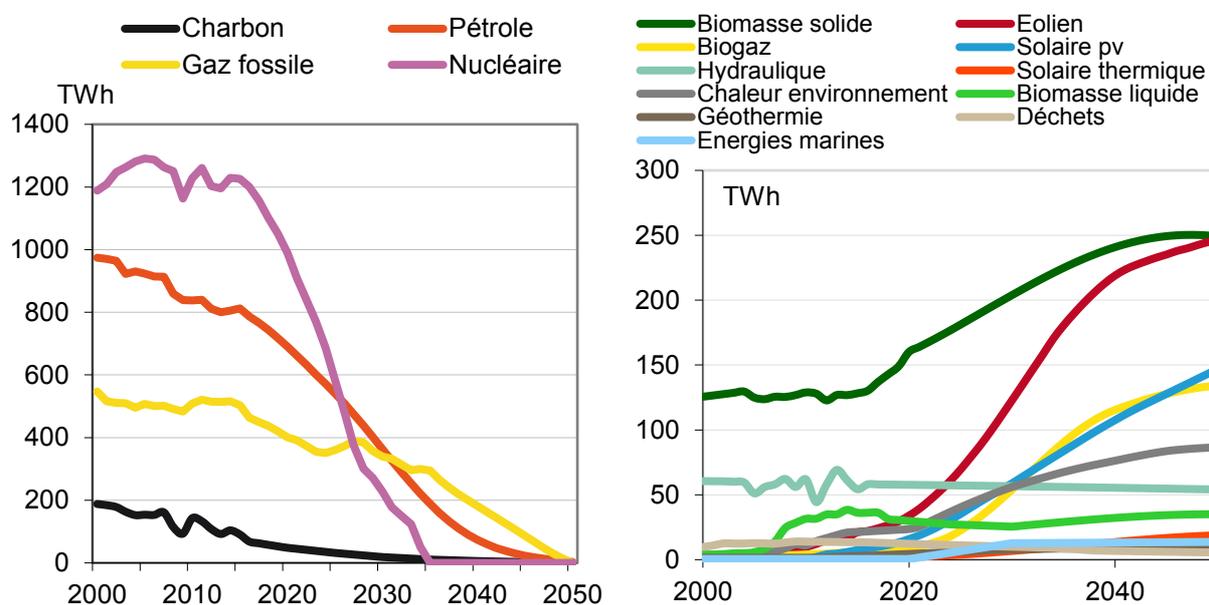
Enfin les diagrammes de Sankey permettent de saisir toute l'importance de la cohérence du choix des vecteurs énergétiques. Les combustibles et carburants liquides, vecteur dominant en 2015, ont pratiquement disparu en 2050 : forme privilégiée d'utilisation du pétrole, ils sont au contraire peu performants et problématiques pour la valorisation de la biomasse qui a remplacé l'or noir comme source primaire. Derrière l'électricité, dont la quantité totale se réduit d'un quart mais qui devient le premier vecteur énergétique, le gaz et les combustibles solides s'imposent pour une utilisation optimale des bio-énergies. Grâce à la diversité de ses sources (méthanisation, gazéification et méthanation) et à la flexibilité de ses usages, le vecteur gaz joue à plein la complémentarité avec l'électricité, dont il produit du reste une partie certes marginale mais très utile à l'équilibre et à la sécurité du réseau.

4.3. Énergie primaire

La remontée opérée par le modèle négaWatt depuis les usages vers les ressources *via* le choix des vecteurs permet une transformation profonde du système énergétique à travers une action globale de substitution des sources primaires. Celle-ci repose sur un développement volontariste mais néanmoins prudent et réaliste des énergies renouvelables, qui se combine avec un abandon progressif des énergies fossiles et du nucléaire.

La fermeture des réacteurs avant tout investissement dans la prolongation de leur durée de vie au-delà de leur quatrième visite décennale conduit à un arrêt complet de leur production en 2035. Le charbon, puis le pétrole et enfin le gaz fossile auquel se substitue peu à peu le gaz d'origine renouvelable sont progressivement ramenés à des niveaux marginaux, qui ne correspondent plus qu'à des usages très spécifiques et jugés aujourd'hui non substituables pour des raisons technologiques. Le rythme de cette réduction est piloté par la combinaison de la baisse de la demande et du développement des renouvelables.

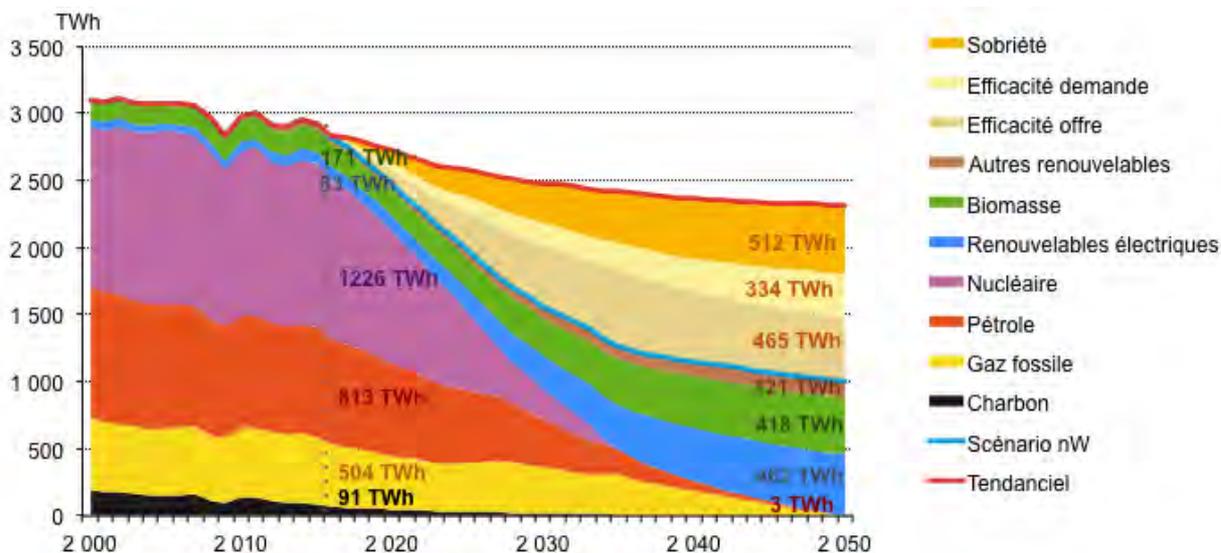
Ce dernier tire profit de leur grande diversité en privilégiant les ressources dont les filières d'exploitation sont les plus matures aujourd'hui : l'éolien, appelé à devenir la première source d'électricité, et la biomasse solide fournissent chacun près d'un quart de la production, suivis par le photovoltaïque et le biogaz issu de méthanisation ou de gazéification, qui contribuent à hauteur d'un peu plus d'un huitième chacun – le reste étant apporté par un mélange d'hydraulique, de biocarburants liquides, de solaire thermique, de géothermie, d'énergies marines et de déchets.



Mobilisation des ressources énergétiques fossiles et fissile et des énergies renouvelables dans le scénario négaWatt

Au total, la consommation d'énergie primaire est réduite de 66 % en 2050 par rapport à son niveau de 2015. Outre la contribution de la sobriété et de l'efficacité sur la demande observée dans le bilan en énergie finale, ce résultat tient aussi à une très forte réduction des pertes dans le système de production et de transformation de l'énergie. Ainsi, le rendement global entre l'énergie primaire mobilisée et l'énergie finale utilisée par les consommateurs passe de 62,5 % à 80 %. Au total, les gains en efficacité sur l'offre représentent plus des 2/5^{èmes} de la différence observée entre le scénario négaWatt et le scénario tendanciel en 2050.

Les énergies renouvelables assurent à cet horizon un approvisionnement qui frise les 1 000 TWh, soit une multiplication par 3,4 de leur contribution actuelle. Combiné à la réduction de la demande, cet accroissement est suffisant pour contrebalancer la fin programmée des énergies fossiles et du nucléaire. Au total, 99,7 % des besoins en énergie primaire sont couverts par les énergies renouvelables, intégralement produites sur le territoire national. Près la moitié de ce total provient de sources électriques, et plus de 40 % de la biomasse.



