

BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

•
ÉDITION 2016
SYNTHÈSE

Synthèse du Bilan prévisionnel 2016

L'année 2016 représente un tournant majeur de la politique climatique et énergétique. Elle est à la croisée de plusieurs décisions dont la conjonction est de nature à impacter durablement la sécurité d'approvisionnement électrique en France.

L'influence grandissante de l'efficacité énergétique conduit pour la première fois à esquisser des perspectives de réduction de la consommation électrique d'ici cinq ans. De 479 TWh en 2015, la consommation nationale passerait à 471 TWh en 2021. L'évolution de la pointe de consommation s'inscrit dans la même tendance. Les mesures d'efficacité énergétique, notamment dans les foyers et l'activité tertiaire, concourent à limiter la consommation en dépit de l'essor de nouveaux usages électriques et d'un retour à un contexte économique plus favorable.

La progression continue du solaire photovoltaïque et de l'éolien se poursuit en France, avec une nouvelle feuille de route en 2016 qui précise les objectifs en hausse aux horizons 2018 et 2023.

L'ensemble de la filière thermique à flamme entre dans une phase charnière au regard des enjeux économiques pesant sur la filière. L'absence de débouchés pour ces moyens de semi-base et de pointe, le manque de visibilité sur les conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité français au regard de l'enquête en cours de la Commission européenne, le débat engagé sur le prix du CO₂ constituent des facteurs d'incertitudes pour les producteurs. Certains d'entre eux

attendent ainsi de mieux connaître les perspectives économiques de la filière pour définir l'avenir de leurs unités de production fonctionnant au gaz et au charbon.

Les implications seront potentiellement différentes selon les stratégies et les portefeuilles de production des acteurs concernés.

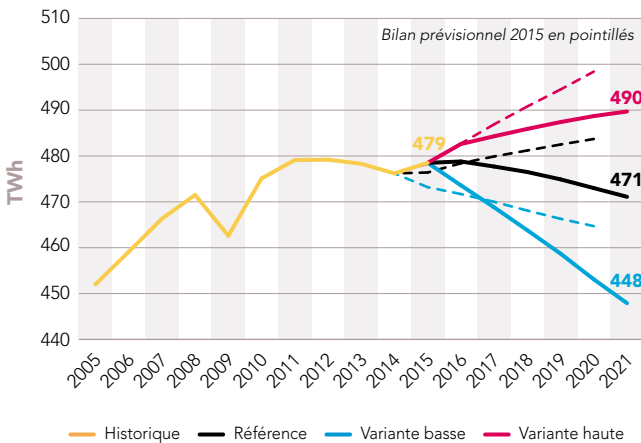
Dans ce contexte, RTE a souhaité remanier en profondeur ses hypothèses d'évolution du parc thermique à flamme par rapport à l'édition 2015. Le Bilan prévisionnel 2016 explore un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles, encadré par deux scénarios contrastés élaborés en tenant compte des expressions les plus récentes des producteurs. L'évolution sur les cinq prochaines années des différentes filières concernées, au sein de ce faisceau « enveloppe », influe fortement sur les conclusions du diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement.

Une amplitude de plus de 5 GW entre les deux scénarios « encadrants » apparaît sur les marges du système électrique français dès l'hiver 2017-2018 et jusqu'à 2021. Les hivers 2018-2019 et 2019-2020 apparaissent les plus exposés au risque de déséquilibre entre l'offre et la demande dans l'hypothèse du scénario bas du parc thermique (avec un déficit supérieur à 2 GW).

Ces éléments d'analyse apportent un éclairage sur l'importance de l'évolution de la filière thermique pour le système électrique.

