7

GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

7

GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

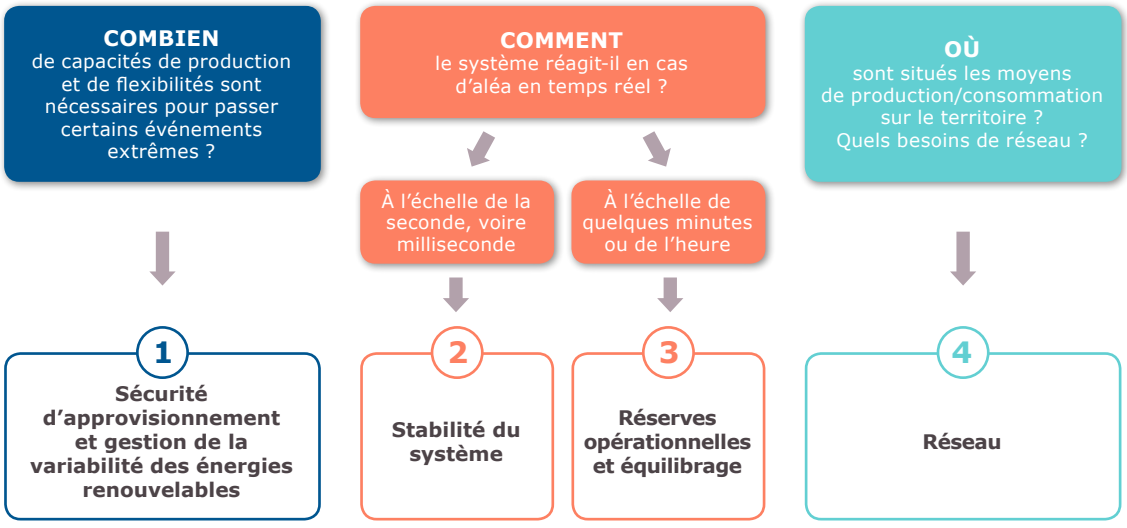
DANS DES SCÉNARIOS DE NEUTRALITÉ CARBONE REPOSANT EN GRANDE PARTIE SUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

À l'horizon 2050, le mix électrique sera composé largement d'énergies renouvelables dans une optique de neutralité carbone. Cette conclusion est établie à l'échelle mondiale (scénario net-zero de l'Agence internationale de l'énergie), européenne (scénarios de la Commission européenne) ou française (scénarios des « Futurs énergétiques 2050 »).

La perspective d'un fort développement des énergies renouvelables variables dans le mix soulève des questions nouvelles pour le fonctionnement du système électrique. L'étude réalisée conjointement par l'AIE et RTE et publiée en janvier 2021 sur les « conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » a permis d'identifier quatre problématiques devant faire l'objet d'analyses spécifiques :

- la gestion de l'adéquation entre l'offre et la demande, notamment pour compenser la variabilité de la consommation et de la production et, en particulier, faire face à des situations de forte consommation et/ou de faible production renouvelable ;
- le niveau des réserves opérationnelles permettant de faire face à des aléas en temps réel et de maintenir l'équilibre offre-demande et la fréquence à son niveau nominal à tout instant ;
- la gestion de la stabilité du système électrique, en lien notamment avec la baisse de l'inertie du système associée à la fermeture progressive de moyens thermiques et nucléaires ;

Figure 7.1 Problématiques associées au fonctionnement technique du système électrique



- les évolutions de réseau nécessaires pour accompagner cette transformation du mix électrique.

Comme RTE s'y était engagé à l'occasion de la publication du rapport du 28 janvier 2021, ces problématiques techniques ont fait l'objet d'analyses approfondies en vue d'évaluer le volume et le coût des moyens nécessaires pour assurer l'équilibre du système dans chacun des scénarios.

Les problématiques associées à la sécurité d'approvisionnement, à la stabilité et aux réserves opérationnelles sont décrites dans la suite de cette partie. La description des enjeux pour le réseau fait l'objet d'une partie dédiée *(chapitre 10).*

7.1 Les scénarios de neutralité carbone nécessitent tous de développer des « flexibilités » en France pour assurer l'équilibre offre-demande

Le développement des flexibilités constitue un thème important du débat autour de l'évolution des mix de production en France et en Europe pour atteindre la neutralité carbone.

Cependant, le terme « flexibilité » est utilisé à géométrie variable et s'apparente à un « mot-valise ». La présente étude s'attache donc au préalable à identifier les « besoins de flexibilité » propres à chaque scénario, c'est-à-dire la puissance (quelle que soit la technologie, production, stockage, baisse de consommation) pilotable nécessaire pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en puissance à chaque instant.

Ce besoin de capacité doit être dissocié du besoin « en énergie » qui correspond aux quantités annuelles d'énergie nécessaires pour couvrir la consommation.

7.1.1 Premier enjeu : disposer de capacités de flexibilité en puissance suffisantes pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle

7.1.1.1 Les périodes de forte consommation résiduelle conditionneront le besoin en capacités pilotables

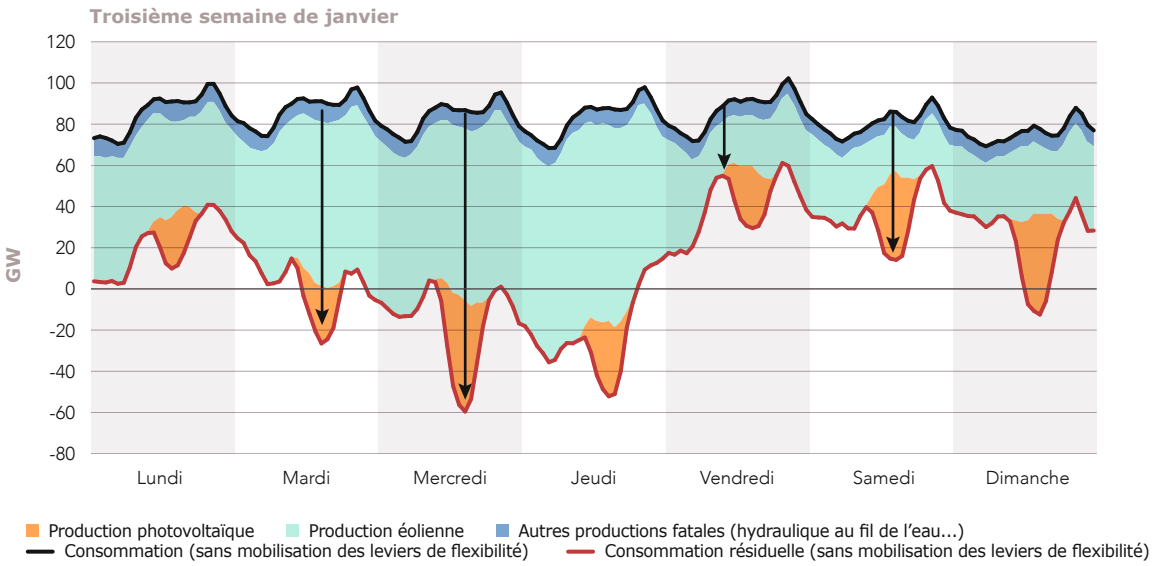
Faire face à la variabilité de la production éolienne et solaire photovoltaïque constitue le principal défi à relever pour intégrer les énergies renouvelables au système électrique. En moyenne, à l'échelle de quelques mois, l'éolien et le solaire photovoltaïque présentent des modes de production saisonniers différents et complémentaires, avec davantage d'énergie éolienne en hiver et de production photovoltaïque en été. Mais ce n'est pas le cas sur des échelles de temps plus courtes. Leur variabilité suscite des nouvelles questions pour maintenir un équilibre continu entre production et consommation.

À moyen terme (horizon 2030-2035), les derniers Bilans prévisionnels publiés par RTE depuis 2017 ont montré qu'une forte inflexion à la hausse dans le développement des énergies éolienne et photovoltaïque n'était pas susceptible de générer de difficultés spécifiques pour la gestion de l'équilibre offre-demande sous l'hypothèse d'une acceptation du critère de sécurité d'approvisionnement actuel et dans le cadre d'un système électrique plus fortement interconnecté à l'échelle européenne. Ainsi, le programme prévu par la PPE n'est pas tributaire d'un développement massif de capacités de stockage ou de nouvelles flexibilités dès lors que les hypothèses de la PPE sont respectées, c'est-à-dire un développement progressif des effacements et de la mobilité électrique, soit d'un usage dont une partie est considérée comme flexible.

