Consultation publique sur les hypothèses du Bilan prévisionnel RTE 2017

Réponses de l'ADEME

Hypothèses portant sur la demande

1. Eléments de cadrage :

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'utilisation de ces valeurs ? Avez-vous d'autres projections/sources à proposer ?

Hypothèses de population : (cf réponse à la question suivante) les hypothèses des derniers scénarios officiels français à 2035 se placent entre la valeur basse et la valeur médiane. Questionner la DGEC pour savoir si les hypothèses prises dans le cadre des exercices à venir sont disponibles, les sources et si elles se situent bien dans le cône d'hypothèses.

Question 2 : Êtes-vous favorable à l'utilisation de ces valeurs ? Avez-vous d'autres valeurs en tête ? Des demandes de variantes ?

Hypothèses sur les taux de croissance : les hypothèses de croissance utilisées dans les derniers scénarios officiels (PPE et SNBC) sont les hypothèses européennes (EU Ageing report), elles se situent entre les valeur basse et médianes proposées pour 2020-2030 et correspond à la valeur haute sur 2030-2035. Pour les prochains scénarios, ces valeurs seront probablement remises à jour à partir de nouvelles estimations de la commission européenne. Il serait utile de vérifier auprès de la Direction Générale Energie Climat (DGEC) si ces estimations seront disponibles et si elle rentre bien dans le cône d'hypothèses retenues.

Concernant plus spécifiquement l'industrie, le taux de croissance du PIB moyen et haut des Industries Agro-Alimentaires parait faible au regard des autres évolutions de PIB.

Questions sur la consommation résidentielle :

Les hypothèses retenues sont globalement cohérentes avec les Visions ADEME, un échange ayant déjà eu lieu entre l'ADEME et l'équipe de P. GIBIELLE.

Question 21 : Quelles sont vos remarques sur ces évolutions en volume et en intensité électrique du secteur industriel à l'horizon 2035 ?

Nous proposons de remplacer la phrase "L'effet résultant.. consommation électrique" par "L'effet résultant à l'horizon 2035 est une amélioration de 14 à 17 % de l'efficacité énergétique" (ce n'est pas la consommation qui baisse, ou alors il faut préciser à production similaire. De même, on ne considère pas les effets de substitution dans ce sous-paragraphe). De plus il serait pertinent de déterminer un ordre de grandeur des substitutions combustible-électricité.

Question 22 : Quelles sont vos remarques sur ces évolutions de besoin de transport et de parts modales à l'horizon 2035 ?

Préciser si le tableau donne des hypothèses de trafic pour une même hypothèse de population.

Question 23 : Êtes-vous d'accord sur l'utilisation de ces hypothèses relatives au transport et au développement de l'électromobilité à l'horizon 2035 ? Y a-t-il d'autres variantes que vous souhaiteriez voir analysées ?

A notre sens, une interdiction totale couvrant également les zones péri-urbaines et rurales est trop ambitieuse : les annonces de telles interdictions par différents états membres et/ou métropole de taille mondiale (on trouve du 2025, du 2030, souvent le Diesel est ciblé) sont plutôt pertinentes pour des zones urbaines.

Dans les faits, on devrait se retrouver avec des décisions européennes introduisant des quotas d'immatriculations par horizon (ce qu'ont faut les US pour la pollution et les ULEV,ZEV). Cela répondrait au besoin des villes (plus de thermiques sauf dérogation) et des campagnes.

En ce qui concerne le parc de véhicules, nous envisageons une répartition VE/VHR assez différente de celle proposée par RTE, la mise à jour des Visions ADEME que nous sommes en train de finaliser conclut en faveur du VHR (les Visions ADEME précédentes aussi). Le ratio est conservé 21% (pour VHR) vs 11% (pour VE) dans le parc et dans les ventes 38% contre 22%.