1. Les perspectives de consommation d'électricité sont pour la première fois orientées à la baisse sur l'horizon de moyen terme

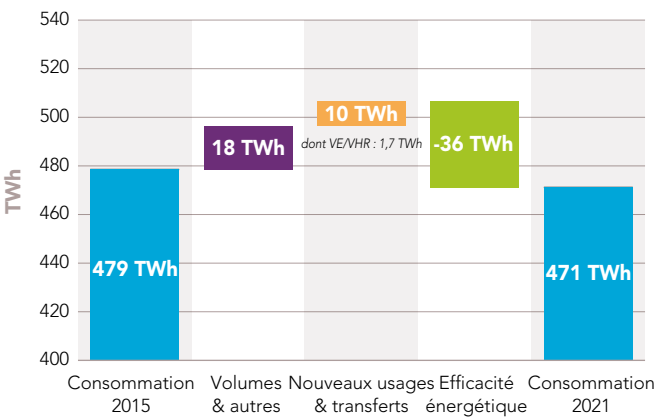
Consommation intérieure annuelle d'électricité de la France continentale
(à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



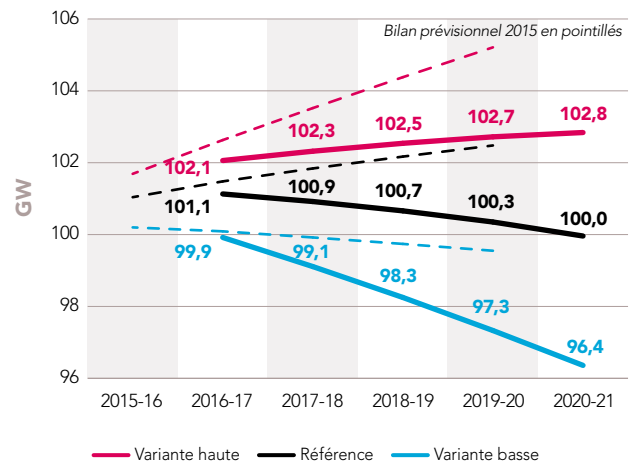
Depuis plusieurs années, la consommation d'électricité en France se stabilise. Les mesures d'efficacité énergétique sont amenées à s'amplifier au cours des prochaines années, orientant ainsi les perspectives de consommation d'électricité à la baisse, en dépit d'une démographie soutenue, d'une reprise de l'activité économique et d'un contexte favorable aux nouveaux usages électriques. La consommation nationale d'électricité en France continentale se contracte ainsi de 1,5% entre 2015 et 2021 dans le scénario « Référence ».

L'évolution de la pointe de consommation s'inscrit dans la même tendance. Dans la continuité du Bilan prévisionnel 2015, le rythme d'évolution de la pointe est désormais équivalent à celui de la consommation en énergie.

Décomposition de l'évolution de la consommation intérieure France continentale
Scénario « Référence »



Prévisions de l'indicateur de la pointe « à une chance sur dix »