Cette conclusion n'est plus valable au-delà de cette période, la variabilité intrinsèque de la production devenant plus importante au fur et à mesure du développement des éoliennes et des panneaux solaires.

L'enjeu pour le système électrique sera alors de disposer de moyens suffisants pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle. Cette notion importante pour l'étude de la sécurité d'approvisionnement correspond à la consommation électrique diminuée de la production renouvelable « fatale ». Elle dépend des aléas sur la demande mais également des aléas météorologiques affectant la production éolienne et photovoltaïque.

Figure 7.2 Consommation et consommation résiduelle sur une semaine d'hiver dans le scénario M23 en 2050



7.1.2 L'évolution des déterminants de l'équilibre offre-demande pose une question sur le critère de dimensionnement du mix

7.1.2.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement aujourd'hui

En matière de sécurité d'approvisionnement en électricité, le « risque zéro » n'est pas atteignable. Pour couvrir la totalité des aléas possibles y compris des événements ne se produisant que très rarement (vague de froid centennale par exemple), il faudrait en effet disposer de capacités en nombre très important et qui ne seraient pour partie sollicitées que de manière très exceptionnelle (une fois par siècle dans l'exemple précédent).

Le niveau de risque par rapport auquel le système électrique français doit se couvrir n'est pas défini par RTE mais par l'État. Il est défini dans le Code de l'énergie et est aujourd'hui fixé à une espérance de défaillance (c'est-à-dire de recours aux moyens post-marché pour gérer les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande) inférieure à trois heures par an et une espérance de recours au délestage de consommation inférieure à deux heures par an. Ceci signifie que l'alimentation électrique est garantie en permanence, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, via des moyens « post marché » (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau…) ou en dernier recours via du délestage ciblé et tournant de consommateurs résidentiels. Ce type de situation n'est toutefois pas assimilable à un blackout dans la mesure où le système reste alors sous contrôle, et la majorité de la consommation reste alimentée.

L'analyse de la sécurité d'approvisionnement repose donc toujours sur une approche probabiliste. Celle-ci consiste à tester la faculté d'approvisionner la demande sans recourir à des moyens « post-marché » sous une grande variété de cas et de s'assurer que le nombre de situations de déséquilibre est inférieur au critère réglementaire. Dans le système électrique actuel, le niveau de sécurité d'approvisionnement est dès aujourd'hui proche du « critère des trois heures » fixé dans la réglementation. La dispersion des situations de défaillance est importante autour de cette valeur : à plusieurs années sans aucun problème peut succéder une année présentant une configuration beaucoup moins favorable. Ce risque de déséquilibre est susceptible de se matérialiser essentiellement en situation de vague de froid et/ou en cas d'indisponibilité des centrales nucléaires.

RTE a déjà eu l'occasion de mentionner[1] que ce critère était fruste dans la mesure où il identifiait la probabilité de survenue d'une situation de déséquilibre, et non leur profondeur et donc leur gravité. Il est possible de disposer d'un indicateur plus sophistiqué pour évaluer la sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, le critère des trois heures correspond à un volume d'énergie « non distribuée » qui atteindrait en espérance mathématique de l'ordre de 10 GWh par an, soit **0,002 % de la consommation totale d'électricité.**

7.1.2.2 Le critère de sécurité d'approvisionnement à long terme

À long terme, la nature des risques sur l'équilibre offre-demande évolue car le mix de production se transforme.

Une stricte application du critère de sécurité d'approvisionnement dit des « trois heures » conduirait, dans tous les scénarios, à des épisodes de déficit de production beaucoup plus marqués sous l'effet de la plus grande variabilité de la production. Le déficit de production moyen lors des situations de défaillance modélisées atteindrait alors de l'ordre de la dizaine de gigawatts, voire plus dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables, contre de l'ordre de 4 GW aujourd'hui. Maintenir

1. Chapitre 4 du Bilan prévisionnel 2017

une espérance de défaillance de trois heures à l'horizon 2050 impliquerait un quasi-triplement du volume d'énergie non-desservie, c'est-à-dire une forte dégradation de la sécurité d'approvisionnement en France.

Pour l'éviter, **RTE a retenu dans sa modélisation des « Futurs énergétiques 2050 » le principe d'un maintien du niveau de service actuel, c'est-à-dire un volume moyen d'énergie non distribuée de l'ordre de 10 GWh. Dans tous les scénarios, les volumes de flexibilité ont été déterminés pour atteindre ce critère.**

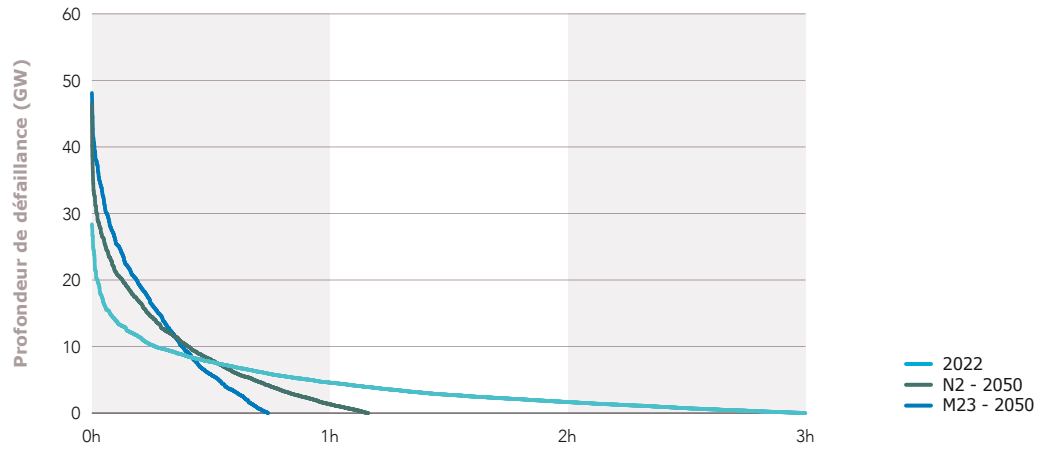
Projeté en 2050, ce même niveau conduit à la réduction de la durée moyenne de défaillance, qui atteindrait autour d'une heure par an dans tous les scénarios, contre trois heures aujourd'hui. Ceci confirme que les situations de défaillance susceptibles de survenir en 2050 augmentent en sévérité. La réflexion sur les usages susceptibles de faire l'objet d'une réduction prioritaire et maîtrisée de la consommation en cas de déséquilibre sur le système électrique, annoncée dans le Bilan prévisionnel 2021, demeure d'actualité.

Le maintien du niveau actuel de risques portés par les consommateurs (en espérance de volume d'énergie non distribuée) conduit alors à un besoin de capacité supplémentaire de l'ordre de 5 à 10 GW par rapport au critère réglementaire actuel exprimé seulement en termes de durée de défaillance.

Bien que représentant des volumes significatifs de nouvelles centrales électriques, ces capacités ne représentent pas un enjeu économique très important à l'échelle des coûts totaux du système électrique *(voir chapitre 11)*.

Des configurations fondées sur d'autres critères et d'autres stratégies de dimensionnement pourraient également être envisagées et seront détaillées dans le rapport complet début 2022. Une volonté de réduire la défaillance y compris dans les situations les plus rares conduirait à augmenter le besoin de capacité de manière importante. Enfin, il serait possible de différencier le niveau de sécurité d'approvisionnement en fonction du souhait individuel des consommateurs, dans une logique de différentiation du niveau de service, mais cette option soulève des enjeux sociétaux qui ne sont pas anodins et que RTE ne souhaite pas traiter sous un prisme uniquement technique.