Bilan en énergie primaire du scénario négaWatt, par ressource énergétique

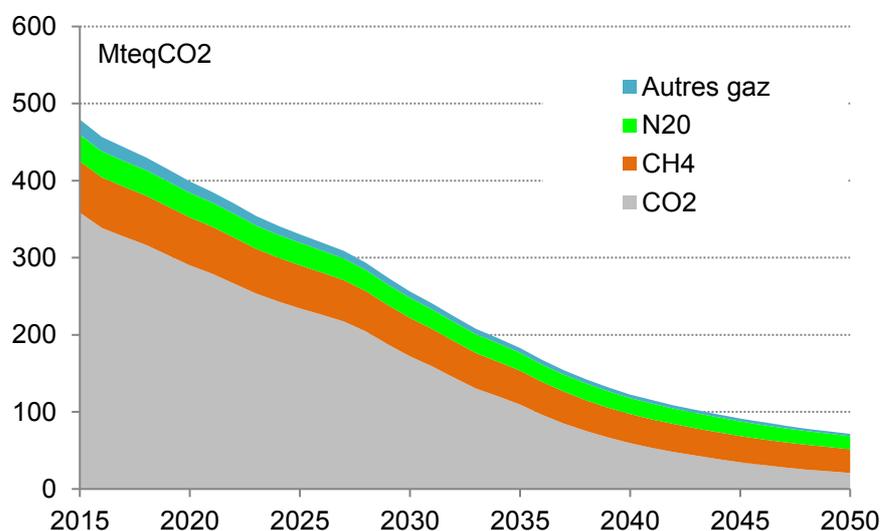
4.4. Gaz à effet de serre

La mise en œuvre du scénario négaWatt permet de d'éliminer d'ici 2050 la quasi-totalité des émissions de gaz carbonique (CO₂) dues à tous les secteurs d'activités en France, et de réduire considérablement les émissions de tous les autres gaz à effet de serre.

Les émissions de gaz carbonique (CO₂ énergie et CO₂ non énergie dans l'industrie) décroissent ainsi de 358 millions de tonnes (niveau 2015) à 21 en 2050, et sont donc divisées par 17.

La réduction des émissions de méthane (CH₄) est plus contrainte puisqu'un volume important d'émissions est dû à des activités agricoles ou d'élevage pour lesquelles une suppression ou une substitution n'est pas possible. Ces émissions sont cependant réduites d'un facteur 2,2, passant de 66,5 (niveau 2015) à 31 millions de tonnes d'équivalent-carbone (MteqCO₂) en 2050, devenues donc légèrement supérieures aux émissions de CO₂.

Les émissions de protoxyde d'azote (N₂O) sont également fortement réduites d'un facteur 2. Il s'agit également pour la majeure partie de gaz d'origine agricole, émis de manière diffuse par des processus biologiques qu'il n'est pas possible de supprimer dans l'état actuel des connaissances. Les émissions des autres gaz fluorés restent marginales (PFC, NF₃, SF₆), ou sont très fortement réduites (HFC).



Émissions brutes de gaz à effet de serre (MteqCO₂) dans le scénario négaWatt

La vitesse de décroissance annuelle des émissions, qui est de l'ordre de -1,5 % en moyenne par an depuis 2000, s'accélère régulièrement pour atteindre -5,5 à -7 % par an entre 2027 et 2042 lorsque la transition énergétique produit son plein effet. Ce taux annuel de réduction diminue ensuite, la phase principale de la transition vers une économie décarbonée étant réalisée.

Au total, les émissions brutes de gaz à effet de serre (GES) dans le scénario négaWatt sont réduites de 480 MteqCO₂ en 2015 à 71 MteqCO₂ en 2050, soit d'un facteur 6,8. Par rapport à la valeur de référence de 1990, le facteur 2 est atteint en 2031 et le facteur 4 dès 2040.

Le scénario tendanciel, quant à lui, avec un niveau de réduction de l'ordre de 1 % par an, émet 348 MteqCO₂ en 2050, soit un facteur de réduction de l'ordre de 1,4, bien en-deçà du facteur 4 inscrit dans la loi française.

05.

Maîtrise des impacts et des risques

À l'issue de ce bilan énergétique, les flux d'énergie associés au scénario, et leur transformation, permettent moyennant quelques analyses complémentaires d'élargir le bilan du scénario négaWatt à d'autres paramètres physiques. Ceci permet d'évaluer ses impacts sur plusieurs plans, à commencer par la question cruciale de la lutte contre le changement climatique. Cette évaluation des bénéfices associés au scénario est complétée par d'autres éclairages, sur la pollution atmosphérique ou sur la sécurité énergétique par exemple.

5.1. Lutte contre le changement climatique

Pour apprécier la contribution du scénario négaWatt 2017-2050 à la lutte contre le changement climatique, les résultats du bilan établi non seulement sur le CO₂ énergie, mais sur l'ensemble des gaz à effet de serre, constituent une base indispensable. Ils doivent cependant être placés dans une perspective plus large, tenant compte à la fois du stockage naturel de carbone, de la trajectoire au-delà de 2050, et du niveau d'effort de la France dans une trajectoire mondiale.

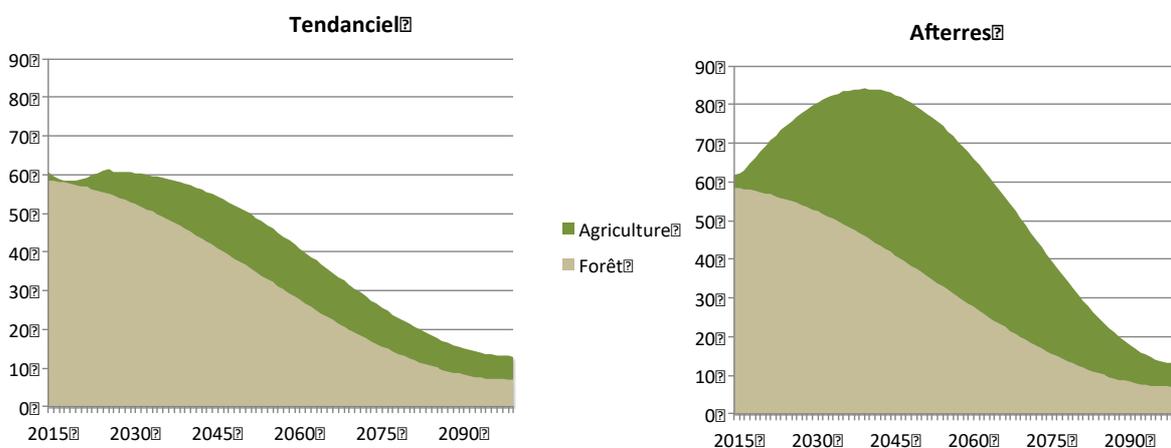
Zéro émissions nettes en 2050

Les émissions de gaz à effet de serre sont en partie compensées par le stockage : c'est l'effet « puits de carbone », imputable aujourd'hui en France principalement à la forêt, dont la croissance permet d'absorber l'équivalent de plus de 10 % de nos émissions brutes. On parle ainsi d'émissions nettes. Les pratiques culturales mises en œuvre dans le scénario Afterres permettent d'accroître le stockage de carbone par l'agriculture. Le puits de carbone national passe ainsi de 62 MteqCO₂ par an à plus de 80 MteqCO₂ sur la période 2030 à 2050, contre une légère décroissance à 48 MteqCO₂ dans le scénario tendanciel.

Dans le scénario négaWatt, le solde des émissions nettes (émissions brutes - stockage) se réduit ainsi jusqu'à une valeur nulle en 2050 : la France est alors totalement "neutre", toutes activités confondues, vis-à-vis de toutes les émissions de gaz à effet de serre !

L'après-2050 : les limites des solutions actuelles

Il est probable cependant que l'effet "puits de carbone" forestier vienne à plafonner rapidement, puis à diminuer régulièrement jusqu'à la fin du siècle, sous l'effet du changement climatique. Si cette diminution est compensée au départ par l'effet de stockage en agriculture, ce n'est plus le cas après 2050 : un stock maximal de carbone finit nécessairement par être atteint, et l'agriculture pourrait perdre à son tour sa fonction de puits de carbone à la fin du siècle.



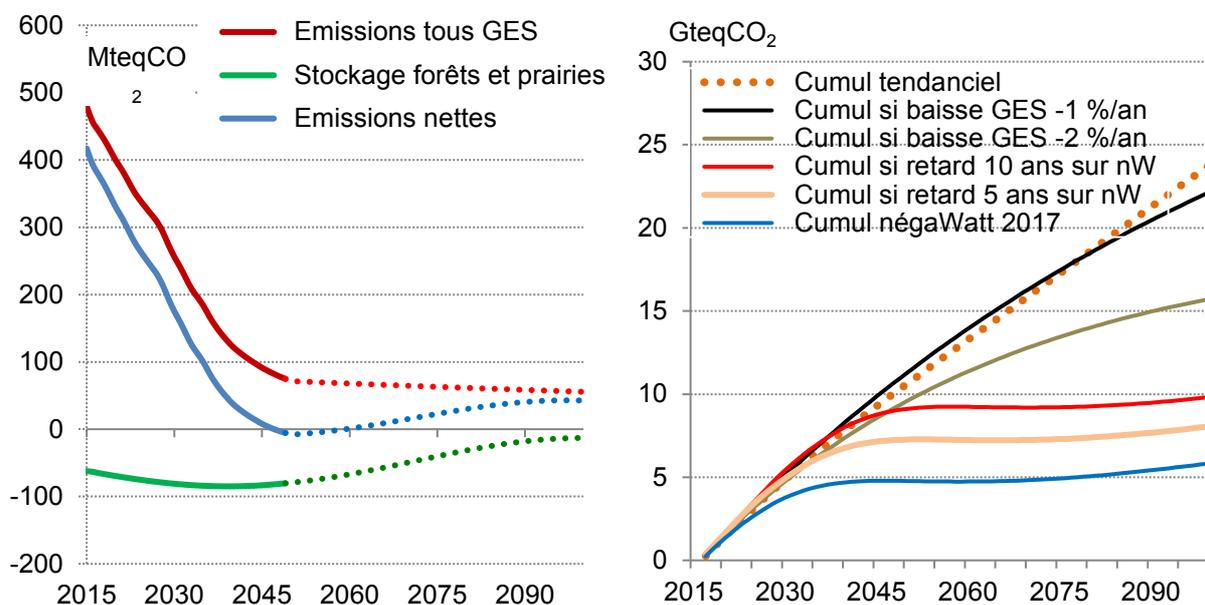
Évolution des puits de carbone selon les scénarios tendanciel et Afterres, en Mt CO₂ par an

En absence de nouvelles mesures autres que celles imaginées dans les scénarios négaWatt et Afterres, les émissions brutes diminueraient donc a priori peu sur la seconde moitié du siècle tandis que l'effet puits de carbone s'atténuerait progressivement : les émissions nettes remonteraient alors vers 40 MteqCO₂ à l'horizon 2100.