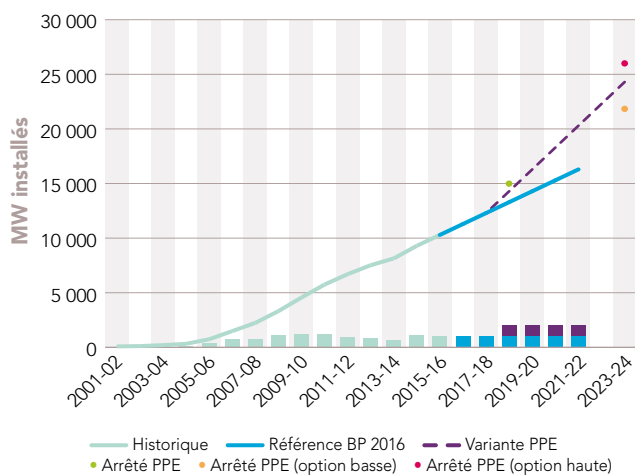


2. Les trajectoires de développement des énergies renouvelables s'inscrivent dans les nouveaux objectifs de la PPE

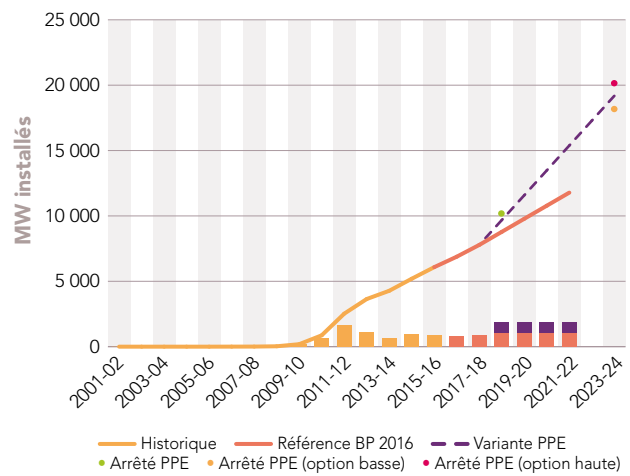
Le développement des énergies renouvelables se poursuit pour atteindre en fin d'horizon une puissance installée de l'ordre 55 GW (dont 17 GW d'éolien et 10 GW de solaire photovoltaïque). Une variante haute explore un doublement

du rythme de déploiement éolien et solaire (soit 2 GW par an pour chaque filière à partir de 2018), en lien avec les objectifs 2023 de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Hypothèses d'évolution du parc éolien terrestre



Hypothèses d'évolution du parc photovoltaïque



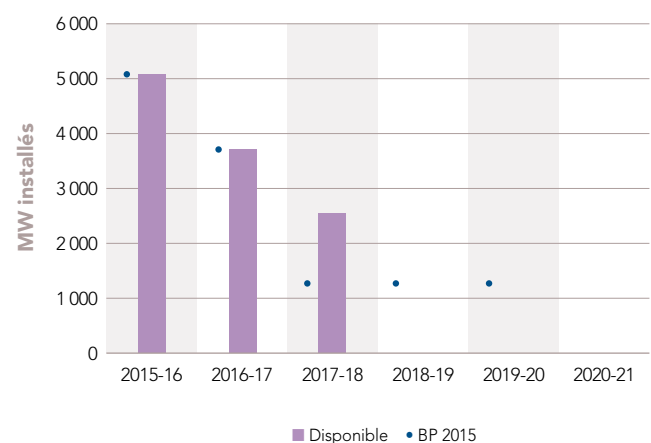
3. L'année 2016 est à la croisée de décisions qui impacteront l'avenir de la filière thermique

Marqué par plusieurs années de difficultés économiques, le parc thermique à flamme français entre dans une phase charnière au regard des enjeux économiques pesant sur la filière.

L'absence de débouchés pour ces moyens de semi-base et de pointe, le manque de visibilité sur les conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité français au regard de l'enquête en cours de la Commission européenne, le débat engagé sur le prix du CO₂ constituent des facteurs d'incertitudes pour les producteurs. Certains d'entre eux attendent ainsi de mieux connaître les perspectives économiques de la filière pour définir l'avenir de leurs unités de production fonctionnant au gaz et au charbon.

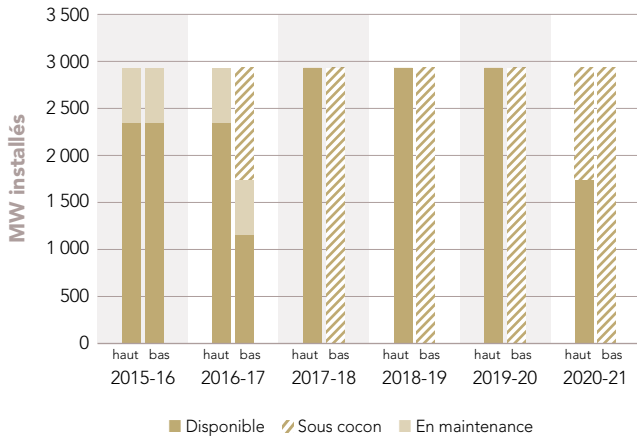
Les implications sont potentiellement différentes selon les stratégies et les portefeuilles de production des acteurs concernés.