Figure 7.3 Monotone de profondeur de défaillance du système électrique actuel et en 2050 dans les scénarios M23 et N2



7.1.3 Deuxième enjeu : disposer de capacités de flexibilité mobilisables en des temps courts pour les réserves opérationnelles qui vont également progresser

Au-delà de la problématique de dimensionnement du mix électrique visant à assurer un volume suffisant de capacités pour couvrir les situations de forte consommation résiduelle, le système électrique doit disposer de capacités mobilisables rapidement, pour équilibrer l'offre et la demande lorsque surviennent des aléas à proximité du temps réel.

Ces capacités mobilisables sur des échelles de temps courtes constituent les réserves opérationnelles, dont les volumes requis pour chaque échéance de temps (quelques secondes, quelques minutes, quelques dizaines de minutes) sont déterminés en fonction des situations que le système électrique est susceptible de rencontrer. En pratique, ces capacités sont mises en réserve et ne sont donc pas utilisées pour couvrir la demande si celle-ci est conforme à la prévision : elles ne servent que lorsque surviennent les aléas de court-terme.

À l'heure actuelle, ces réserves sont dimensionnées pour faire face aux risques d'arrêt brutal des grands groupes de production et aux erreurs de prévision de la consommation. Elles représentent un total d'environ 3 GW[2].

D'ici 2050, les besoins de réserves opérationnelles sont appelés à évoluer, sous l'effet de l'évolution de la nature des incertitudes pesant sur l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel. Sous réserve que les activations des leviers de flexibilité sur la consommation (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'électrolyse, etc.) soient maîtrisées pour ne pas générer des variations brusques non souhaitées, ce sont bien les transformations du mix de production qui conditionneront les évolutions des besoins de réserve.

7.1.3.1 Réserve primaire : des besoins qui évoluent peu en volume mais un rehaussement des exigences techniques à prévoir pour compenser la baisse de l'inertie du système électrique européen

Dans tous les scénarios, les besoins en capacité de réserve primaire évoluent légèrement à la hausse. Ils restent mutualisés au niveau européen et définis sur la base de l'ampleur d'un aléa « dimensionnant » affectant l'équilibre offre-demande européen de façon instantanée.

Cet aléa dimensionnant correspond à la déconnexion simultanée des deux moyens de plus forte capacité en Europe, qui sont aujourd'hui des unités de production nucléaire mais pourront demain être des parcs éoliens en mer ou des interconnexions, de taille unitaire du même ordre de grandeur. La variabilité des sources renouvelables, dont la dynamique est plus lente, ne conduit pas à modifier sensiblement l'ampleur de telles variations brutales. La fermeture totale du parc nucléaire français dans les scénarios M ne réduirait pas sensiblement le besoin de réserve primaire, l'incident dimensionnant restant du même ordre de grandeur (défini par la perte brutale de moyens de production de grande taille ailleurs en Europe, raccordement de parc off-shore ou liaisons d'interconnexions).

Par contre, le développement des productions renouvelables connectées par de l'électronique de puissance conduit à une baisse de l'inertie du système électrique européen, rendant les déviations de fréquence plus rapides quand surviennent des aléas temps réel sur l'équilibre entre la production et la consommation. Pour maintenir le même niveau de stabilité de la fréquence qu'aujourd'hui, les exigences sur la vitesse de réponse lors de l'activation devront être rehaussées. Ces évolutions devront

2. Une partie de la fourniture de ces capacités de production « mobilisables » fait l'objet d'une contractualisation en amont au travers d'appels d'offres de réserves (en particulier pour les échéances courtes), tandis qu'une autre partie est assurée par un suivi et des actions de réorganisation du plan de production en temps réel lorsque nécessaires (ajustements pour cause marges). La répartition entre les différents modes de constitution des marges et réserves fait l'objet d'études en cours par RTE mais n'est pas abordée dans ce rapport.

être anticipées mais apparaissent compatibles avec les capacités constructives de certains actifs, notamment des batteries. Certains systèmes électriques sont déjà confrontés à cette problématique du fait d'une inertie plus faible que celle du système électrique européen synchrone : c'est le cas de la Grande-Bretagne, qui a adapté les exigences techniques sur la réserve primaire.

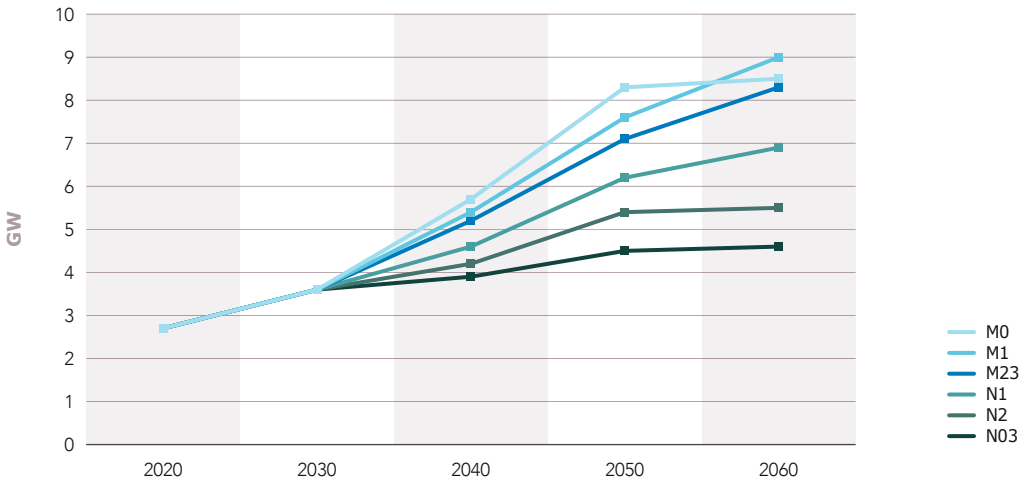
7.1.3.2 Réserves secondaire et tertiaire : des besoins qui évoluent avec l'accroissement de la production renouvelable variable et pourraient atteindre jusqu'à 9 GW hors amélioration de la qualité des prévisions de production éolienne et solaire

Alors que l'ampleur des incertitudes sur l'équilibre entre l'offre et la demande sur des horizons de quelques secondes reste dictée par le risque de perte de groupes de production de grande capacité, l'augmentation de la part de la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque) conduit par contre à augmenter les incertitudes sur l'équilibre offre-demande sur un horizon de plusieurs minutes à plusieurs dizaines de minutes. Ainsi, au fur et à mesure que la part des énergies renouvelables variables s'accroît dans le mix de production, le volume de réserves opérationnelles pour des échéances comprises entre quelques minutes et une demi-heure (réserve secondaire de fréquence, réserve rapide et réserve complémentaire) augmente.

Le dimensionnement précis de ces réserves sera conditionné par la qualité des prévisions court-terme de production renouvelable, et donc de la précision des prévisions météorologiques pour évaluer le vent et l'ensoleillement, du niveau d'observabilité en temps réel de la production (notamment de la collecte et du traitement des données de production pour le parc solaire diffus) et des incitations à l'équilibrage auxquelles feront face les producteurs dans un système de marché libéralisé.

Sur la base d'une approche prudente de l'évolution de la qualité de prévision proche du temps réel, les besoins totaux de réserves opérationnelles à l'horizon 2050 sont estimés entre 4 et 9 GW au total dans les différents

Figure 7.4 Évolution des besoins totaux de réserves (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire) dans les différents scénarios



scénarios, contre près de 3 GW aujourd'hui. Les besoins sont plus importants dans les scénarios à forte proportion de production renouvelable et ce de façon plus marquée dans les scénarios avec plus de production photovoltaïque, dont les variations sont moins prévisibles à très court-terme.

Ces estimations se situent dans le haut de la fourchette des premières valeurs présentées dans le rapport RTE-AIE. Elles pourront être revues à la baisse sur la base d'analyses complémentaires et de retours d'expérience.

L'augmentation des besoins de réserves de court terme n'est pas identifié comme une difficulté majeure : les technologies pour y parvenir existent, sont matures (notamment les batteries) et compatibles avec la perspective d'un rehaussement des exigences techniques de certains produits de réserve. Ces besoins de réserve requièrent par contre que le parc de production et les moyens de flexibilité soient dimensionnés en conséquence. Cela signifie qu'en dehors des situations exceptionnelles « hors critère de dimensionnement », les puissances disponibles (production, import, flexibilités) doivent être suffisantes pour couvrir la consommation prévue et les besoins de réserves.