Emissions cumulées et effet retard

Au-delà du volume d'émissions en 2050 ou en 2100, il est surtout nécessaire, dans une perspective de lutte mondiale contre le dérèglement climatique, d'évaluer le cumul des émissions françaises de GES, c'est-à-dire la part française des émissions dans le "budget-carbone global" qui reste possible d'ici 2100 pour limiter le niveau d'augmentation de température du globe.

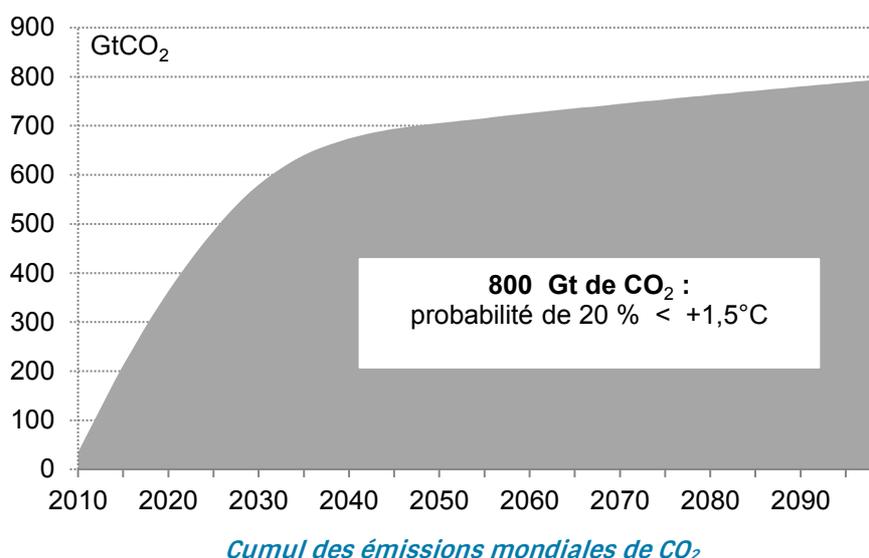
Un retard de cinq ans dans l'application d'un scénario de type négaWatt augmente le cumul des émissions à l'horizon 2100 de l'ordre de 2,3 GteqCO₂ (milliards de tonnes d'équivalent CO₂), et un retard de 10 ans de 4,0 GtCO₂. De même une trajectoire de type tendanciel ou de réduction de simplement 1% par an des émissions jusqu'à 2050 conduit à émettre environ 16 GteqCO₂ de plus que le scénario négaWatt.



Emissions annuelles de GES (à gauche) et cumulées selon différents scénarios (à droite)

Si l'on prend comme hypothèse que le monde entier adopte une trajectoire de type négaWatt, c'est-à-dire un *même rythme de réduction* des émissions de gaz à effet de serre, le cumul des émissions mondiales de CO₂ sur la période 2015-2050 sera de l'ordre de 800 GteqCO₂. Ce niveau conduit d'après les estimations en budget-carbone du 5^{ème} rapport du GIEC à une élévation de la température mondiale de l'ordre de 1,8°C (probabilité de 20 % de rester en-deçà d'une élévation de 1,5 degrés, de 80 % de rester sous les +2°C).

Le scénario négaWatt reflète bien le niveau et le rythme qu'il nous faut atteindre au niveau mondial pour contenir la température moyenne du globe afin de limiter les risques climatiques. Un pays comme la France doit *totalemment* supprimer le recours aux énergies fossiles, diviser *par 15* les émissions de CO₂ et diviser *au moins par 2* les émissions de méthane et de protoxyde d'azote.

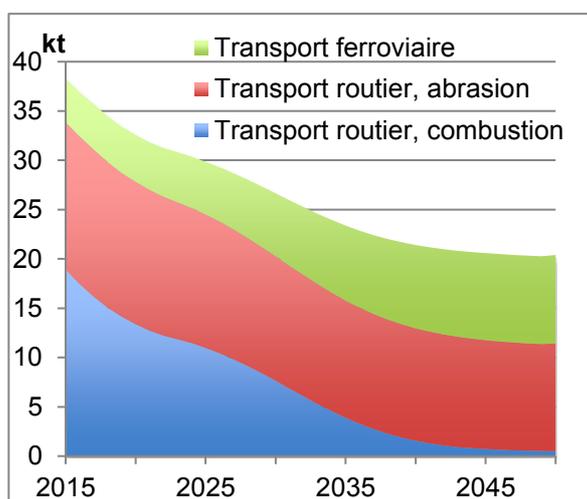


5.2. Autres impacts et risques

Ainsi, le scénario négaWatt inscrit notre système énergétique dans une trajectoire qui permet une quasi-disparition des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie, condition ambitieuse mais indispensable à l'atteinte de nos objectifs climatiques. Toutefois, cette question majeure n'est pas la seule à prendre en compte lorsqu'il s'agit des impacts et des risques environnementaux associés à la production et à la consommation d'énergie. L'approche développée par le scénario intègre, quantitativement ou qualitativement, ces différents éléments, présentant ainsi de multiples bénéfices connexes.

Le premier concerne la pollution de l'air. La consommation d'énergie est en particulier un contributeur essentiel aux émissions de particules fines, dont l'impact sanitaire est de plus en plus inquiétant. Ces microparticules, de quelques microns de diamètre, pénètrent dans nos organes respiratoires et sont responsables de nombreuses maladies chroniques et de nombreux décès. Au niveau national, ce sont les secteurs résidentiel-tertiaire (notamment par l'utilisation d'appareils vétustes de chauffage au bois), agricole et industriel qui émettent la majorité des PM10, particules dont le diamètre est inférieur à 10 microns. Mais dans les centres-villes, là où les concentrations sont les plus importantes, le trafic routier représente la première source d'émission.

En misant à la fois sur une réduction des distances parcourues, un report modal vers des modes de transport moins polluants, et un abandon progressif du Diesel, le scénario négaWatt permet presque une division par deux des émissions du secteur des transports, et une division par trois de celles attribuées au trafic routier. Si l'on additionne les secteurs résidentiel-tertiaire, agricole, des transports et celui de la production d'énergie, le scénario négaWatt permet une réduction d'environ un tiers des émissions de PM10. Ainsi le scénario négaWatt permet, par les choix qu'il préconise, d'envisager une amélioration sensible de la qualité de l'air.



Evolution des émissions de PM10 du secteur des transports, entre 2015 et 2050

Le scénario négaWatt permet par ailleurs, c'est une évidence, une réduction du risque d'accident nucléaire. Ce qui représente aujourd'hui un risque pour les dizaines de millions de riverains des centrales réparties à travers la France ne devient en fin d'exercice plus qu'un lointain souvenir. La fin progressive de l'utilisation de l'énergie nucléaire permet ainsi de réduire le nombre d'années de fonctionnement de réacteurs, tout en limitant la quantité de matières radioactives qui seront à traiter et stocker par la suite, diminuant ainsi l'ensemble des risques liés à leur traitement.

Enfin, l'approche sobriété - efficacité - énergies renouvelables permet plus globalement d'envisager une réduction de nos impacts environnementaux grâce à une forte baisse de l'artificialisation des sols, une limitation des prélèvements d'eau, une réduction du volume de déchets à traiter et une diminution des matières premières consommées notamment par le secteur industriel.

Matières premières

Notre mode de consommation actuel, basé en grande partie sur des objets peu durables et peu réparables, est dévoreur de matières premières. Si certaines d'entre elles se trouvent en grande abondance à la surface de la terre, d'autres sont vouées à une disparition prochaine si les volumes annuels de consommation perdurent.

Le scénario négaWatt a recensé les matières premières à usage non énergétiques consommées par le secteur industriel. Il s'en suit des hypothèses d'évolution de ces tonnages, qui traduisent aussi bien les impacts de la transition énergétique (une plus grande consommation de verre pour la fabrication de panneaux solaires, de béton et d'acier pour l'éolien, de matériaux d'isolation, etc.) que ceux d'une plus grande sobriété dans nos usages de l'énergie et dans nos équipements. Il prend également en compte une meilleure réparabilité et recyclabilité des biens de consommation. Enfin, il intègre dans la mesure du possible une part importante de matériaux biosourcés.