Enfin, en ce qui concerne les parts modales, les Visions ADEME mises à jour concluent pour des chiffres relativement différents (cf colonne de droite) :

	2015	PIB bas	PIB médian	PIB haut	2035 (vision ADEME 2016)	
Besoin annuel moyen de transport/personne	14450 km	14150 km	14450 km	14700 km	12 358	km *
Trafic total passagers	928 Gpkm	1023 Gpkm	1084 Gpkm	1150 Gpkm	864	Gpkm **
Parts modales :						
- route *(véhicules particuliers)*	79,5%	77,6%	77,2%	76,8%	73,6%	
- route *(collectif)*	7,7%	8,4%	8,2%	8,1%	9,0%	***
- rail	11,3%	12,4%	13,0%	13,3%		
dont train	*9,6%*	*10,3%*	*11,0%*	*11,3%*	17%	
dont métro, tramway	*1,7%*	*2,1%*	*2,1%*	*2,0%*		
- air	1,5%	1,5%	1,6%	1,7%	-	**
Trafic total marchandises	300 Gtkm	259 Gtkm	324 Gtkm	394 Gtkm	459,3	Gtkm
Parts modales :						
- rail	11,4%	11,9%	12,6%	13,6%	17,1%	
- route	86,1%	85,5%	84,8%	83,7%	79,6%	
- fluvial	2,5%	2,6%	2,7%	2,7%	3,4%	

Question 25 : Êtes-vous d'accord avec le lien introduit entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique ? Avez-vous d'autres trames d'analyse à proposer ?

Il paraît pertinent d'envisager quelques tests de sensibilité complémentaires aux simulations des scénarios proposés (groupements d'hypothèses). Ces tests ne feraient varier qu'un ensemble après l'autre d'hypothèses qui jouent sur la demande d'électricité (niveau de demande en services énergétiques, niveau d'amélioration de l'efficacité énergétique, niveau de substitution de sources d'énergies (électrification des équipements). En effet, même s'il peut être argumenté qu'il peut y avoir corrélation dans le futur entre PIB, population et amélioration de l'efficacité énergétique, il serait utile de hiérarchiser l'importance relative de ces hypothèses (pour établir les ordres de grandeur de leurs effets sur l'estimation du niveau de demande d'électricité).

En outre, sur les hypothèses macroéconomiques, il serait utile d'isoler les effets des hypothèses sur la croissance (le PIB) des hypothèses démographiques (population et cohabitation). Les premières sont plus controversées, alors qu'elles peuvent avoir un ordre de grandeur moindre sur l'estimation de la demande (elles ne jouent pas sur la demande résidentielle et semblent jouer moins sur le transport).

Question 26 : Voyez-vous d'autres enjeux énergétiques sur le volet « demande » à analyser dans le Bilan prévisionnel 2017 ? Si oui, lesquels ?

Quelles sont les hypothèses qui ont le plus grand effet sur l'estimation du niveau de demande et dont l'évolution est la plus incertaine ? Quels effets les hypothèses d'évolutions de demande et d'offre d'électricité ont sur les prix de l'électricité ? Ces effets sur le prix relatif de l'électricité seront-ils compatibles avec les évolutions supposées ?

Hypothèses portant sur l'offre

2. Eléments de cadrage :

Question 1. Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

L'ADEME est sur le point de publier une mise à jour de ses Visions, intitulée Visions 2035-2050. L'exercice Visions 2016 considère deux variantes de mix électrique à l'horizon 2050 avec un déploiement ambitieux de capacités de production renouvelable, chacune s'insérant dans un mix énergétique qui peut répondre à une demande finale d'énergie qui passe de 148,7 Mtep en 2010 à 105,1 Mtep en 2035, soit une baisse de 29% de la consommation sur la période. Les trajectoires de passage en 2035 sont donc légèrement différentes selon le point d'arrivée 2050. :

- Un mix **« 2050 - 80% d'électricité renouvelable »,** sans stockage inter-saisonnier, prolonge l'option 'scénario nucléaire bas'20 des Visions 2013. Les périodes de forte production électrique permettent la valorisation de 2 Mtep d'électricité pour générer 1,5 Mtep d'hydrogène injecté dans le réseau de gaz21. En 2050, les EnR répondent à 60% de la consommation finale brute d'énergie et à 35% de la consommation finale de gaz.
- Un mix **« 2050 - 90% d'électricité renouvelable et power-to-gaz »** envisage un déploiement plus important d'électricité renouvelable valorisée sous forme de gaz de synthèse. Des capacités additionnelles de photovoltaïque, éolien terrestre et marin, énergies marines sont mobilisées pour porter à 4,5 Mtep la quantité de gaz de synthèse injectée dans le réseau (3 Mtep de méthane de synthèse sont ajoutés aux 1,5 Mtep d'hydrogène). En 2050, les EnR répondent à 69% de la consommation finale brute d'énergie et à 49% du gaz consommé.