7.1.4 Dans l'ensemble, des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios mais dans des proportions variables selon les choix sur le mix

7.1.4.1 Les analyses confirment que les transformations prévues du système électrique à l'horizon 2030 ne posent pas de difficulté en matière de sécurité d'approvisionnement

Comme indiqué dans les dernières publications de RTE, les besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 évoluent peu dans une configuration d'atteinte des objectifs publics d'évolution du parc de production et peuvent être couverts par le développement anticipé de la flexibilité de la demande (effacements industriels et résidentiels, pilotage de la recharge des véhicules électriques, effacement des électrolyseurs lors des jours de pointe), notamment sous l'effet du développement d'usages naturellement flexibles, et le développement des interconnexions, tel que prévu par le Schéma décennal de développement du réseau.

Les analyses complémentaires réalisées dans le cadre des Futurs énergétiques 2050 confirment ce constat mais le nuancent, en se plaçant dans une configuration plus prudente, cohérente avec le contexte de fin 2021, sur (i) les trajectoires de développement des énergies renouvelables d'ici 2030 (avec, pour toutes les filières, l'atteinte de l'objectif bas de la PPE en 2030 avec deux ans de retard), (ii) la trajectoire de consommation avec une électrification plus rapide, en cohérence avec le rehaussement des ambitions climatiques, (iii) le niveau de développement des flexibilités de consommation (avec une hypothèse plus prudente que les objectifs de la PPE) et (iv) une prudence sur la contribution des pays voisins, qui pourraient accélérer la fermeture de centrales thermiques et l'électrification de leurs usages pour tenir le rehaussement des objectifs européens à l'horizon 2030 (« Fit for 55 % »).

L'analyse confirme en particulier qu'il n'est pas nécessaire à ces horizons de développer de nouvelles centrales thermiques fossiles ou de batteries. Avec la trajectoire de référence sur la fermeture du nucléaire (quatre nouvelles tranches fermées d'ici 2030, dans les scénarios M1, M23, N1 et N2), le critère de sécurité d'approvisionnement peut être respecté sans effort particulier sur les flexibilités de consommation.

Dans cette configuration, une accélération des transferts d'usage vers l'électricité (trajectoire « Electrification + ») ou de réindustrialisation profonde peut être envisagée mais nécessitera un réel effort sur le développement de la flexibilité, des énergies renouvelables ou sur l'efficacité énergétique. Les leviers existent (effacements industriels et tertiaires, flexibilité des véhicules électriques, etc.) mais devront être fortement mobilisés.

Dans une trajectoire de fermeture accélérée des tranches nucléaires (trajectoire M0 avec deux tranches supplémentaires fermées d'ici 2030), la sécurité d'approvisionnement pourra être assurée, sous réserve de réussir à développer sensiblement la flexibilité de la consommation (à un niveau qui serait inférieur à l'objectif de la PPE) ou d'un maintien de marges importantes dans les pays voisins. Néanmoins, cette configuration apparaît difficilement compatible avec une forte accélération des transferts d'usage et de la réindustrialisation.

La configuration de maintien de l'intégralité du parc nucléaire en fonctionnement à l'horizon 2030 (scénario N03) présente à l'inverse des marges significatives.

Dans une optique d'accélération des actions d'électrification ou de réindustrialisation, l'étalement de la fermeture des réacteurs nucléaires pourrait constituer un levier efficace, au même titre que l'accélération du développement des énergies renouvelables ou encore le renforcement des actions de maîtrise de la demande.

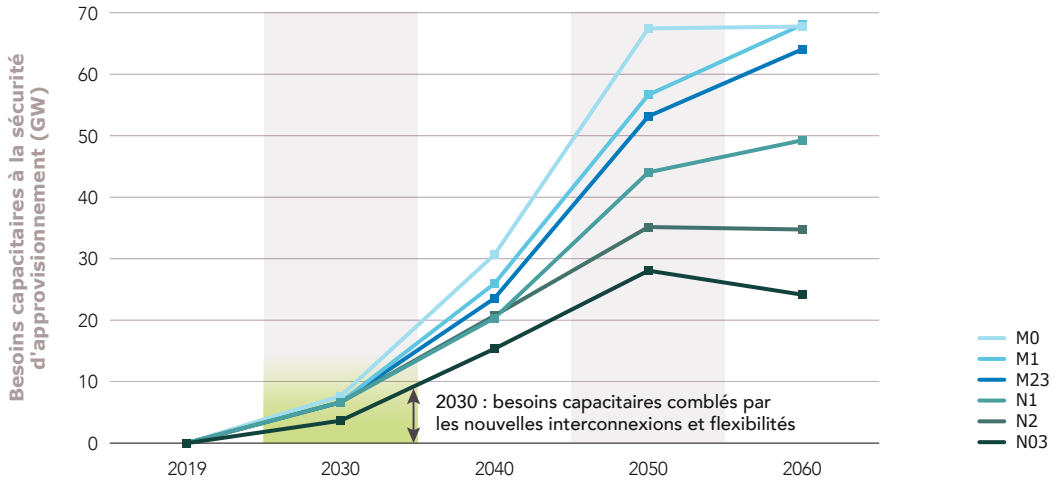
7.1.4.2 Des besoins en capacité massifs apparaissent à partir de l'horizon 2040 et sont d'autant plus importants dans les scénarios de sortie du nucléaire

En revanche, au-delà de 2030, les besoins de flexibilité pour la sécurité d'approvisionnement évoluent fortement à la hausse dans presque tous les scénarios de l'étude, du fait de l'augmentation de la consommation et de la réduction de la taille du parc pilotable dans la trajectoire de référence.

Ces besoins se présentent de façon plus marquée dans les scénarios sans nouveau réacteur nucléaire. En effet, si les énergies renouvelables contribuent à la sécurité d'approvisionnement sur le plan statistique, la variabilité de la production et la dépendance aux aléas météorologiques – qui peuvent survenir sur une large zone et pendant des durées significatives – induisent à terme une modification significative du profil de production au cours de l'année par rapport à aujourd'hui. Il est alors nécessaire de pouvoir compenser des situations de faible production alors même que la consommation est plus importante, notamment l'hiver.

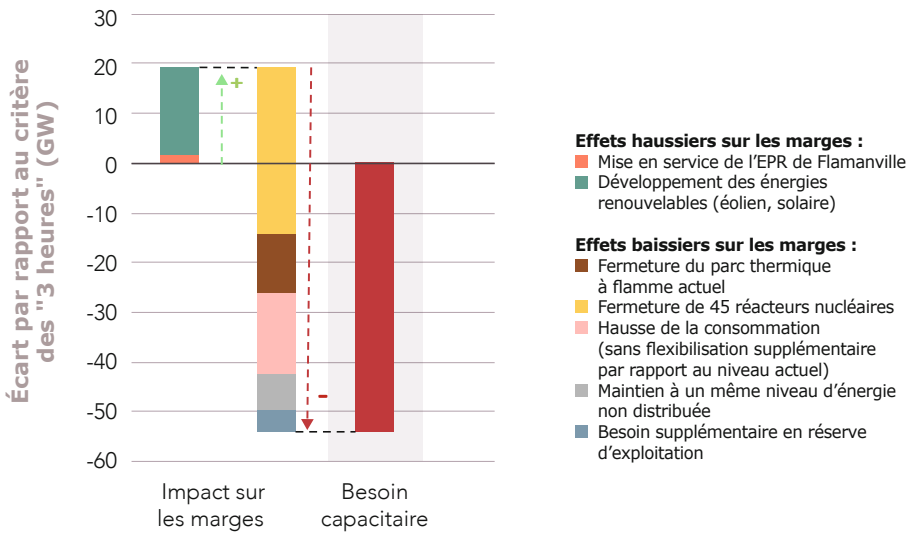
À production équivalente en énergie annuelle, la contribution statistique des énergies renouvelables à la sécurité d'approvisionnement est significativement plus faible que celle des groupes de production thermique ou nucléaire : 1 TWh de production nucléaire contribue à hauteur de 150 MW[3] alors que 1 TWh de production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque confondus) contribue à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 50 MW[4], selon le niveau de stockage dans le système Les besoins en capacité sont les plus importants dans les scénarios avec une forte part de photovoltaïque, du fait du profil de production jour-nuit et d'une moindre production en hiver.