Hypothèses d'évolution du parc fioul



Hypothèses d'évolution du parc charbon

Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »



Ainsi, tous les groupes fioul centralisés font désormais l'objet de projets de fermeture progressive d'ici 2018, qui concernent aussi les installations ayant récemment réalisé des travaux d'adaptation aux normes environnementales.

Pour les autres moyens de production (gaz et charbon), dans ce contexte d'incertitudes multiples, deux scénarios « encadrants » volontairement contrastés sont retenus et délimitent les futurs possibles de la filière.

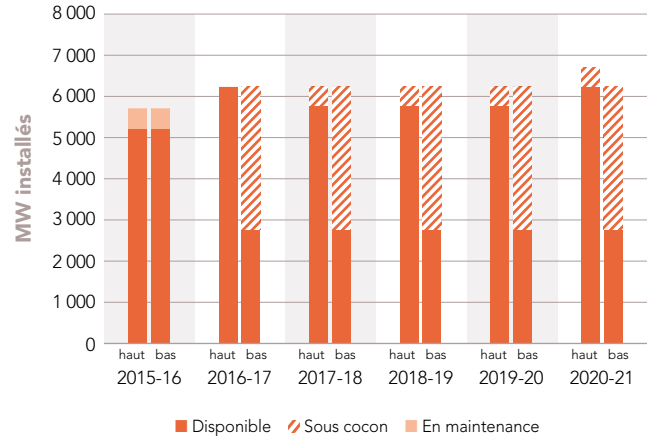
Le scénario « thermique haut » correspond à un environnement économique et réglementaire relativement favorable au maintien des installations thermiques. Ces éléments amènent à considérer une relative stabilité du parc installé, avec notamment le maintien en fonctionnement de la quasi-totalité des cycles combinés au gaz sur tout l'horizon. Le parc charbon subit une érosion partielle en toute fin d'horizon, en cohérence avec les orientations de la PPE indiquant une sortie possible du charbon à l'horizon 2023.

Au contraire, dans le scénario « thermique bas », les signaux envoyés aux acteurs du marché français – dont le principe d'une taxe CO₂ à 30 € par tonne dès le 1^{er} janvier 2017, mais également l'incertitude sur le mécanisme de capacité – conduisent à envisager le retrait de la totalité du parc charbon ainsi que la mise sous cocon de la moitié des cycles combinés au gaz et d'une partie des cogénérations.

En fin d'horizon, la puissance installée cumulée des groupes de production au fioul, charbon et gaz dans le scénario « thermique haut » (hors cocon et maintenance) passe d'environ 13 GW en

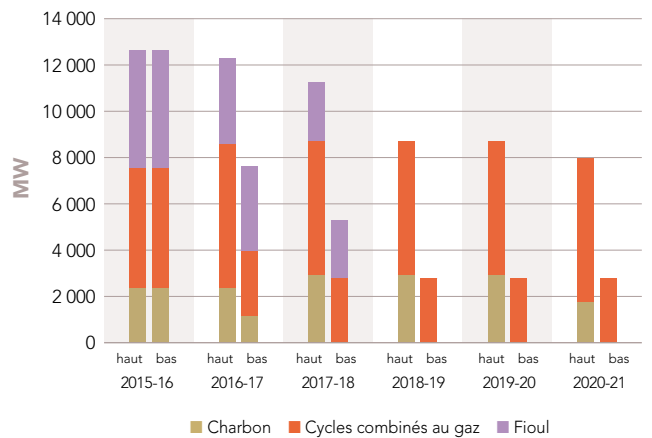
Hypothèses d'évolution du parc de cycles combinés au gaz

Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »



Hypothèses d'évolution des parcs thermiques fioul, charbon et gaz

Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »



2016 à 8 GW en 2021. Dans le scénario « thermique bas », la valeur atteinte en 2021 est ramenée à 3 GW.

