



MINISTÈRE DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE



TOUR SEQUOIA
1 PLACE CARPEAUX
92055 LA DEFENSE CEDEX

N° 011108-01

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
ET DES FINANCES



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 799
BATIMENT NECKER
120 RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2017/09/CGE/SG

**Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la
sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz
durant l'hiver 2016-2017 – Evolution du critère de
défaillance du système électrique et du critère de
sécurité d'approvisionnement en gaz naturel**

par

Mireille CAMPANA
Ingénieur général des mines
CGE

Philippe FOLLENFANT
Ingénieur général des mines
CGEDD

Richard LAVERGNE
Ingénieur général des mines
CGE

FEVRIER 2018

SYNTHESE

Le ministre de la Transition écologique et solidaire a demandé au Conseil général de l'environnement et du développement durable et au Conseil général de l'économie de lui faire des propositions d'évolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d'approvisionnement du système gazier.

Ces propositions, établies à la lumière des difficultés passées, en particulier celles rencontrées durant l'hiver 2016-2017, doivent alimenter les réflexions engagées pour la révision en 2018 de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

S'agissant de l'électricité, quelques difficultés ont été rencontrées pour assurer l'équilibre offre-demande dans la deuxième quinzaine de janvier 2017, du fait d'une vague de froid relativement forte concomitante avec un risque de moindre disponibilité du parc de production nucléaire. Néanmoins, au plus fort de la vague de froid, d'ailleurs moins forte qu'anticipée, seuls 5 réacteurs sur 58 étaient arrêtés et aucun consommateur n'a été délesté. Les mesures exceptionnelles, comme une baisse de tension ou l'interruptibilité d'entreprises grosses consommatrices d'électricité, bien qu'envisagées, n'ont pas été activées.

La mission a constaté une ambiguïté sur la compréhension du concept de défaillance du système électrique pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande. Les leviers de lutte contre une telle défaillance ont sensiblement évolué depuis la libéralisation des marchés de l'électricité dans les années 2000 et la multiplication des acteurs ; ils sont plus nombreux mais avec des effets plus complexes que la surcapacité qui prévalait alors.

En effet, le « paysage acceptable de défaillance » utilisé à l'époque était caractérisé principalement par la fréquence d'occurrence, la durée et la « profondeur » (c'est-à-dire la quantité d'électricité non distribuée) des situations de défaillance. Il reposait essentiellement sur le dimensionnement du parc de production disponible, ce qui est moins le cas aujourd'hui où d'autres moyens d'ajustement sont devenus disponibles pour lutter contre la défaillance.

En conséquence, la mission recommande de définir officiellement, dans le code de l'énergie, les notions de défaillance et de délestage, de façon à bien identifier le levier de coupure, selon que celui-ci est contractualisé ou non avec les consommateurs. Elle recommande également d'envisager un critère de défaillance du système électrique sous forme d'un couple de valeurs définies sur la base d'une analyse socio-économique de l'impact d'une défaillance de l'équilibre entre offre et demande.

Comme le nombre d'heures maximum, en moyenne par an et en espérance mathématique, de coupures (ciblées, tournantes ou incontrôlées) d'au moins un consommateur du fait d'un déséquilibre entre offre et demande sur le réseau de transport est pour l'instant interprété d'après le code de l'énergie à un niveau de 3 h, la mission recommande de maintenir cette valeur dans l'attente des résultats de l'analyse précitée.

La consommation nationale de gaz est aujourd'hui couverte exclusivement par du gaz importé, par gazoduc ou par méthanier sous forme liquide. Elle est fortement modulée dans le temps, la consommation journalière moyenne variant d'un facteur 5 entre été et hiver. Des stockages implantés sur le territoire national permettent de gérer ces variations.

Cette dépendance, accentuée par la position excentrée du pays par rapport aux principaux réseaux de transport européen, peut conduire, en cas d'évènements imprévus et d'un niveau de préparation insuffisant, à des ruptures d'approvisionnement. Les mesures de délestage permettant d'y remédier dans l'urgence sont en pratique difficiles à mettre en œuvre avec efficacité.

Par ailleurs, comme l'ont montré les évènements de l'hiver 2016/2017 dans le sud-est de la France, les notions de sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité ne sont pas indépendantes : les centrales à gaz ont alors joué un rôle crucial pour l'ajustement de puissance en période de froid. Il est donc essentiel d'assurer leur approvisionnement en gaz en les comptabilisant dans les obligations afférentes et en répercutant les coûts correspondants dans les prix de vente de l'électricité.

Le critère de sécurité aujourd'hui retenu pour le gaz, dit « risque 2% » (couverture d'un risque climatique et d'une pointe de froid tels qu'il ne s'en produise pas plus de deux par siècle), est plus exigeant que le minimum fixé réglementairement au plan européen, la couverture d'un « risque 5% ».

La justification implicite de cette forte exigence est que le critère français, basé sur un risque climatique, vise aussi à pallier d'autres difficultés résultant des fragilités structurelles d'approvisionnement en gaz du pays. Ce point est corroboré par l'analyse des évènements survenus en 2009, 2012 et 2016/2017.

La mission a examiné les conséquences d'un passage en France du critère 2% au critère 5%. Dans ce cas, la prise de risque consentie s'accompagnerait d'une baisse des coûts supportés in fine par les consommateurs finals. Mais cette baisse resterait très modeste et représenterait moins de 1,5% du prix de vente moyen de la molécule de gaz.

Au regard de l'équilibre avantages/inconvénients évalué pour l'ensemble des intervenants de la chaîne gazière, et en priorité les consommateurs (ménages et entreprises), la mission se prononce, aux conditions actuelles d'approvisionnement, en faveur du maintien du critère de sécurité à la pointe 2%.

Au final, la mission formule l'ensemble des recommandations suivantes :

1) Sur le critère de défaillance du système électrique :

- a. **Définir officiellement, dans le code de l'énergie, les notions de défaillance et de délestage, sur la base de la version « extensive » consistant à considérer comme défaillance toute situation où le gestionnaire de réseau devrait mobiliser des leviers exceptionnels qui sortent du cadre contractuel avec le consommateur (notamment le levier de baisse de tension dit « -5% Un »).**
- b. **Etablir un nouveau critère de défaillance du système électrique basé sur deux valeurs (x, y) à respecter où :**
 - x est le nombre d'heures maximum, en moyenne par an et en espérance mathématique, de **coupures** (ciblées, tournantes ou incontrôlées) d'au moins un consommateur du fait d'un déséquilibre entre offre et demande sur le réseau de transport ;
 - y est le nombre d'heures maximum, en moyenne par an et en espérance

mathématique, d'appel à des leviers exceptionnels définis par voie réglementaire, du fait d'un déséquilibre entre offre et demande sur le réseau de transport.

- c. Définir les valeurs x et y sur la base d'une analyse socio-économique de l'impact d'une défaillance de l'équilibre entre offre et demande. Comme x est pour l'instant interprété d'après le code de l'énergie à un niveau de 3 h, il est recommandé de maintenir cette valeur dans l'attente des résultats de l'analyse. Par ailleurs cette nouvelle expression du critère mériterait d'être présentée sous une forme aisément compréhensible par un non-spécialiste.
- 2) Demander à RTE d'envisager dans ses prochains bilans prévisionnels des évolutions à long terme plus contrastées de la consommation d'électricité, notamment une trajectoire qui, par exemple en lien avec le développement de la mobilité électrique, pourrait nécessiter un renforcement de capacité et la mise en œuvre de nouveaux moyens pour respecter le critère de défaillance.
 - 3) Mieux expliciter l'ordre d'appel aux moyens exceptionnels en cas de tension sur le système électrique et la répartition des responsabilités entre l'État et les gestionnaires de réseau dans le processus de décision de mobilisation de ces moyens.
 - 4) Engager, sous la conduite de la DGEC, en liaison avec RTE et l'ASN, une étude de l'impact d'un incident générique affectant l'équilibre entre offre et demande d'électricité, afin de proposer un mode de traitement préventif en fonction de divers préavis.
 - 5) Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz à la pointe 2% en France, au vu de la balance risques/avantages que représenterait un alignement sur une pointe à 5%.
 - 6) Comptabiliser les centrales à cycle combiné gaz, seuls consommateurs de gaz aujourd'hui modulés et exonérés, dans les obligations liées à la sécurité d'approvisionnement en gaz, en particulier le stockage, et laisser se répercuter le coût correspondant dans les prix de vente de l'électricité

Table des matières

SYNTHESE	2
INTRODUCTION.....	6
I. ELECTRICITE.....	7
I.1. JUSTIFICATION DE L'EXISTENCE D'UN CRITERE DE SECURITE QUANTIFIE POUR LE RESEAU ELECTRIQUE	11
<i>Moyens/Leviers de prévention d'une rupture d'alimentation.....</i>	<i>14</i>
I.2. SITUATION COMPAREE EN EUROPE.....	18
I.3. RETOUR D'EXPERIENCE SUR LES DIFFICULTES RENCONTREES EN JANVIER 2017	19
<i>I.3.1. Au plus fort de la vague de froid dans la semaine du 16 au 22 janvier.....</i>	<i>20</i>
<i>I.3.2. Analyse de la « crise » et comparaison avec celle de 2012</i>	<i>21</i>
I.4. EVOLUTIONS ENVISAGEABLES DU CRITERE DE DEFAILLANCE DU SYSTEME ELECTRIQUE	24
<i>I.4.1. Commentaires</i>	<i>24</i>
<i>I.4.2. Impact d'un aléa générique et de la réduction du parc nucléaire.....</i>	<i>30</i>
I.5. RECOMMANDATIONS.....	31
II. GAZ NATUREL.....	32
II.1. JUSTIFICATION DE L'EXISTENCE EN FRANCE D'UN CRITERE DE SECURITE QUANTIFIE POUR LA FOURNITURE DE GAZ	32
<i>L'équilibre offre/demande.....</i>	<i>32</i>
<i>Crise d'approvisionnement : quelles mesures et quel impact ?.....</i>	<i>35</i>
<i>Liens entre sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité</i>	<i>36</i>
<i>Conséquence : un critère de sécurité exigeant</i>	<i>37</i>
II.2. SITUATION COMPAREE EN EUROPE.....	38
II.3. RETOUR D'EXPERIENCE SUR LES DIFFICULTES RENCONTREES POUR L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ EN 2009, 2012 ET 2016/2017	39
II.4. BALANCE AVANTAGES/ INCONVENIENTS D'UN PASSAGE DU CRITERE 2% AU CRITERE 5%	42
<i>Possibilité d'envisager un critère différencié selon les catégories d'utilisateurs.....</i>	<i>44</i>
II.5. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	45
ANNEXE 1 : LETTRE DE COMMANDE	47
ANNEXE 2 : RESULTATS DU PARANGONNAGE	50
ANNEXE 3 : COMPLEMENTS POUR L'ELECTRICITE	61
ANNEXE 4 : LISTE DES PERSONNES RENCONTREES OU INTERROGEEES.....	64

INTRODUCTION

La ministre de l'Environnement, de l'énergie et de la mer (aujourd'hui le ministre de la Transition écologique et solidaire) a demandé par lettre de mission en date du 13 avril 2017 au Conseil général de l'environnement et du développement durable et au Conseil général de l'économie de lui faire des propositions d'évolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d'approvisionnement du système gazier.

Ces propositions, établies à la lumière des difficultés passées, en particulier celles rencontrées durant l'hiver 2016-2017, devront alimenter les réflexions engagées pour la révision en 2018 de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

A l'issue de ces travaux, menés en liaison avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et des auditions des diverses parties intéressées, la mission a pu évaluer la pertinence et la robustesse des critères actuels et formuler plusieurs propositions complémentaires.

La mission a considéré comme étant hors de son cadre :

- une analyse globale des risques qui pèsent sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et gaz et des moyens d'y remédier ;
- une contre-expertise des scénarios à terme 2020, 2025 et 2035 publiés par RTE le 7 novembre et GRT gaz et TIGF le 21 novembre et de l'analyse corrélative du paysage de défaillance.

Ainsi, la mission s'est limitée à une analyse de la réponse à une défaillance par inadéquation de l'offre par rapport à la demande. Les aléas tels qu'une cyberattaque de grande ampleur, une grande tempête, des incendies de forêt, des mouvements sociaux, etc., n'ont donc pas été pris en compte.

I. ELECTRICITE

Chaque forme d'énergie présente ses propres caractéristiques en termes de sécurité d'approvisionnement. A la différence d'autres formes d'énergie comme le charbon, le pétrole, le gaz ou la géothermie qui peuvent parfois être très faciles d'accès, presque à l'état naturel, l'électricité nécessite systématiquement un processus technique de conversion ou production, soit à partir d'énergies renouvelables, intermittentes (solaire, éolien) ou non (hydraulique, biomasse,...), soit thermique classique (charbon, pétrole, gaz, biomasse, déchets) ou nucléaire. L'électricité utilisée peut donc provenir de multiples sources qui ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients, en termes économique, environnemental, social et de souveraineté nationale (notamment pour le gaz qui est importé).

Une fois produite, l'électricité doit être transportée, distribuée ou exportée, avant d'être consommée. Une particularité de l'électricité est qu'à la différence du gaz du pétrole ou du charbon, elle est très difficile à stocker, avec les technologies actuelles et à des coûts acceptables. Cela s'applique notamment pour l'inter-saisonnier car il n'existe pas à l'heure actuelle en France, de moyens de compenser par le seul stockage (malgré l'apport des STEP¹) l'écart de demande d'électricité entre été et hiver.

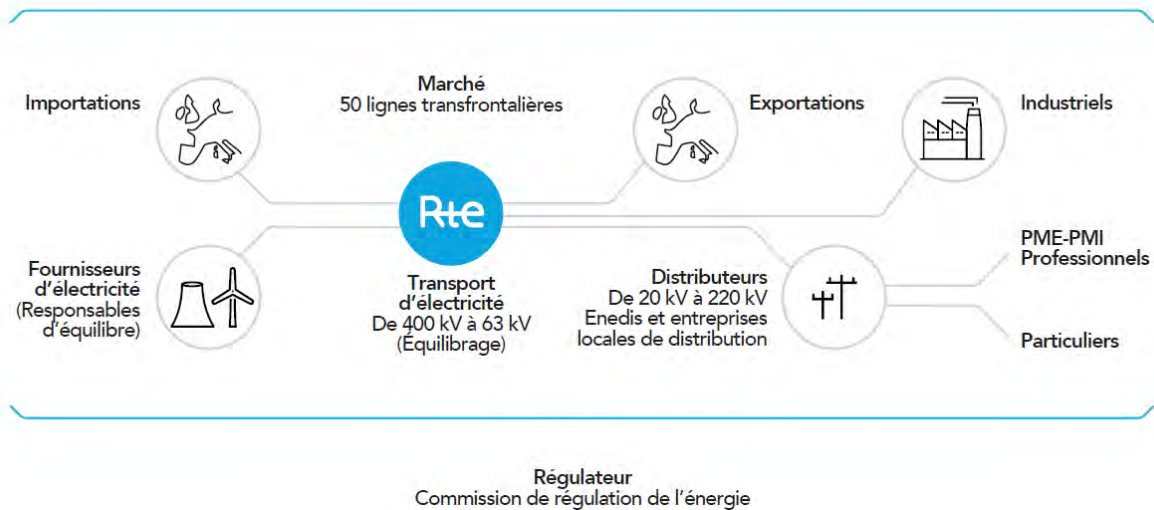
Par ailleurs, l'électricité est un bien essentiel à la santé, à l'alimentation, au bien-être, aux communications et à la sécurité des êtres humains et elle est indispensable au fonctionnement des entreprises. Certains de ses usages sont substituables (par ex. pour le chauffage ou la cuisine), alors que d'autres ne le sont pas (par ex. pour l'informatique ou l'éclairage).

L'électricité ne se stockant pas facilement, le système électrique est dimensionné pour assurer à tout instant l'équilibre entre la quantité d'électricité injectée et la quantité d'électricité soutirée (autrement dit, pour que la puissance injectée soit égale à la puissance soutirée). Il doit également être géré de façon à assurer la qualité de l'onde de tension et notamment la fréquence à 50 Hz afin de garantir le bon fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau et des installations de production. Ce type d'équilibrage sur le réseau de transport est important car le décalage fréquence-métrique est susceptible d'affecter instantanément toute la plaque européenne connectée.

En « temps réel », l'équilibre global entre production et consommation est soumis à divers aléas de consommation ou de production (excès de demande dû à des circonstances climatiques, indisponibilité du parc de production, etc.). Il est assuré par RTE qui, en temps normal, s'appuie sur un système de réserves² d'ajustement de puissance, à la hausse comme à la baisse.

¹ Les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) sont, à l'heure actuelle, la seule technique de stockage d'électricité déployée à échelle industrielle à un coût relativement compétitif.

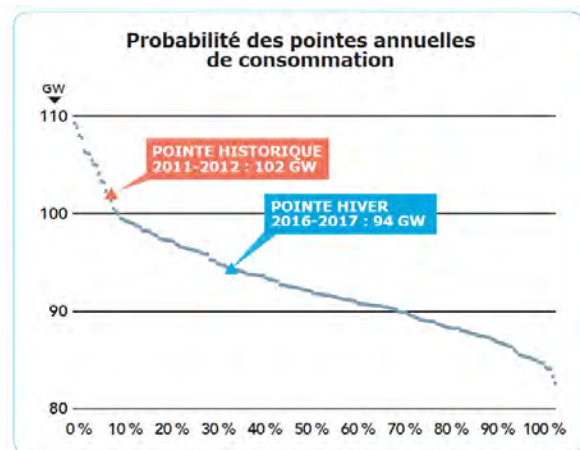
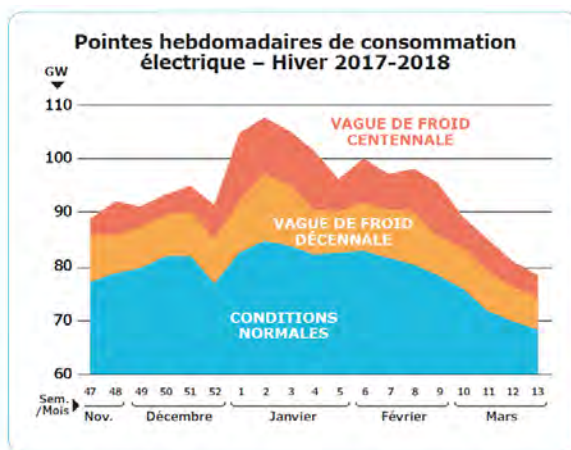
² Les réserves primaires et secondaires qualifiées de services systèmes sont activées automatiquement pour garantir l'équilibre alors que la réserve tertiaire est activée par appel aux producteurs ou aux consommateurs qui ont contractualisé par appel d'offre. Pour plus de détail voir annexe3 et <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>



Organisation du système électrique français (source : RTE, 2017)

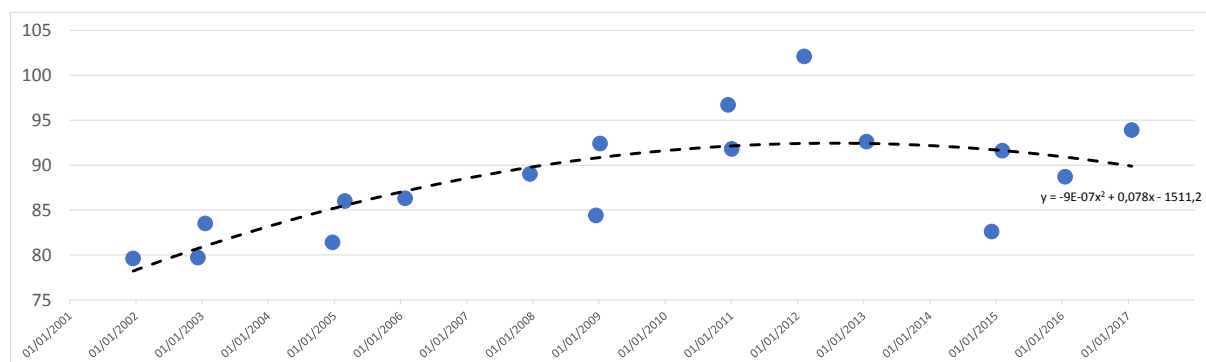
Conformément aux articles L. 141-8 et D. 141-3 à D. 141-8 du code de l'énergie, RTE publie chaque année (en dernier lieu le 7 novembre 2017) un « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », bilan qui envisage des évolutions de la production et de la consommation d'électricité et des solutions permettant d'en assurer l'équilibre jusqu'en 2035.

Il constitue un document de référence permettant de faire le lien entre les décisions de court terme et les évolutions à long terme du système électrique. Il est complété par un document sur « L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver », publié le 7 novembre 2017 pour l'hiver 2017-2018, permettant d'estimer au mieux le niveau de demande et les risques pour l'hiver, en fonction de différents scénarios météorologiques fournis par Météo-France.



Variation de la consommation d'électricité selon différentes hypothèses de températures pour l'hiver 2017-2018 : la pointe de consommation hivernale varie selon ces hypothèses entre 85 GW pour des températures aux normales de saison, 99 GW en cas de vague de froid décennale (une fois tous les 10 ans) et 109 GW en cas de vague de froid centennale (une fois tous les 100 ans) (source : RTE, « L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver », 7 novembre 2017).

La pointe historique de consommation du 8 février 2012, qui a atteint 102,1 GW lors d'une vague de froid sévère en France après activation de 2 GW d'effacements tarifaires (EJP et Tempo), représente un niveau de consommation que l'on n'atteint en moyenne qu'une fois tous les 20 ans. Lors de la vague de froid de janvier 2017, la consommation a atteint 93,9 GW avec 7°C sous les normales de saison. La probabilité qu'une situation similaire se reproduise lors de l'hiver 2017-2018 est d'une chance sur trois (graphique de droite ci-dessus).



Evolution dans le temps des pics annuels de puissance appelée, depuis 2001, en GW (source : opendata RTE).

Les projections établies par RTE le conduisent à placer sous surveillance³ l'hiver 2017-2018 et les hivers suivants jusqu'en 2020. Les marges de sécurité s'accroissent ensuite, grâce notamment à la maîtrise de la consommation, mais ne permettraient pas en l'état⁴ de fermer simultanément avant 2022 les centrales à charbon et les quatre réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement.