Figure 7.5 Besoins pour de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement aux différents horizons et dans les différents scénarios[5]



3. Ce calcul est basé sur l'évaluation de la puissance parfaite nécessaire pour compenser une situation où la filière considérée est retirée.
4. La valeur dépend du niveau de développement du stockage dans le système électrique. L'ajout de production EnR contribue plus à la sécurité d'approvisionnement dans un système avec un niveau important de stockage (flexibilité de consommation, batteries, STEP).
5. Ces valeurs correspondent au besoin pour de nouvelles capacités flexibles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, par rapport aux capacités considérées dans la définition des scénarios. Il s'agit des capacités supplémentaires à développer en complément de l'évolution du parc nucléaire, des capacités EnR, de la fermeture progressive du parc de production thermique et des flexibilités existantes. Les besoins de flexibilité sont exprimés en unité de puissance et correspondent au besoin de «puissance parfaite» (i.e. capacité 100% disponible, sans contrainte de stock) qui doit être ajoutée au parc de production EnR et nucléaire, ainsi qu'aux leviers de flexibilité «existantes» pour respecter l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Les leviers de flexibilité existants sont : les interconnexions (à leur niveau actuel), les flexibilités de consommation déjà existantes, les unités thermiques existantes dont la durée de vie permet le maintien à l'horizon considéré, ainsi que le parc de production hydraulique existant.

Figure 7.6 Détail de l'évolution des besoins capacitaires dans le scénario M23 à l'horizon 2050[5]



Les besoins pour la constitution de réserves opérationnelles sont en outre plus élevés dans les scénarios de sortie du nucléaire. Ces besoins pour la constitution des réserves opérationnelles amplifient ainsi le contraste entre les scénarios concernant le besoin de flexibilité.

À l'horizon 2050, les besoins totaux de nouvelles flexibilités sont importants dans tous les scénarios et se situent entre 28 GW et 68 GW. Ces valeurs correspondent aux leviers de flexibilité supplémentaires à mobiliser en France ou à l'étranger via les capacités d'import, en complément des leviers actuels qui seront encore en service à cet horizon[4].

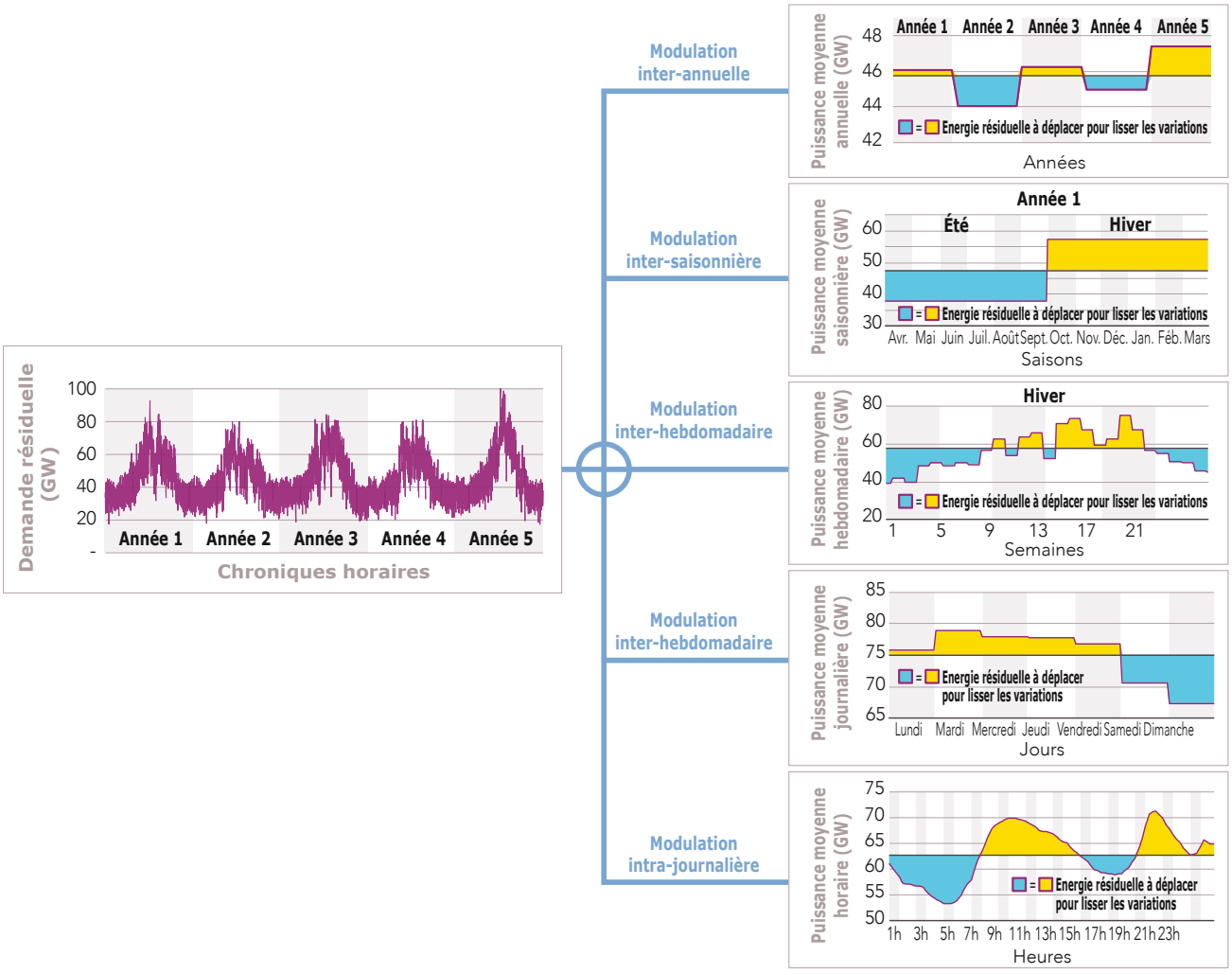
L'augmentation des besoins de flexibilité ne soulève pas, en premier lieu, de problématique purement technique dans la gestion du système, mais plutôt une problématique industrielle (sur le réalisme de disposer de ces moyens) et une problématique organisationnelle s'agissant des flexibilités diffuses, qui doivent pouvoir participer au système en respectant de hauts standards de disponibilité et de précision dans leur fonctionnement. Ces besoins doivent être anticipés pour que l'équilibre offre-demande puisse être assuré et ils doivent être intégrés à l'analyse économique d'ensemble.

7.1.4.3 Au-delà du besoin de puissance, des besoins de modulation en énergie portant sur des horizons différents

Résumer les besoins de flexibilité à une puissance nécessaire à la sécurité d'approvisionnement est insuffisant pour rendre compte de l'ensemble des enjeux pour la sécurité d'approvisionnement et des caractéristiques des leviers à mobiliser. En effet, les besoins de puissance ne seront pas couverts par les mêmes leviers selon qu'il s'agit de couvrir des situations ponctuelles de courte durée (quelques heures ou à l'échelle d'une journée) ou de fournir de la puissance sur des périodes longues, par exemple en stockant puis en restituant de l'énergie à l'échelle de plusieurs semaines.

Par conséquent, l'analyse proposée par RTE dans plusieurs publications récentes consiste à présenter plusieurs indicateurs qui permettent d'apporter des éclairages sur les « besoins de modulation » sur différents horizons de temps. Ces indicateurs, qui représentent des besoins de déplacement d'énergie, fournissent une indication sur les leviers de

Figure 7.7 Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels



flexibilité les plus pertinents d'un point de vue technique en caractérisant la nature des sollicitations.

Plus précisément, ces indicateurs correspondent aux volumes d'énergie à déplacer pour lisser la courbe de consommation résiduelle[6] (i) au sein d'une journée (besoin « intra-journalier »), (ii) d'une semaine (besoin « intra-hebdomadaire »), (iii) entre les semaines d'une même saison (besoin « inter-hebdomadaire »), (iv) entre les saisons d'une même année (besoin « inter-saisonnier ») et (v) entre les années (besoin « inter-annuel »).