L'offre thermique sur les cinq prochaines années est supposée évoluer sur une trajectoire intermédiaire située entre les deux scénarios thermiques encadrants. Elle dépendra in fine des arbitrages des acteurs du marché. Outre les questions d'équilibre économique, d'autres considérations, en lien notamment avec l'environnement politique ou social, entreront vraisemblablement en ligne de compte dans les décisions des producteurs de maintenir ou non en fonctionnement leurs installations thermiques.

4. Une variante explore les conséquences d'une réduction partielle de la capacité nucléaire

Le Bilan prévisionnel 2016 retient une hypothèse de stabilité de la puissance nucléaire installée, dans la logique de l'hypothèse « d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR »,

présentée lors du Bilan prévisionnel 2015. Une variante explore en complément une réduction de capacité de l'ordre de 1 GW en 2019, puis de 1 GW supplémentaire en 2020.

5. Diagnostic : les enjeux économiques qui pèsent sur la filière thermique conduisent à une incertitude de plus de 5 GW sur l'état des marges de sécurité d'approvisionnement électrique dès l'hiver 2017/2018

L'évolution du parc thermique s'avère déterminante pour la sécurité d'approvisionnement électrique.

Dans le scénario « thermique haut », la marge est importante sur l'hiver 2016-2017 (4700 MW), du fait de la présence de l'ensemble du parc de cycles combinés au gaz, renforcé par la mise en service d'une nouvelle unité.

Sur les hivers suivants, le système conserve des marges confortables qui restent supérieures à 3600 MW sur tout le moyen terme.

Dans le scénario « thermique bas », les retraits affectant les parcs charbon et gaz dès l'hiver 2016-2017 réduisent à 600 MW la marge. Un déficit apparaît dès l'hiver suivant et se creuse à environ 2500 MW sur les hivers 2018-2019 et 2019-2020, sous l'effet de la poursuite des déclassements successifs des groupes fioul et charbon notamment.

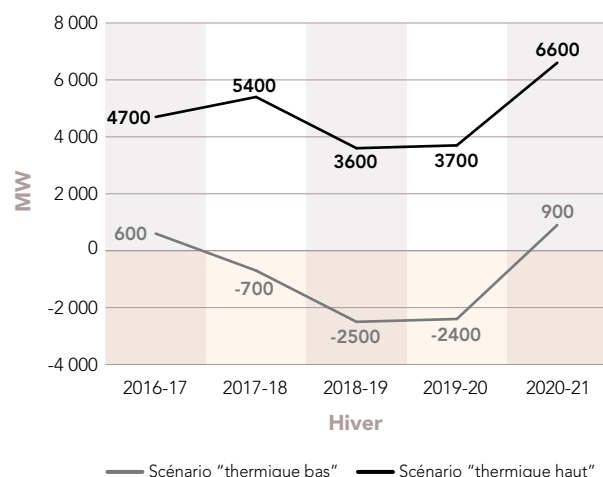
Au cours de l'année 2019, les marges se stabilisent dans les deux scénarios. La montée de charge progressive de l'EPR compense la baisse de production liée à l'arrêt de Fessenheim. Par ailleurs, les premiers parcs des appels d'offres d'éolien en mer sont mis en service, tandis que la consommation poursuit sa baisse.

Au cours du dernier hiver, les marges redeviennent positives dans le scénario « thermique bas » mais restent sensiblement inférieures à celles du scénario « thermique haut ». Cette

amélioration résulte des mises en service simultanées des deux projets d'interconnexion avec l'Italie et la Grande-Bretagne pour une puissance cumulée d'environ 2 GW, de la fin de la montée en charge de l'EPR et de la poursuite du raccordement des projets éoliens en mer.

Cette évaluation demeure entourée des incertitudes associées à la mise en œuvre effective de ces projets. Dans le cas contraire, les marges seraient révisées à la baisse.