Les résultats sont sans appel. Malgré les milliers de m² de panneaux solaires ou de vitrage, la consommation de verre primaire est divisée par 10. Celle d'acier par 6, d'aluminium par 3. Et celle de béton est réduite de 40 %. Conséquence directe, l'empreinte carbone associée à la fabrication de ces matériaux diminue.

Loin des idées répandues sur la supposée grande quantité de matériaux nécessaires à la fabrication d'énergies renouvelables, la transition énergétique s'avère au contraire être économe en matériaux. Le triptyque sobriété-efficacité-renouvelables, adapté aux matériaux, permet de repenser dès aujourd'hui notre mode de consommation afin de prévenir toute pénurie sur des matières premières aujourd'hui banales mais qui pourraient demain relever du domaine de la rareté.

La problématique des métaux et terres rares mérite également d'être regardée de près. Si de nombreuses voix s'élèvent pour souligner que le développement des énergies renouvelables risque d'être freiné par la rareté de certains métaux, une analyse plus détaillée montre qu'il n'en est rien. La grande majorité des éoliennes et panneaux solaires installés ne requiert aucun métal rare. Les seuls métaux utilisés de manière importante dans les énergies renouvelables et pouvant dans le futur devenir rares sont le cuivre et l'argent. Loin d'être réservée au secteur des renouvelables, une pénurie de ces métaux aurait un impact dans d'innombrables autres secteurs industriels. Il est donc nécessaire d'anticiper dès maintenant un éventuel déclin de leur production et de mettre en place des filières appropriées de récupération et de recyclage, avec l'immense avantage de métaux recyclables à 100 %.

5.3. Sécurité d'approvisionnement

Parallèlement à la question des impacts et des risques liés à la production et à la consommation d'énergie sur le territoire national, un autre type de risque existe au niveau de l'approvisionnement en énergie aux frontières, dès lors que des ressources énergétiques doivent être importées. Cet enjeu est traditionnellement discuté en termes d'indépendance énergétique, c'est-à-dire de ratio entre le total de l'énergie consommée et produite sur le territoire. Il doit en fait s'examiner plus largement en termes de continuité de la chaîne d'approvisionnement : c'est bien la disponibilité de l'énergie nécessaire à la satisfaction des besoins au niveau des consommateurs finaux qui importe, quelle que soit la nature d'une éventuelle interruption, aux frontières ou sur le territoire.

Une indépendance énergétique réelle

Du point de vue de l'indépendance énergétique, la situation actuelle est généralement présentée en entretenant volontairement la confusion. Le taux d'indépendance officiel de la France est depuis l'avènement du programme nucléaire situé autour de 50 %. Ce calcul se base sur deux biais fondamentaux. En premier lieu, il s'appuie sur une comptabilité en énergie primaire, qui intègre donc comme une énergie fièrement produite en France, et consommée – alors qu'elle est en réalité perdue – l'énorme quantité de chaleur non convertie en électricité dans nos centrales nucléaires. Ensuite, le calcul intègre toute l'énergie nucléaire comme une production domestique, alors même que tout l'uranium qu'elle consomme est importé, au même titre que le pétrole ou le gaz, qui pour leur part sont bien comptés comme tels. Ramené à la réalité des consommations d'énergie finale, et déduction faite des importations d'uranium, le taux d'indépendance énergétique de la France n'est que d'environ 15 %.

De même que plus de 90 % de nos transports dépendent des importations de pétrole, près de 80 % de notre électricité dépend d'importations d'uranium. Le scénario négaWatt apporte dans ce domaine un profond bouleversement. Qu'il s'agisse de la biomasse énergie, de l'éolien et du photovoltaïque, et plus largement de l'ensemble des énergies renouvelables qu'il développe en substitution des énergies fossiles ou du nucléaire, toutes les productions qu'il intègre progressivement sont basées sur des ressources disponibles et mobilisées

localement. Ainsi, à terme, c'est pratiquement 100 % d'indépendance énergétique qu'atteint la France. Cette indépendance est d'autant plus solide qu'elle ne repose pas sur une seule source d'énergie, mais au contraire sur un appel diversifié, à hauteur de leur potentiel, à toutes les énergies renouvelables disponibles.

Une sécurité énergétique mieux partagée

Le bénéfice est d'autant plus grand que cette sécurité d'approvisionnement aux frontières se double d'une bien meilleure répartition de la production d'énergie – aujourd'hui concentrée notamment autour de 18 sites de production nucléaire – au niveau national. Ainsi, chaque territoire a la capacité de mobiliser des productions d'énergie, dans une logique qui n'est dès lors plus de dépendance de certains territoires aux territoires producteurs, mais plutôt de mutualisation entre territoires pour la meilleure valorisation des ressources de chacun.

Cette mutualisation repose en partie sur le rôle clé que jouent pour les échanges d'énergie entre les territoires les deux réseaux nationaux de transport des vecteurs gaz et électricité. Il est à ce titre essentiel de s'assurer de l'équilibre entre production et consommation sur le réseau électrique, ce que le scénario négaWatt s'attache à vérifier tout au long de la transition vers 100 % d'énergies renouvelables. La complémentarité entre les réseaux électrique et gaz s'avère d'ailleurs, à long terme, un levier très précieux pour répondre à cet objectif.

Équilibre électrique

La sécurité du réseau électrique, qui repose sur l'équilibre à tout instant entre production injectée et consommation soutirée, est un enjeu social et économique majeur. Il le devient d'autant plus que l'électricité, déjà essentielle à la continuité de l'ensemble de nos activités, est appelée à prendre une place croissante dans le système énergétique.

Cet équilibre est aujourd'hui très vulnérable. D'un côté, il est soumis à de très fortes variations, liées notamment aux pics de consommation générés l'hiver par le chauffage électrique direct. De l'autre, outre que le nucléaire, fonctionnant en base, n'est pas adapté pour suivre ces pointes, la dépendance de la production à cette source fortement majoritaire peut créer une crise au cas où un problème de sûreté viendrait toucher plusieurs réacteurs. La nécessité d'abandonner progressivement le recours à des centrales thermiques, qui présentent l'avantage de pouvoir adapter leur production aux fluctuations des besoins mais sont fortement émettrices de CO₂ tant qu'elles sont alimentées avec des combustibles fossiles, représente une contrainte supplémentaire.

Les taux actuels de pénétration du photovoltaïque et de l'éolien dont la production dépend de conditions météorologiques non pilotables ne posent aucun problème de sécurité, leur foisonnement naturel venant simplement s'ajouter à celui plus classique de la consommation.

Les moyens de flexibilité aujourd'hui disponibles (hydraulique de barrage, stations de pompage-turbinage, centrales thermiques d'appoint, effacement des industries électro-intensives, importations, ...) sont largement suffisants pour faire face à une augmentation sensible de la contribution de ces deux filières, par ailleurs complémentaires en termes de saisonnalité et de localisation.

Ce n'est que lorsqu'elles atteindront des taux élevés de pénétration qu'il sera nécessaire de disposer de davantage de moyens de stockage permettant de déplacer dans le temps des quantités d'énergie importantes.

Depuis les volants d'inertie qui agissent sur des temps courts et sur des quantités très faibles jusqu'au power-to-gas, seul capable d'assurer le stockage inter-saisonnier de dizaines de TWh grâce au réseau gazier, en passant par les batteries et l'air comprimé, la gamme des solutions déjà éprouvées ou en cours de développement préindustriel permet d'affirmer que le problème sera résolu, alors même qu'il n'est pas encore apparu.

Le scénario négaWatt 2017 intègre une modélisation, heure par heure et jusqu'en 2050, de l'équilibre en réseau tel qu'il peut être assuré au fil de la conversion intégrale du système électrique français à une production 100 % renouvelable. Cette modélisation s'appuie sur des profils types détaillés de la puissance fournie au long de l'année par les différents moyens de production et de la puissance appelée au fil des heures par les différents usages, tenant compte dans un cas comme dans l'autre des variations climatiques d'un jour à l'autre et entre les saisons.

Grâce tout d'abord à une forte diminution des besoins de pointe associée à l'élimination progressive du chauffage électrique par effet Joule, cet équilibre est assuré en mobilisant les différents leviers d'action dont dispose le système : complémentarité entre énergies renouvelables, dont une partie pilotable, maintien de centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable, lissage de la courbe de demande, globale et introduction progressive de capacités de stockage, dont à terme et de manière croissante, la méthanation. Le déploiement progressif des différentes solutions au fur et à mesure que la part respective des différentes énergies sur le réseau bascule, permet de maintenir l'équilibre tout au long du processus de transition.

L'équilibre du réseau électrique, ainsi modélisé au niveau national, ne signifie pas que dans la réalité, des échanges transfrontaliers n'auront pas lieu. Mais il assure que les bilans du fonctionnement 100 % renouvelable du système énergétique font sens, et que le résultat du calcul des émissions de gaz à effet de serre correspond effectivement à l'impact global de la population française.