Le Bilan prévisionnel explore des horizons de long terme, jusqu'à 2035, où il propose des mix de production d'électricité adaptés à des projections de consommation d'électricité contrastées. Plus précisément, le tableau ci-dessous décrit l'évolution de la consommation intérieure d'électricité par scénario, en indiquant deux des paramètres caractéristiques du scénario que constituent la part du nucléaire en 2035 dans la production d'électricité (50% en 2025 selon la loi TECV) et la puissance installée en énergies renouvelables (entre 43 et 55 GW à installer en éolien/PV d'ici 2023 selon le décret « PPE » n°2016-1442 du 27 octobre 2016) :

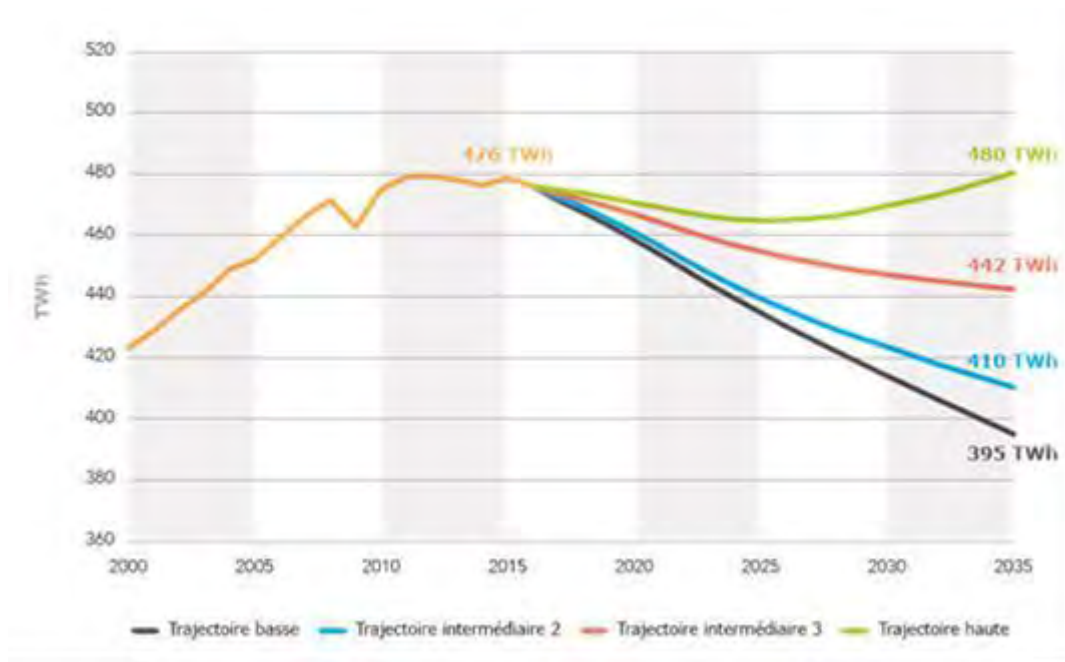
Consommation intérieure (TWh)	2015	2016	2025	2035
Scénario Ohm (loi TECV avec 50% nucléaire dès 2025 et 59 GW EnRi ⁵)	479	481	465	480
Scénario Ampère (46% nucléaire et 115 GW EnRi en 2035)	479	481	466	480
Scénario Hertz (47% nucléaire et 86 GW EnRi en 2035, stabilisation des émissions de CO2 de la branche électricité)	479	481	466	480
Scénario Volt (56% nucléaire et 86 GW EnRi en 2035)	479	481	455	442
Scénario Watt (11% nucléaire et 115 GW EnRi en 2035)	479	481	439	410

Projections de consommation d'électricité selon différents scénarios étudiés par RTE à l'horizon 2035 (source : RTE, Bilan prévisionnel 2017).

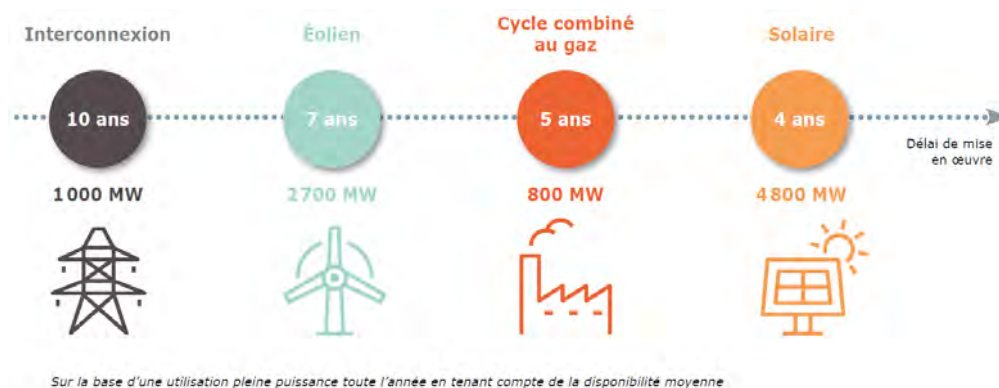
³ Dans le bilan électrique de 2012 RTE considérait qu'une demi-journée était « tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande » lorsque « l'exploitant du système générant un ou plusieurs messages de manque d'offres concernant le mécanisme d'ajustement (alertes ou modes dégradés) de nature P=C, afin que les acteurs complètent leurs offres ».

⁴ C'est-à-dire hors déploiement de nouvelles capacités (notamment pilotables, le déploiement devant être massif s'il s'agit d'éolien ou photovoltaïque).

⁵ EnRi : énergies renouvelables électriques intermittentes (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque).



Bien que la question déborde du champ de la mission et ne soit pas abordée dans le Bilan prévisionnel, l'anticipation de l'évolution du parc de production est indispensable pour assurer la sécurité d'alimentation de la France, que ce soit pour une nouvelle ligne d'interconnexion ou une nouvelle centrale⁶.



Moyens à installer et délais de mise en oeuvre pour remplacer en théorie la production annuelle d'un réacteur nucléaire de 900 MW (source : RTE, Bilan prévisionnel 2017).

⁶ En particulier pour le nucléaire, compte tenu des délais d'instruction et de construction, il faut près de 15 ans avant de pouvoir mettre en service un nouveau réacteur nucléaire à partir du moment où la décision de principe pour sa construction a été prise. A titre d'exemple, la fermeture éventuelle en 2029 de Tricastin 1 (900 MW), après 50 ans de durée d'exploitation (EDF envisage une durée de 60 ans sous réserve d'acceptation par l'ASN), nécessiterait de disposer à cet horizon de nouvelles capacités pilotables, à un niveau équivalent ou légèrement réduit, et donc de prendre une décision dès la PPE 2018.

I.1. Justification de l'existence d'un critère de sécurité quantifié pour le réseau électrique

RTE est responsable de l'équilibre du système électrique français depuis la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. En situation normale, l'approvisionnement en électricité du pays est assuré par la mobilisation des moyens de production, d'effacement et les échanges aux interconnexions, via les dispositifs de marché.

Dans certaines situations, la mobilisation de ces moyens peut ne pas suffire pour assurer l'alimentation électrique et RTE peut être amené à avoir recours à des **leviers exceptionnels** pour éviter un *blackout*. L'intervention de RTE s'effectue selon le cadrage suivant :

- RTE cale ses dispositifs de prévention de « **défaillance** » en fonction d'un critère défini par le code de l'énergie, aux articles L. 141-7 « *L'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L. 100-1 implique que soit évitée la défaillance du système électrique, dont le critère est fixé par voie réglementaire* » et D. 141-12-6 « *Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L. 141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* ».
- A moyen et long termes, les prévisions de l'équilibre offre demande sont obtenues et actualisées chaque année par le Bilan prévisionnel de RTE.
- Ces prévisions s'appuient sur les orientations de la politique énergétique et notamment de la PPE qui décrit la programmation des actions de l'Etat en fonction d'objectifs de moyen terme (2018 et 2023 pour la PPE publiée en 2016).
- Chaque année, en novembre, RTE publie une analyse du passage de l'hiver à venir.

La notion de « défaillance » n'est pas définie dans le code de l'énergie mais elle est décrite, de façon indirecte, dans le rapport d'accompagnement de la PPE 2016, au chapitre « volet sécurité d'approvisionnement », comme une situation dans laquelle au moins un consommateur est « **délesté** » pour des raisons de déséquilibre offre-demande. Cette définition exclut en particulier les problèmes de coupures sur les réseaux de transport ou de distribution, tels qu'il s'en produit chaque année, par exemple lors des tempêtes ou dans le Sud-Est en raison des incendies de forêt.

Le terme de **délestage** fait l'objet de plusieurs interprétations même si, dans la compréhension du public, il se réfère à une coupure totale de courant chez un consommateur. Ce fut également la vision de l'électricien historique lorsqu'il était chargé de la sécurité d'approvisionnement électrique sous la tutelle de l'Etat. Cependant **RTE en fait aujourd'hui une interprétation plus large (sans qu'il soit clair à ce stade que les pouvoirs publics aient bien donné leur accord) en considérant qu'il y a « délestage » dès lors qu'un consommateur est exposé à des actions non consenties et/ou non contractualisées avec lui et qui affectent substantiellement la qualité du service qui lui est dû** (ceci va, par exemple, d'une baisse de tension dommageable jusqu'à la coupure effective de courant). Le cas de coupure n'est donc, selon cette interprétation, qu'un cas de défaillance parmi d'autres, ce qui implique que le respect du critère de 3 h fixé par le code de l'énergie signifierait moins de 3 h de coupure, selon RTE.

Différentes mesures de la sécurité d’approvisionnement peuvent ainsi être définies, ce que RTE appelle des « **métriques** » de **défaillance**, selon la façon dont sont considérées les situations de recours aux différents moyens exceptionnels.

Le critère de défaillance de 3 h existe de façon plus ou moins formelle au moins depuis les années 90 où EDF était le seul interlocuteur de l’Etat en la matière. Il était admis par ce dernier que le système électrique français pouvait se retrouver en situation de défaut quelques heures par an, sous forme de *blackout*, quitte à faire le maximum pour en limiter la durée. Contrairement à d’autres pays, ce genre d’évènements est devenu très rare en France où, pour citer des cas d’ampleur nationale, il faut remonter à 1978 et 2006 :

- Le 19 décembre 1978, suite à la défaillance d’une ligne HT près de Nancy qui provoqua une surcharge dans le Grand-Est, suivie par une réaction en chaîne sur quasiment tout l’hexagone pendant toute une matinée.
- De façon plus limitée, le 4 novembre 2006, l’incident dit « allemand »⁷ qui s’est propagé d’Allemagne à une bonne partie de l’Europe de l’Ouest, jusqu’au Maroc.

Ces deux événements ne relevaient pas directement de l’équilibre offre-demande, puisqu’ils résultent d’un incident de réseau. Les grandes tempêtes de fin décembre 1999 ont également entraîné un *blackout* sur une bonne partie du pays, mais il s’agissait alors de la destruction du réseau aérien et non pas d’un problème d’insuffisance d’offre ou d’excès de demande.

Le « paysage acceptable de défaillance », défini dans les années 90 par le Conseil d’administration d’EDF, était caractérisé principalement par la **fréquence d’occurrence, la durée et la « profondeur »** (c’est-à-dire la quantité d’électricité non distribuée) des situations de défaillance, à partir desquelles on pouvait déduire une « espérance de durée » de défaillance annuelle. Il reposait essentiellement sur le dimensionnement du parc de production disponible, ce qui est moins le cas aujourd’hui où d’autres moyens d’ajustement sont devenus disponibles pour lutter contre la défaillance. Ce paysage considéré comme acceptable, était alors caractérisé par :

- Une fréquence de défaillance d’une année sur 10.
- Une espérance de durée de défaillance annuelle de l’ordre de 4 h, puis de 3 h à partir de 2000.

Par exemple, pour 2013, RTE pouvait dire (dans le « schéma décennal » publié en novembre 2014) que la qualité de l’électricité sur le réseau de RTE était à un bon niveau, à partir de deux critères portant sur l’occurrence et la durée des défaillances, exprimées par rapport à des coupures :

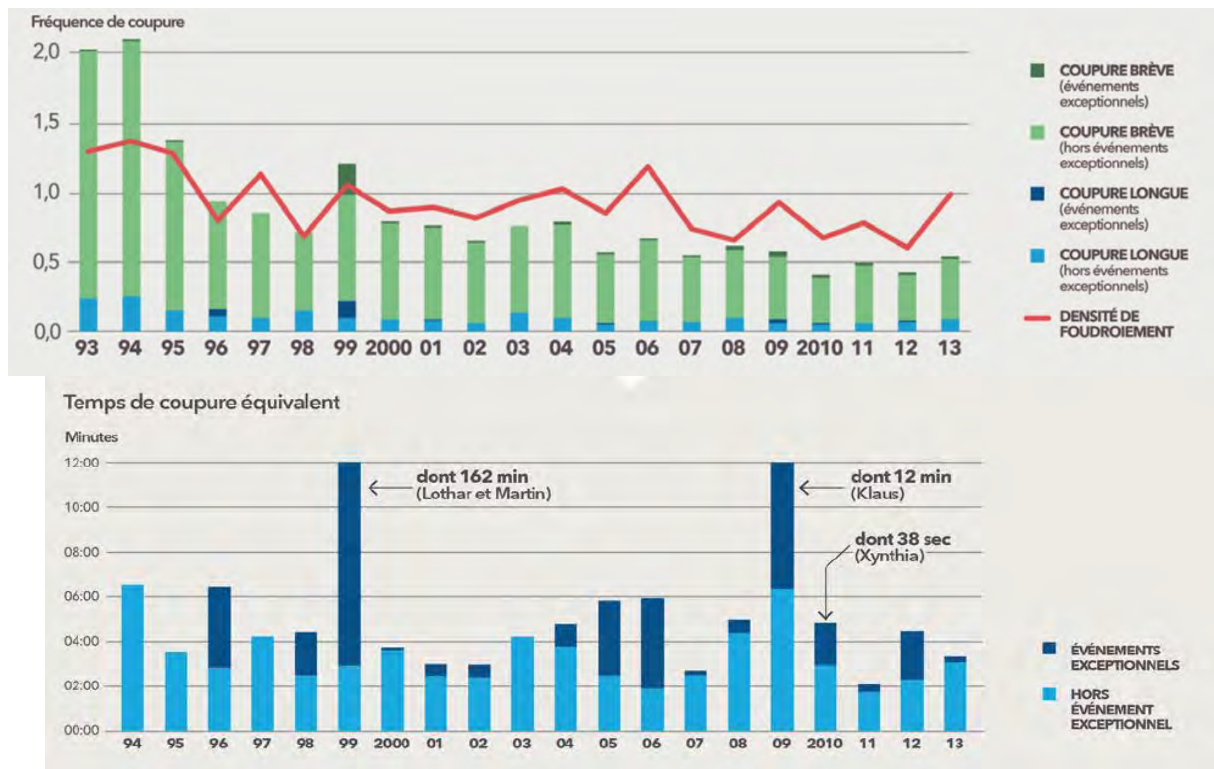
- Une *fréquence de coupure*⁸ de 0,54, dont 0,10 coupure longue et 0,44 coupure brève.
- Un *temps de coupure équivalent*⁹ de 3 min et 1 s, hors événement exceptionnel, et de 3 min et 18 s, toutes causes confondues (hélicoptère coupant une ligne, orages violents)

⁷ Le 4 novembre 2006, deux lignes THT enjambant le fleuve Ems en Allemagne furent déconnectées au passage d’un paquebot de croisière rejoignant la Mer du Nord. Cela provoqua la désynchronisation du réseau interconnecté européen et une panne de courant généralisée en Europe de l’Ouest.

⁸ La fréquence de coupure représente le nombre moyen de coupures fortuites par site dans l’année. Une coupure brève dure de 1 s à 3 min, alors qu’une coupure longue dure plus de 3 min.

⁹ Le temps de coupure équivalent est un indice caractérisant l’ampleur des coupures en considérant le volume d’électricité non distribuée ramené à la puissance moyenne distribuée au cours de l’année.

Les graphiques ci-dessous représentent l'évolution dans le temps de ces deux indicateurs.



Fréquence de coupure et temps de coupure équivalent de 1994 à 2013 (source : RTE, Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité – Edition 2014).

La justification de ce critère de défaillance de 3 h était liée au coût des moyens de pointe (turbine à combustion, TAC) susceptibles d'y remédier et à la valeur attribuée à la perte d'utilité pour les consommateurs lors des périodes de délestage de consommation (électricité non distribuée, END). Plus précisément, la justification était double :

- Justification au regard du principal « scénario de risque » en France continentale, à savoir la vague de froid décennale : une vague de froid telle qu'il s'en produit en moyenne 1 fois tous les 10 ans pourrait conduire à des délestages durant les heures de pointe (8h-13h puis 18h-20h) pendant 4 jours consécutifs, soit une trentaine d'heures de défaillance. Cela revient à peu près à 3 h/an en moyenne.
- Justification économique : le niveau du critère est calculé par arbitrage économique entre le coût des coupures de courant lors des délestages et le coût des mesures permettant de réduire la durée moyenne et la fréquence d'occurrence d'une coupure. A titre d'illustration et de manière simplifiée, en supposant¹⁰ que le coût de l'électricité non distribuée soit d'environ 20 000 €/MWh et que le coût complet annualisé d'un moyen de pointe (TAC) soit de 60 000 €/MW, alors il est rentable pour la collectivité d'accepter des coupures de courant tant que leur durée reste inférieure à 3 h/an ; au-delà, la construction d'un moyen de pointe supplémentaire devient souhaitable, car son coût serait inférieur au préjudice évité. Néanmoins, un tel raisonnement ne tient pas compte de la diversité des valeurs que les consommateurs attribuent à l'électricité, ni du caractère « discret » des investissements dans

¹⁰ Conformément à une enquête réalisée par RTE en 2011 (voir plus loin).

les moyens de pointe. De plus, la sécurité d’approvisionnement est un sujet qui relève de choix politiques et qui ne peut pas être traité sous le seul angle économique.

Chaque Bilan prévisionnel de RTE comporte une estimation de la trajectoire de défaillance dans le cadre de l’évolution offre-demande de moyen terme. Dans le passé cette estimation a pu être assez conservatrice. Ainsi le Bilan prévisionnel « actualisé » en 2010 avançait une forte hausse de cette durée (évaluée à 8 h en 2015, cf. tableau ci-dessous) alors qu’il n’était pas envisagé à l’époque de réduction du parc nucléaire. Ces résultats reposaient sur diverses hypothèses qui ont été révisées depuis, telles que :

- La méthodologie de RTE ne prenait pas en compte les possibilités d’importations d’électricité à la pointe.
- Les niveaux de consommation et de pointe annuelle de consommation qui ont été revus à la baisse dans les Bilans prévisionnels suivants.

	2012	2013	2014	2015
Espérance de durée de défaillance	2h39	3h24	4h59	8h01
Probabilité de défaillance	8,6%	10,5%	14,5%	21,6%
Énergie de défaillance en espérance	5,5 GWh	8,2 GWh	12,5 GWh	22,7 GWh
Puissance manquante	-	0,4 GW	1,4 GW	3,0 GW

Risque de défaillance à 5 ans selon le Bilan prévisionnel publié par RTE en 2010 (espérance mathématique de durée de défaillance évaluée sur la base des hypothèses de demande et d’offre exposées dans le Bilan prévisionnel 2010 sur l’horizon de 5 ans ; les résultats portent sur l’hiver, période qui concentre les risques de défaillance du fait de la prédominance de l’aléa climatique froid sur le dimensionnement du parc de production).

Moyens/Leviers de prévention d’une rupture d’alimentation

Les leviers utilisés par l’Etat et RTE pour assurer à tout moment l’équilibre de l’offre et de la demande d’électricité, comprennent des actions de plusieurs types : immédiates, rapides¹¹, à moyen terme et à long terme. Un effondrement du réseau, c’est-à-dire un *blackout*, sur tout ou partie du territoire, se produit en cas d’échec¹² du dispositif de maintien de l’équilibre géré par RTE¹³, qui comprend un ensemble de leviers dits « classiques » et « exceptionnels ».

¹¹ Voir aussi le rapport AIE “Saving electricity in a hurry” (2011)

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/saving-electricity-in-a-hurry-.html>

¹² La notion d’échec est à relativiser dans la mesure où une coupure maîtrisée, dans le temps et dans l’espace, peut éviter l’effondrement complet du réseau au niveau national ou permettre un rétablissement plus rapide.

¹³ Dans le présent rapport, il n’est pas fait d’analyse de la plus ou moins grande difficulté à relever le système électrique après un blackout.

1) Moyens classiques

- **Mécanismes de marché**

- **Echanges avec l'étranger** grâce aux interconnexions : théoriquement jusqu'à 11,8 GW en importation¹⁴, si la ressource était disponible, ce niveau s'avérant, pour l'instant, très optimiste (ce fut plutôt de l'ordre de 6 GW en janvier 2017). Leur contribution à l'évitement d'une défaillance est devenue déterminante puisque RTE estime que, pour un parc adapté à une espérance de 3 h de défaillance avec possibilité d'importations, le risque de défaillance passerait, sans importations, à une espérance de défaillance de plus de 20 h¹⁵.
- **Mécanisme d'effacement industriel ou domestique** géré par des agrégateurs d'effacement électrique¹⁶ (Energy Pool, Voltalis, ...). Ce mécanisme a complété le tarif EJP (Effacement Jours de Pointe) qui est lui-même peu à peu remplacé par le tarif Tempo proposé aux consommateurs domestiques pour les inciter¹⁷ à réduire leur consommation. Plus d'une dizaine d'agrégateurs ont ainsi été agréés pour opérer sur le marché français auprès des consommateurs industriels et commerciaux, ainsi que des particuliers, pour une puissance de quelques GW actionnables avec un préavis de 9 à 25 min.
- **Mécanisme d'ajustement**¹⁸, notamment le pilotage direct par RTE des moyens de production chez les fournisseurs, avec 1 h à 2 h de préavis. Les acteurs sont responsabilisés financièrement sur l'équilibrage de leur propre périmètre, avec la faculté de modifier leur programmation jusqu'au préavis.
- **Mécanisme de capacité**¹⁹ opéré par RTE et calé sur une durée de défaillance (au sens de non usage des leviers exceptionnels) de 3 h en moyenne par an : le coût du certificat s'élevait, tant pour l'hiver 2017-2018 que pour l'hiver 2016-2017, à environ 10 000 €/MW. A la différence des leviers précédents, le mécanisme de capacité vise à dimensionner suffisamment à l'avance la capacité disponible en aidant notamment à la rentabilité des moyens de pointe pour assurer le respect du critère de défaillance, mais n'est pas un outil de pilotage en temps « réel » ou « quasi-réel ».

¹⁴ Source : RTE, Bilan prévisionnel 2016.

¹⁵ Certains fournisseurs contestent cette vision et préconisent deux critères : avec interconnexion et « France isolée ».