Marges ou déficits de capacité
Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »



Marges ou déficits de capacité et énergies de défaillance

Scénarios thermiques « haut » et « bas »

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scénario « thermique haut »	Énergie de défaillance	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Espérance de durée de défaillance (+/- 15 min)	0h45	0h30	1 h00	0h45	0h15
	Marge ou déficit de capacité	4700 MW	5400 MW	3600 MW	3700 MW	6600 MW
Scénario « thermique bas »	Énergie de défaillance	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Espérance de durée de défaillance (+/- 15 min)	2h30	3h45	6h45	6h15	2h15
	Marge ou déficit de capacité	600 MW	-700 MW	-2500 MW	-2400 MW	900 MW

Analyse de sensibilité aux hypothèses

Des analyses de sensibilité aux hypothèses de consommation, de développement des énergies renouvelables et de puissance installée du parc nucléaire permettent d'apprécier l'impact de ces différents déterminants sur l'évolution des marges dans les prochaines années.

1. Sensibilité aux hypothèses de consommation

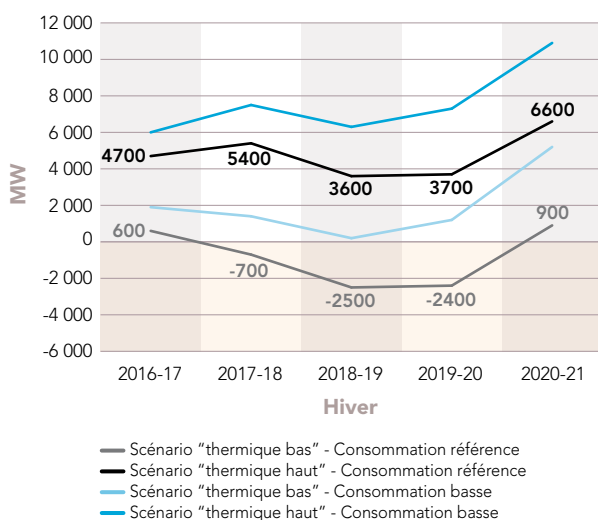
La **sensibilité aux hypothèses de consommation** est appréciée au moyen de variantes haute et basse qui concernent l'ensemble des pays européens considérés dans le Bilan prévisionnel.

Dans la variante de consommation basse, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté sur tout l'horizon,

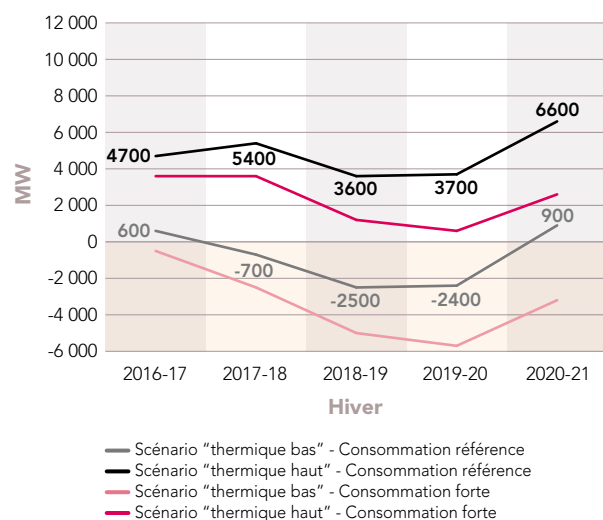
dans les deux scénarios « thermique haut » et « thermique bas ». L'hypothèse d'une moindre demande en énergie mais également en puissance appelée à la pointe permet de dégager des marges sur tout l'horizon. Celles-ci sont légèrement positives entre 2017 et 2020 dans le scénario « thermique bas » et supérieures à 6 GW sur l'ensemble de l'horizon dans le scénario « thermique haut ».

À l'inverse, le regain de croissance de la consommation envisagé dans la variante « haute » induit une augmentation sensible du risque de défaillance. Un déficit supérieur à celui observé dans le scénario « Référence » apparaît dès l'hiver 2016-2017 dans le scénario « thermique bas », pour approcher 6 GW à l'hiver 2019-2020. Le scénario « thermique haut » conserve quant à lui des marges positives sur tout l'horizon, même si elles sont très limitées sur les hivers 2018-2019 et 2019-2020.