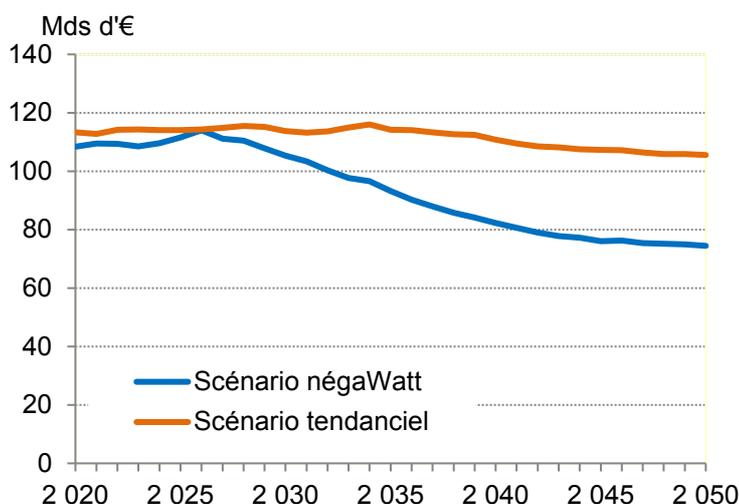
06.

Bénéfices et mise en œuvre

6.1. Coûts et investissements

Une facture énergétique globale en nette diminution

Concernant le seul secteur de l'énergie, la somme annuelle des dépenses « investissement + fonctionnement + importations » est du même ordre de grandeur entre le scénario négaWatt et le scénario tendanciel jusqu'à 2025, soit 110 G€ (milliards d'euros) par an. Au-delà le total des dépenses annuelles du scénario négaWatt diminue régulièrement de 110 à 80 G€ / an.



*Dépenses totales annuelles du secteur de l'énergie
(y compris les importations d'énergies fossiles)*

En cumulé et toujours pour le secteur « énergie », le scénario négaWatt mobilise 1.160 G€ d'investissements jusqu'en 2050, soit l'équivalent de 6 mois de PIB national actuel, dont 860 G€ dans les renouvelables et 304 G€ dans les réseaux d'énergie et les énergies non renouvelables. Le scénario tendanciel mobilise quant à lui 650 G€.

Le cumul des coûts de fonctionnement sont similaires dans les deux cas – autour de 1.000 G€. Mais le cumul du solde des importations est divisée par 2 entre les deux scénarios, (et par 30 pour l'année 2050 !) soit en cumulé sur la période un gain net de 1130 G€ sur les importations.

Les dépenses énergétiques cumulées globales 2015-2050 sont donc de 4.200 G€ dans le tendanciel et de 3.530 G€ dans le scénario négaWatt. Le solde en faveur de ce dernier est donc de l'ordre de 700 G€.

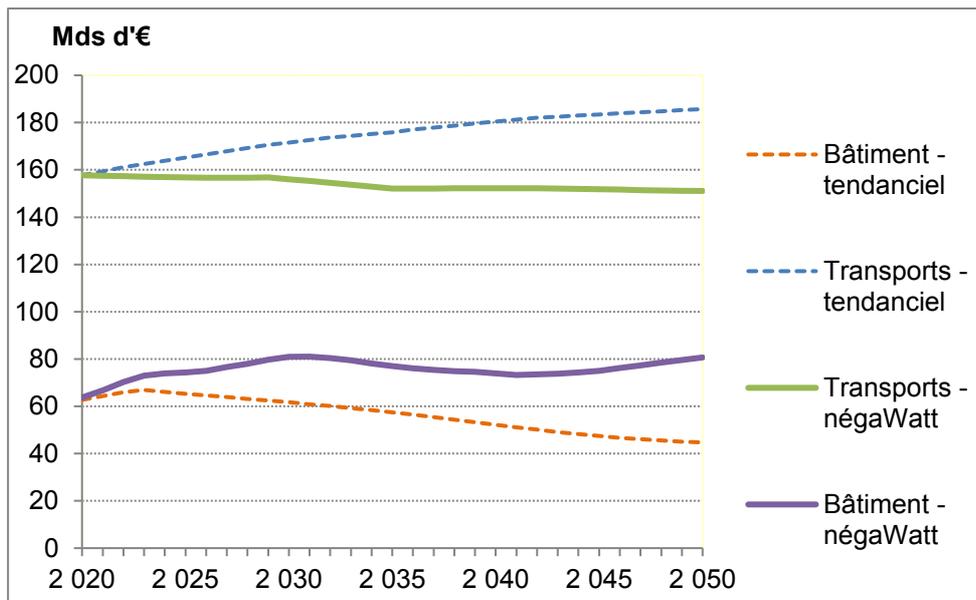
Des secteurs d'activité en profonde mutation

La transition énergétique entraîne une mutation de pans entiers de notre économie, les secteurs du bâtiment et des transports se situant au premier rang. Comme dans d'autres domaines, il est souvent délicat de fixer précisément le périmètre de la « transition énergétique », et le recours à des arbitrages est souvent nécessaire, mais dans ces deux secteurs il est possible de déduire des grandes tendances d'évolution et de comparaison.

Dans le secteur du bâtiment la rénovation énergétique des bâtiments augmente de l'ordre de 30% le volume global d'activité, faisant plus que compenser la diminution d'activité liée à la construction neuve. Le calcul a été effectué en considérant des coûts moyens de travaux de l'ordre de 550 €/m² qui ne couvrent pas que les travaux d'amélioration énergétique au sens strict, mais également l'ensemble des travaux induits lorsque l'on rénove un logement ou un bâtiment. Le cumul d'ici 2050 de l'ensemble de ces travaux (construction neuve et

rénovation) représente 2.650 G€ de chiffre d'affaire d'ici 2050, nettement plus que le scénario tendanciel dans lequel l'activité diminue, avec, par rapport à négaWatt, une perte d'activité de 600 G€.

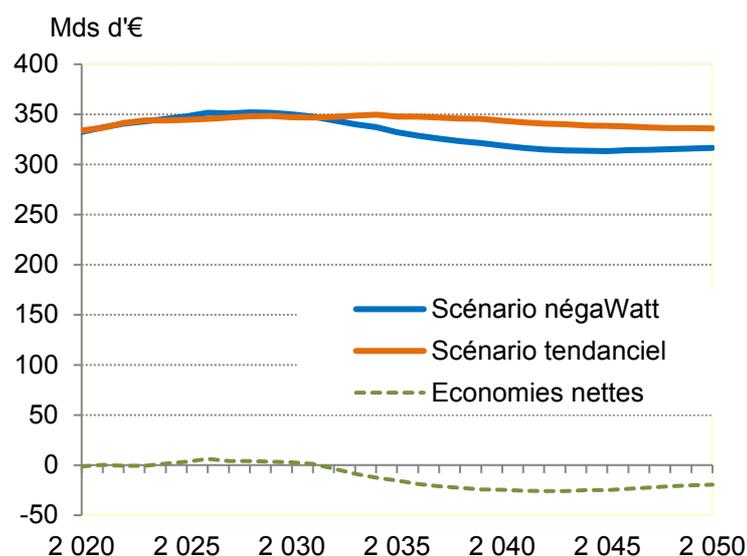
Dans le secteur des transports, l'évolution est constituée d'une part du différentiel entre la hausse des dépenses d'investissement dans les réseaux (infrastructures ferroviaires urbaines et interurbaines, bornes électriques et stations GNV) et les moyens de transports collectifs ou publics (équipements ferroviaires, bus à haut niveau de service), et d'autre part une diminution des coûts de fonctionnement (hors carburants) liée principalement à la diminution de la voiture individuelle et du transport routier de marchandises. Le périmètre pris en compte dans l'étude est vaste : il totalise 5.550 G€ de dépenses totales dans le scénario négaWatt, contre 6.170 G€ dans le tendanciel, soit une différence de 620 G€.



Dépenses totales annuelles des secteurs du bâtiment et des transports

Une économie globale de 370 milliards d'euros

En agrégeant les 3 principaux secteurs concernés par la transition énergétique – l'énergie, le bâtiment et les transports – on peut mesurer, par différence, un indicateur d'impact économique du scénario négaWatt. Si l'on compare l'ensemble des dépenses, il s'avère que le scénario négaWatt se distingue peu du scénario tendanciel durant les premières années : les investissements supplémentaires nécessaires à la réalisation de la transition énergétique sont alors compensés par les premières économies d'énergie. A partir de 2030, on assiste à un décrochage, les dépenses du scénario négaWatt devenant moins élevées de 26 G€/an en 2040 : les investissements sont alors amortis, laissant la place à des gains nets. En supposant un coût de l'énergie constant jusqu'en 2050, l'écart cumulé est de 370 G€ réinjectés chez les agents économiques et générant ainsi des centaines de milliers d'emplois induits.



*Comparaison du total des dépenses annuelles
(investissements + exploitation + importations d'énergie)*

Un scénario résilient face aux futurs chocs énergétiques

L'évolution erratique des prix de l'énergie de ces dernières années interdit de facto toute prédiction sur le court et moyen terme.