L'analyse réalisée sur les différents scénarios à l'horizon 2050 montre une augmentation significative des besoins de modulation dans tous les scénarios, pour toutes les échéances étudiées.

Les besoins de modulation évoluent de façon contrastée sur les différents indicateurs temporels et selon les scénarios et les échéances étudiées. L'évolution de la consommation, de la production d'origine renouvelable et la part respective des différentes filières ont des effets différenciés sur les indicateurs aux différents horizons.

Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600 % à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire

Le besoin de modulation intra-journalier, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les heures d'une même journée, croît fortement dans tous les scénarios.

Il évolue principalement sous l'effet de la progression de la production d'origine photovoltaïque, dont le profil jour-nuit induit des variations importantes de la consommation résiduelle à l'échelle de la journée, et dans une moindre mesure avec l'augmentation de la consommation de certains usages qui affectent principalement la consommation en début de soirée s'ils ne sont pas pilotés (notamment la mobilité électrique) et de la production éolienne, qui varie au sein de la journée.

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300 % dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les jours d'une même semaine est aujourd'hui essentiellement déterminé par la différence structurelle entre la consommation des jours ouvrés et celle des jours de fin de semaine.

Cette structure de consommation, hors effet lié à l'utilisation des flexibilités de consommation[7] reste relativement inchangée à l'horizon 2050. Par contre, le développement de la production éolienne conduit à une très forte augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire. En effet, les variations de consommation résiduelle les plus importantes observées à l'échelle de quelques jours s'expliquent en grande partie par les variations de la production éolienne. Le facteur de charge éolien a ainsi environ 40 % de chance de varier de plus de 10 points (à la hausse ou à la baisse) entre deux journées consécutives. Ainsi, dans le scénario M23 à l'horizon 2060, l'augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire est de l'ordre de +300 %, résultant quasiment exclusivement du développement de l'éolien (l'évolution de la consommation et du photovoltaïque n'a pas d'effet important).

6. Le besoin de modulation intra-journalier correspond au volume d'énergie moyen qu'il serait nécessaire de déplacer entre les heures d'une même journée pour lisser complètement la consommation résiduelle (consommation diminuée des productions fatales, notamment photovoltaïque et éolienne). De façon analogue, le besoin de modulation intra-hebdomadaire représente le volume d'énergie moyen à déplacer entre les jours d'une même semaine et le besoin de modulation inter-hebdomadaire représente le volume moyen d'énergie à déplacer entre les semaines d'une même année.
7. L'effet de la mobilisation des flexibilités de consommation n'est pas intégré dans l'évaluation du besoin de flexibilité, mais est considéré comme un levier 7 au besoin de flexibilité.

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100 %, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les semaines d'une même saison (été ou hiver) résulte aujourd'hui essentiellement des aléas climatiques (température notamment) qui affecte la consommation d'électricité en hiver.

L'augmentation de la thermosensibilité de la consommation en été, sous l'effet du développement de la climatisation et du changement climatique, conduit à une plus forte variabilité de la consommation estivale et contribue à l'augmentation de ce besoin de modulation. Cet effet reste néanmoins limité.

Par contre, le besoin inter-hebdomadaire augmente essentiellement sous l'effet du développement de la production éolienne, qui peut varier sensiblement d'une semaine sur l'autre.

Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité

Le besoin de modulation inter-saisonnier, qui mesure les variations de la consommation résiduelle entre l'été et l'hiver, est par contre légèrement orienté à la baisse. Cette évolution résulte essentiellement de la baisse de la consommation de chauffage en hiver et la hausse de la consommation de climatisation en été.

Cette baisse est plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, dont la saisonnalité de la production est contracyclique avec le rythme de la consommation électrique (production plus importante en hiver qu'en été), mais sera *a contrario* moins forte dans les scénarios avec un fort développement du photovoltaïque dont la production est plus importante en été et donc pro-cyclique sur l'horizon saisonnier. Cette faible réduction du besoin de modulation inter-saisonnier reste marginale par rapport à l'augmentation du besoin inter-hebdomadaire alors que, en pratique, ce sont les mêmes solutions techniques qui permettent de gérer cette variabilité (production thermique et boucle *power-to-gas-to-power*, hydraulique, interconnexions).

Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

Le besoin de modulation inter-annuel, qui mesure les variations de la consommation résiduelle annuelle, est orienté à la hausse. Cette évolution résulte essentiellement de l'augmentation de la production éolienne, dont le facteur de charge annuel moyen peut être très différent d'une année sur l'autre. Il a par exemple été de 26 % en 2020, contre seulement 21 % en 2018 en France. Cette hausse est ainsi plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien (M23 en particulier).

Ces indicateurs permettent d'identifier des évolutions contrastées des besoins de modulation entre les scénarios, à la fois en ce qui concerne le besoin total et sa décomposition selon les échéances. Ils fournissent de premiers éléments permettant d'identifier les solutions de flexibilité adaptées aux besoins. Ils n'intègrent pas de considération sur les coûts et ne permettent pas à eux seuls d'identifier la place économiquement pertinente de chacune des filières.

Figure 7.8 Évolution des besoins de modulation sur les différents horizons temporels, dans les différents scénarios et échéances[8]

8. L'évolution des besoins de modulation est décomposée entre les effets liées à l'évolution de la consommation, ceux liés au photovoltaïque, ceux liés à l'éolien et ceux liées aux autres productions fatales. La décomposition est effectuée séquentiellement sur la consommation, puis en intégrant l'effet du solaire, puis de l'éolien, puis des autres productions fatales.

7.1.5 Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires, mobilisées pour couvrir les besoins de l'équilibre offre-demande

Pour couvrir les différents besoins de flexibilité, la construction des scénarios s'appuie sur la mobilisation de plusieurs solutions de flexibilité, qui doivent par construction être décarbonées en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Tout d'abord, les scénarios s'appuient sur un développement de **la production hydroélectrique**, en particulier les stations de pompage-turbinage (STEP), offrant une solution de stockage d'électricité. Comme mentionné au chapitre 3, les STEP jouent historiquement un rôle important dans la flexibilité du système électrique. Des projets de développement de la capacité de production hydraulique, notamment de STEP, existent mais le nombre de sites propices au développement d'installations hydrauliques est limité. Les scénarios de RTE intègrent tous un déploiement d'environ 3 GW de nouvelles STEP et de près de 1 GW d'autres installations hydrauliques.

En second lieu, les scénarios nécessitent **une flexibilité accrue de la demande :** les nouveaux usages qui se développent se caractérisent souvent par le fait qu'ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie, mais à son stockage sous une forme adaptée pour une utilisation future. C'est le cas de la recharge des batteries des véhicules électriques et de la production d'hydrogène par électrolyse notamment. Ces usages sont donc plus facilement déplaçables dans le temps que les usages directs de l'électricité (éclairage, force motrice, chauffage…), comme c'était déjà le cas historiquement pour l'eau chaude sanitaire produite par les ballons et très généralement pilotée depuis quarante ans par un signal «heures creuses». Le placement optimisé de ces consommations ou, *a minima* leur effacement lors des périodes de forte consommation résiduelle aura deux effets positifs : (i) ces consommations supplémentaires ne viendront pas renforcer les besoins de pointe de consommation résiduelle et (ii) elles fourniront des leviers de flexibilité supplémentaires pour la gestion de l'équilibre du système.

L'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, sous l'effet de l'électrification des procédés, permet aussi d'augmenter le gisement d'effacement qui pourra être mobilisé. Enfin, le déploiement de communications numériques directes avec les appareils (5G, bluetooth…) et la généralisation de gestionnaires techniques des bâtiments et des process dans les industries permettra un pilotage de plus en plus fin et sélectif des installations, tout en limitant l'impact pour les consommateurs. Les possibilités de modulation ou d'effacement de la demande sont néanmoins associées à certaines contraintes (report de charge possible sur des durées de l'ordre d'une journée voire de quelques jours, mais rarement plus) et à une acceptabilité de la part des consommateurs. Les flexibilités de consommation ne pourront donc pas répondre à tous les types de besoins de flexibilité (en particulier pour gérer des longues périodes sans vent).