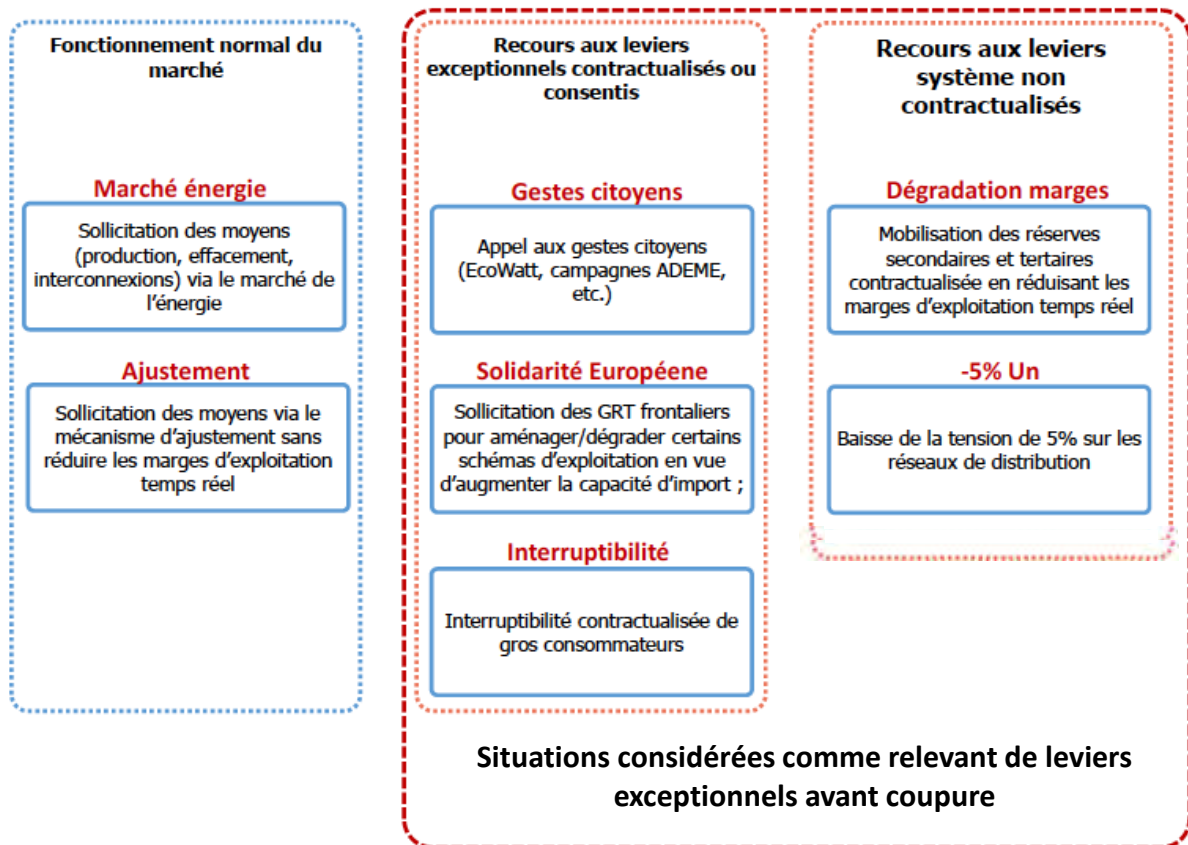
¹⁶ Une entreprise peut, moyennant une rémunération annuelle, être tenue, à la demande de RTE via l'agrégateur, soit de basculer du réseau vers des groupes électrogènes sans interrompre sa production, soit d'interrompre et de décaler son processus de fabrication.

¹⁷ Via l'identification d'une période de pointe mobile plus chère.

¹⁸ Le mécanisme d'ajustement a été mis en place en 2003 : plus de 200 responsables d'équilibre sont contractuellement engagés auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre électricité injectée et électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier...). Le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, importations) et des éléments de soutirage (sites physiques consommateurs, vente en bourse ou à d'autres acteurs).

¹⁹ Le mécanisme de capacité est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2017. Il vise à fournir les capacités ou les effacements nécessaires au maintien de l'équilibre grâce à des appels d'offres lancés par RTE plusieurs mois avant un épisode prévisible de fragilité. Le mécanisme de capacité est calé sur le respect du critère de défaillance au sens de « non recours aux leviers exceptionnels » pendant 3 h/an en moyenne. Fin 2016, les premières enchères du mécanisme ont révélé un prix de 10 000 €/MW/an pour l'année 2017, pour 93,5 GW de capacités certifiées, soit au total une rémunération de 935 M€ en 2017. Rapporté aux 480 TWh de consommation annuelle, le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur (ce coût étant répercuté dans le tarif réglementé de vente, TRV) est donc de l'ordre de 2 €/MWh (à comparer au TRV actuel d'environ 150 €/MWh).

- **Planification des investissements énergétiques**, telle que celle engendrée par la loi transition énergétique pour une croissance verte (TECV), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) ou la PPE (avec des objectifs répartis entre 2023, 2025, 2028, voire 2050), dont la responsabilité de mise en œuvre incombe à l'Etat
- **Scénarios et autres documents à caractère programmatique**, tels que le bilan prévisionnel et le « schéma décennal », tous deux établis par RTE, ou les scénarios climat-énergie de la DGEC.



Vision, proposée par la mission, des leviers de lutte contre la défaillance du système électrique français (d'après RTE)

2) Leviers exceptionnels (contractualisés ou non contractualisés)

La mission s'écarte de la définition donnée actuellement par RTE aux « leviers exceptionnels » en considérant qu'une coupure ou délestage non contractualisé relève des « mesures d'urgence ».

- **Dégradation des marges par la mobilisation des réserves²⁰ « secondaire » et « tertiaire » avec un préavis de 15 min.** Cette contribution est contractualisée, notamment avec des participants au mécanisme d'ajustement, pour un impact potentiel

²⁰ A la différence de la réserve « primaire » qui n'est pas modulable car elle est pilotée automatiquement car liée au maintien de la fréquence du courant au niveau européen, les réserves « secondaire » et « tertiaire » peuvent être contractualisées par appel d'offres (hors mécanisme de capacité) et correspondent respectivement à 0,7 GW et 1,5 GW (marge « incident ») de puissance mobilisable.

moyen de l'ordre de 2,2 GW (0,7 GW pour les réserves secondaires et 1,5 GW pour les réserves tertiaires). Il s'agit d'exploiter le système avec un niveau de marge d'exploitation en dessous des marges requises²¹ pour l'exploitation en temps réel (rendant ainsi le système moins robuste à un aléa). La part de la France dans la réserve primaire (0,6 GW dans 3 GW) qui sert à ajuster la fréquence à tout moment sur la place européenne et dont le fonctionnement est totalement automatisé, n'est pas mobilisable.

- **Interruptibilité contractualisée (en durée et puissance) de quelques gros consommateurs** : RTE peut interrompre, avec un préavis compris entre 5 s et 30 s selon les contrats, la consommation de 21 sites industriels particulièrement énergivores, pour une puissance cumulée théorique de 1,5 GW, mais en fait de seulement 0,6 GW hors mécanisme de capacité (activation sur une durée de 2 h, avec un maximum de 10 activations par an). Ce mécanisme d'interruptibilité requiert des équipements spécifiques dans les entreprises concernées.
- **Effacements « citoyens »** tels que ceux prévus par les dispositifs Eco-Watt en Bretagne et dans le Sud-Est. L'impact est difficile à quantifier mais il est normalement de l'ordre de 1 ou 2 GW. Il existe toutefois une marge de manœuvre en fonction de l'intensité et de l'efficacité de la communication/sensibilisation.
- **Baisse de tension de 5%** pilotée sur les réseaux de distribution (mécanisme dit « $U_n-5\%$ ») : grâce à une baisse de tension appliquée par Enedis, à la demande de RTE, il est possible d'espérer un gain de puissance d'environ 3,5 GW (3,5% de la puissance appelée), mais pendant une durée limitée à 2 h maximum (c'est-à-dire avant que les consommateurs ne compensent en montant la puissance, par exemple, de leurs radiateurs électriques). Cette mesure, facile à mettre en œuvre²², a déjà été appliquée avec succès, notamment en région PACA.
- **Contribution des contrats de secours (Mutual Emergency Assistance Service) dans le cadre de l'ENTSO-E²³ en sollicitant les GRT frontaliers pour accéder à une puissance supplémentaire au titre de la solidarité européenne.** Compte tenu des incertitudes, ce levier est impossible à quantifier et est compté pour 0 dans les simulations mais, durant la « crise » de janvier 2017, il semble avoir permis de gagner 2 à 3 GW à certaines périodes.

Apports liés aux dispositifs de comptage intelligent

Le déploiement du compteur Linky devrait permettre dans un futur proche d'assurer une meilleure efficacité de ces leviers, tant classiques qu'exceptionnels, par exemple en ce qui concerne l'effacement ou la réduction de puissance, en incluant une dimension participative, citoyenne, et en associant les consommateurs par voie contractuelle. Il permettra d'individualiser et d'affiner les dispositifs de limitation et d'effacement, bien au-delà des dispositifs classiques (EJP, ...). Le compteur Linky apparaît comme une interface locale indispensable pour articuler efficacement les sources de

²¹ La marge requise est fixée de manière conventionnelle, depuis la fin des années 70, pour que son respect ne conduise à une défaillance (usage des leviers exceptionnels) qu'à une chance sur 100. Autrement dit, RTE s'assure de disposer à tout instant de moyens mobilisables avec une marge de manœuvre nécessaire pour couvrir 99% des aléas. Elle décroît en fonction du temps et doit rester supérieure à 1,5 GW, ce qui correspond à l'arrêt brutal d'une tranche nucléaire des paliers 1 300 MW ou N4.

²² Elle est en général imperceptible par le consommateur mais comme sa facture est calculée sur l'intensité et pas sur la puissance, il pourrait être envisagé de le rembourser en proportion de l'énergie qu'il a de ce fait moins consommée.

²³ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

production locales et renouvelables, qui se développent rapidement, et les différents types de consommation, y compris dans le cadre de l'autoproduction-autoconsommation²⁴.

Le compteur Linky pourra enfin agir comme un outil de dernier recours, si les circonstances l'exigent, permettant d'effectuer un délestage partiel (par réduction de puissance) ou total (coupure) chez certains clients, afin de permettre au plus grand nombre de conserver un minimum d'alimentation électrique en cas de *blackout* imminent. En offrant la possibilité d'un redémarrage progressif de la consommation, il permettra aussi de rétablir beaucoup plus rapidement l'alimentation après une coupure de grande ampleur.

3) Mesures d'urgence

RTE et Enedis peuvent mettre en œuvre des **délestages** pour limiter l'impact d'une défaillance, tant géographique qu'économique, et pour pouvoir redresser la situation le plus rapidement possible. Il s'agit de délestages préventifs, ciblés et tournants, selon une procédure actualisée par Enedis à l'occasion de l'hiver 2016-2017 en lien avec les préfets (arrêté du 5 janvier 1990 modifié).

En cas d'échec de l'application des moyens classiques et des leviers exceptionnels, la « **réserve primaire** » de 0,6 GW, fixée pour la France au niveau européen par l'UCTE, est le « dernier rempart » en étant appelée automatiquement avant l'application de délestages (voir annexe 3), voire un *blackout* incontrôlé.

Dans le cadre de ces mesures d'urgence, même si cela dépasse le champ de la mission, il semble opportun que les pouvoirs publics examinent, avec RTE et Enedis, la finesse du critère « consommateur sensible » ou « abonné prioritaire » (selon la formulation de l'arrêté du 5 janvier 1990 précité) et sa contribution à la baisse de l'électricité non distribuée. Dans la mesure où toute coupure non acceptée, même d'un seul consommateur, pour cause de défaillance d'équilibre, serait considérée comme un échec, il conviendrait d'en analyser l'impact, tant humain qu'économique, et éventuellement d'envisager une procédure de compensations²⁵.

Enfin, le rôle d'Enedis est à souligner lorsque les mesures d'urgence sont actionnées par RTE puisqu'il lui incombe d'informer les acteurs et les consommateurs sur la localisation de ces mesures et de développer à cet effet des outils d'information de plus en plus performants.

I.2. Situation comparée en Europe

Chaque pays a des pratiques différentes concernant le critère de sécurité d'approvisionnement, comme le montre le tableau suivant pour quelques Etats membres de l'Union européenne (UE), issu d'un parangonnage effectué à la demande de la mission par la Direction générale du Trésor en septembre et octobre 2017 :

²⁴ Le compteur Linky permet de mesurer simultanément le courant soutiré et injecté dans le réseau électrique.

²⁵ Sur le modèle, par exemple, de la SNCF qui indemnise les voyageurs retardés de plus de 30 min pour des raisons relevant de sa responsabilité et autres que la « force majeure », même s'il peut être délicat de prouver son intention/besoin de consommer de l'électricité juste au moment d'une coupure.

Pays	Critère
Allemagne	Pas de critère mentionné explicitement. Réserves stratégiques et capacité de stockage assorties d'un contrôle strict.
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne. Espérance de défaillance inférieure à 20h/an dans les 5% des cas les plus défavorables (pour des raisons météorologiques ou autres)
Danemark	Pas de critère
Espagne	Marge de capacité de 10% en situation de pointe extrême
France	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Italie	Pas de critère. Fourniture annuelle à l'Etat par le GRT d'une liste d'installations essentielles
Luxembourg	Critère N+1 : la perte d'un élément quelconque du réseau HT ne doit pas entraîner de perte de consommateurs
Pologne	Niveau cible de capacité
Royaume-Uni	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Suisse	Pas de critère. « Assurer une réserve de capacité de réseau suffisante »

A ce stade, il apparaît une grande disparité entre Etats membres sur la quantification de la préoccupation de sécurité d'alimentation électrique, ce qui peut créer des distorsions de concurrence et des perturbations dans le réseau européen. La volonté de la Commission d'engager une certaine harmonisation, telle qu'annoncée dans le Paquet « Energie propre pour tous les européens » du 30 novembre 2016, peut donc être considérée comme opportune. Il conviendra cependant de veiller à assurer une bonne transparence des critères et des leviers utilisés par chaque Etat membre et il conviendra bien entendu de proposer aux autres Etats membres d'utiliser la nouvelle méthode française de critère de défaillance dans l'harmonisation européenne.

I.3. Retour d'expérience sur les difficultés rencontrées en janvier 2017

Le terme de « crise », adopté par les médias pour caractériser la situation de l'hiver 2016-2017, est sans doute excessif. Certes, la situation a été inédite en raison du risque annoncé à l'automne 2016 de moindre disponibilité du parc de production nucléaire mais au plus fort de la vague de froid, seuls 5 réacteurs sur 58 étaient arrêtés. Aucun consommateur n'a été délesté et les mesures exceptionnelles, comme une baisse de tension ou l'interruptibilité d'entreprises grosses consommatrices d'électricité, bien qu'envisagées, n'ont pas été activées.

La situation s'est révélée cependant suffisamment sérieuse pour que RTE anticipât l'activation de moyens exceptionnels, dont la possibilité de délestages, pour la semaine du 16 au 22 janvier 2017, et les pouvoirs publics ont engagé une vaste campagne médiatique pour appeler les citoyens à réduire leur consommation sur une base volontaire. Une deuxième période sensible, pour des motifs différents, s'est produite la semaine suivante, plus précisément les 25 et 26 janvier.

I.3.1. Au plus fort de la vague de froid dans la semaine du 16 au 22 janvier

Compte tenu des prévisions météo, la DGEC, RTE et Enedis ont pu anticiper les difficultés d'équilibre entre offre et demande.

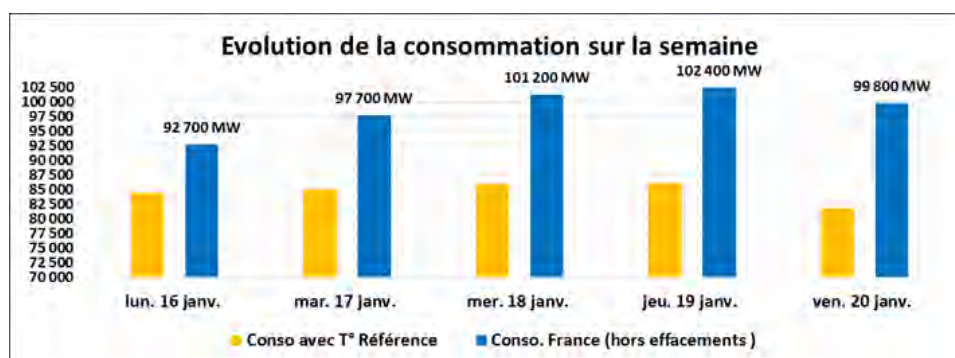
Le **mardi 10 janvier**, les estimations de production et de consommation élaborées par RTE pour le jeudi 19 janvier à 19h (pointe prévue de consommation), étaient les suivantes :

Analyses pour le 19 janvier à 19h vues du 10 janvier 2017	Scénarios de température	
	-7,5°C en dessous des températures de référence (prévisions de Météo France)	-10°C en-dessous des températures de référence (i.e. vague de froid de 2012)
Consommation prévue (hors effacements)	96,4 GW	102,4 GW
Etat du parc nucléaire	6 réacteurs indisponibles et 2 réacteurs en redémarrage disponibles à mi-charge	
Production disponible ²⁶	87,7 GW	
Offre consommateur et effacement (Tempo)	1,4 GW	
Marge France seule	-7,3 GW	-13,3 GW
Capacité d'import	7 GW	
Puissance manquante à imports maximaux	-0,3 GW	-6,3 GW

Avec ces hypothèses et en annulant toute marge permettant de gérer des défaillances ponctuelles sur des centrales de production, RTE avait pu identifier un recours « très probable » aux mesures exceptionnelles suivantes :

- Recours à l'interruptibilité à partir de 96,1 GW de consommation, soit à -7.4°C en-dessous des températures de référence (+1,5 GW).
- Recours à la réduction de tension à partir de 97,6 GW soit à -8°C en-dessous des températures de référence (+4 GW).
- Recours aux délestages à partir de 101,6 GW soit à -9.3°C en dessous des températures de référence.

Le **mercredi 11 janvier**, RTE a affiné son estimation de la consommation jour par jour. A la pointe du soir, la consommation attendue devrait dépasser 100 GW le mercredi et le jeudi, voire le vendredi matin, rendant probable l'activation des délestages.



²⁶ Dont 2,3 GW d'éolien et 0 GW en photovoltaïque (à 19h).

L'indicateur de sûreté de l'équilibre offre-demande (EOD) ci-dessous indique les perspectives de RTE vues du 11 janvier pour la semaine S3, selon deux scénarios de disponibilité du parc de production :

<i>Prévisions vues du mercredi 11 janvier</i>	Lundi 16 janv.	Mardi 17 janv.	Mercredi 18 janv.	Jeudi 19 janv.	Vendredi 20 janv.
	19:00	19:00	19:00	19:00	10:00
Indicateur de sûreté EOD – Scénario de production favorable	RAS	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension
Indicateur de sûreté EOD – Scénario de production médian	Interruptibilité et réduction de tension	Interruptibilité et réduction de tension	Délestage	Délestage	Délestage

EOD : équilibre offre-demande

A partir du dimanche 15 janvier, les analyses de Météo France ont indiqué que l'ampleur de la vague de froid devrait être moins forte qu'anticipé, avec des températures « seulement » inférieures de 6°C aux températures de référence le mercredi et le jeudi puis en augmentation progressive au-delà et un retour aux normales saisonnières sur une dizaine de jours.

Avec ces nouvelles prévisions, les perspectives de consommation électrique maximale apparaissaient devoir plafonner à environ 95 GW, assurant l'équilibre offre-demande, bien qu'avec des marges limitées, en mobilisant éventuellement l'interruptibilité sur la journée de jeudi 19 janvier en cas d'aléa. Tout délestage programmé était finalement exclu²⁷.

Du fait de ces températures plus douces que prévu, les pointes de consommations atteintes durant la semaine S3 ne nécessiteront ni délestage, ni recours aux moyens exceptionnels (interruptibilité notamment), bien qu'elles se situassent en 3^{ème} position des pics historiques, après 2010 et 2012 :

	Lundi 16		Mardi 17		Mercredi 18		Jeudi 19		Vendredi 20	
	Matin	soir	matin	soir	matin	soir	matin	soir	matin	soir
Pic de consommation (GW)	82,1	85,9	88,1	91,1	92,5	93,3	93,3	93,3	93,9	89,8

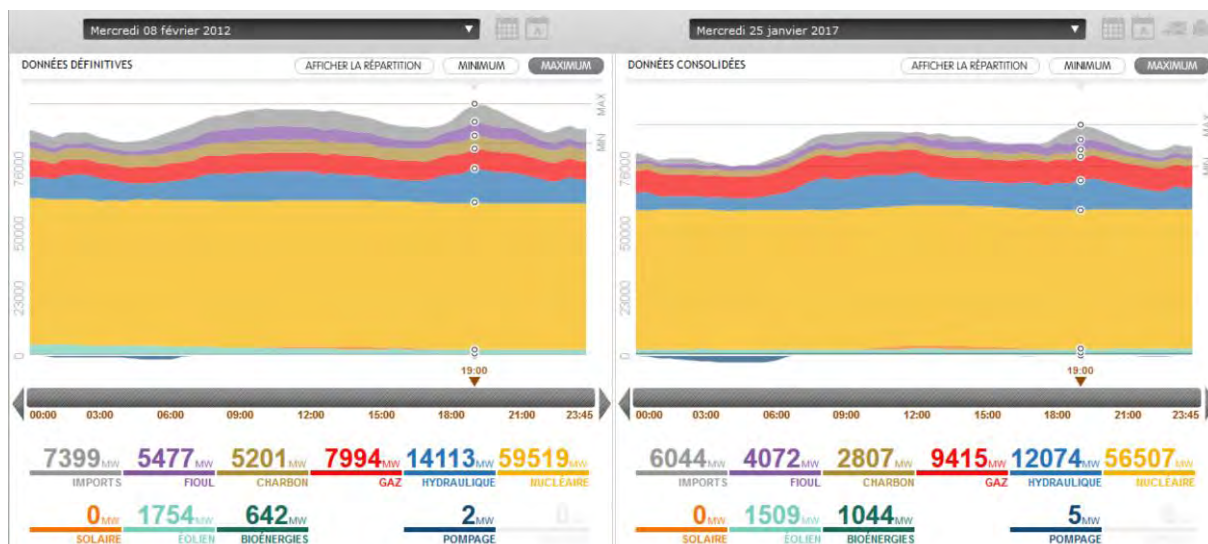
Par ailleurs, des campagnes nationales de sensibilisation ont été mises en place par les pouvoirs publics ; il est cependant difficile d'en mesurer l'effet exact sur la baisse de la demande.

En revanche, RTE a dû gérer l'équilibre offre-demande du système électrique avec des marges moins importantes que celles prévues habituellement, notamment en réduisant ses marges de manœuvre et les moyens exceptionnels auraient pu devoir être mis en œuvre en cas d'aléa sur une installation de production.

I.3.2. Analyse de la « crise » et comparaison avec celle de 2012

Les graphiques suivants montrent les différences de niveau entre la courbe de consommation journalière des journées particulièrement tendues du 8 février 2012 et du 25 janvier 2017 (source : RTE, éCO2mix) :

²⁷ Il est à noter que la situation la plus critique de l'hiver 2016/2017 a été rencontrée juste après la vague de froid, le 25 janvier, suite à une consommation atypique, sous-estimée par les fournisseurs et RTE au creux de l'après-midi. RTE a alors frôlé le déclenchement de mesures exceptionnelles (en premier lieu l'interruptibilité) pour pouvoir continuer à répondre aux besoins électriques de la France.