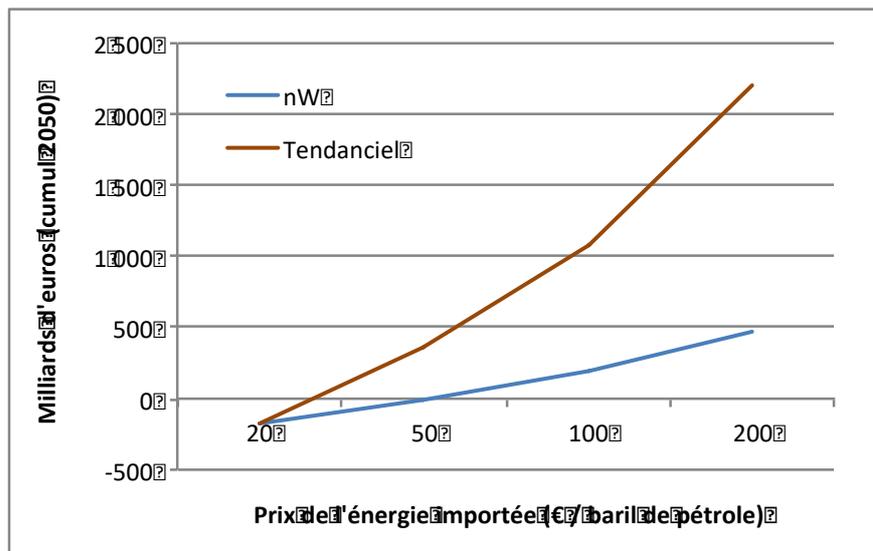
Il n'est pas exclu que le monde entre dans une période d'énergie relativement bon marché sur une longue période. A contrario, il est possible que le prix des énergies conventionnelles augmente, par exemple jusqu'à 150-200 \$ le baril pour pétrole,

Le graphique ci-dessous illustre l'impact d'une telle variation des prix de l'énergie.

Si le monde entre dans une période d'énergies conventionnelles bon marché, l'écart entre les scénarios négaWatt et tendanciel ne s'annule que si le prix des énergies importées est divisé par 2 par rapport à aujourd'hui, soit à environ 25 \$ le baril.

Si à l'inverse, d'ici 2050 le monde entre dans une longue période d'énergies conventionnelles très chères, la différence cumulée entre les deux scénarios augmente très vite et équivaut en 2050 pour la France à une année de PIB économisées par le scénario négaWatt si le baril de pétrole est à 200 \$ le baril.

Quelle que soit l'évolution future, la transition énergétique proposée par négaWatt est donc une réelle assurance contre les errements des prix des énergies conventionnelles et les risques d'approvisionnement, augmentant considérablement l'indépendance de la France et la résilience de toute la société française.



Renchérissment du coût total cumulé (investissement + fonctionnement + importations) du scénario négaWatt et du scénario tendanciel en fonction du prix de l'énergie, par rapport au scénario négaWatt au prix actuel de l'énergie importée

Méthode

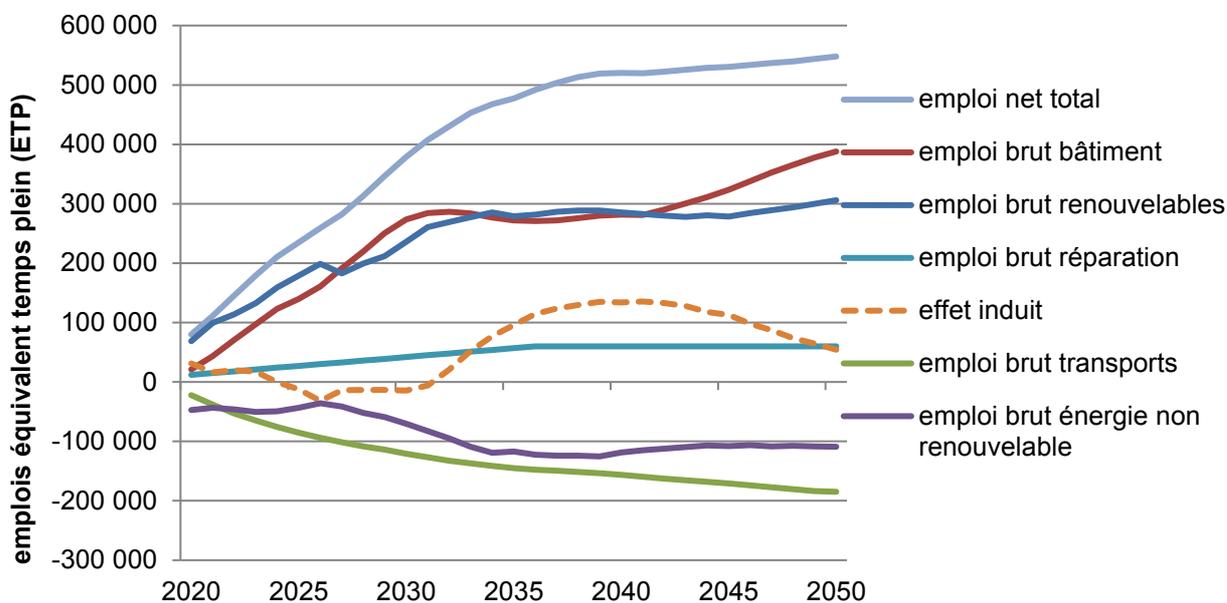
L'impact économique et en particulier l'effet net du scénario négaWatt sur l'emploi en France, est calculé en appliquant la méthode suivante :

1. Pour les deux scénarios, le négaWatt et le tendanciel, et pour chaque activité (construction de parc éoliens, maintenance de ces parcs, construction d'infrastructures routières et ferroviaires, transport ferroviaire ou routier de voyageurs...), les indicateurs physiques (énergie produite, capacités installées dans l'année, trafic en nombre de voyageurs.km...) sont extraits des tableaux de calcul des deux scénarios ou d'autres sources comme les Comptes des transports.
2. Pour chaque activité, et pour chacune des années considérées, un coût unitaire est calculé (en euros par watt d'éolien installé, par tonne.kilomètre transportée...). La méthode retenue pour calculer ce coût unitaire varie selon l'activité, en fonction des sources disponibles.
3. Ce coût unitaire est multiplié par l'activité de manière à calculer une demande monétaire, puis cette dernière est répartie dans les 732 branches de la Nomenclature d'Activité Française.
4. Pour chacune des branches, l'évolution du contenu en emploi est calculée en fonction du nombre d'emplois (équivalent temps plein) créé en France par million d'euros de demande finale. Cette méthode permet de prendre en compte, non seulement les emplois directs (par exemple, les emplois dans la branche automobile créés par l'achat d'un million d'euros d'automobiles) mais aussi toute la chaîne des emplois indirects (les emplois chez les équipementiers, chez les fournisseurs des équipementiers, etc.), en se limitant aux emplois situés en France.
5. Pour chaque activité et scénario, la demande monétaire adressée à chaque branche est multipliée par le contenu en emploi de celle-ci. Cela permet de calculer, pour une année, une activité et un scénario, un **effet brut** sur l'emploi.
6. Par rapport au scénario tendanciel, il s'avère que le scénario négaWatt entraîne plus d'économies (d'énergie, de fret routier, etc.) que de dépenses supplémentaires (énergies renouvelables, isolation, transports en commun, etc.). On suppose que ces économies seront dépensées par les ménages d'une façon ou d'une autre, Cette économie globale va entraîner une hausse de l'activité dans le reste de l'économie et donc la création d'**emplois "induits"**, que l'on sait estimer à partir du contenu moyen en emploi créés par la consommation des ménages. L'addition de l'effet brut et de cet effet induit donne un **effet net** sur l'emploi.

6.2. Retombées socio-économiques

Un effet net très positif sur l'emploi

Le bilan net sur l'emploi est positif tout au long de la période. Il croît progressivement, à mesure que les investissements se rentabilisent, passant de +100 000 emplois équivalent temps-plein (ETP) en 2020 à près de +400 000 en 2030 puis +500 000 en 2050 (voir figure suivante).



Effet sur l'emploi, différence entre le scénario négaWatt et le scénario tendanciel

Source : Quirion P. (CIRED-CNRS)

2017-2030 – la mutation de l'économie : un gain net de 380 000 emplois

Dans un premier temps, on assiste à une mutation avec un fort développement des activités liées à la transition énergétique, notamment la rénovation des bâtiments et la production d'énergie renouvelable, qui génèrent chacun près de 300 000 ETP d'ici 2030. D'autres secteurs génèrent également des emplois, en quantité plus modeste : activités de réparation, information, efficacité des appareils, etc.

En parallèle, certains secteurs subissent une diminution du nombre d'emploi. Une reconversion de ces métiers, qui doit impérativement s'anticiper et se préparer, sera nécessaire. C'est le cas par exemple de la construction automobile, du fret routier et du transport aérien.

Au global, en 2030, le solde total d'emplois nets s'élève à 379 000.

Le secteur des énergies non renouvelables est peu affecté au démarrage, les besoins de renforcement des réseaux compensant la diminution d'autres activités. Les emplois dans ce secteur diminuent ensuite au fur et à mesure de la sortie des énergies fossiles et fissiles. Leur nombre se stabilise ensuite en fin de période, à partir de 2035.