Ces évolutions proposées du mix énergétique mettent en évidence l'intérêt croissant de développer les interactions entre les systèmes énergétiques pour décarboner la France (électricité, gaz, chaleur). A titre d'illustration, la cogénération à partir de biomasse ou de chaleur fatale, couplées à du stockage thermique, permet d'intégrer une flexibilité entre la production de chaleur et d'électricité. Et, selon le niveau de déploiement de capacité de production d'électricité variable, la valorisation sous forme de gaz de synthèse des excédents d'électricité renouvelable produite peut également être envisagée à différents niveaux, tout en prenant en compte ainsi que l'augmentation des besoins de stockage journaliers, hebdomadaires et inter-saisonniers.

2035	Parc en GW		Production nette en TWh	
Source	80% EnR	90% EnR + P2X	80% EnR	90% EnR + P2X
Eolien terrestre	**30,8**	**36,6**	65,8	78,1
Eolien marin	**11,0**	**11,0**	40,5	40,5
PV	**41,8**	**41,8**	53,9	53,9
Hydraulique	**25,2**	**25,2**	50,8	50,8
Energies marines	**0,8**	**0,8**	3,6	3,6
Cogé bois - élec	**1,8**	**1,8**	12,5	12,5
Cogé méthanisation - élec	**1,2**	**1,2**	9,7	9,7
UIOM	**0,9**	**0,9**	3,6	3,6
Géothermie	**0,2**	**0,2**	1,2	1,2
TOTAL			428,7	442,2

Au-delà des capacités d'effacement, l'intégration des EnR repose également sur le pilotage de la demande que va permettre le déploiement d'une seconde génération de compteur communicant. En facilitant le pilotage dynamique de certains usages (ballon d'eau chaude, chargement des véhicule électrique…), ces derniers apportent une flexibilité journalière, complémentaire au stockage de court terme, permettant notamment d'absorber la production photovoltaïque.

Question 2. D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?
Dans le cadre de l'exercice d'évaluation macroéconomique a posteriori, il paraît utile de prendre en compte l'évolution possible de la propension à importer des filières EnR : une structuration accrue de ces filières, bénéficiant d'une visibilité renforcée sur l'évolution de la demande grâce à la LTECV et à la PPE, pourrait conduire à une croissance de la part française dans la production des équipements. Une analyse de sensibilité sur ce paramètre paraît nécessaire.

Une analyse des facteurs de charge moyen et marginal (facteur de charge de la tranche la moins sollicitée) de la flotte nucléaire, et leur sensibilité à différentes hypothèses portant sur les interconnexions et les mix électriques des pays frontaliers, serait également pertinente.

Dans la mesure où les moyens de production marginaux sont les thermiques à flammes classique, l'impact du prix du carbone sur le prix de l'électricité sur les marchés de gros est significatif. Il paraît donc important de réaliser une analyse de sensibilité du prix sur le marché de gros à différents prix du carbone, à l'horizon 2035 et d'analyser l'impact que cela peut avoir sur la rémunération des différents moyens de production.

Différents scénarios de déploiement du mix de production au sens large peuvent avoir des conséquences importantes sur les coûts nécessaires à l'expansion et à l'opération des réseaux de transports et de distribution. Une analyse des coûts de réseaux associés aux différents variantes de mix électriques modélisés est donc cruciale à la bonne compréhension des implications en termes de coûts pour la collectivité, de ces différentes variantes. Pour chacune des 4 variantes envisagées, le coût total du système électrique (incluant les coûts complets des moyens de production d'électricité et de stockage, ainsi que les coûts de réseaux et de pilotage de la demande) devrait être minimisé.

Question 3. Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?
Comme précisé précédemment, la modélisation devrait viser une minimisation du coût global du système électrique, incluant les coûts de réseaux.