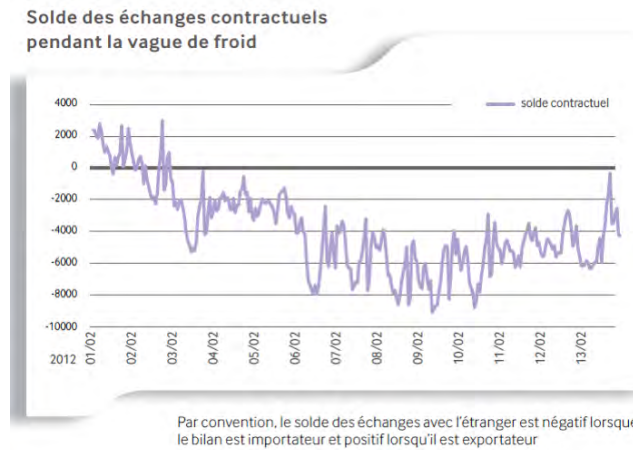


En février 2012, il s'est produit une vague de froid d'une durée et d'une ampleur inédites depuis près de 20 ans : les températures ont été de 2 à 3°C inférieures à celles de janvier 2017 et la consommation a atteint le niveau, pour l'instant record, de 102 GW en puissance appelée. A titre de comparaison, sur l'hiver 2016-2017, le pic de consommation n'est monté « que » jusqu'à 94 GW. Toutefois, les marges de sûreté étaient plus réduites en janvier 2017 par rapport à 2012, notamment du fait de :

- Une moindre disponibilité, bien que relativement limitée, du parc nucléaire, en partie du fait de la problématique de ségrégation carbone relevée par l'ASN et de maintenances longues (pour un impact global de -3,0 GW).
- Une moindre disponibilité du parc thermique classique avec la fermeture entre 2012 et 2017 d'unités au charbon et au fioul (-3,7 GW).
- Des capacités d'import moindres (-1,3 GW).
- D'une faiblesse de l'éolien (1,5 GW disponible pour un parc installé de 11,9 GW, contre 1,8 GW le 8 février 2012 pour un parc installé de 7 GW).

Les capacités d'importation jouent donc un rôle significatif pour la sécurité d'alimentation électrique de la France mais la capacité disponible comporte une assez forte marge d'incertitude : du fait des contraintes réseau et de la disponibilité des moyens de production (en France et à l'étranger), toute la capacité d'importation n'est jamais entièrement utilisée. En 2012, le solde importateur s'est élevé au maximum à 9 GW le 9 février 2012, à 9 h, comme l'indique le graphique ci-dessous (au moment du pic de consommation, le 8 février, à 19 h, ils s'élevaient à 8,6 GW), à un niveau proche des limites physiques du réseau d'interconnexion (14 GW à l'export)²⁸.

²⁸ Source : RTE, Bilan prévisionnel 2012.



En 2017, bien que la capacité installée d'interconnexion eût été plus élevée (17,5 GW à l'export), sachant qu'une partie n'était pas disponible du fait de l'avarie sur l'interconnexion France-Angleterre (-1,0 GW), la capacité effectivement disponible à l'import a été bien plus faible, de l'ordre de 5 à 7 GW : ces valeurs dépendent des différentiels de prix de marché, de l'état des congestions réseau et de la disponibilité des moyens de production à l'étranger.

Or, par rapport à l'hiver 2012, les capacités d'importation ont été limitées avec certains de nos pays voisins, même si la liaison souterraine à très haute tension mise en service en 2015 entre la France et l'Espagne et le mécanisme amélioré de calcul et d'allocation des capacités d'échanges d'électricité, dit couplage des marchés « Flow-Based », lancé en mai 2015 pour la France, l'Allemagne et le Bénélux, ont permis d'augmenter globalement la capacité d'importation de plus de 1 GW. En effet, des aléas conjoncturels sont venus réduire cette capacité pendant les périodes les plus tendues :

- La capacité de transit de l'interconnexion France Angleterre²⁹ « IFA 2000 », à courant continu et d'une capacité de 2 GW, a été réduite de 1 GW du fait d'une avarie matérielle sur les câbles sous-marins (arrachage d'un câble par l'ancre d'un bateau).
- La capacité d'importation sur la frontière Nord-Est a été limitée de l'ordre de 3 GW du fait de contraintes internes sur le réseau allemand.

Sur l'hiver 2016-2017, RTE a dû mettre en place des mesures exceptionnelles et temporaires pour permettre d'accroître les capacités d'échanges en dérogeant à des dispositions normales d'exploitation qui auraient pu avoir des conséquences sur la qualité de service. En pratique, cela s'est traduit par des schémas d'exploitation du système augmentant les capacités mais fragilisant l'alimentation de certaines zones. Ces dérogations ont nécessité une connaissance fine de la topologie du réseau et des zones pouvant être fragilisées pendant certaines périodes.

La coordination mise en œuvre avec les GRT voisins, en particulier dans le cadre du centre de coordination Coreso³⁰ qui réunit depuis 2009 des opérateurs de réseau de transport de cinq pays (dont RTE), a permis de mobiliser les leviers possibles pour gérer les difficultés anticipées lors des périodes les plus tendues de l'hiver 2016-2017 (augmentation des capacités d'importation, accès aux marges disponibles des autres GRT).

²⁹ Un renforcement de 1 GW en courant continu est prévu d'ici 2020 avec IFA2, liaison sous-marine sur 200 km et souterraine sur 30 km.

³⁰ Coordination of electrical system operators (basé à Bruxelles).

I.4. Evolutions envisageables du critère de défaillance du système électrique

La notion de défaillance du système électrique français reste largement méconnue du grand public, et elle est parfois mal comprise par certains des acteurs du système électrique. Lorsqu'il est fait référence au niveau de 3 h par an, c'est bien souvent en référence à une coupure d'électricité, sans faire de lien avec l'équilibre offre-demande. Il faut reconnaître que, contrairement à d'autres pays, ce type de coupure, même si le risque en est régulièrement évoqué avant chaque hiver, est très rare en France.

Le principe du passage de « défaillance par délestage/rupture d'alimentation » à « défaillance par usage de leviers exceptionnels » permet une plus grande souplesse et semble une bonne piste mais, à ce stade, il a encore été très peu discuté avec les parties prenantes et mérite d'être validé par les pouvoirs publics.

Comme il a été indiqué plus haut, le coût de défaillance, traduisant l'estimation du préjudice subi par les consommateurs en cas de délestage, était fixé, implicitement ou explicitement, par EDF puis RTE, entre 9 000 et 10 000 €/MWh jusqu'en 2003 (Bilan prévisionnel de RTE pour 2006-2015), en accord avec le ministère chargé de l'énergie. Ce coût permettait à l'Administration de dimensionner la structure souhaitée du parc de production d'électricité pour les années considérées dans le bilan prévisionnel, en tenant compte des gisements d'effacement, d'interruptibilité et d'importations.

Depuis le début des années 2000, l'ouverture des marchés a nettement complexifié le « paysage de défaillance » et les acteurs du marché de l'électricité sont confrontés à l'arbitrage entre les signaux de prix sur les marchés et les informations disponibles sur l'état d'équilibre du système électrique.

I.4.1. Commentaires

La surcapacité du système électrique français a longtemps prévalu, jusqu'au milieu des années 2000³¹, mais elle est a perdu de son ampleur au fur et à mesure du temps parce que :

- Le parc de production « en base » (au moins 8 000 h par an) stagnait, voire décroissait (arrêt de la mise en service de nouvelles centrales de production, fermeture de centrales au charbon polluantes, difficultés à rentabiliser l'investissement dans la construction de nouvelles centrales de production, problèmes de rentabilité économique pour les centrales thermique au charbon ou au fioul).
- En même temps la consommation « de pointe » augmentait, notamment sous l'effet du développement du chauffage électrique dans le bâtiment neuf (jusqu'en 2008) ou de l'usage accru de convecteurs électriques en appoint à d'autres modes de chauffage et, plus récemment, de la désindustrialisation de l'économie française qui a réduit la part non

³¹ Ceci n'était pas spécifique à la France.

modulée de la consommation³². Or le parc de centrales de pointe s'est érodé pour des raisons environnementales et économiques (centrales au fioul), tandis que le « *market design* » actuel du système électrique (tant français qu'europpéen) n'apportait pas d'incitation à investir dans des moyens de production appropriés³³.

- Enfin le recours aux importations de pays moins thermosensibles que la France permet de limiter la construction de centrales « de pointe »

Le recours aux effacements, aux importations et à d'autres leviers plus ou moins consentis, s'est ainsi imposé peu à peu à RTE pour équilibrer l'offre et la demande.

En fait, comme la crise économique de 2007-2010 a entraîné une stabilisation de la consommation annuelle d'électricité, une certaine forme de « surcapacité » semble continuer d'exister, à condition de regarder sur une période suffisamment longue : le solde exportateur des échanges annuels d'électricité s'élevait à environ 64 TWh pour une consommation finale de 425 TWh en 2015, soit une « marge³⁴ de manœuvre » apparente de 15% (bien qu'illusoire sur courte période). A titre de comparaison, l'Allemagne était également excédentaire et fortement exportatrice d'électricité auprès de tous ses voisins, avec 48 TWh de solde exportateur³⁵ en 2015, pour une consommation finale de 515 TWh, soit une « marge » de seulement 9%.

Pour récapituler, depuis le milieu des années 2000, des effets se cumulent pour compliquer le maintien de l'équilibre sur des périodes relativement courtes où la puissance appelée est particulièrement élevée pour des raisons climatiques :

- Tendance à la hausse des pointes de consommation, le record actuel ayant été atteint en février 2012 avec 102 GW appelés, en lien avec une thermo-sensibilité (+2,4 GW/°C en hiver) accentuée de façon relative par la désindustrialisation³⁶. RTE observe cependant que, depuis trois ans, la pointe de demande a cessé de croître plus vite que la consommation annuelle d'électricité, contrairement à la forte croissance des années 2000-2010.
- Fermeture de moyens de pointe pour des raisons environnementales (centrales au charbon et au fioul), soit environ -8 GW sur 2014-2017, dont -2 GW en 2017.
- Arrivée d'énergies renouvelables variables non pilotables (par exemple, la production solaire est nulle lors de la pointe hivernale de 19 h, même si elle contribue au passage de la consommation sur l'intervalle 8 h-12 h, et la production éolienne peut être affectée par un anticyclone « sibérien » au moment d'un pic de froid).
- Difficultés structurelles en Bretagne et dans le Sud-Est.
- Baisse de la production hydroélectrique suite à des périodes de sécheresse plus fréquentes.

Inversement, des conditions plus favorables sont apparues :

³² La désindustrialisation a réduit la consommation de base, ce qui tend à augmenter la valeur relative de la pointe de consommation, même si cette dernière n'augmente pas pour autant en valeur absolue.

³³ A noter que l'isolation thermique accrue des bâtiments abaisse bien le niveau moyen de consommation d'énergie mais, paradoxalement, accentue l'ampleur relative d'une pointe liée à un pic de froid.

³⁴ Cette « marge » reflète en fait plus la compétitivité en coûts variables de l'appareil de production français, par rapport à celui des pays voisins, que l'adéquation du parc : elle existerait même si l'on fermait toutes les centrales au gaz ou au fioul, alors que les problèmes de capacité deviendraient considérables dans l'équilibre offre demande.

³⁵ Il existe toutefois une différence essentielle entre ces deux pays puisque la production d'électricité est d'origine fossile pour 56% en Allemagne contre seulement 6% en France (données de 2015), ce qui se reflète pour partie dans le contenu carbone de leurs exportations d'électricité.

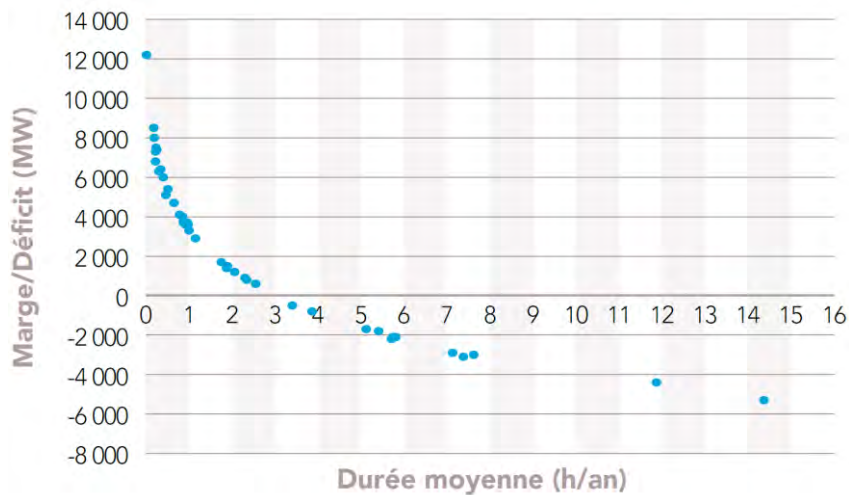
³⁶ La part thermosensible de la demande devenant plus importante en relatif.

- Mise en place d'un mécanisme de capacité (dont le coût est répercuté sur le consommateur) permettant d'assurer que suffisamment de capacité sera présente afin de respecter le critère de défaillance, sous l'égide de RTE, grâce à la présence de moyens certifiés, c'est-à-dire des capacités de production ou des capacités d'effacements certifiés (un industriel ou un ménage diminue volontairement et temporairement sa consommation lorsque RTE en a besoin).
- Mise en service de centrales à gaz (et augmentation relative de la rentabilité des centrales à gaz, ce qui a permis d'en sortir quelques-unes de leur mise sous cocon).
- Développement des interconnexions avec l'étranger, globalement moins thermosensible, et d'un marché européen intégré de l'électricité.
- Relative douceur, en moyenne, des hivers récents qui a limité la consommation annuelle de pointe (mais qui ne peut être tenu pour acquise).
- Sous réserve de confirmation, meilleure acceptation/consentement socio-économique, éventuellement contractualisé(e), du recours à des moyens exceptionnels, voire d'urgence (interruptibilité, baisses de tension, délestages limités et organisés, ...)

Sans considérations de rationalité économique, la sécurité d'approvisionnement pourrait être assurée par une **surcapacité** du parc électrique pilotable, quitte à faire fonctionner des équipements au ralenti, à les mettre sous cocon ou à exporter le surplus (s'il est compétitif). Selon RTE, la relation entre marge de puissance et durée de défaillance n'est pas linéaire : passer d'une durée de défaillance (avec les leviers exceptionnels contractualisés et non contractualisés) de 3 h à 1 h équivaldrait³⁷ à assurer une marge supplémentaire de 4 GW « en ruban » (c'est-à-dire non fluctuante), alors que le temps de coupure correspondant, selon RTE, ne serait respectivement que de 1,8 h et 0,6 h.

La relation entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit de puissance estimé pour que le système électrique respecte strictement le critère de sécurité d'alimentation, est illustrée dans le graphique ci-dessous extrait du Bilan prévisionnel 2016. On y lit, par exemple, que face à un déficit de puissance correspondant à une durée de défaillance (au sens actuellement utilisé par RTE) de 6 h/an, donc supérieure au critère des 3 h, il conviendrait d'ajouter environ 2 GW de puissance « parfaite » (c'est-à-dire disponible à tout instant, quoi qu'il arrive) pour revenir au critère des 3 h ; autrement dit, si le parc de production était réduit de 2 GW (en puissance « parfaite »), le critère de défaillance se dégraderait pour atteindre 6 h/an.

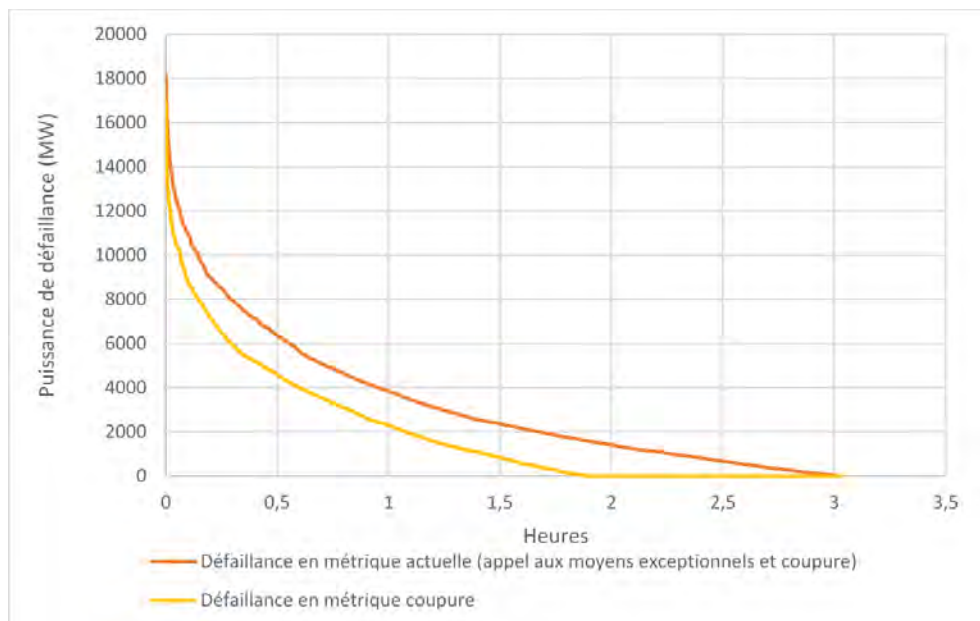
³⁷ Bilan prévisionnel 2017 de RTE.

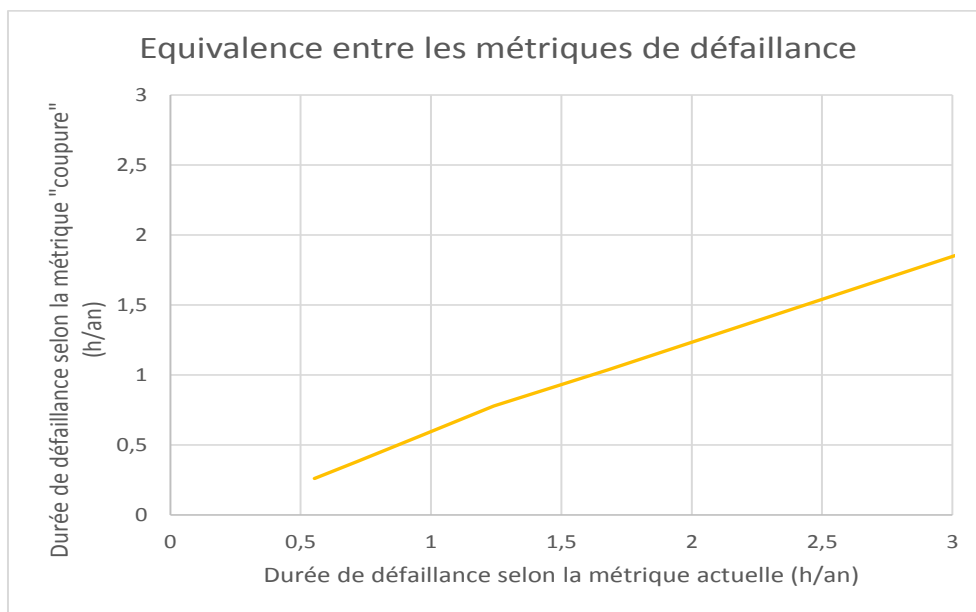


Relation entre durée de défaillance et marge ou déficit de capacité pour un système électrique calé sur 3 h/an de défaillance selon la métrique utilisée actuellement par RTE (source : RTE, Bilan prévisionnel 2016).

Ce raisonnement en puissance manquante est supposé prendre en compte les effets du stockage dans les STEP et des défaillances à l'étranger.

Plus précisément, RTE a modélisé, dans les deux graphiques ci-dessous, l'impact « technique » de deux types de défaillance : celle selon sa métrique incluant des « leviers non contractualisés » (dégradation des marges de manœuvre, application du « -5% U_n », coupures), et celle avec coupure.





Ces deux graphiques montrent en particulier la correspondance entre un niveau de 3 h/an de défaillance (en espérance mathématique), selon la « métrique » utilisée actuellement par RTE (leviers exceptionnels, coupures ciblées, tournantes pour cause de déséquilibre offre-demande) et un niveau de 1,8 h/an, en espérance mathématique, de défaillance conduisant à une **coupure** (quelle que soit sa finalité) liée à un déséquilibre offre-demande.

La relation entre le défaut de puissance et l'énergie non distribuée en résultant sert à dimensionner le critère, compte-tenu du coût socio-économique de l'énergie non distribuée et du prix en coût complet de l'énergie délivrée par les turbines à combustion qui seraient à mettre à contribution pour maintenir l'équilibre.

En 2011, RTE a fait réaliser une enquête selon laquelle le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes (coupure dite « longue ») s'élevait³⁸ en moyenne à 26 000 €/MWh, avec de grands écarts selon le type de consommateur : 34 000 € pour les entreprises, 19 000 € pour les ménages (soit près de 200 fois le tarif de fourniture moyen, de l'ordre de 150 €/MWh). Sur cette base, le bénéfice apporté par l'ajout de 1 MW au parc de production, en supposant le critère de sécurité d'approvisionnement maintenu à 3 h/an, s'élève à 78 000 €/an, ce qui est proche du coût complet annualisé de 1 MW de TAC³⁹ au gaz.

Selon RTE, deux effets se compensent :

- Du fait de l'existence de moyens intermédiaires entre le fonctionnement « normal » du système et la coupure effective de courant, la sécurité d'approvisionnement est en pratique plus élevée que ne l'indique le calcul théorique du nombre d'heures de « défaillances ».
- En même temps, un critère un peu plus contraignant pourrait être justifié du point de vue économique en fonction du coût estimé d'une coupure.

³⁸ Une étude plus récente de RTE est en cours qui semble indiquer en première analyse que ce coût pourrait être surestimé.

³⁹ Turbine à combustion.

A l'occasion de la publication, le 7 novembre 2017, de son Bilan prévisionnel et de ses nouveaux scénarios à 2035, RTE a révélé un « paysage » de défaillance comportant davantage d'occurrences, mais avec des événements moins longs et souvent moins profonds.

Il conviendrait d'analyser cette notion de profondeur, qui dépend pour une bonne part de la pertinence des scénarios de transition énergétique à 2035 proposés par ce Bilan prévisionnel car, selon RTE, les pouvoirs publics et l'opinion pourraient accepter collectivement l'idée que l'activation des leviers exceptionnels ne constitue pas une situation d'échec, mais plutôt la conséquence d'un système bien géré, puisqu'il est possible de résoudre une bonne partie des situations de crise ou considérées comme telles avec des leviers exceptionnels.

Le paramétrage « économiquement optimal » du critère dépend au premier ordre du coût de la sécurité d'approvisionnement, qui dépend de la situation de parc de production, de la demande et des interconnexions. Le coût de la sécurité d'approvisionnement sera différent entre une situation où celle-ci repose sur la construction de nouveaux moyens de production ou seulement sur le maintien de moyens existants. Dans une approche de long terme (telle que celle des 4 scénarios à 2035 de RTE), il serait souhaitable que le parc de production soit optimisé, de sorte que le coût de 1 MW de capacité supplémentaire soit égal à celui du moyen de pointe neuf le moins coûteux ; la possibilité d'ajuster la puissance totale garantie grâce à des décisions sur le maintien de moyens existants (moins chers) n'ayant alors été que transitoire.

Dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2017, avec des consommations d'électricité prévues comme stables ou en baisse d'ici 2035 (voir tableau et graphique ci-dessus, en introduction au chapitre I), certains choix et échéances présentent des coûts faibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement (moyen-terme de 2020 à 2022, scénario Ampère à partir de 2030 et scénario Volt) avec une baisse de la demande et un déploiement d'énergies renouvelables qui compenseraient une baisse modérée du parc de production thermique classique et nucléaire existant. Inversement, une diminution plus forte de la part du nucléaire et des centrales thermiques dans le mix fragiliserait la sécurité d'approvisionnement. Pour ces échéances et les scénarios Ampère et Volt, un critère plus contraignant que 2 h/an (en métrique historique, c'est-à-dire en termes de coupure) serait économiquement pertinent. A l'opposé, pour les autres scénarios (Hertz et Watt, voire d'autres scénarios non modélisés) et pour d'autres échéances, un critère de l'ordre de 2 h/an serait économiquement pertinent. **La valeur précise de ces durées serait néanmoins à préciser, ce qui nécessite une étude spécifique.**

Conformément aux articles L. 100-1 et L. 141-7 du code de l'énergie, le Gouvernement devra continuer à veiller à ce que les fermetures programmées de moyens de production soient compatibles avec le respect du critère de défaillance, notamment avant l'apparition de marges de manœuvre telles que le laisse espérer le Bilan prévisionnel 2017 de RTE à partir de 2020 (essentiellement grâce à une baisse espérée de la consommation).

On peut aussi s'interroger sur l'évolution du coût socio-économique du MWh non servi : celui-ci peut a priori aussi bien augmenter (par exemple du fait de la perte de fonctionnalité des objets connectés) que diminuer (par une meilleure acceptation de coupures devenant plus courtes). Une description du paysage futur de défaillance (durée des coupures, quantité de GW manquants, possibilité d'épargner une partie des consommateurs lors de coupures tournantes, ...) serait nécessaire pour pouvoir anticiper l'évolution de ce coût.

Selon le Bilan prévisionnel 2017 de RTE, à court terme (jusqu'en 2020), le système électrique dispose de peu de marge de manœuvre (par rapport au critère et à la métrique actuelle de RTE visant le non usage de leviers exceptionnels). A partir de 2020, des marges apparaissent, ce qui signifie que le coût de rendre plus contraignant le critère de défaillance pourrait alors se révéler assez faible. L'avantage pourrait être notable dans une société de plus en plus dépendante de l'électricité et en recherche d'attractivité pour des investisseurs, notamment étrangers. A cet égard, il serait souhaitable que les pouvoirs publics « dédramatisent » le moindre risque de tension du passage de l'hiver, sous peine de perdre en crédibilité, alors que les pays voisins connaissent des situations au moins aussi tendues.

I.4.2. Impact d'un aléa générique et de la réduction du parc nucléaire

La mission est interrogée sur la prise en compte d'un aléa « générique », tel que l'indisponibilité simultanée d'un certain nombre de réacteurs nucléaires ou une attaque massive du réseau. Un tel événement pourrait relever soit d'un traitement à l'aide de mesures classiques, si l'évènement était d'une ampleur limitée et annoncé avec un préavis suffisant⁴⁰, soit de leviers exceptionnels, voire de mesures d'urgence dans le cas contraire. Néanmoins, il est par nature difficile à probabiliser et donc difficile à intégrer dans un critère exprimé en durée de défaillance avec une espérance mathématique. Une première analyse pourrait examiner un parc amputé de 5, 10 ou 15 réacteurs, et RTE travaille sur une telle approche avec des résultats qui devraient être disponibles prochainement.

Par ailleurs, RTE fournit dans son Bilan prévisionnel de 2017 une vision à 2035 sur la possibilité de respecter le critère de défaillance de 3 h, en tenant compte de la fermeture de toutes les centrales au charbon en 2022, avec plusieurs hypothèses de réduction ou de prolongation du parc nucléaire d'ici 2035 (outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim concomitante avec l'entrée en service de l'EPR Flamanville 3) :

- Scénario Volt : fermeture de 9 réacteurs de 900 MW, soit -8 GW
- Scénario Ampère : fermeture de 16 réacteurs de 900 MW, soit -14,5 GW
- Scénario Herz : fermeture de 24 réacteurs, de 900 et 1 300 MW, soit -24 GW
- Scénario Watt : fermeture de 52 réacteurs, de 900 et 1 300 MW, soit -55 GW

Le respect du critère de 3 h à l'horizon 2035 suppose, notamment dans le scénario Watt⁴¹, des efforts considérables d'économie d'électricité et pourrait être compromis par d'autres évolutions (reprise de la consommation industrielle, transferts vers la mobilité électrique, ...). Ainsi, la situation « tendue » que pronostique RTE pour tous les hivers jusqu'en 2020, rend la France particulièrement vulnérable à un aléa générique, puisque les marges de manœuvre que permettaient les centrales au fioul ou au charbon disparaissent ou ont déjà disparu.

S'agissant plus particulièrement du nucléaire, le risque d'évènement générique est en partie lié à la qualité de la maintenance des centrales. Une façon de réduire l'occurrence d'arrêts non programmés

⁴⁰ Comme cela a été le cas lors de l'hiver 2016-2017. Par contre, en cas d'arrêt subit d'une dizaine de réacteurs nucléaires, par exemple en raison d'une cyber-attaque, comme pour l'effondrement du réseau d'un pays voisin, ce sont vraisemblablement les mesures d'urgence qui s'appliqueraient, a priori hors du champ du présent rapport.

⁴¹ Le scénario Watt s'affranchit du problème de défaut générique puisque presque tous les réacteurs sont supposés être fermés à l'horizon 2035.

dus à des réparations urgentes, serait donc d'accroître l'efficacité de la fonction maintenance, y compris en maintenance préventive, dans l'esprit des souhaits exprimés par l'ASN.

I.5. Recommandations

- 1) **Sur le critère de défaillance du système électrique :**
 - a. Définir officiellement, dans le code de l'énergie, les notions de défaillance et de délestage, sur la base de la version « extensive » consistant à considérer comme défaillance toute situation où le gestionnaire de réseau devrait mobiliser des leviers exceptionnels qui sortent du cadre contractuel avec le consommateur (notamment le levier de baisse de tension dit « -5% U_n »).
 - b. Etablir un nouveau critère de défaillance du système électrique basé sur deux valeurs (x, y) à respecter où :
 - x est le nombre d'heures maximum, en moyenne par an et en espérance mathématique, de coupures (ciblées, tournantes ou incontrôlées) d'au moins un consommateur du fait d'un déséquilibre entre offre et demande sur le réseau de transport ;
 - y est le nombre d'heures maximum, en moyenne par an et en espérance mathématique, d'appel à des leviers exceptionnels définis par voie réglementaire, du fait d'un déséquilibre entre offre et demande sur le réseau de transport.
 - c. Définir les valeurs x et y sur la base d'une analyse socio-économique de l'impact d'une défaillance de l'équilibre entre offre et demande. Comme x est pour l'instant interprété d'après le code de l'énergie à un niveau de 3 h, il est recommandé de maintenir cette valeur dans l'attente des résultats de l'analyse. Par ailleurs cette nouvelle expression du critère mériterait d'être présentée sous une forme aisément compréhensible par un non-spécialiste.
- 2) Demander à RTE d'envisager dans ses prochains Bilans prévisionnels des évolutions à long terme plus contrastées de la consommation d'électricité, notamment une trajectoire qui, par exemple en lien avec le développement de la mobilité électrique, pourrait nécessiter un renforcement de capacité et la mise en œuvre de nouveaux moyens pour respecter le critère de défaillance.
- 3) Mieux expliciter l'ordre d'appel aux moyens exceptionnels en cas de tension sur le système électrique et la répartition des responsabilités entre l'État et les gestionnaires de réseau dans le processus de décision de mobilisation de ces moyens.
- 4) Engager, sous la conduite de la DGEC, en liaison avec RTE et l'ASN, une étude de l'impact d'un incident générique affectant l'équilibre entre offre et demande d'électricité, afin de proposer un mode de traitement préventif en fonction de divers préavis.

II. GAZ NATUREL⁴²

II.1. Justification de l'existence en France d'un critère de sécurité quantifié pour la fourniture de gaz

L'équilibre offre/demande

La sécurité d'approvisionnement du pays en gaz se définit pratiquement par la capacité du « système gazier », englobant fournisseurs, transporteurs et distributeurs de gaz d'assurer en permanence aux consommateurs, ménages et entreprises, la quantité de gaz nécessaire pour couvrir leurs besoins. Elle repose donc sur un équilibre offre/demande.

La consommation actuelle et potentielle de gaz naturel en France est retracée dans le tableau ci-dessous :

Consommation par secteur (en TWh)	2016 ⁴³	2035 (scenario haut)	2035 (scenario bas)
Résidentiel	156	121	101
Tertiaire	89	79	63
Industrie	167	167	130
Production électrique et cogénération	74	85	25
Mobilité	1	50	22
Total	487	502 (+3%)	341 (-30%)

Source : GRTgaz/TIGF (Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017)

Le gaz, qui représente aujourd'hui 14% de la consommation d'énergie primaire en France, pourrait donc, dans certaines hypothèses reposant principalement sur un fort développement du transport au gaz (pour les poids lourds) et de la production d'électricité à partir de gaz dans les centrales à cycle combiné et les turbines à combustion, voir à moyen-long terme (2035) sa part dans le mix énergétique national se stabiliser ou légèrement augmenter.

A court terme, la programmation pluriannuelle pour l'énergie (PPE) prévoit quant à elle, par rapport à l'année de référence 2012 (483 TWh consommés), une baisse de 9,2 à 16% pour l'année 2023 (respectivement 436 TWh à 406 TWh consommés).

Enfin, la consommation de gaz dans le résidentiel et le tertiaire est très majoritairement due au chauffage (à 83% et 73%) et varie donc fortement selon la période de l'année (« consommation modulée »). C'est aussi le cas pour la production électrique et pour la cogénération chaleur-électricité.

Dans le cas de l'industrie, et éventuellement à terme de la mobilité, cette saisonnalité est quasi-absente et la consommation est étale au long de l'année (« consommation plate »).

⁴² Les gaz de pétrole liquéfié GPL (butane et propane) sont exclus de l'analyse.

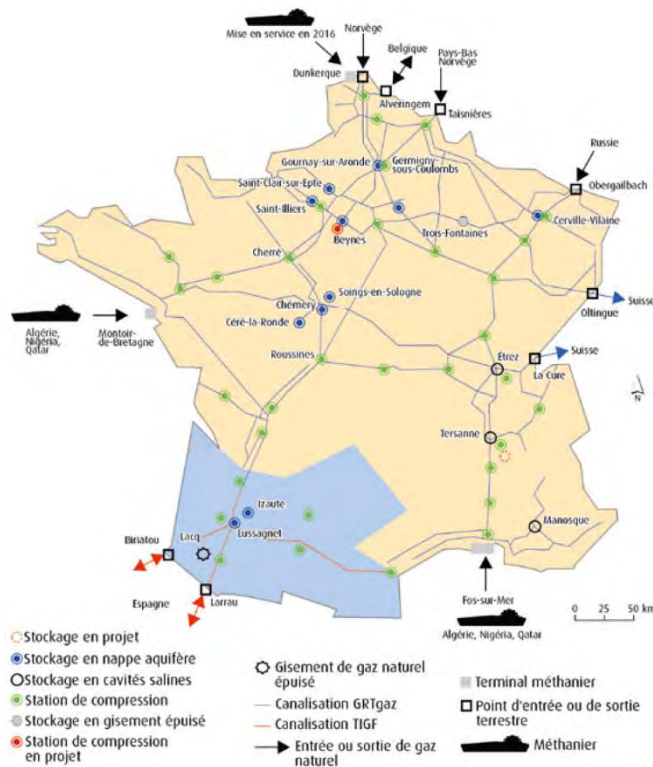
⁴³ Consommation en nette augmentation (+5%) par rapport à 2015. Cette hausse a été tirée principalement par la demande de gaz pour la production d'électricité.

Globalement, le différentiel de consommation journalière moyenne entre été et hiver est de 1 à 5 (le gradient consommation-climat est d'environ 100 GWh/jour par °C).

Cette demande en gaz est aujourd'hui exclusivement satisfaite par les importations : depuis l'arrêt en 2013 de la production de Lacq, il n'y a plus de production de gaz sur le sol national et la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures, exclut à l'avenir une telle production⁴⁴.

La quantité de gaz importée est supérieure à la consommation, une partie étant réexportée vers la Suisse et l'Espagne (61 TWh). Le gaz importé provient de Norvège (à hauteur de 38%), de Russie (18%), d'Algérie (12%) et des Pays-Bas (10%) ; le solde (22%) est issu d'achats sur les marchés du Nord de l'Europe pour lesquels l'origine première du gaz n'est pas précisément connue. L'acheminement du gaz depuis l'étranger s'effectue sur longue distance par gazoduc (à l'état gazeux comprimé) ou par méthanier (à l'état liquide). Il est ensuite transporté sur le territoire français en général par gazoduc sur l'ensemble du territoire ou, plus rarement, en citerne.

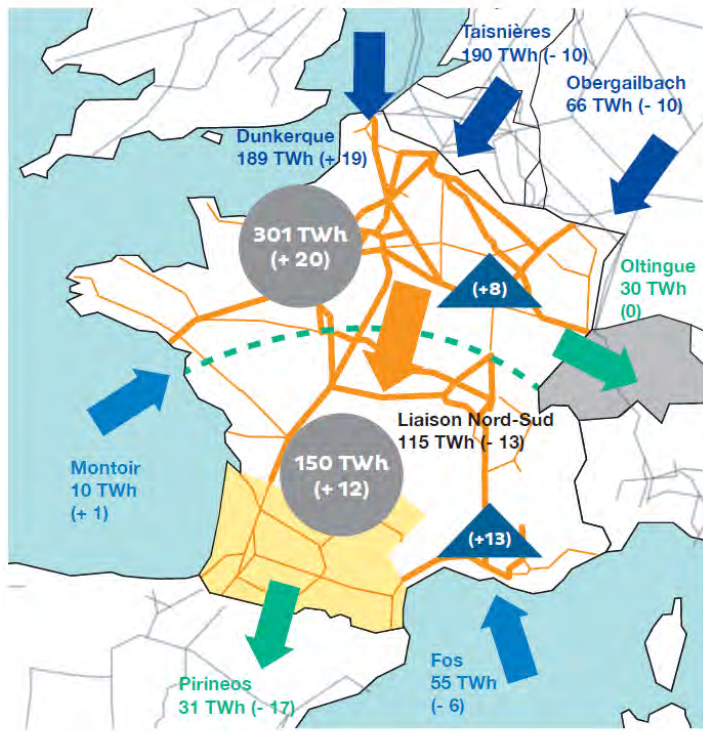
Les schémas suivants montrent comment se fait l'approvisionnement de la France en gaz :



Source : GRTgaz-TIGF-DGEC (2016)

⁴⁴ Une exception est faite pour le gaz de mine, gaz « fatal » issu des anciennes mines de charbon (0,25 TWh injecté dans le réseau en 2015). Par ailleurs, certaines projections évaluent le potentiel de gaz renouvelable, en particulier de biométhane aujourd'hui marginal (0,082 TWh injecté en 2015), à près de 70TWh dans vingt ans.

ÉVOLUTION DES FLUX NETS ENTRE 2014 ET 2015



Flux nets	2014	2015	Évolution
Entrées	516	510	- 1 %
Entrées gaz gazeux	447	445	0 %
Dunkerque (Norvège)	170	189	11 %
Taisnières H (Belgique)	158	146	- 8 %
Taisnières B (Belgique)	42	44	6 %
Obergailbach (Allemagne)	77	66	- 14 %
Entrées GNL	70	5	- 7 %
Montoir	9	10	13
Fos	61	55	- 10 %
Sorties	78	61	- 22 %
Oltingue (Italie)	29	30	1 %
Pirineos (Espagne)	49	31	- 36 %
Liaison Nord-Sud et JTS	128	115	- 10 %
Stockage (Storengy et TIGF)			
Injection	116	114	- 1 %
Soutirage	100	120	20 %

Source : GRT gaz



Ce dernier schéma illustre le fait suivant : la dépendance totale de la France au gaz importé se double d'une fragilité supplémentaire due à sa position excentrée par rapport aux grands réseaux de transport européens. La France se trouvant pratiquement « en bout de chaîne »⁴⁵, les aléas techniques ou géopolitiques et les éventuels ratés de la solidarité européenne en amont se répercutent inmanquablement sur les quantités de gaz disponible aux frontières.

Crise d'approvisionnement : quelles mesures et quel impact ?

Une crise d'approvisionnement s'entend comme tout évènement se traduisant par une rupture d'alimentation en gaz des consommateurs finals sur tout ou partie du territoire national. Cet évènement peut être de nature diverse : insuffisance des approvisionnements en gaz pour des raisons techniques ou géopolitiques, épisode climatique exceptionnel, défaillance d'un fournisseur ne permettant plus d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Les pouvoirs publics sont alors en situation de prendre les mesures suivantes pour rétablir cet équilibre :

- recommandation de modération de la consommation ;
- basculement volontaire des clients industriels en mesure d'utiliser une source d'énergie alternative ;
- limitation de la température et de la durée de chauffage dans les établissements recevant du public ;
- cessation de fourniture de gaz aux clients dits interruptibles selon les conditions de leur contrat de fourniture, cette interruptibilité pouvant (ou non) être rémunérée ;
- réquisition du gaz détenu dans les stockages et réservé pour couvrir une pointe de froid sévère (une telle mesure est cependant à envisager en dernier ressort) ;
- appel à la solidarité européenne ;
- délestages obligatoires (coupure du gaz). Un ordre de priorité (indicatif) est prévu dans l'arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz : les clients industriels raccordés au réseau de transport, hors centrales à cycle combiné gaz (CCCG) ; les CCCG⁴⁶ ; les clients industriels raccordés au réseau de distribution⁴⁷ ; les autres clients non domestiques n'assurant pas de mission d'intérêt général ; les clients assurant une mission d'intérêt général et les ménages.

Il faut noter à ce stade qu'à la différence du système électrique il n'existe pas de système de coupure automatisé pour le gaz : le gestionnaire de réseau doit d'abord demander à un consommateur de réduire partiellement ou totalement sa consommation ; en cas de non-respect de cette demande, le délestage de ce consommateur suppose l'intervention spécifique d'un agent *in situ* sur son poste de distribution de gaz. Compte tenu des moyens humains disponibles, cette mesure n'est donc en pratique envisageable qu'à petite échelle (il faut en plus justifier l'absence de discrimination hors

⁴⁵ Seule la péninsule ibérique est dans une situation encore plus défavorable.

⁴⁶ Avec alors un impact potentiel sur l'équilibre offre/demande en électricité. Le délestage des CCCG se fait donc après avis (voire aval) de RTE.

⁴⁷ En coupant d'abord les gros consommateurs (plus de 5 GWh/an), puis les autres.

celle prévue dans le plan d'urgence gaz et s'assurer que tous les clients d'une même catégorie subissent le même traitement en même temps⁴⁸ !).

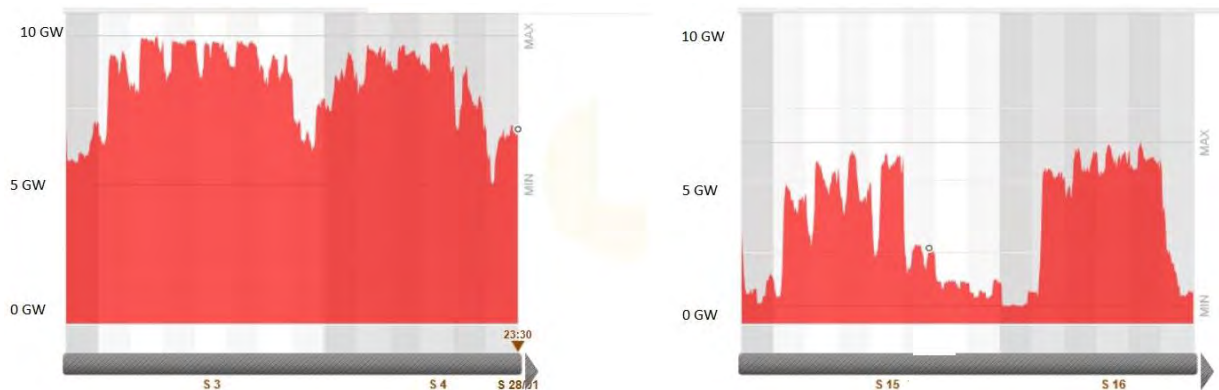
En cas d'intervention d'un agent pour un délestage par coupure physique, le rétablissement post-crise de la fourniture de gaz nécessite à nouveau une intervention manuelle.

Compte tenu de tous ces éléments, il serait intéressant d'évaluer le coût pour la nation d'une rupture d'approvisionnement se traduisant par des délestages. Ce coût se composerait des pertes financières subies par le système gazier, et des pertes économiques⁴⁹ pour les clients délestés (industriels, secteur tertiaire, voire les ménages). Cette étude, probablement très complexe, n'a, à la connaissance de la mission et des personnes rencontrées, jamais été faite en France (à la différence de l'électricité où une telle étude a été faite par RTE, voir paragraphe I.4.1).

Le régulateur britannique OFGEM a cependant publié en 2011 un rapport évaluant ce coût pour les seules pertes subies par le système gazier. Le coût du MWh non fourni se situe dans une fourchette allant de 200 à 1 400 €/MWh (selon la nature des clients délestés et la durée du délestage). Ce coût est à comparer au prix de vente actuel du gaz en France, de l'ordre de 65 €/MWh pour un consommateur résidentiel chauffé au gaz naturel..

Liens entre sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité

Les centrales à gaz jouent un rôle crucial pour l'ajustement de puissance au cours des périodes froides de l'hiver. Les graphiques ci-dessous représentent la puissance en GW fournie par les centrales à gaz, à gauche durant les semaines critiques du 15 au 28 janvier et, à droite, à titre de comparaison, du 9 au 22 avril 2017. On remarque notamment que, durant la « crise », la puissance s'est toujours maintenue au-dessus de 8 GW pour un parc installé de 11,7 GW.



Comparaison entre les puissances appelées des centrales au gaz, en GW, sur les semaines S3 et S4 de 2017 (du 15 au 28 janvier 2017) et sur les semaines S15 et S16 (du 9 au 22 avril 2017). Source : RTE, eCO2mix.

Les centrales au gaz, et tout particulièrement les CCG qui représentent plus de la moitié de la puissance installée de centrales au gaz, doivent donc disposer d'une priorité et d'un approvisionnement suffisant, puisque les périodes de froid sont également des périodes de tension

⁴⁸ En pratique, une crise d'approvisionnement se traduit dans un premier temps par des déséquilibres localisés sur le réseau, de sorte que les gestionnaires de réseau vont chercher à maintenir le bon fonctionnement du réseau en délestant les sites de consommation situés dans les zones sur lesquelles un déficit de gaz est observé.

⁴⁹ Auxquelles se rajouterait un « coût psychologique » lié à la perte de confiance dans un approvisionnement en gaz à l'avenir.

pour le gaz en raison de sa part dans le chauffage. Or, les centrales à gaz ne sont pas prioritaires parmi les clients gaz, même si elles disposent d'une protection « officieuse », à savoir la nécessité de l'accord de RTE pour les interrompre. Ceci accroît donc le risque sur les ménages (pourtant considérés comme prioritaires). La part de l'électricité issue des centrales à gaz durant les périodes de tension (de l'ordre de 10% de la demande) illustre bien le risque qu'un manque d'approvisionnement en gaz de ces centrales pourrait faire courir au réseau électrique.