2030-2050 – les dividendes de la transition énergétique

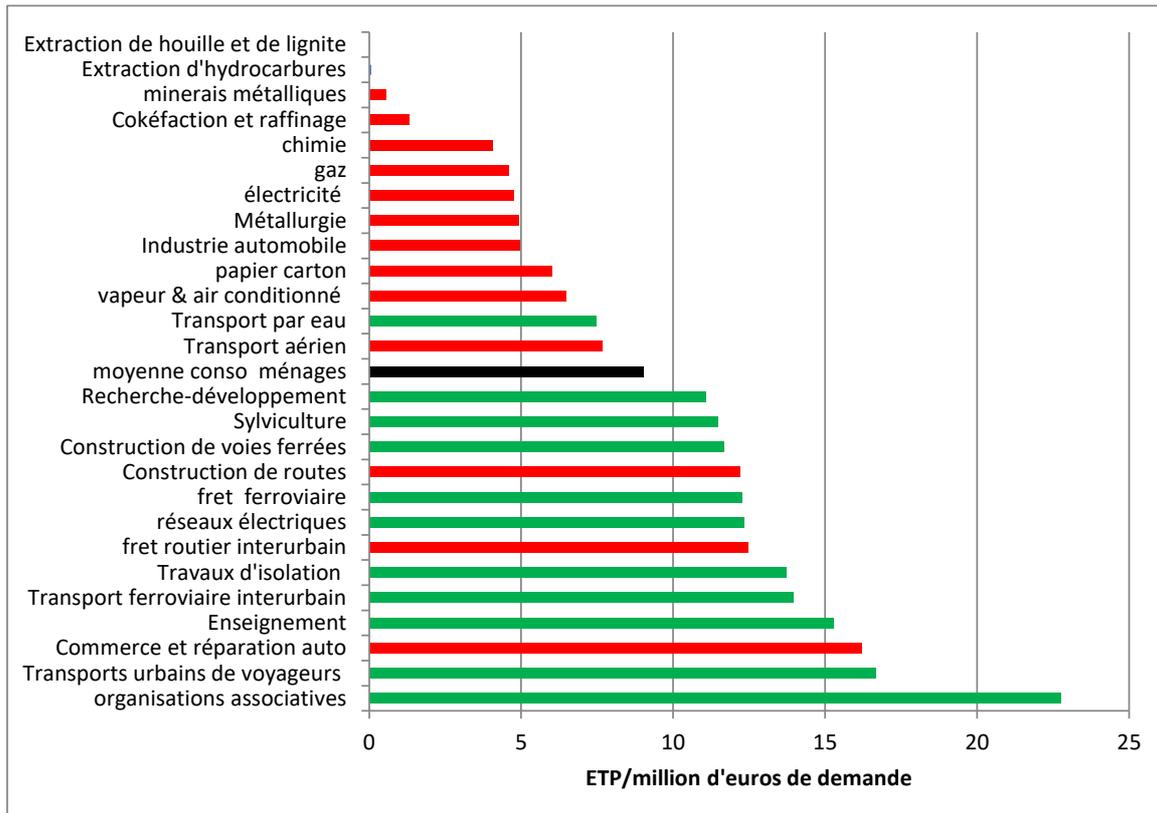
Dans une seconde phase, le nombre d'emplois se stabilise dans la plupart des secteurs, hormis ceux des transports et du bâtiment. Les économies obtenues par le scénario négaWatt génèrent des emplois induits, qui portent dès 2037 le solde du total des emplois nets à +500 000. La transition énergétique contribue ainsi fortement à la création puis au maintien d'activités pourvoyeuses d'emplois sur notre territoire.

Méthode

Le résultat net positif sur l'emploi s'explique par un contenu en emploi (le nombre d'emplois par million d'euros dépensés) généralement plus élevé dans les branches d'activité qui sont amenées à se développer plus rapidement en cas de mise en œuvre du scénario négaWatt, que dans celles qui sont amenées à régresser (figure ci-dessous).

Ainsi, les transports en commun, la sylviculture ou les travaux d'isolation des bâtiments présentent un contenu en emploi supérieur à celui de la moyenne de la consommation des ménages (9 ETP/million d'euros) tandis que les contenus en emploi des énergies fossiles, mais aussi de l'industrie automobile ou du transport aérien, sont inférieurs à cette moyenne.

Une hausse de la productivité du travail de l'ordre de 0,75 % par an a été adoptée pour cette étude, ce chiffre correspondant à la moyenne constatée ces dernières années. Aucune hypothèse sur une autre forme d'aménagement du travail ou de l'emploi n'a été effectuée : il s'agit là d'un travail comparatif.



Contenu en emploi d'une sélection de branches de l'économie française en 2010 - en vert les secteurs d'activité qui se développent dans le scénario négaWatt

Source : Quirion P, à partir de la base Esane et du Tableau entrées-sorties de l'INSEE

La transition énergétique au service de la lutte contre la précarité énergétique

Plus de 10 % des ménages français sont aujourd'hui considérés comme étant en situation de précarité énergétique, consacrant plus de 10 % de leurs revenus pour les dépenses d'énergie de leur logement.

Ces ménages habitent en majorité dans des maisons individuelles, souvent chauffées au fioul ou au gaz. Certains d'entre eux sont en situation de vulnérabilité énergétique, présentant aussi des difficultés financières pour se déplacer.

Les remèdes de long terme permettant d'éradiquer cette précarité énergétique sont connus. Outre la nécessité de sortir en premier lieu ces ménages de la précarité, il convient de réduire leur facture énergétique. Pour cela, le programme de rénovation thermique proposé par le scénario négaWatt répond parfaitement à cet enjeu de long terme. Toutes choses égales par ailleurs (et donc à prix de l'énergie et revenus constants), au terme de la transition énergétique, le nombre de ménages en situation de précarité a pu être divisé par 8. Pour accélérer encore davantage cette réduction de la précarité, des politiques publiques à destination des ménages les plus défavorisés doivent être mises en œuvre rapidement.

6.3. Équilibre territorial et international

Le scénario négaWatt 2017-2050 repose sur une démarche d'exploitation plus sobre, plus efficace et plus locale des ressources qui est incontestablement, au niveau territorial comme international, porteur de meilleurs équilibres.

Un projet de territoire pour tous les territoires

Les constats sur la sécurité énergétique du pays sont d'abord transposables à l'échelle des territoires, qui gagnent eux-mêmes en autonomie énergétique et voient se réduire leur dépendance à des événements extérieurs incontrôlables. Mais au-delà de cet effet direct, la transition énergétique décrite par le scénario représente pour les territoires et les acteurs économiques et sociaux des retombées locales considérables en matière de fiscalité, d'activité économique et d'emploi.

Si les villes où 80 % des Français vivent, travaillent, étudient ont vocation à profiter prioritairement des investissements dans les travaux de rénovation énergétique des très nombreux bâtiments qui les composent, les campagnes de leur côté pourront trouver dans la mobilisation des ressources locales en énergie et en matériaux renouvelables l'opportunité de développer dans la durée des activités économiques pleines de sens et susceptibles d'offrir des revenus directs et indirects aux habitants.

Au-delà, la répartition apparemment déséquilibrée des ressources et des besoins entre zones urbaines et rurales ouvre paradoxalement la voie à une logique de coopération entre des mondes qui s'ignorent ou se méfient bien souvent l'un de l'autre. Ainsi la transition énergétique peut aussi être une formidable occasion de retisser les liens et de reconstruire les solidarités qui font tant défaut dans nos sociétés éclatées et trop portées sur l'individualisme.

Un message de solidarité et de responsabilité

Ce qui vaut au niveau national vaut encore plus au niveau international, où l'accès à l'énergie reste un facteur puissant de déséquilibre : si l'enjeu de la maîtrise des ressources d'hydrocarbures est une des causes de conflits armés, les écarts qui continuent à se creuser dans le monde en termes de consommation d'énergie sont un marqueur parmi d'autres des inégalités croissantes entre les populations les plus riches et les plus pauvres. La transition énergétique qui commence peut-être dans le monde, sans porter à elle seule la réponse à tous les problèmes, est en tous cas indispensable pour éviter à l'humanité tout entière de s'enfoncer dans une spirale de crise.

Face à cette perspective, la mise en œuvre en France du scénario négaWatt pourrait être vue comme une solution pour préserver autant que possible notre pays des effets de cette crise, en le rendant plus résilient face à des tensions énergétiques et à des conséquences climatiques de plus en plus intenses.

Ce n'est toutefois pas dans cette tentation dramatique au repli sur soi que s'inscrit le scénario négaWatt, mais au contraire dans l'espoir que la mise en œuvre dans notre pays d'une transition énergétique ambitieuse contribue à la construction d'un monde plus ouvert et apaisé.

Notre pays, après avoir accueilli la COP21 et contribué de manière marquante à sa réussite, se doit désormais de montrer chez lui, de manière volontaire et résolue, la voie que l'Accord de Paris ébauche. Le scénario négaWatt illustre le niveau d'ambition auquel nous oblige cette cohérence.