3. Perspectives de développement des filières de production

Question 4. Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO_2 ?
Non

4. Eolien terrestre

Question 5. Êtes-vous d'accord pour retenir :
- une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et
- une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?
En rapport aux données sur le gisement tirées de l'étude ADEME 100% EnR, on peut préciser que ce gisement théorique n'est pas purement technique mais tient compte des contraintes d'usage (zones protégées, zones radars, altitude > 1000 m, couloirs aériens militaires) ainsi que d'un ratio d'acceptabilité.

Par ailleurs, dans les différentes variantes présentées dans l'étude « Vers un mix 100%EnR », le gisement n'est cependant pas exploité entièrement. Sur la base de cette évaluation du gisement, l'étude montre que plusieurs mix 80% et 100% EnR permettent d'assurer l'équilibre offre-demande, heure par heure, y compris en cas de conditions météorologiques défavorables. Cependant, aucun de ces mix n'inclut 120 GW d'éolien terrestre, et la variante de référence en inclut 96 GW.

Enfin, il semble utile de préciser que le repowering commencera à devenir significatif durant les années 2020, et que le rythme d'installation donné suppose que toutes les installations existantes sont renouvelées à capacité identique, quand elles arrivent en fin de vie.

Question 6. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?
En ce qui concerne les hypothèses de coûts, nous vous proposons les modifications. En effet, les hypothèses prises sur l'évolution de la durée de vie et des niveaux des CAPEX et OPEX à long terme, nous semblent trop conservatrices. D'autre part, la maturité de la filière justifie d'après nous l'utilisation d'un taux d'actualisation plus faible. Les modifications proposées sont en bleu dans le tableau ci-dessous.

	Éolien terrestre	
	Machines standard	**Nouvelle génération**
Taux d'actualisation	**5%**	**5%**
Durée de vie des installations (ans)	**25 ans à partir de 2020** **30 ans à partir de 2030**	**25 ans à partir de 2020** **30 ans à partir de 2030**
Coût d'investissement (€/kW) **en 2017**	1250	1450
Coût d'exploitation (€/kW.an) **en 2017**	47	47
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	**-15%**	**-15%**
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	**-15%**	**-15%**

5. Eolien en mer et énergies marines

Question 7. Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?
Pas de remarques particulière.

Question 8. Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?

Question 9. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?
Les modifications proposées sont en bleu dans le tableau ci-dessous.

Technologie	**Éolien posé**	**Éolien flottant**	**Hydrolien marin**
Taux d'actualisation	**9% en 2020** **7% en 2025** **5% en 2030**	**10% en 2020** **9% en 2025** **7% en 2030**	11%
Durée de vie des installations (ans)	**25 ans en 2025** **30 ans en 2030**	**25 ans en 2025** **30 ans en 2030**	25
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	-40%	-47%	-18%
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	-33%	-57%	-18%

6. Photovoltaïque

Question 10. Êtes-vous d'accord de supposer :
- un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,
- un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,

- **un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4 GW ?**
Prendre en compte les +1700 MW de 2011 ne sont pas du tout représentatifs de la vitesse de développement actuel puisqu'il s'agissait d'une croissance due au très fort FiT à cette époque. Donc il faudrait rester sur l'ordre de grandeur de +600/700 MW/an pour le scénario "trajectoire actuelle" tel que la somme des trois trajectoires basse semble l'indiquer.

Question 11. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïque ?
Nous finalisons actuellement une mise à jour de « l'Etude technico-économique filière PV française ». Cette mise à jour nous conduit à être moins conservateurs que vous ne l'êtes sur un certain nombre de paramètres portant sur les hypothèses de coûts de la filière. Les modifications proposées sont en bleu dans le tableau ci-dessous.

	PV		
	PV au sol	**PV grandes toitures**	**PV toitures résidentielles**
Taux d'actualisation	**3%**	**3,5%**	**4%**
Durée de vie des installations (ans)			
Coût d'investissement (€/kW) **en 2017**	1100	**1300**	**2900 pour intégré au bâti et 2200 pour surimposé**
Coût d'exploitation (€/kW.an) **en 2017**	30	50	70
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	**-50%**	55%	55%

Question 12. Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (*early-adopters*), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?
La première partie de l'approche proposée pour évaluer l'intérêt de l'autoconsommation semble très pertinente. Il serait intéressant de traiter 2 cas de figure :

- Avec revente du surplus au prix du marché de détail.
- Avec revente du surplus au prix du tarif de rachat.