A la différence de l'électricité, le gaz peut se stocker et les quantités de gaz à consommer par les centrales à gaz pour faire face aux périodes de forte demande peuvent être estimées (aux aléas météorologiques près) par RTE dans ses Bilans prévisionnels et ses analyses préalables au passage de l'hiver. Il serait donc en théorie possible d'évaluer les besoins en stockage des centrales à gaz et de participer au coût de ce stockage via le financement de la sécurisation du réseau électrique.

Il n'y aurait pas d'investissement supplémentaire à prévoir car les stockages de gaz actuels ont vraisemblablement une capacité suffisante. Au vu de la consommation estimée à la pointe des CCCG actuelles, le coût de stockage associé serait d'environ 70 M€. Ce coût, supporté par les fournisseurs de gaz pour garantir le fonctionnement des CCCG en période hivernale de forte demande et donc garantir la fourniture de courant électrique durant ces mêmes périodes, devrait *in fine* être répercuté dans le prix de vente de l'électricité. Rapporté à la consommation électrique annuelle, l'impact final en serait de 0,14 €/MWh (à comparer au TRV⁵⁰ actuel de l'ordre de 150 €/MWh ou au prix actuel du mécanisme de capacité pour l'électricité, de l'ordre de 2 €/MWh)

Ce coût peut aussi être comparé au coût de stockage de l'électricité dans une STEP : 13 €/MWh, hors investissement, dans le meilleur des cas (source : Union française de l'électricité UFE).

Conséquence : un critère de sécurité exigeant

Le code de l'énergie indique que des obligations de service public (OSP) sont assignées aux fournisseurs de gaz et aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution ; parmi ces OSP figurent la continuité de la fourniture de gaz et la sécurité d'approvisionnement (article L 121-32). Ces obligations sont précisées aux articles R121-3, R121-8 et R121-11, qui s'appliquent respectivement aux fournisseurs, aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution de gaz : ils sont tenus d'assurer la continuité de fourniture et d'acheminement de gaz⁵¹ « *même dans les situations suivantes* :

1. Hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
2. Température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans. »

Cette obligation ainsi quantifiée est qualifiée par les professionnels de « critère 2% », couvrant ainsi un risque climatique et une pointe de froid tels qu'il ne s'en produise pas plus de deux par siècle.

Les fournisseurs doivent en plus assurer une continuité de fourniture *en cas de disparition pendant six mois maximum de leur principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes*.

⁵⁰ Tarif réglementé de vente.

⁵¹ Hors clients contractuellement interruptibles.

Dans la pratique, les fournisseurs de gaz s'acquittent de cette obligation :

- en diversifiant leurs sources de gaz, entre les entrées par gazoduc, les terminaux de gaz naturel liquéfié et les stockages souterrains répartis sur le territoire national ;
- en constituant des stocks de gaz en amont de l'hiver ; une obligation de constitution de stocks est associée à l'ensemble des clients non interruptibles raccordés au réseau de distribution, ce qui couvre l'essentiel des clients à consommation modulée, hormis les CCCG⁵².

Les opérateurs des réseaux de gaz dimensionnent leurs infrastructures, après avoir calculé selon une méthodologie validée par la CRE les quantités de gaz à transporter à la consommation de pointe 2%.

La mission a constaté :

- que ce critère 2% est relativement ancien ; mentionné initialement dans le décret n°2004-51 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz, il a depuis été reconduit dans les évolutions législatives et réglementaires ultérieures jusque et y compris le décret du 27 octobre 2016 portant programmation pluriannuelle de l'énergie (art.8) ;
- qu'aucune justification objective théorique n'est fournie a priori sur ce chiffre (pourquoi pas 1%, 3%, 4%, ... ?).

Cela amène donc la mission à envisager que, si le critère est basé sur un risque exclusivement climatique, il vise en réalité aussi, par ses conséquences pratiques sur l'ensemble du système gazier, à pallier d'éventuelles difficultés d'autres natures découlant des fragilités structurelles d'approvisionnement de la France en gaz, décrites plus haut.

II.2. Situation comparée en Europe

En termes de sécurité d'approvisionnement du territoire en gaz, le règlement européen 1938/2017 visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement 994/2010 impose aux réseaux de transport des États membres les éléments suivants :

- Dimensionnement des infrastructures **au risque 5%**. Cela signifie que le réseau doit permettre d'assurer l'acheminement des consommations de pointe journalière des clients protégés (clients raccordés sur les réseaux de distribution), sur sept jours durant un hiver froid avec une probabilité d'occurrence de 5%, soit cinq fois par siècle.
- Évaluation de la résilience du système national par l'estimation de sa flexibilité selon le ratio N-1. Ce ratio se calcule comme le pourcentage de la consommation de pointe au risque 5% des clients protégés – donc diminuée des capacités interruptibles – couvert par l'ensemble des capacités d'entrée de gaz sur le réseau (gazoducs, production, stockage et terminaux de gaz naturel liquéfié GNL) diminué de la principale source d'alimentation. Il doit être supérieur

⁵² Pour plus de précisions sur les stockages souterrains de gaz, leur économie générale et les obligations afférentes : cf le rapport commun CGEDD n°010930-01/ CGE n°2016/36 sur le stockage souterrain de gaz.

à 100% pour que le système soit résilient au sens du règlement. Pour le cas de la France, le ratio calculé en retranchant les principales capacités d'Obergailbach ou Taisnières (voir carte ci-dessus), soit 650 GWh/j, est de 130%. Ce ratio théorique conditionne le dimensionnement et la diversité des infrastructures d'approvisionnement mais pas la disponibilité de la molécule.

Les fournisseurs de gaz sont soumis à des obligations similaires : garantie d'approvisionnement permettant de couvrir une consommation de pointe de leurs clients protégés au risque 5%, et couverture d'une défaillance (pendant 30 jours) du plus important approvisionnement du territoire national.

On voit donc que la réglementation nationale française de sécurité d'approvisionnement, antérieure au règlement européen, est aussi globalement plus contraignante : on couvre un risque 2% alors que le règlement européen demande⁵³ la couverture d'un risque climatique 5%⁵⁴.

La mission, avec l'appui de la Direction Générale du Trésor, a par ailleurs étudié la situation de quelques pays européens voisins (Allemagne, Royaume-Uni, Suisse, Italie, Espagne, Belgique, voir en annexe). Dans tous les cas, le règlement européen « au risque 5% » s'applique *a minima*.

Seule la Belgique retient dans sa réglementation un critère plus exigeant que le risque 5%, en définissant un critère de continuité d'approvisionnement pour l'hiver le plus froid du siècle (« risque 1% »).

Le Royaume-Uni envisage, en plus du dimensionnement au risque 5%, les mesures d'urgence à prendre dans un scénario de crise qui affecterait les gazoducs le reliant à la Norvège et à la Belgique pendant soixante jours lors d'un hiver très froid tel qu'il s'en produit une fois tous les cinquante ans.

L'Allemagne, sans aller non plus au-delà du critère européen 5%, publie et actualise⁵⁵ régulièrement un plan de développement du réseau gaz (NEP gaz), qui vise la garantie de la sécurité d'approvisionnement du pays par le développement des infrastructures et la programmation des investissements correspondants (stockages, gazoducs).

L'Italie et l'Espagne s'en tiennent strictement au critère 5% (tout en s'assurant, dans le cas de l'Italie, d'un remplissage optimal des stockages souterrains par le biais d'un système d'enchères).

II.3. Retour d'expérience sur les difficultés rencontrées pour l'approvisionnement en gaz en 2009, 2012 et 2016/2017

Comme la lettre de mission l'y invitait, la mission a examiné la problématique de la sécurité d'approvisionnement et du critère à la lueur des difficultés rencontrées lors de l'hiver 2016/2017.

⁵³ La réglementation européenne fixe un niveau minimum de sécurité d'approvisionnement que doivent mettre en œuvre l'ensemble des Etats membres, mais prévoit aussi la possibilité qu'ils appliquent des normes renforcées.

⁵⁴ Calculé sur une moyenne plus longue : sept jours pour le texte européen contre trois jours pour le texte français.

⁵⁵ Par exemple pour tenir compte des arrivées de gaz russe par le nouveau projet de gazoduc Nord Stream 2.

Elle a souhaité élargir cet examen aux années 2009 et 2012 : dans les trois cas, des aléas d'origines différentes ont en effet conduit à un risque de rupture de fourniture de gaz aux usagers.

En janvier 2009, un aléa géopolitique

Suite à un différend diplomatique et commercial entre la Russie et l'Ukraine, le transit de gaz russe via l'Ukraine a été réduit puis interrompu du 7 au 20 janvier. De ce fait, les capacités d'entrée à Obergailbach ont été réduites de 300 à 100 GWh/j.

En parallèle de cet aléa système, une vague de froid d'un niveau de risque 20%, soit telle qu'il s'en déroule une fois tous les cinq ans, s'est produite du 6 au 12 janvier.

Malgré le haut niveau de consommation, les stockages, préalablement bien remplis, ont suffi en France à compenser la baisse d'approvisionnement en gaz russe, ce qui n'a pas été le cas dans d'autres pays de l'Union européenne.

En février 2012, un aléa climatique marqué

La première quinzaine de février 2012 est caractérisée par un froid intense qui a conduit à battre des records de consommations de gaz sur le territoire : cette vague de froid correspondait nationalement à un risque 10% (une fois tous les dix ans), se situant localement entre 2 et 5% (Savoie, Dauphiné).

Les stockages ont permis de faire face à l'augmentation forte et rapide de la demande. En moyenne, les sites de stockage à eux seuls ont fourni près de 50% de la demande nationale sur la période, et près de 100% en zone grand Sud-Ouest.

Durant cet épisode, les capacités aux interconnexions frontalières étaient sollicitées à 100% et les apports du terminal méthanier de Montoir sont restés faibles, montrant la fragilité en termes de garantie de cette source d'approvisionnement⁵⁶. Les exportations de gaz vers la Suisse, l'Italie et l'Espagne ont été maintenues à des niveaux élevés.

Si les niveaux d'obligation avaient été calculés selon le critère européen au risque 5%, la baisse de marge de manœuvre aurait conduit à des interruptions de service pour les gros clients industriels raccordés au réseau de transport plus d'un jour sur deux ; de plus, lors des deux jours les plus froids, il aurait peut-être fallu interrompre (théoriquement cf. supra) également l'alimentation des clients protégés.

⁵⁶ Les raisons en sont son caractère discontinu, qui implique des délais d'acheminement, et la dégradation de l'attractivité du marché européen par rapport au marché asiatique. Celles-ci sont susceptibles d'évoluer dans un sens plus favorable à l'avenir.

Lors de l'hiver 2016/2017, des aléas techniques entraînant une congestion locale (Sud-Est)

De décembre 2016 à fin janvier 2017, de sérieuses tensions sont apparues sur la partie sud-est du réseau gazier, avec de réels risques de ruptures d'approvisionnement des clients, alors même que la période ne correspondait pas à un froid particulièrement rigoureux (risque de 50%, soit une occurrence une fois tous les deux ans). Cependant, la sollicitation des centrales CCCG a été maximale, au vu de la carence relative constatée sur les autres moyens de production électrique (cinq réacteurs nucléaires étant encore à l'arrêt lors du pic de demande).

En parallèle, plusieurs problèmes techniques et commerciaux ont affecté les infrastructures gazières du Sud-Est :

- les stockages de la zone à un niveau initialement bas ; situation aggravée par des travaux indispensables (remplacement d'échangeurs) sur le stockage de Manosque, qui en ont limité la disponibilité ;
- carence des disponibilités et des arrivées de gaz GNL, en provenance d'Algérie, au terminal de Fos.

Le délestage a été évité de peu et le retour à la normale en zone Sud-Est n'a pu se faire que par deux types de mesures exceptionnelles :

- le « détournement » de deux méthaniers chargés en GNL du terminal de Montoir (Loire-Atlantique) vers Fos ;
- l'envoi d'avis d'instructions opérationnelles (très partiellement suivis) aux fournisseurs pour augmenter les soutirages et *in fine* la mobilisation du stockage « stratégique » de GRTgaz à Tersanne, normalement réservé pour la fourniture de dernier recours des clients chargés d'une mission d'intérêt général (établissements scolaires, de santé...).

En conclusion de l'examen de ces trois cas, il apparaît qu'un dimensionnement des infrastructures gazières au risque 5%, avec un niveau de stockage souterrain de gaz inférieur, aurait conduit à une rupture d'approvisionnement et à des coupures de gaz sur l'ensemble du territoire en 2012 et sur la zone Sud-Est en 2016/2017.

Réciproquement, il est intéressant de regarder quel aurait été l'état du système si, dans ces trois situations, on avait connu des températures très froides aux risques 2% et 5% (alors qu'on était en réalité respectivement à 20%, 10% et 50%).

Le tableau suivant met en regard les arrivées réelles de gaz et les consommations, en situation réelle et aux pointes 5% et 2%.

Unité GWh/j	2009 réel	2009 à 5%	2009 à 2%	2012 réel	2012 à 5%	2012 à 2%	2016/17 réel	2016/17 à 5%	2016/17 à 2%
Consommation intérieure	2 954	4 160	4 415	3 669	4 160	4 415	2 354 ⁵⁷	4 160	4 415
Export ⁵⁸	251	251	251	449	449	449	149	149	149
Total besoin	3 205	4 411	4 666	4 118	4 609	4 864	2 503	4 309	4 564
Stockage	1 982	1 982	1 982	2 031	2 031	2 031	1 945	1 945	1 945
Appro gazoduc	1 742	1 742	1 742	1 824	1 824	1 824	1 409	1 409	1 409
Appro GNL	430	430	430	464	464	464	118	118	118
Production nationale (Lacq)	21	21	21	16	16	16	0	0	0
Total fourniture	4 174	4 174	4 174	4 335	4 335	4 335	3 472	3 472	3 472
Solde	969	-237	-492	217	-274	-529	1 118	-837	-1 092
Souscrit ⁵⁹	5 081	5 081	5 081	4 846	4 846	4 846	5 111	5 111	5 111

Dans les trois cas, si la fourniture de gaz a bien été supérieure aux besoins (de peu en 2012), la survenance d'une pointe de froid à 2% comme à 5% aurait conduit à un déficit d'approvisionnement en gaz et à des mesures de délestage (probablement localisées en zone Sud-est en 2016/2017), les quantités réelles de gaz amené n'ayant pas été à l'optimum souscrit⁶⁰.

Cela met en évidence le fait que, pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la valeur chiffrée du critère de sécurité n'apparaît pas comme fondamentale, l'essentiel étant de garantir, par leur mise à niveau technique et économique (régulation), que les outils de logistique gazière jouent pleinement leur rôle.

II.4. Balance avantages/ inconvénients d'un passage du critère 2% au critère 5%

Le critère 2%, s'il assure un niveau de sécurité théorique supérieur, génère également des coûts supérieurs pour les acteurs du système, fournisseurs et exploitants d'infrastructure. Ils sont partiellement répercutés sur les consommateurs : la régulation permet bien une couverture intégrale des dispositifs régulés (c'est son objet même), mais d'autres intervenants, en particulier les fournisseurs, doivent tenir compte de l'état du marché (concurrence entre énergies, existence de contrats long terme ...) en rognant sur leurs marges.

⁵⁷ 1 529 en zone nord, 825 en zone sud.

⁵⁸ Valeur réelle constatée. Les valeurs maximales pouvant être théoriquement souscrites par les clients à l'export sont plus importantes : 559 GWh/j en 2009, 718 GWh/j en 2012 et 909 GWh/j en 2016/2017.

⁵⁹ Pour mémoire : ce qui est souscrit par les fournisseurs aux différentes sources et qui devraient leur permettre de respecter leurs obligations (dont le risque 2%).

⁶⁰ Qui est lui-même inférieur à l'optimum théorique, défini par la capacité des différentes infrastructures. En 2009 et 2016/2017, une marge existait néanmoins, les importations par gazoduc n'ayant pas atteint le maximum souscrit sur cette source par les fournisseurs. En 2012, ce maximum souscrit était atteint, les gazoducs d'importation n'étant cependant pas saturés techniquement.

Ces coûts sont de deux natures :

- les coûts fixes d'investissement dans les infrastructures : réseaux de transport, terminaux GNL dans les ports, et installations de stockage souterrain ;
- les coûts variables liés aux souscriptions faites par les fournisseurs dans les différentes infrastructures pour remplir leurs obligations : ces réservations, de nature commerciale, sont renforcées par une obligation réglementaire portant spécifiquement sur le stockage⁶¹ .

Un passage au critère 5% n'impacterait pas les coûts fixes passés, déjà amortis. On peut penser que, dans un contexte de consommation gazière stagnante voire décroissante, il limiterait, voire diminuerait les coûts fixes à venir, par la fermeture d'infrastructures existantes. En sens inverse les exploitants de réseau estiment dans ce cas probable la nécessité d'ajouter de nouveaux ouvrages (branches) au réseau public de transport de gaz pour remédier aux risques locaux de congestion, augmentés par le manque de volume dans les stockages.

Concernant cet impact sur les investissements dans les infrastructures, il n'est à ce stade pas possible d'aller au-delà de cette analyse qualitative et d'effectuer le bilan chiffré, en positif ou négatif, de ces deux effets.

Pour les fournisseurs, la réduction du besoin en pointe, de l'ordre de 250 GWh/j pour la couverture d'un risque 5% sur trois jours (portée à -375 GWh/j pour le critère à sept jours du règlement européen) se traduit par une économie d'environ 70 M€ sur les réservations de stockage (ou 100 M€ au critère européen). Ce gain, ramené au volume de gaz consommé en France, est de 0,15 €/MWh (ou 0,21 €/MWh), soit 1% à 1,4% du prix de vente moyen de la molécule de gaz⁶².

Il n'est dans ce cas cependant pas évident que cette (modeste) économie soit répercutée sur les clients/consommateurs : dans un système de stockage régulé, si la base d'actifs régulés (BAR) restait inchangée, il serait alors prévu que cette baisse de recettes pour les stockeurs soit compensée par une augmentation du terme tarifaire lié à la sécurité, payé par les clients protégés. Seule une révision préalable de cette BAR permettrait de transférer ce gain aux clients finals.

Cette réduction de l'obligation de fourniture en cas de pointe de froid se traduirait aussi par une baisse des souscriptions des fournisseurs dans les réseaux de transport pour alimenter leurs clients, essentiellement ceux (modulés) raccordés *in fine* aux réseaux de distribution. Cette baisse, évaluée par les deux réseaux GRTgaz et TIGF à environ 10% (ou 18% pour la règle européenne à 7 jours), aurait l'une des deux conséquences suivantes :

- une baisse des recettes liées au transport du même ordre, difficilement soutenable à leur dire pour ces deux entreprises ;
- ou, le transport de gaz étant également régulé⁶³, une hausse de tarif unitaire du même montant pour assurer le maintien du revenu des réseaux. Les fournisseurs se trouveraient

⁶¹ Seul outil garantissant la présence de gaz « captif » sur le sol national : celui-ci doit représenter 80% du besoin de leurs clients calculé selon leurs profils de consommation réservés avant le 1^{er} novembre de chaque année.

⁶² Prix de marché moyen du gaz au PEG Nord : 16,3 €/MWh. Ce gain est de 1% à 2% est du même ordre de grandeur que leur marge commerciale.

⁶³ La régulation économique, des réseaux comme du stockage, est assurée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

alors dans la situation, assez paradoxale, de subir une forte augmentation tarifaire tout en ayant une garantie moindre d'acheminement du gaz à leurs clients !

Possibilité d'envisager un critère différencié selon les catégories d'utilisateurs

Le critère de sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui unique et indifférencié pour couvrir l'ensemble des consommateurs : clients résidentiels (10,6 millions de sites) ; clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution (663 000 sites) ; clients industriels (dont les centrales CCCG) rattachées au réseau de transport (1 000 sites).

Or cela ne reflète pas la réalité de l'ordre de priorité des délestages en période de crise (cf§2.1)

Il serait donc légitime d'envisager une règle de calcul du critère en tenant compte, par exemple en maintenant le critère 2% pour les clients protégés et en fixant ce critère à 5% pour les clients délestables.

On peut déjà noter que le nouveau règlement européen 1938/2017, déjà cité, peut entraîner *de facto* une telle différenciation. En effet, il fixe un principe de solidarité qui obligerait la France, en cas de crise d'approvisionnement dans un pays voisin et si cela est techniquement possible, à fournir du gaz à ce pays pour assurer la continuité de service des clients protégés de ce pays, au détriment des clients non protégés français. Une pointe de froid entre 3% et 5% en Allemagne pourrait donc se traduire par un délestage des consommateurs industriels français, alors même que le risque couvert en France n'est pas atteint.

Comme on l'a vu plus haut, ne sont dans la pratique délestables que les clients industriels raccordés au réseau transport (les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution ne peuvent pas être préférentiellement coupés et sont donc indifférenciables des clients résidentiels).

La consommation journalière à la pointe de ces clients transport est estimée à 990 GWh/j à la pointe 5% contre 1 000 GWh/j à la pointe 2% (source : document « *Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement de la France* », DGEC, juin 2014). Le gain est donc marginal (10 GWh/j) concernant leur besoin de couverture⁶⁴.

L'impact économique d'une telle différenciation serait donc très limité.

Accessoirement, la mission considère que le délestage obligatoire au froid 5% de ces clients industriels, alors que le risque de coupure des clients protégés n'est pas avéré, compromettrait probablement le dispositif d'interruptibilité contractuelle rémunérée, aujourd'hui en cours de déploiement.⁶⁵

⁶⁴ On peut cependant observer que la montée en puissance des CCCG, à la consommation modulée, depuis trois ans fait probablement évoluer ce chiffre à la hausse, sans bouleverser l'économie générale du raisonnement.

⁶⁵ La mission a également noté que, dans plusieurs cas, ces clients délestables n'ont pas été effectivement coupés, les pouvoirs publics prenant en compte les risques économiques et sociaux avancés (fermetures d'usines et mises en chômage partiel).

II.5. Conclusion et recommandations

La mission considère qu'il existe un intérêt à disposer de marges de manœuvre permettant d'assurer l'approvisionnement en gaz dans des conditions dégradées :




- La mission a constaté les facteurs géographiques, géopolitiques et technico-économiques susceptibles de fragiliser l'approvisionnement en gaz de la France.
- Par ailleurs, les mesures prévues en cas de crise d'approvisionnement par le plan d'urgence gaz sont en pratique difficiles à mettre en œuvre (ou inopérantes pour les plus sévères).

C'est à l'aune de ces deux paramètres qu'il faut apprécier la prise de risque que représenterait le passage du critère actuel 2% à un critère 5% généralisé. L'avantage économique pour les consommateurs finals est faible, voire nul en cas de maintien d'un système totalement régulé et de compensation intégrale des acteurs sous régulation. Le passage à un critère 5% différencié pour certains utilisateurs (industriels) est difficile à mettre en œuvre en pratique, pour un gain encore plus marginal.

De plus, au vu du poids croissant joué par les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) dans la production électrique, la mission estime qu'il serait incohérent de renforcer le critère de défaillance du système électrique, par exemple en diminuant le nombre maximum d'heures de coupure, comme expliqué au chapitre 1^{er}, et de relâcher le critère gaz, au risque de devoir assumer une double crise.