Au-delà de l'enjeu de mettre en œuvre au niveau national, avec toute la force et l'ampleur nécessaires, des actions conformes à nos engagements nationaux et internationaux, l'application résolue de la démarche de sobriété, d'efficacité et de substitution par les énergies renouvelables rendrait la France porteuse d'un message fort sur la scène internationale. Outre la responsabilité, ce message serait d'abord celui de l'exemplarité. Il ne s'agit pas seulement d'apporter la démonstration que la transition vers les 100 % renouvelables et vers un monde décarboné est possible, mais aussi de montrer comme le monde occidental peut et doit rompre avec le modèle de surconsommation qui est aujourd'hui le sien. L'enjeu, crucial dans la réussite de la lutte contre le changement climatique au niveau mondial, est en quelque sorte de détourner les très nombreuses classes moyennes qui se développent dans les pays émergents de leur aspiration actuelle à reproduire ce modèle.

Enfin, le scénario négaWatt 2017-2050 appliqué à la France porte un message de solidarité. Dans un monde où l'énergie est contrainte, l'élimination grâce à la sobriété de consommations d'énergie qui ne rendent aucun service utile à nos habitants libère symboliquement la quantité équivalente pour répondre aux besoins vitaux des populations les plus défavorisées, qui ne bénéficient pas aujourd'hui d'un accès décent aux services

énergétiques. Plus globalement, le développement d'un modèle basé sur l'exploitation des ressources locales et la mutualisation de leur production, que le scénario négaWatt intègre à la fois sur le plan des énergies renouvelables et des matières premières, mais aussi de l'alimentation à travers l'ambition d'Afterres 2050 dans ce domaine, revient à rompre avec la logique de prédation des ressources d'autres pays qui a façonné notre monde. Enfin, c'est un scénario où l'accélération de la transition en France favorise, dans une logique gagnant-gagnant, le transfert d'expérience vers les pays du Sud.

Qui sommes-nous ?



Face aux défis énergétiques, les fondateurs de l'**Association négaWatt** se sont donné pour objectif de montrer qu'un autre avenir énergétique est non seulement réalisable sur le plan technique, mais aussi souhaitable pour la société.

Créée en 2001, l'Association négaWatt est dirigée par un collège de membres actifs, la Compagnie des négaWatts, qui rassemble une vingtaine d'experts et praticiens de l'énergie. Elle s'appuie sur un réseau de plus de 1000 adhérents, exclusivement des personnes physiques contribuant à titre personnel.

Association à but non lucratif, ses ressources financières proviennent essentiellement des dons et adhésions de ses membres. La réalisation du scénario négaWatt 2017-2050 et la communication de ses résultats ont été largement soutenus par une campagne de financement participatif lancée en mars 2016. Des fondations, des ONG, et des entreprises (mécénat) apportent également un soutien non-négligeable à ses travaux.

Le scénario négaWatt, à l'image de l'ensemble du travail de l'association, est le fruit d'un travail d'expertise collectif réalisé par une dizaine de scénaristes, presque tous membres de la Compagnie des négaWatts.

www.negawatt.org

Décrypter l'énergie

L'Association négaWatt a lancé en 2015 le site internet www.decrypterlenergie.org dans l'objectif de décrypter les idées reçues sur la transition énergétique, en proposant régulièrement des analyses argumentées, appuyées par des chiffres et des références précises.



**Décrypter
l'énergie**



Filiale opérationnelle de l'association, l'**Institut négaWatt**, a été créé en 2009. Il a pour vocation de préparer et d'accompagner la transition énergétique en prenant comme référence le scénario négaWatt.

L'Institut négaWatt intervient en tant qu'organisme de formation auprès des professionnels et en tant qu'accompagnateur de projets, structures et collectivités pilotes en matière de transition énergétique. L'Institut négaWatt développe depuis plusieurs années DORÉMI - dispositif opérationnel de rénovation énergétique des maisons individuelles - dans une approche partenariale.

www.institut-negawatt.com

La réalisation du scénario négaWatt 2017-2050 a été soutenue par la Fondation Charles Léopold Mayer pour le progrès de l'Homme



Photovoltaïque en France : début d'une révolution du marché énergétique

le 13/04/2017

Le marché photovoltaïque français a connu une belle croissance entre 2006 et 2016 passant du néant à 7 000 MW installé. En 2016, le marché français sera certainement de 700 MW soit 1 % du marché mondial qui atteindrait 70 GW contre 51 GW en 2015, soit une progression de +26 %[\[1\]](#).

Nous sommes encore un des rares pays de l'OCDE à n'avoir investi massivement dans le photovoltaïque. Cela dit, nous ne sommes qu'au début d'une révolution. Une récente étude publiée par l'ADEME prône notamment une France 100 % renouvelable à horizon 2050[\[2\]](#).

Les produits sont de plus en plus performants. De nouveaux modules ont été lancés avec une puissance de 365W contre 260-290W en moyenne sur le marché. Outre cela, le marché mondial du photovoltaïque ne cesse de croître et les capacités de production suivent la même tendance, notamment avec les dernières innovations technologiques de batterie Lithium-Ion, composante future des systèmes photovoltaïques. Cela entraîne bien évidemment une baisse des coûts et, par conséquent, offre toujours plus de débouchés dans le monde.

Qu'est-ce que la parité réseaux ?

La croissance du parc photovoltaïque voit parallèlement une baisse pharamineuse des coûts d'installation et une hausse du prix de l'électricité commercialisé par EDF. Lorsque le LCOE (Levelized Cost of Energy) ou coût actualisé de l'énergie photovoltaïque sera en dessous du prix de vente EDF, nous parlerons alors de « parité réseaux ». Certains pays plus ensoleillés et, où le prix de l'électricité est plus cher qu'en France, ont déjà atteint cette parité réseau comme en Italie et en Espagne. A l'échelle mondiale les prix du MWh photovoltaïque battent d'année en année des records. A titre d'exemple, au Maroc le prix est à 40 €/MWh (centrale de 170 MWc[\[1\]](#)), au Mexique à 30 €/MWh et enfin le record absolu à Abu-Dhabi à 24 €/MWh (centrale gigantesque de 1100 MWc).

Les chiffres clés du marché photovoltaïque français actuel

Sur la totalité du parc solaire Français (7 GW), seulement 1 GW est en résidentiel ou en installations inférieures à 9 KW. Cela représente un volume de 15 %. Etrangement, ce marché n'a jamais réellement décollé et nous sommes bien loin de nos voisins européens.

Ce segment comprend les petites, moyennes et grandes toitures industrielles et commerciales allant de 9 KW à 1 MW. Ils représentent 2,2 GW du parc total Français soit

32 %. C'est un segment qui est dominé par les installations sur bâtiments agricoles. La facilité de mise en place de ces projets, la disponibilité des terrains et le but commun partagés entre investisseurs et agriculteurs ont dynamisé ce segment. Les coopératives agricoles ont aussi été très actives dans la mise en place de projet solaire sur bâtiment agricole.

Sur le marché des grandes toitures au sol, elles représentent la plus grande part des 7 GW connecté au réseau national Français (2,9 GW). Elles continuent à être la partie la plus importante des appels d'offre CRE avec 1000MW/an pour les 3 prochaines années.

Un support économique essentiel au développement des énergies renouvelables en France

Pour assister le solaire dans son développement, le gouvernement met en place un support encourageant l'utilisation du solaire photovoltaïque. Ainsi la production d'énergie serait obligatoirement achetée par EDF à un tarif très avantageux (0,62 €/kWh en 2009). En plus de ce généreux tarif, les foyers qui investiraient dans le solaire pouvaient bénéficier d'un crédit d'impôt sur l'achat du matériel. Bien entendu cette aubaine n'a été que de courte durée et l'Etat a décidé unilatéralement de mettre en œuvre un moratoire qui allait verrouiller et contrôler le marché.

Après ce moratoire en 2011, la France a mis en place un système d'appel d'offre pour des installations allant de 100 KW à 250 KW et des centrales de 250 KW à 12 MW.

C'est un système complexe qui note les projets en fonction du bilan carbone des modules, de l'impact environnementale du projet et du prix globale de l'installation.

La Ministre de l'énergie et du développement durable a confirmé au printemps 2016 une vision claire du développement du marché solaire pour les 3 prochaines années. Cela a été vécu comme un signal extrêmement positif d'incitation et de volonté des pouvoirs public en place pour dynamiser ce secteur.

Un nouveau cadre de soutien de l'autoconsommation sera le bienvenu. Il suffira de soutenir l'installation sur la base du coût du projet global avec un crédit d'impôt ou une subvention par exemple et ensuite de mettre en place des règles qui permettront de vendre la production non-consommé sur le réseau à un tarif fixe. Ce système est vertueux car le consommateur sera plus soucieux de sa consommation d'énergie car il en sera le producteur direct. L'état pourra réduire de plus en plus ces aides jusqu'à se désengager complètement. Nous comptons également sur les progrès techniques pour les prochaines régulations thermiques, notamment la RT2020, ainsi que sur les nouvelles constructions de maisons ou de bâtiments 100 % positif. Autrement dit, que la production en énergie soit l'équivalent de la consommation totale en énergie du bâtiment ou de la maison.

[1] **MWc** : Megawatt-crête : puissance maximale d'un dispositif