La mise en perspective des résultats des business modèle sera influencée de façon importante par les taux d'autoconsommations. Il serait donc pertinent d'étudier la sensibilité du modèle à la variation de ce critère car les possibilités sont larges (particulier, industriel, pilotage de la demande, stockage). Par ailleurs, une analyse de la sensibilité du modèle au prix de détail de l'électricité est aussi à prendre en compte car elle détermine très fortement la rentabilité d'une installation en fonction de son année d'installation.

Vous trouverez en PJ (confidentielle, car publication à venir) la section « autoconsommation » de l'étude en cours de finalisation. Cette section propose une analyse des facteurs de la rentabilité des installations en autoconsommation.

Nous ne disposons en revanche d'aucune données permettant d'objectiver les phénomènes connexes que vous mentionnez.

7. Bioénergies

Question 16. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?
En ce qui concerne le bois-énergie, vous n'intégrez pas de coûts du combustible. Les données de coûts de référence 2016 que nous avons publiées font état d'un coût du combustible compris entre 30 et 35 €/MWh

thermique utile en sortie chaudière (le coût de production de l'électricité dépend du rendement global, du ratio élec/chaleur et de la part de chaleur trouvant une source de valorisation)

8. Effacement

Question 28. Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?
Les résultats de l'étude une fois finalisées vous seront envoyés.

9. Batteries

Question 29. Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?
Dans un contexte de transition énergétique, le power-to-heat peut être une source de chaleur à bas prix, pour alimenter les réseaux de chaleur urbains, notamment dans les périodes de forts surplus de production d'électricité d'origine renouvelable. La technologie peut éventuellement être complétée par un stockage de chaleur. En 2016, l'ADEME a conduit, en collaboration avec l'ATEE, une étude visant à évaluer le gisement de power-to-heat viable d'un point de vue technico-économique.

Deux technologies de P2H peuvent être installées dans le bouquet de production :

- Une **chaudière à résistance**, de rendement 99% et de coût annuel d'installation et de maintenance de 6,2 k€/MW_{th}/an,
- Une **pompe à chaleur** (PAC) sur source froide en surface, de coefficient de performance moyen annuel de 3 incluant les consommations des auxiliaires (pompes). Deux coûts d'installations (incluant PAC et source froide) ont été considérés : un coût d'installation optimiste de 300 €/kW_{th} (ou 24,8 k€/MW_{th}/an) et un coût d'installation plus réaliste de 1 000 €/kW_{th} (soit 82 k€/MW_{th}/an). Compte tenu de son COP de 3, les deux tiers de la chaleur produite par la pompe à chaleur sont considérés comme EnR&R.

Dans le cadre de cette étude, l'évaluation du gisement se focalise sur des sources froides à fort potentiel de réplication, bien que leur niveau de température soit plus faible. Parmi ces sources d'énergie, on identifie quatre types de source froide valorisable par les PAC : l'eau issue des stations d'épuration, l'eau des réseaux d'assainissement, l'eau de mer et la chaleur fatale industrielle à basse température. L'évaluation du gisement proposée dans cette étude exclut la chaleur fatale industrielle qui, bien que disponible dans des volumes importants (plusieurs dizaines de TWhth/an), demande une analyse de gisement plus détaillée si les projets visent à raccorder un site industriel à un réseau de chaleur urbain.

En sommant les gisements des trois types de sources de chaleur, le gisement total de PAC installées à horizon 2030 est compris entre 777 et 1 092 MWth :

Source d'eau "chaude"	Puissance totale installée	Investissements en euros
Station d'épuration	260 à 520 MW_{th}	260 à 520 M€
Réseau d'assainissement	55 à 110 MW_{th}	55 à 110 M€
Eau de mer	462 MW_{th}	462 M€
Total	777 à 1 092 MW_{th}	777 à 1 092 M€

Tableau 28. Ordre de grandeur du gisement de déploiement des PAC non géothermiques pour alimenter les réseaux de chaleur à horizon 2030

Les détails de l'étude peuvent être consultés au lien suivant : http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/valorisation-stockage-thermique-power-to-heat-2016-rapport.pdf