En fonction des scénarios, il peut être nécessaire de **construire de nouvelles unités thermiques** (cycle combiné, turbine à combustion) **devant nécessairement utiliser des combustibles décarbonés** dans un scénario de neutralité carbone (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse…) ou de développer des piles à combustible utilisant de l'hydrogène. Ce type de solution est en particulier adapté pour fournir du stockage d'énergie sur des périodes longues (stockage inter-hebdomadaire), via l'utilisation des capacités de stockage de gaz existants, éventuellement adaptée à de nouveaux combustibles (hydrogène en particulier). Conformément aux orientations de la SNBC, les centrales thermiques intégrées dans les cas de base des scénarios à l'horizon 2050 et au-delà sont supposées fonctionner avec des combustibles décarbonés produits en France et ne reposent pas sur un recours aux technologies de captage et de stockage de carbone (CCS), ni sur des importations massives de combustibles décarbonés depuis l'étranger.

Des installations de stockage dédiées, en particulier des batteries stationnaires, dont les coûts ont fortement chuté au cours des dernières années, ont le potentiel de contribuer aux besoins de flexibilité (au-delà des seuls services système fréquence qui constituent le modèle d'affaire actuel des batteries récemment développées en France et

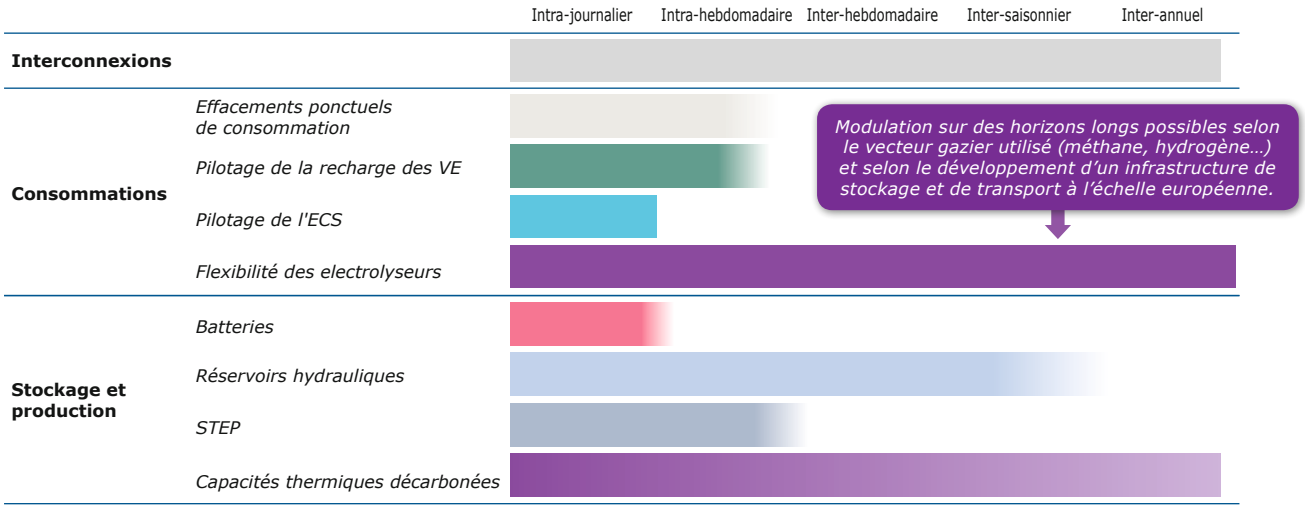
dans les pays voisins). Compte-tenu des coûts qui dépendent fortement de la capacité de stockage, les batteries ne sont néanmoins adaptées que pour stocker des volumes d'énergie relativement faibles et ne peuvent pas répondre à tous les besoins de modulation, notamment au-delà de la journée.

Enfin, **des réseaux électriques plus développés et interconnectés** permettent de réduire le besoin des autres types de flexibilités et doivent donc être considérés comme un levier de flexibilité à part entière : via une intégration spatiale à grande échelle, les interconnexions entre pays européens permettront d'atténuer les conséquences des variations locales et de faciliter la mutualisation des leviers de flexibilité. Le maillage du système électrique au niveau régional et international jouera ainsi un rôle primordial dans l'intégration des énergies renouvelables.

La proportion des différentes solutions de flexibilité considérées varie donc selon les scénarios : **l'approche retenue par RTE consiste à déterminer pour chaque scénario un bouquet de flexibilités sur la base d'une optimisation économique, qui permet d'identifier les leviers les plus pertinents en fonction de leurs caractéristiques, des contraintes que peuvent occasionner leur utilisation et de leurs coûts.**

Ce raisonnement économique ne constitue que l'un des déterminants de l'évaluation du bouquet de flexibilités possible. Des considérations sociétales, politiques et industrielles sont en effet de nature à influer sur le développement de certains moyens de flexibilité, notamment les flexibilités de la demande *(voir section 7.3)*, des interconnexions *(voir section 7.2)* et des nouvelles capacités hydrauliques flexibles (STEP et Lac).

Figure 7.9 Liste des flexibililtés et de leurs échelles temporelles



7.2 Développer les interconnexions : une option prioritaire pour atteindre la neutralité carbone au moindre coût

7.2.1 Sur le plan économique : les études plaident pour un renforcement important de la capacité d'échange entre pays européens

7.2.1.1 Le foisonnement de la consommation et de la production renouvelable variable est important à l'échelle européenne et réduit de l'ordre de 15 % la pointe de consommation résiduelle

Les interconnexions constituent aujourd'hui un facteur de mutualisation et d'optimisation des moyens de production à l'échelle européenne.

Les profils de consommation dans les différents pays européens sont différents et ils ne présentent pas la même sensibilité aux différents aléas. Par exemple, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie, les décalages horaires et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Cet effet se traduit en particulier sur les pointes de consommation dans les différents pays qui n'apparaissent pas au même moment. Ainsi, les pointes de consommation en Italie surviennent en été en milieu d'après-midi, celles des pays scandinaves en hiver en matinée tandis que celles de la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas se situent en hiver en soirée. Sur l'année 2018, au périmètre européen de l'ENTSOE, la pointe de consommation réalisée s'est avérée inférieure de près de 30 GW à la somme des pointes nationales (soit de l'ordre de 5 % de la pointe)[9].

À long terme, les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone en Europe impliquent une forte croissance de la part des énergies renouvelables variables. Dans ce cadre, il est important d'examiner la corrélation entre les profils de production renouvelables selon les pays.

L'hydraulique présente des profils de production différents et complémentaires selon les pays, avec notamment un fonctionnement différent entre la Scandinavie et les Alpes.