La mission formule donc les recommandations suivantes :

- 1) Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz à la pointe 2% en France, au vu de la balance risques/avantages que représenterait un alignement sur une pointe à 5%.**
- 2) Comptabiliser les centrales à cycle combiné gaz, seuls consommateurs de gaz aujourd'hui modulés et exonérés, dans les obligations liées à la sécurité d'approvisionnement en gaz, en particulier le stockage, et laisser se répercuter le coût correspondant dans les prix de vente de l'électricité.**

Pour le CGE	Pour le CGEDD
<p data-bbox="188 232 528 297">Mireille Campana Ingénieur général des mines</p>  <p data-bbox="188 633 528 698">Richard Lavergne Ingénieur général des mines</p> 	<p data-bbox="805 232 1145 297">Philippe Follenfant Ingénieur général des mines</p> 

Annexe 1 : Lettre de commande



*La Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer,
chargée des Relations internationales sur le climat*

Paris, le 13 avril 2017

Ségolène Royal

à

Madame la Vice-Présidente du Conseil
Général de l'Environnement et du
Développement Durable

Monsieur le Vice-Président du Conseil
Général de l'Économie

Objet : Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la
sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2016-2017 - Evolution
du critère de défaillance du système électrique et du critère de
sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) approuvée en octobre 2016 a confirmé à court terme les critères utilisés jusqu'à présent par les pouvoirs publics pour définir l'objectif de sécurité d'approvisionnement pour le système électrique et pour l'approvisionnement en gaz naturel, mais prévu que l'opportunité d'une révision de ces critères soit réexaminée d'ici la révision de la PPE en 2018.

La situation rencontrée durant l'hiver 2016-2017 ainsi que la vague de froid de février 2012 montrent que le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande sur le système électrique n'est pas abstrait et théorique. Ainsi, la reproduction début 2017 d'une vague de froid telle que celle de 2012 aurait pu conduire à devoir interrompre l'alimentation en électricité de plusieurs millions de nos concitoyens, pour des durées de plusieurs heures.

Les difficultés rencontrées ces derniers mois sur les réacteurs nucléaires français se conjuguent à une réduction des surcapacités du parc de production électrique français ces dernières années : de nombreuses centrales à charbon ont fermé entre 2013 et 2015, et l'ensemble des grandes centrales au fioul cessera d'être disponible au plus tard au printemps 2018. À moyen terme, la mise en place d'un prix élevé du carbone devrait également remettre en question la pérennité des dernières centrales à charbon, comme l'indique la PPE. Plusieurs pays voisins sont également engagés dans la fermeture de centrales à charbon ou lignite, réduisant les possibilités d'importation vers la France en cas de vague de froid. La montée en puissance des énergies renouvelables a vocation à se substituer à ces capacités, mais elle modifie les conditions de la sécurité d'approvisionnement et doit être analysée.

L'intérêt de réexaminer le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz a quant à lui été mis en évidence à l'occasion de la concertation menée ces deux dernières années pour la réforme du cadre législatif et réglementaire relatif au stockage de gaz naturel. Assurer un niveau de protection élevé a en effet un coût, que certaines catégories de consommateurs peuvent être réticents à assumer.

Les problématiques relatives à la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz naturel ne sont pas indépendantes. Les périodes de froid hivernal intense peuvent fréquemment conduire à des difficultés simultanées sur les réseaux d'électricité et de gaz, comme cela a été le cas en janvier 2017. Les centrales à gaz sont appelées à jouer un rôle de plus en plus significatif pour la couverture des pointes de consommation d'électricité hivernale, compte tenu de l'arrêt de centrales au fioul ou à charbon, renforçant les connexions entre les systèmes gazier et électrique.

Dans ce contexte, je vous demande de bien vouloir diligenter une mission visant à proposer des évolutions des critères utilisés pour évaluer la sécurité d'approvisionnement électrique ainsi que la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Le critère de défaillance du système électrique, actuellement fixé à trois heures d'espérance de défaillance annuelle pour des raisons d'équilibre offre-demande, est un critère ancien issu des pratiques internes à EDF antérieures à la libéralisation des marchés de l'électricité. Equivalent à une protection contre une vague de froid telle qu'il s'en produit statistiquement tous les dix ans, il ne traduit pas l'ampleur des conséquences de vagues de froid de probabilité inférieure, telle que celle rencontrée en février 2012.

Je souhaite que vous fassiez des propositions d'évolution de ce critère afin de mieux traduire l'impact des risques de probabilité faible, par exemple en prenant en compte également l'énergie non distribuée ou la profondeur de la défaillance en termes de nombre de clients coupés, ainsi que des propositions relatives au niveau de sécurité d'approvisionnement visé.

Vos propositions porteront également sur l'articulation entre les critères de sécurité d'approvisionnement électrique et gazier et la prise en compte des risques pour le système électrique liés à une pénurie de gaz.

Enfin, je souhaite que vous proposiez des modalités de prise en compte, dans le critère de défaillance ou dans les bilans prévisionnels réalisés par RTE, de la survenue possible de problèmes génériques affectant simultanément la disponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires, ainsi que de la baisse de disponibilité qui pourrait résulter de la réalisation dans les prochaines années des quatrièmes visites décennales et des investissements associés sur un grand nombre de réacteurs français.

Le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est fixé à un niveau élevé, plus exigeant que celui défini par la réglementation gazière européenne et pour l'électricité, et s'applique de manière uniforme à l'ensemble des consommateurs. Ce critère, fixé de manière à assurer l'approvisionnement

dans des conditions climatiques statistiquement observées une fois tous les cinquante ans, est également un critère ancien issu des pratiques antérieures à la libéralisation du marché gazier. Vous examinerez l'opportunité d'une évolution du critère de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, en niveau et en termes de différenciation entre catégories de consommateurs.

Vous veillerez à évaluer l'équilibre entre les coûts et les bénéfices associés à vos propositions, et à considérer l'ensemble des enjeux (économiques, environnementaux, sociétaux) à prendre en compte dans le cas d'une évolution du niveau de protection.

Ces propositions devront utilement alimenter les réflexions du Gouvernement pour la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui doit être élaborée d'ici fin 2018.

Pour conduire vos travaux, vous vous appuyerez sur les services de la Direction générale de l'énergie et du climat et pourrez solliciter les services de RTE, d'ENEDIS et d'autres gestionnaires du réseau de distribution électrique, de GRTgaz, TIGF, de GRDF et des autres gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel, et sur la Commission de régulation de l'énergie.

Je souhaiterais pouvoir disposer du rapport de cette mission pour la fin du mois d'octobre 2017 au plus tard.



Ségolène ROYAL

Annexe 2 : Résultats du parangonnage⁶⁶

	Electricité	Gaz
France	Article D141-12-6 du code de l'énergie : « <i>Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité</i> »	Article 8 du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie : « <i>Le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz est la continuité de la fourniture et de l'acheminement en gaz dans les situations suivantes :</i> - <i>hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans;</i> - <i>température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans</i> »
Allemagne	<p>- Loi de juillet 2005 sur l'approvisionnement en électricité et en gaz (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) ; Partie 6 : sécurité et fiabilité de l'alimentation : Paragraphe 51 : Gestion de la sécurité de l'approvisionnement qui désigne le ministère fédéral de l'économie et de l'énergie est responsable de la surveillance et de l'évaluation la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (article de portée très générale : indique la responsabilité du ministère de l'économie et des finances mais ne mentionne aucun critère).</p> <p>- Loi sur le développement du marché de l'électricité adoptée le 8 juillet 2016, destinée à préparer le marché de l'électricité à l'augmentation de la part des énergies renouvelables et à ouvrir la voie à une mise en concurrence de la production et de la demande flexibles et du stockage, tout en renforçant la sécurité de l'approvisionnement.</p> <p>Cette loi introduit des garanties supplémentaires à la sécurité d'approvisionnement par le biais d'une réserve de capacité et d'un suivi stricte de la sécurité d'approvisionnement.</p>	<p>- Loi de juillet 2005 sur l'approvisionnement en électricité et en gaz du 7 juillet 2005 (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) ; Partie 6 : sécurité et fiabilité de l'alimentation : Paragraphe 51 : Gestion de la sécurité de l'approvisionnement qui désigne le ministère fédéral de l'économie et de l'énergie est responsable de la surveillance et de l'évaluation la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (article de portée très générale : indique la responsabilité du ministère de l'économie et des finances mais ne mentionne aucun critère).</p> <p>- Le « Plan de développement du réseau (NEP) de gaz », actualisé tous les ans, comprend des mesures nécessaires à une exploitation sûre et fiable du réseau de façon à garantir la sécurité d'approvisionnement :</p> <ul style="list-style-type: none"> - diversification des sources d'approvisionnement, - diversification des itinéraires de transport, itinéraires de transport, - entretien de relations stables avec les fournisseurs, - contrats d'approvisionnement en gaz à long terme; - stockage souterrain <p>L'Allemagne s'est constituée près de 24,1 milliards de mètres cubes de réserves.</p>

⁶⁶ Source : Ministère de l'économie et des finances, DG Trésor, via les ambassades de France.

<p>Belgique</p>	<p>La loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999 (la « loi Électricité ») décrit le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre. Ce niveau est déterminé par un double critère « <i>Loss of Load Expectation</i> » (LOLE).</p> <ul style="list-style-type: none"> • LOLE < 3 heures • LOLE95 < 20 heures <p>— « LOLE » : un calcul statistique déterminant le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale.</p> <p>— « LOLE95 » : un calcul statistique déterminant le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement exceptionnelle (une année statistique exceptionnelle intervient avec une probabilité de 1 sur 20, soit percentile 95).</p> <p>En plus de ces indicateurs qui concernent uniquement le nombre d'heures durant lequel l'approvisionnement en énergie ne peut pas être complètement assuré, le modèle donne des informations sur le déficit d'énergie pendant les heures concernées et la probabilité de survenance d'une situation de « <i>Loss of Load</i> » :</p> <p>— « ENS » (<i>Energy Not Served</i>) : la quantité d'énergie qui ne peut pas être fournie pendant les heures de LOLE. Il existe donc une ENS (année moyenne) et une ENS95 (année statistiquement exceptionnelle), exprimées en GWh par année.</p> <p>— « LOLP » (<i>Loss of Load Probability</i>) : le risque qu'une situation « <i>Loss of Load</i> » intervienne à un moment déterminé, exprimé en%.</p>	<p>La sécurité d'approvisionnement en gaz de la Belgique est basée sur le respect de 3 critères de continuité de l'approvisionnement utilisés par le secteur, à savoir :</p> <p>— critère 1 : le volume de l'hiver doit pouvoir couvrir la consommation de l'hiver 1962/63, le plus froid du siècle (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;</p> <p>— critère 2 : un volume de pointe pour 5 jours consécutifs entre -10 °C et -11 °C doit être assuré (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;</p> <p>— critère 3 : une capacité de transport de pointe horaire à -11 °C doit être garantie (risque statistique de 1 sur 20 ans). Ce critère respecte la directive 2004/67/CE du Parlement européen et du conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. La directive prévoit la nécessité de garantir la capacité de transport interne pour une pointe de demande exceptionnellement élevée de gaz naturel en cas de conditions climatiques extrêmement froides qui se produisent statistiquement une fois tous les vingt ans.</p> <p>Les trois critères visent à ce que le transport interne et l'approvisionnement puissent être assurés dans les cas de conditions climatiques extrêmes de type « pointe extrême de froid » ou « hiver extrêmement rigoureux » observés en Belgique.</p>
------------------------	---	--

<p>Espagne</p>	<p>Le <i>Plan de Desarrollo de la red de Transporte eléctrica</i> (Plan de développement du réseau de transport d'énergie électrique) 2015-2020 adopté en Conseil de ministres le 16 octobre 2015 a établi comme critère de sécurité d'approvisionnement électrique :</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>un indice de couverture calculé comme le quotient entre la puissance nette disponible de l'équipement générateur et la pointe de la demande moyenne horaire en b.c. en hiver comme en été.</i> - <i>un indice $\geq 1,1$ est considéré comme un chiffre garantissant correctement la couverture de la demande du système en situation de pointe extrême.</i> 	<p>Le <i>Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español</i> (Plan d'action préventif du système gazier espagnol) du 5 octobre 2015) reprend in extenso les conditions prévues à l'article 8 du règlement européen 994/2010 :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) <i>des températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans;</i> b) <i>une période d'au moins trente jours de demande en gaz exceptionnellement élevée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans; et</i> c) <i>une période d'au moins trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.</i>
<p>Italie</p>	<p>Le code du réseau italien est le document adopté par le gestionnaire du réseau de transport, Terna, sous le contrôle de l'Etat, et qui détermine ses obligations.</p> <p>Le code définit les différents types d'incidents (isolé ou multiple), les différents états du réseau (normal, alerte, urgence, interruption, remise en état) et les procédures à mettre en œuvre pour chaque type de défaillance (actions à mener, notification aux autorités).</p> <p>Terna doit également soumettre chaque année à l'Etat une liste des « installations essentielles pour la sécurité du système électrique ». Cette liste inclut les centrales dont la défaillance « ne permet pas d'assurer un niveau satisfaisant de sécurité de gestion du réseau électrique (art. 63.1 de l'Annexe A de la délibération 111/06 de l'autorité de l'énergie).</p> <p>Il n'existe cependant pas d'objectif quantitatif à respecter en termes de niveau de fourniture ou de délai remise en état après un incident.</p>	<p>L'Italie applique le règlement européen 994/2010. L'article 6 du règlement prévoit la règle « N-1 » : en cas d'interruption de la principale infrastructure d'approvisionnement en gaz, le système doit satisfaire pendant un jour une demande équivalente au pic de demande des vingt dernières années dernières années.</p>

<p>Luxembourg</p>	<p>Au niveau du réseau électrique, le développement des infrastructures nationales est basé sur des plans d'investissement décennaux qui ont pour objectif d'anticiper les évolutions de production et de consommation d'énergie. Ces plans de développement sont établis selon des critères de planification à long terme des réseaux électriques à haute tension, axés autour de 3 objectifs principaux, inscrits dans la lignée des textes nationaux (loi du 1er août 2007 sur l'organisation du marché de l'électricité {Mémorial A, N° 152 du 21 août 2007}, modifiée par la loi du 7 août 2012 {Mémorial A, N° 178 du 22 août 2012}) ainsi que de la politique énergétique de l'UE.</p> <p>Le premier objectif est celui de la sécurité d'approvisionnement des réseaux haute tension luxembourgeois ; il fait référence à la sécurité des infrastructures de transmission de l'énergie électrique. La perte d'un élément quelconque du réseau à haute tension ne doit pas entraîner de perte de consommateurs. Cette notion, communément appelée critère n-1, s'appuie sur le développement des infrastructures et des interconnexions afin d'assurer l'approvisionnement des consommateurs au sein du pays.</p>	<p>Les normes d'approvisionnement en gaz correspondent à la garantie de la demande des clients protégés (définis au Luxembourg comme l'ensemble des ménages connectés à un réseau de distribution de gaz) pour chacun des scénarios suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> — Scénario de demande extrême 7 jours : cas de températures extrêmes pendant une période de pointe de 7 jours, se produisant avec une probabilité d'une fois en vingt ans ; — Scénario de demande extrême 30 jours : cas de températures extrêmes pendant une période de pointe de 30 jours, se produisant avec une probabilité d'une fois en vingt ans; — Scénario de demande moyenne 30 jours en cas de défaillance de Remich (point d'interconnexion avec l'Allemagne) : conditions hivernales moyennes pendant une période de 30 jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure. <p>Un calcul de profilage a été effectué en considérant un volume annuel corrigé du climat du segment des ménages de 2 853 GWh/an².</p> <p>En faisant l'hypothèse que la courbe de charge des ménages peut être modélisée à 80% par un profil habitat individuel et à 20% par un profil habitat collectif, et en appliquant les températures historiques depuis 1992 à ces profils, les demandes maximales sur 7 jours, 30 jours, et la demande sur 30 jours en hiver moyen ont été déduites :</p> <ul style="list-style-type: none"> — — Scénario de demande extrême 7 jours : 23,15 GWh/j; — — Scénario de demande extrême 30 jours : 20,11 GWh/j; — — Scénario de demande moyenne 30 jours, en cas de défaillance de Remich : 14,32 GWh/j.
--------------------------	---	---

<p>Royaume-Uni</p>	<p>La réforme du marché de l'électricité adoptée en décembre 2013 (<i>Electricity Market Reform - EMR</i>) arrête un critère de défaillance du système électrique à 3 heures de défaillance annuelle, exprimée en probabilité de délestage (« <i>3 hours loss of load expectation per year</i> »).</p> <p>C'est ce critère qui permet de fixer le volume de capacité à contractualiser pour le marché de capacité britannique, mécanisme également introduit par l'EMR2013 et en place depuis l'hiver 2017/2018.</p>	<p>L'études de risque pour la sécurité d'approvisionnement en gaz transmis à l'Union européennes en octobre 2016 procède à une évaluation au regard des conditions les plus extrêmes de dysfonctionnement des infrastructures ou de choc de la demande ("<i>the most extreme combination of severe infrastructure failure or supply shocks</i>").</p> <p>Les scénarios envisagés sont détaillés par une étude réalisée par le bureau d'études privée Pöyry réalisée pour le régulateur Ofgem en juin 2014. Un scénario d'hiver très rigoureux est testé ainsi que le disfonctionnement de capacités de stockage et de pipelines vers la Norvège et la Belgique sur une période hivernale de 60 jours pour un hiver froid (1 tous les 50 ans) en 2016, 2020 et 2030.</p>
--------------------	--	---

<p>Suisse</p>	<p><i>I - Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) du 23 mars 2007 (Etat le 1er octobre 2017) :</i></p> <p>Section 2 Sécurité de l'approvisionnement (extraits)</p> <p>Art. 8 Tâches des gestionnaires de réseau</p> <p>1 - Les gestionnaires de réseau coordonnent leurs activités. Ils doivent en particulier:</p> <p>c. <u>assurer une réserve de capacité de réseau suffisante;</u></p> <p>Art. 9 Mesures en cas de mise en danger de l'approvisionnement</p> <p>... le Conseil fédéral peut prendre des mesures en collaboration avec les cantons et les organisations de l'économie pour:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. augmenter l'efficacité de l'utilisation de l'électricité; b. acquérir de l'électricité, notamment au moyen de contrats d'achat à long terme et du développement des capacités de production; c. renforcer et développer les réseaux électriques. <p>Il avait été également envisagé d'utiliser des centrales à gaz à titre transitoire en attendant l'achèvement des nouvelles centrales nucléaires.</p> <p>II- Loi fédérale sur l'approvisionnement économique du pays (LAP) - 17 juin 2016</p> <p>Art. 4 Biens et services vitaux :</p> <p>1 - Sont vitaux les biens et services qui sont nécessaires, directement ou dans le cadre des processus économiques, pour faire face à une pénurie grave.</p> <p>2 - Sont des biens vitaux, notamment : les agents énergétiques</p>	<p><i>I- En situation de pénurie, L'Office fédéral de l'approvisionnement économique du pays (OFAE) peut obliger les propriétaires d'installations bicom bustibles à commuter sur le mazout afin d'assurer l'approvisionnement en gaz des ménages, petits artisans.</i></p> <p>II- Pour faire face à ces situations de crise et au cas où la pénurie toucherait à la fois le gaz et le pétrole, l'industrie du gaz est tenue de constituer des stocks de mazout sous la houlette de <u>Provisiogas</u> (Association Cf. para. ci-après).</p> <p>Ces stocks obligatoires permettent de couvrir les besoins en mazout - au titre d'énergie de remplacement - des installations bicom bustibles durant au moins quatre mois et demi.</p> <p><i>III- La société régionale romande Gaznat et la société régionale GVM, disposent de capacités de stockage sur le <u>site d'Etrez</u>, au nord de Lyon dont elles ont cofinancé la construction. Ces capacités équivalent à 5% de la consommation suisse de gaz naturel.</i></p>
---------------	---	---

Contexte allemand

Dans la cadre de la transition énergétique allemande engagée dans les années 2000 et accélérée après l'accident de Fukushima, les énergies renouvelables sont amenées à représenter à l'avenir la plus grande part de l'approvisionnement énergétique du pays. D'ici 2050 leur part dans la consommation d'électricité brute devrait au moins s'élever à 80%. Si la production d'électricité est encore actuellement assurée à près de 70% par les sources d'énergies conventionnelles, le développement soutenu des énergies renouvelables et l'abandon progressif de l'énergie nucléaire modifient progressivement la composition du mix électrique allemand qui présente une situation particulière et originale dans le contexte européen. Fin 2016, d'après l'Agence allemande des réseaux, les installations de production en service totalisaient une puissance nominale nette d'environ 204,1 gigawatts (GW) et la puissance installée cumulée du photovoltaïque et de l'éolien atteignait 84 GW.

En 2005, la législation allemande faisait mention de la sécurité de l'approvisionnement (sans entrer les détails techniques) :

Loi sur l'approvisionnement en électricité et en gaz du 7 juillet 2005 (Energiewirtschaftsgesetz EnWG)⁶⁷

Cette loi de 2005 de portée très générale en matière de sécurité d'approvisionnement a été complétée par d'autres instruments avec la croissance de la part du renouvelable dans le mix énergétique allemand. En effet dans un contexte particulier de transition énergétique, l'Allemagne a développé des outils spécifiques à sa situation pour assurer sa sécurité énergétique pour sa fourniture d'électricité et de gaz :

Pour l'électricité, l'Allemagne a instauré une réserve stratégique et des capacités de stockage.

Le potentiel des énergies renouvelable étant fortement dépendant des conditions météorologiques et n'étant pas disponible en permanence pour répondre à la demande du marché, en 2015 l'Allemagne instauré une réserve stratégique, laquelle consiste à éviter le déclassement d'un certain nombre de centrales de production au charbon pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.⁶⁸ Cette réserve de capacité, d'un volume d'environ 2 gigawatts aujourd'hui devrait être réévaluée par le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi) au moins tous les deux ans.

Par ailleurs, en 2015, dans un livre blanc intitulé « *Un marché de l'électricité pour la transition énergétique* », le BMWI avait formulé plusieurs propositions, dont certaines destinées à surveiller l'état de l'approvisionnement : « *Un processus d'évaluation continue doté des dernières méthodes en la matière devrait être mis en place afin de vérifier que la sécurité de l'approvisionnement est effectivement assurée. A cette fin le BMWI fera paraître au minimum tous les deux ans un rapport sur la sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne dans le contexte du marché européen de l'électricité* ».

Ces propositions de 2015 articulées en 3 piliers ont conduit à une modification législative avec la loi sur le développement du marché de l'électricité adoptée le 8 juillet 2016, destinée à préparer le marché de l'électricité à l'augmentation de la part des énergies renouvelables et à ouvrir la voie à une mise en concurrence de la production et de la demande flexibles et du stockage.

La loi de juillet 2016 constitue une transformation de fond du marché allemand de l'électricité désormais qualifié de « *marché de l'électricité 2.0* ». Cette loi est destinée à préparer le marché de l'électricité allemand à l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et à ouvrir la voie à une mise en concurrence de la production, tout en renforçant la sécurité de l'approvisionnement. Dans l'approche d'un marché 2.0, les capacités de production nécessaires à la consommation se refinancent via les mécanismes de marché existants et doivent permettre entre autres objectifs, de créer un filet de sécurité en marge du marché afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement sans recourir à un marché de capacité.