Sensibilité de la marge ou du déficit de capacité à la consommation – variante « basse »



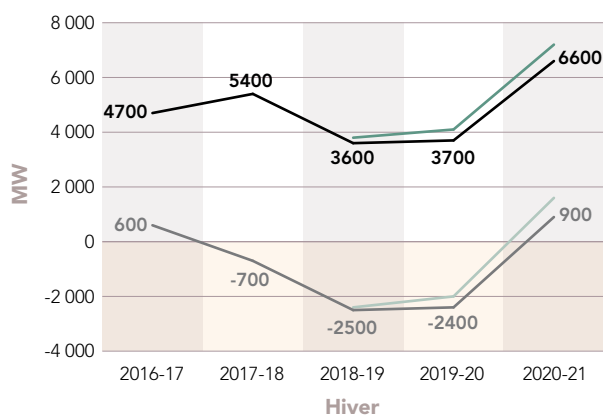
Sensibilité de la marge ou du déficit de capacité à la consommation – variante « haute »



2. Sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables

La **sensibilité au rythme de développement des énergies renouvelables** apparaît, quant à elle, du second ordre par rapport au facteur consommation. La très forte augmentation des capacités éolienne et photovoltaïque envisagée n'influe en effet que de manière très limitée sur le niveau de risque du pays. Ce résultat illustre le fait que la contribution de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires significatives, car le risque de défaillance reste concentré lors des pointes de consommation le soir en hiver.

Sensibilité de la marge ou du déficit de capacité au parc renouvelable

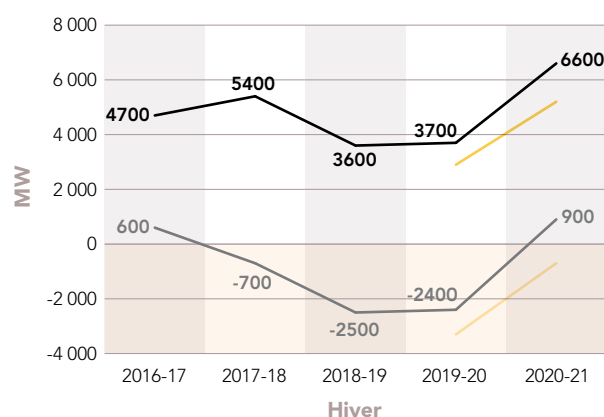


— Scénario "thermique bas" - EnR référence
 — Scénario "thermique haut" - EnR référence
 — Scénario "thermique bas" - Variante EnR
 — Scénario "thermique haut" - Variante EnR

3. Sensibilité aux hypothèses sur le parc nucléaire

La **diminution de la capacité nucléaire**, de 1 GW à l'hiver 2019-2020 puis de 2 GW à l'hiver 2020-2021, influe plus significativement sur le risque de défaillance. Si le scénario « thermique haut » conserve des marges positives sur les deux derniers hivers, la situation se dégrade dans le scénario « thermique bas », avec une marge négative en fin d'horizon sous l'effet du retrait de 2 GW de capacité nucléaire.

Sensibilité de la marge ou du déficit de capacité au parc nucléaire



— Scénario "thermique bas" - Nucléaire référence
 — Scénario "thermique haut" - Nucléaire référence
 — Scénario "thermique bas" - Variante nucléaire
 — Scénario "thermique haut" - Variante nucléaire

Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région

Suivre en temps réel la consommation d'électricité en France

Visualiser la mise en œuvre de la transition énergétique dans votre région

Consulter les prix de marché de l'électricité en Europe



Une application pédagogique au service de la transparence

Conçue pour être une véritable « horloge énergétique », éco2mix permet de suivre au fil des heures les données régionales et nationales du système électrique.

www.rte-france.com/eco2mix

RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par Enedis, des entreprises locales de distribution et certains producteurs

Téléchargez gratuitement
l'application dès maintenant !



Le réseau de l'intelligence électrique



Le réseau de l'intelligence électrique

**Direction de l'économie, de la prospective
et de la transparence**
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com