Le marché 2.0 introduit donc une réserve de capacité mobilisable en cas d'urgence. Cette réserve ne peut toutefois être activée par des signaux prix. Le marché 2.0 repose donc sur : (1) des mécanismes de marché

⁶⁷ Partie 6 : sécurité et fiabilité de l'alimentation, paragraphe 51 : Gestion de la sécurité de l'approvisionnement : qui désigne le ministère fédéral de l'économie et de l'énergie est responsable de la surveillance et de l'évaluation la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

⁶⁸ Bruxelles, le 20 décembre 2016 : Commission européenne - Communiqué de presse (extrait) - Aides d'Etat : la Commission autorise la réserve de réseau allemande à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. La Commission européenne a autorisé, au regard des règles de l'UE en matière d'aides d'Etat, les projets allemands visant à établir une réserve pendant quatre ans pour garantir une capacité électrique suffisante dans le sud du pays (la réserve de réseau). La mesure préserve la sécurité d'approvisionnement sans fausser indûment la concurrence dans le marché unique.

renforcé⁶⁹, (2) un approvisionnement en électricité efficace et (3) des garanties supplémentaires à la sécurité d'approvisionnement par le biais d'une réserve de capacité et d'un suivi stricte de la sécurité d'approvisionnement

Pour le gaz naturel

Le gaz naturel est, après le pétrole, la deuxième source d'énergie primaire du mix énergétique allemand. Il joue en outre un rôle important dans la transition énergétique (le gaz naturel est plus respectueux du climat que les autres sources d'énergie fossiles, car sa combustion dégage moins de CO₂). Avec une consommation d'environ 85 milliards de mètres cubes par an, l'Allemagne est l'un des plus gros acheteurs de gaz naturel de l'Union européenne. C'est aussi un important pays de transit du gaz. 94% du besoin annuel est importé de la Norvège, des Pays-Bas et d'autres pays. Le gaz naturel arrive en Allemagne par des gazoducs et est ensuite injecté dans le réseau de transport, puis dans le réseau de distribution.

Le « Plan de développement du réseau (NEP) de gaz », actualisé tous les ans, comprend des mesures nécessaires à une exploitation sûre et fiable du réseau de façon à garantir la sécurité d'approvisionnement :

- Diversification des sources d'approvisionnement,
- Diversification des itinéraires de transport, itinéraires de transport,
- Entretien de relations stables avec les fournisseurs,
- Contrats d'approvisionnement en gaz à long terme,
- Stockage souterrain.

En raison de la forte dépendance vis-à-vis des importations, l'Allemagne avec la quatrième plus grande capacité de stockage de gaz au monde s'est constituée des réserves qui la situent désormais en termes de capacité en tête des pays de l'Union européenne (UE), avec près de 24,1 milliards de mètres cubes de réserves.

⁶⁹ La libre fixation des prix sur le marché de gros de l'électricité garantit des investissements dans les capacités nécessaires. Seules les capacités demandées par les clients sont fournies, ni plus, ni moins.

Contexte suisse

En Suisse, comme en Allemagne, la politique énergétique du pays a connu un « avant » et un « après » Fukushima et les mesures concernant la sécurité en matière d’approvisionnement énergétiques ont évolué avec les changements intervenus en matière législative.

La politique énergétique avant Fukushima

Jusqu’au printemps 2011, la politique énergétique de la Suisse était sécurisée : les grandes entreprises suisses d’approvisionnement en électricité avaient soumis en 2010 trois demandes d’autorisations générales pour la construction de centrales nucléaires.

Des réacteurs modernes devaient remplacer les installations anciennes de Mühleberg et Beznau-1 et Beznau-2 ainsi que les contrats de livraison d’électricité nucléaire arrivant à expiration avec la France.

Les fournisseurs d’électricité poursuivraient ainsi une stratégie d’approvisionnement qui reposait sur l’énergie hydraulique, l’énergie atomique et un certain volume d’énergie renouvelables (éolien, photovoltaïque et biomasse).

Pour garantir la sécurité de l’approvisionnement, atteindre les objectifs climatiques et développer durablement l’ensemble de l’approvisionnement en énergie, le Conseil fédéral misait sur une stratégie à quatre piliers fondée sur l’efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les grandes centrales (*centrales nucléaires ou centrales à gaz*) et le commerce international d’électricité. En 2007, il s’était déjà exprimé clairement en faveur de la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Sécurité d’approvisionnement en électricité

Loi sur l’approvisionnement en électricité (LApEI) du 23 mars 2007 (Etat le 1er octobre 2017)

Section 2 Sécurité de l’approvisionnement (extraits)

Art. 8 Tâches des gestionnaires de réseau

Les gestionnaires de réseau coordonnent leurs activités. Ils doivent en particulier :

- *Pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace ;*
- *Organiser l’utilisation du réseau et en assurer le réglage en tenant compte de l’interconnexion avec d’autres réseaux ;*
- *Assurer une réserve de capacité de réseau suffisante ;*
- *Elaborer les exigences techniques et les exigences d’exploitation minimales pour le fonctionnement du réseau ; ils tiennent compte à cet égard des normes et recommandations internationales des organisations spécialisées reconnues.*

Les gestionnaires de réseau établissent des plans pluriannuels pour assurer la sécurité du réseau, sa performance et son efficacité.

Les gestionnaires de réseau informent chaque année la Commission de l’électricité de l’exploitation et de la charge des réseaux ainsi que des événements extraordinaires.

Le Conseil fédéral peut prévoir des allègements pour les gestionnaires de réseau de distribution de moindre importance concernant les obligations selon les al. 2 et 3.

Le Conseil fédéral peut prévoir des sanctions, mesures de substitution comprises, en cas de non-respect des obligations.

Art. 9 Mesures en cas de mise en danger de l’approvisionnement

1- Si la sécurité de l’approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est sérieusement compromise à moyen ou à long terme malgré les dispositions prises par les entreprises du secteur de l’électricité, le Conseil fédéral peut prendre des mesures en collaboration avec les cantons et les organisations de l’économie pour :

- *Augmenter l’efficacité de l’utilisation de l’électricité ;*
- *Acquérir de l’électricité, notamment au moyen de contrats d’achat à long terme et du développement des capacités de production ;*
- *Renforcer et développer les réseaux électriques.*

Il avait été également envisagé d’utiliser des centrales à gaz à titre transitoire en attendant l’achèvement des nouvelles centrales nucléaires.

Politique énergétique après Fukushima

Après l’accident de Fukushima-Daïchi, le Conseil fédéral a décidé de ne pas remplacer les centrales nucléaires existantes à la fin de leur durée d’exploitation. Il misait alors sur d’importantes économies d’énergie, une forte efficacité énergétique, le développement de l’énergie hydraulique et un large encouragement des nouvelles

énergies renouvelables. D'ici à 2035, la consommation énergétique totale de la Suisse devrait être réduite de 43% par rapport à l'an 2000, la consommation d'électricité de 13%. En cas de nécessité, la production d'électricité fossile (installation chaleur-force, installations de gaz à cycle combiné) et les importations devraient permettre de remplacer l'électricité atomique manquante. Mi-2011, les Chambres fédérales ont approuvé la nouvelle Stratégie énergétique 2050.

La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse post-Fukushima
Rapport de la Commission Fédérale de l'électricité (ElCom) de 2016 / Extraits :
Partie 1.5 Risques pour la sécurité de l'approvisionnement

1.5.1 Risques globaux

1.5.2 Risques à l'échelle nationale

La Suisse bénéficie actuellement d'un degré élevé de sécurité d'approvisionnement. Si l'on veut maintenir ce haut niveau à moyen et à long terme, des mesures sont nécessaires indépendamment de la sortie du nucléaire. Les infrastructures d'approvisionnement énergétique sont fortement sollicitées et, pour une partie d'entre elles, anciennes. Dans ces conditions, le risque de défaillances ou de perturbations techniques augmente, s'agissant notamment des réseaux électriques. C'est pourquoi il est essentiel de rénover et de développer rapidement les réseaux électriques suisses (cf. ch. 2.3.5 et 4.2.9). En raison de la demande soutenue d'énergie au niveau mondial, il est important, dans une approche stratégique globale, de réduire la forte dépendance de la Suisse (agents énergétiques fossiles) envers les importations et d'augmenter la part de la production indigène parallèlement aux efforts à fournir en matière d'efficacité. Il est par ailleurs essentiel de protéger, en tenant compte des risques et de manière appropriée, d'autres systèmes et éléments d'importance significative (systèmes de commande et de pilotage, centres de calculs, etc.) contre des événements d'origine naturelle, technique ou humaine (p. ex. catastrophes naturelles, sabotage, attaques terroristes ou cyber-attaques). On pourra réduire de la sorte des défaillances graves de l'approvisionnement énergétique pouvant entraîner des conséquences sérieuses pour la population et l'économie (cf. ch. 4.3.5 et explications sur l'art. 8).

Par ailleurs, dans le cadre de sa nouvelle stratégie énergétique 2050 les questions relatives à la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont contenues dans les mesures visées dans la **loi sur l'approvisionnement économique du pays (LAP) en vue de remédier immédiatement aux pénuries d'électricité à court terme ainsi que les mesures visées à l'art. 9 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl)** (comme mentionné dans le paragraphe précédent) destinées à garantir à titre subsidiaire l'approvisionnement à moyen ou à long terme.

Afin d'assurer la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement en électricité, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a mis en place **un monitoring de l'approvisionnement en électricité**. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) élabore et évalue des scénarios d'économie énergétique (perspectives énergétiques) dans la perspective de mesures de politique énergétique (lois et ordonnances).

Un élément important de l'approvisionnement en électricité est le principe de subsidiarité, selon lequel les tâches que les entreprises de l'économie électrique n'assument pas elles-mêmes dans l'intérêt général doivent être réglées de manière souveraine (principe de primauté des mesures privées sur les mesures étatiques).

Loi fédérale sur l'approvisionnement économique du pays (LAP) - 17 juin 2016

Art. 4 Biens et services vitaux

1 - Sont vitaux les biens et services qui sont nécessaires, directement ou dans le cadre des processus économiques, pour faire face à une pénurie grave.

2 - Sont des biens vitaux, notamment : les agents énergétiques.

Sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

L'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse est assuré presque exclusivement par des importations. La production sur le territoire suisse de biogaz couvre moins de 0,1% des besoins. L'industrie gazière suisse organise la majorité de ses achats de gaz sur la base de contrats de livraison à long terme avec des partenaires fiables de quatre pays européens (Allemagne, Pays-Bas, France et Italie). Ces pays couvrent la majeure partie de leurs besoins en gaz avec des importations de Russie, de Norvège et d'Algérie.

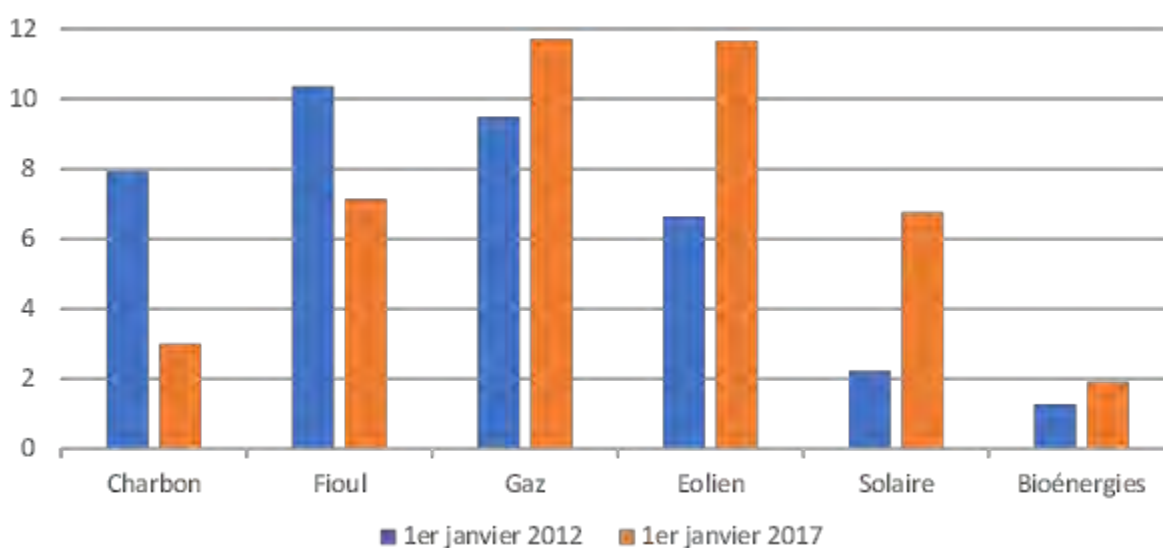
En situation de pénurie, l'Office fédéral de l'approvisionnement économique du pays (OFAE) peut obliger les propriétaires d'installations bicom bustibles à commuter sur le mazout afin d'assurer l'approvisionnement en gaz des ménages, petits artisans.

Pour faire face à ces situations de crise et au cas où la pénurie toucherait à la fois le gaz et le pétrole, l'industrie du gaz est tenue de constituer des stocks de mazout sous la houlette de Provisiogas⁷⁰ et sous la surveillance de l'OFAE. Ces stocks obligatoires permettent de couvrir les besoins en mazout - *au titre d'énergie de remplacement* - des installations bicom bustibles durant au moins quatre mois et demi. Par ailleurs, la société régionale romande Gaznat et la société régionale GVM, disposent de capacités de stockage sur le site d'Étrez, au nord de Lyon dont elles ont cofinancé la construction. Ces capacités équivalent à 5% de la consommation suisse de gaz naturel.

⁷⁰ Association constituée au sens de l'art. 60 et suivants du Code Civil Suisse (CCS), avec siège à Berne. Il incombe à Provisiogas de s'acquitter des tâches que le Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR) lui a confiées en rapport avec l'exécution du stockage obligatoire de gaz naturel.

Annexe 3 : Compléments pour l'électricité

Capacités installées en 2012 et 2017, hors nucléaire et hydraulique



Répartition des capacités installées (mais pas forcément en service ou disponibles) du parc électrique en France au 1^{er} janvier 2012 et au 1^{er} janvier 2017 (source : Bilans électriques français 2011 et 2016, RTE). Les capacités installées en nucléaire et en hydraulique sont quasiment inchangées à, respectivement, 63,1 GW et 25,5 GW.

Parc nucléaire installé : 58 tranches pour une capacité totale de 63,1 GW

- 34 réacteurs de 900 MW :
 - ✓ Palier CP0 : 6 réacteurs (4 au Bugey et 2 à Fessenheim).
 - ✓ Palier CPY : 28 réacteurs (Blayais, Dampierre-en-Burly, Graveline, Tricastin, Chinon, Cruas-Meysses et Saint-Laurent-des-Eaux).
- 20 réacteurs de 1 300 MW :
 - ✓ Palier P4 : 8 réacteurs (Flamanville, Paluel et Saint-Alban).
 - ✓ Palier P'4 : 12 réacteurs (Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly).
- 4 réacteurs de 1450 MW :
 - ✓ Palier N4 : 2 réacteurs à Chooz et 2 à Civaux.

Capacités installées et utilisées le 25 janvier 2017, par filière de production (en MW)

	Installées	Utilisées le 25/1/2017 à 19h
Biomasse	1 917	1 044
Gaz	11 712	9 415
Charbon	2 997	2 807
Fioul	7 137	4 072
Hydraulique STEP	11 712	1 457
Hydraulique fil de l'eau / éclusée	10 326	5 183

Hydraulique lacs	8 230	5 434
Marin	240	
Nucléaire	63 130	56 507
Solaire	6 720	0
Éolien en mer	10	
Éolien terrestre	11 609	1 509
Autres	62	
Achats	11 800	6 044
Effacements	1 800	
Total	120 388	93 471

Contribution des importations lors de la « crise » de janvier 2017

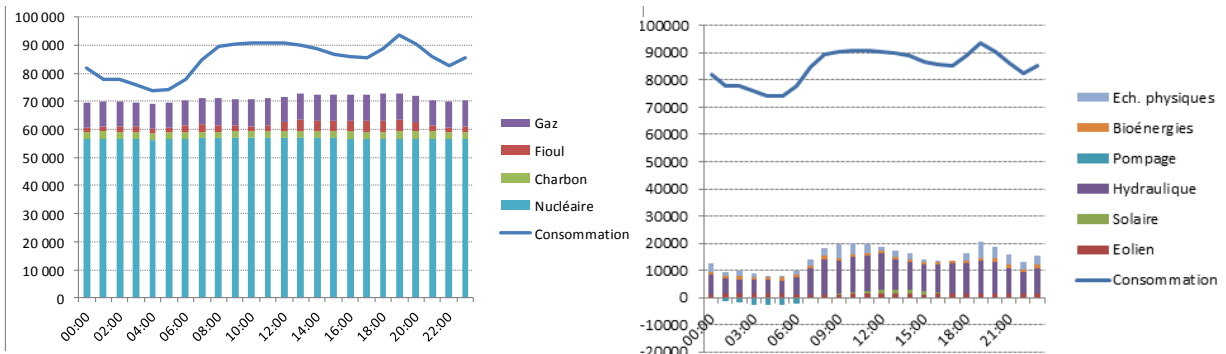
17 et 18/01	6h-24h	Capacité d'import d'Espagne augmentée de 1800 à 2050 MW
19/01	6h-24h	Capacité d'import d'Espagne augmentée de 1800 à 2050 MW de 6 à 15h et à 2500 MW de 15 à 24h
19/01	18h-22h	Capacité d'import de Suisse augmentée de 1100 à 2200 MW
20/01	0h-24h	Capacité d'import d'Espagne augmentée 1800 à 2500 MW
20/01	18h-22h	Capacité d'import de Suisse augmentée de 1100 à 1600 MW

Panorama énergie renouvelables RTE-Enedis publié en novembre 2017

Le parc hydraulique reste stable et représente une puissance cumulée de 25,5 GW. L'énergie produite par la filière sur les 12 derniers mois s'élève à 48,7 TWh, en baisse par rapport à la période précédente (-17%). Cette tendance transparait aussi dans les derniers chiffres trimestriels avec 9,5 TWh produits au troisième trimestre (-18% par rapport à la même période l'année précédente). L'hydroélectricité a couvert 10,1% de l'électricité consommée durant les 12 derniers mois.

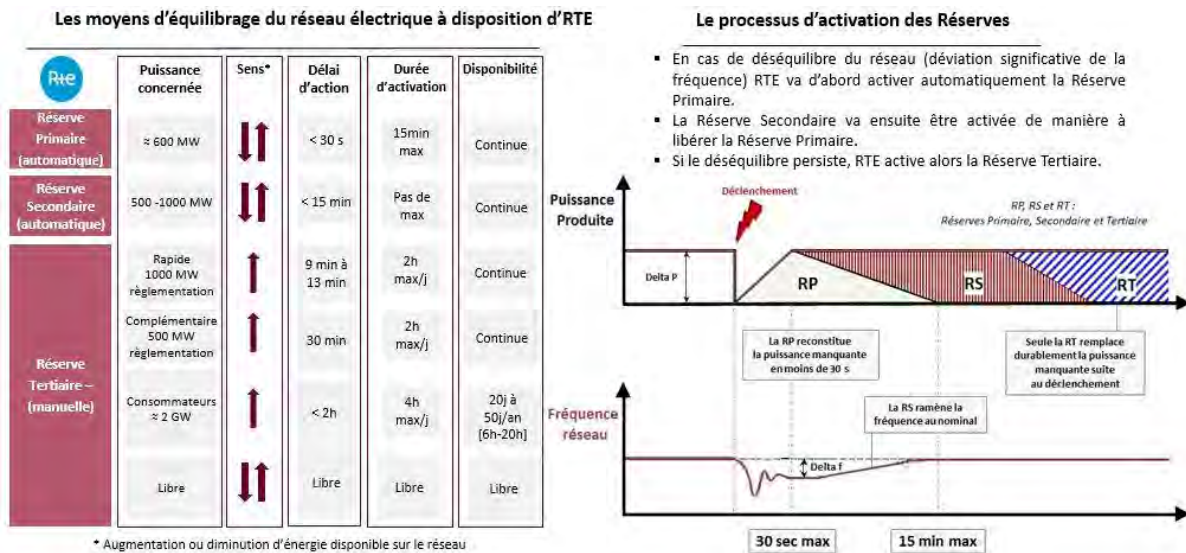
Journée du 25 janvier 2017

Les deux principaux moyens d'ajustement de l'offre sont la modulation de l'hydraulique (incluant sans doute le vidage des STEP qui n'apparaissent qu'en négatif), de 4,8 à 13,8 GW (donc un delta de 9 GW) et les interconnexions (de -3,2 GW à 6 GW) sachant que le 25 janvier, la France a exporté plusieurs heures de l'après-midi. Ces écarts sont largement plus importants que ceux de variation de demande.



Production et consommation, exprimées en MW d'électricité appelée, le 24 janvier, heure par heure, avec à gauche les capacités appelées en nucléaire, charbon, fioul, gaz et, à droite, les autres formes de capacités appelées, ainsi que le solde importateur. Source : opendata de RTE.

Réserves primaire, secondaire et tertiaire à disposition de RTE



Source : RTE.

Annexe 4 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées

Thibaud	Normand	Cabinet du Premier ministre
Julien	Collet	ASN
Marie-Hélène	Briant	CRE
Nicolas	Deloge	CRE
Antoine	Dereuddre	CRE
Christophe	Leininger	CRE
Marie	Montigny	CRE
Antoine	Moulet	CRE
Nicolas	Clausset	MTES-DGEC
Anne-Florie	Coron	MTES-DGEC
Olivier	David	MTES-DGEC
Etienne	Denieul	MTES-DGEC
Pierre	Fontaine	MTES-DGEC
Alban	Liégeard	MTES-DGEC
Virginie	Schwarz	MTES-DGEC
Fabien	Choné	Direct Energie
Hélène	Pierre	Direct Energie
Romain	Verdier	Direct Energie
Antoine	Bizet	EDF
Julian	Bouchard	EDF
Patrice	Bruel	EDF
Marc	Bussiéras	EDF
Hélène	Gelineau	EDF
Laurent	Joudon	EDF
Marc	Rivière	EDF
Hervé	Champenois	Enedis
Michel	Derdevet	Enedis
Gilles	Galléan	Enedis
Hélène	Deceuninck	Engie
Cyril	Harry	Engie
Marc	Hirt	Engie
Gilles	Le Mouillour	Engie
Pierre	Mongin	Engie
Hélène	Robaye	Engie
Jean-Baptiste	Séjourné	Engie
Jean-Michel	Noé	Géostock
Christophe	Bouvier	GRTgaz
Rémy	Coin	GRTgaz
Thierry	Trouvé	GRTgaz
Olivier	Grabette	RTE
Arthur	Hubert	RTE
Olivier	Hauvenagel	RTE
Cédric	Léonard	RTE
Grégoire	Paul	RTE
Thomas	Veyrenc	RTE
Bertrand	Fauchet	Storengy

Sébastien	Lacombe	Storengy
Cécile	Prévieu	Storengy
Marie-Claire	Aoun	TIGF
Gilles	Doyhamboure	TIGF
Dominique	Mockly	TIGF
Michael	Chettrit	Total
Alain	Raoux	Total et Uprigaz