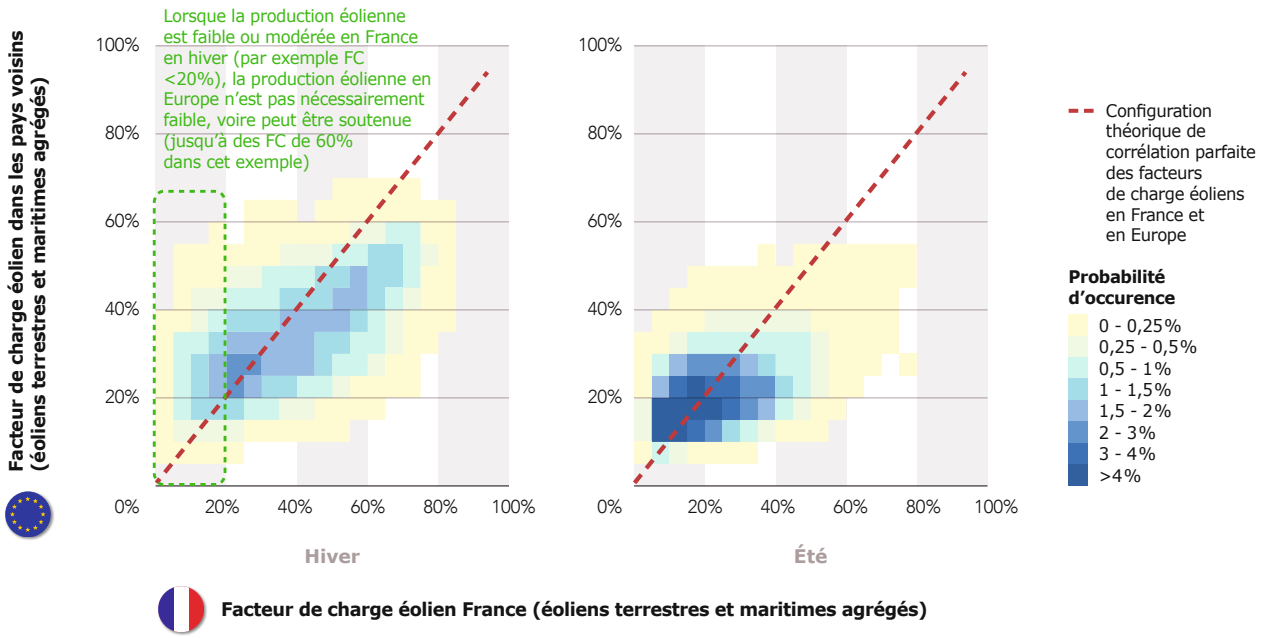
Sur le photovoltaïque, le cycle jour/nuit de la production est évidemment commun à tous les pays européens. Un très léger degré de foisonnement existe, lié à la variabilité de l'ensoleillement selon les zones mais aussi au décalage des heures de production entre les pays les plus à l'est et ceux les plus à l'ouest et à l'amplitude journalière de l'ensoleillement entre les pays du nord et les pays du sud.

Le sujet qui suscite le plus d'interrogations concerne le comportement des parcs éoliens à travers l'Europe en fonction des situations météorologiques. Les différents pays sont soumis à des régimes de vents différents et leurs productions ne sont qu'en partie corrélées. Il existe un certain degré de foisonnement entre les aléas de production éolienne, et un bénéfice à mutualiser en Europe les moyens pour gérer les situations de vents faibles.

L'inquiétude relayée dans le débat public porte de manière plus précise sur la possible concomitance de situations de très faible production éolienne dans les différents pays européens lors de situations froides sur une partie du continent, notamment en cas de blocage anticyclonique sur une partie importante de l'Europe. Des analyses statistiques précises ont été menées sur le sujet : elles montrent que ces situations existent mais avec une probabilité très faible et sont principalement situées en hiver. **Ainsi, les périodes en hiver pendant lesquelles le facteur de charge**

9. Source : Factsheet ENTSOE 2018

Figure 7.10 Probabilité d'occurrence sur les facteurs de charge de l'éolien en France et dans les pays voisins



éolien (terrestre et en mer) en France est inférieur à 10 % représentent 6 % du temps en hiver. Mais les périodes où ce facteur est inférieur à 10 % sur la France et ses premiers voisins ne représentent que 0,3 % du temps.

En intégrant ces différents effets sur les profils de production et de consommation à l'horizon 2050, la consommation résiduelle (production diminuée des productions renouvelables fatales) européenne est bien plus lissée que la consommation résiduelle française. Sur le scénario M23 en 2050. **La pointe à une chance sur dix de consommation résiduelle sur le périmètre de la France et ses voisins directs est ainsi plus faible de plus de 15 % que la somme de celles de chacun de ces pays.**

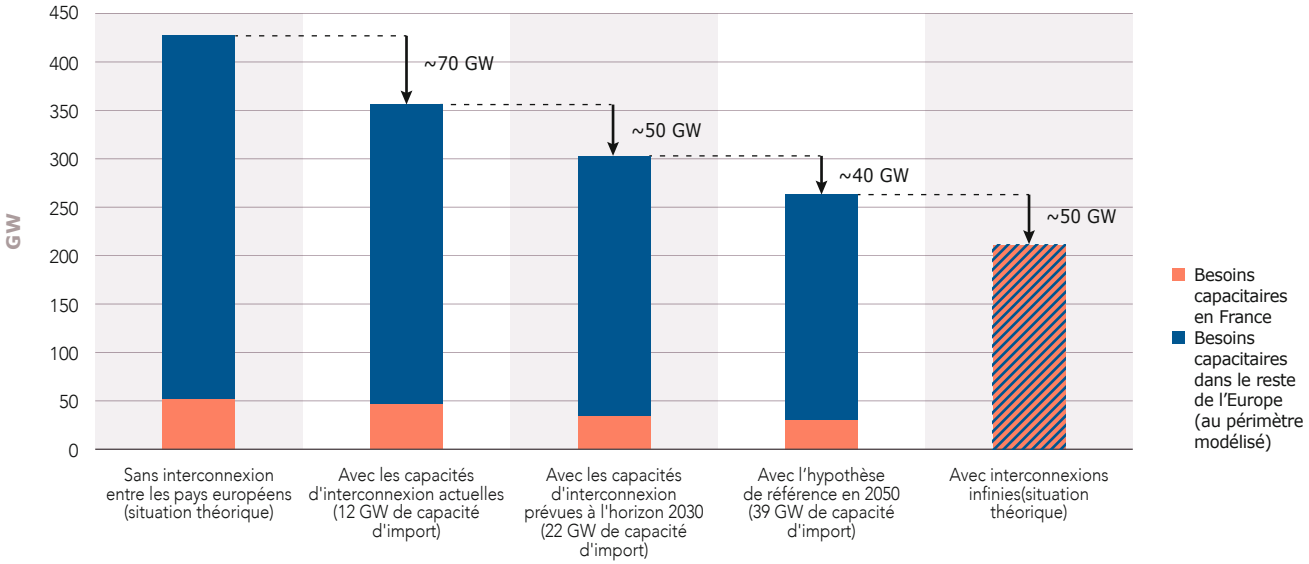
7.2.1.2 Le développement d'interconnexions permet à la fois d'éviter la construction de moyens de production et/ou le développement de nouvelles flexibilités et limite leur sollicitation pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Le développement des interconnexions permet de tirer le meilleur parti du foisonnement de la consommation et de la production renouvelable à l'échelle européenne. Il rend donc possible une mutualisation des moyens de flexibilité (batteries, centrales thermiques décarbonées…), avec un effet baissier sur les capacités à déployer dans chaque pays pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe.

Les résultats des simulations de l'équilibre offre-demande européen montrent que les capacités d'interconnexion déjà existantes permettent de réduire de l'ordre de 70 GW[10] les capacités à

10. Cette puissance est évaluée en capacité parfaite équivalente, c'est-à-dire la puissance de capacités sans contraintes de disponibilité ni de contraintes de stock.

Figure 7.11 Besoins de capacités à l'échelle européenne pour assurer la sécurité d'approvisionnement selon différentes configurations de développement des interconnexions (besoins capacitaires exprimés en puissance «parfaite nécessaire» supplémentaire, par rapport aux capacités de production prévues et leviers de flexibilité déjà existants)



déployer dans les différents pays, par rapport à une situation théorique sans aucune capacité d'échange entre les pays.

Par rapport au niveau d'interconnexion actuel, **le développement des interconnexions envisagé dans les scénarios à l'horizon 2050 permet d'aller plus loin dans la mutualisation des moyens de flexibilité et conduit à une réduction supplémentaire de l'ordre de 90 GW du besoin total européen de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, dans le scénario M23.** Sur ces 90 GW, une réduction du besoin de 50 GW est accessible grâce aux interconnexions prévues à l'horizon 2030.

Un développement accru des interconnexions au-delà des trajectoires considérées dans l'étude serait de nature à réduire encore le besoin de flexibilité, mais de manière moins importante. Ainsi, le cas théorique d'une Europe parfaitement interconnectée («plaque de cuivre») conduirait à diminuer encore le besoin de flexibilité d'environ 50 GW supplémentaires.

De telles configurations soulèvent néanmoins des questions économiques, industrielles et politiques qui sont particulièrement significatives.

7.2.1.3 Un développement des interconnexions de l'ordre de 45 GW de capacités d'échange entre la France et ses voisins trouve une justification économique dans tous les scénarios étudiés

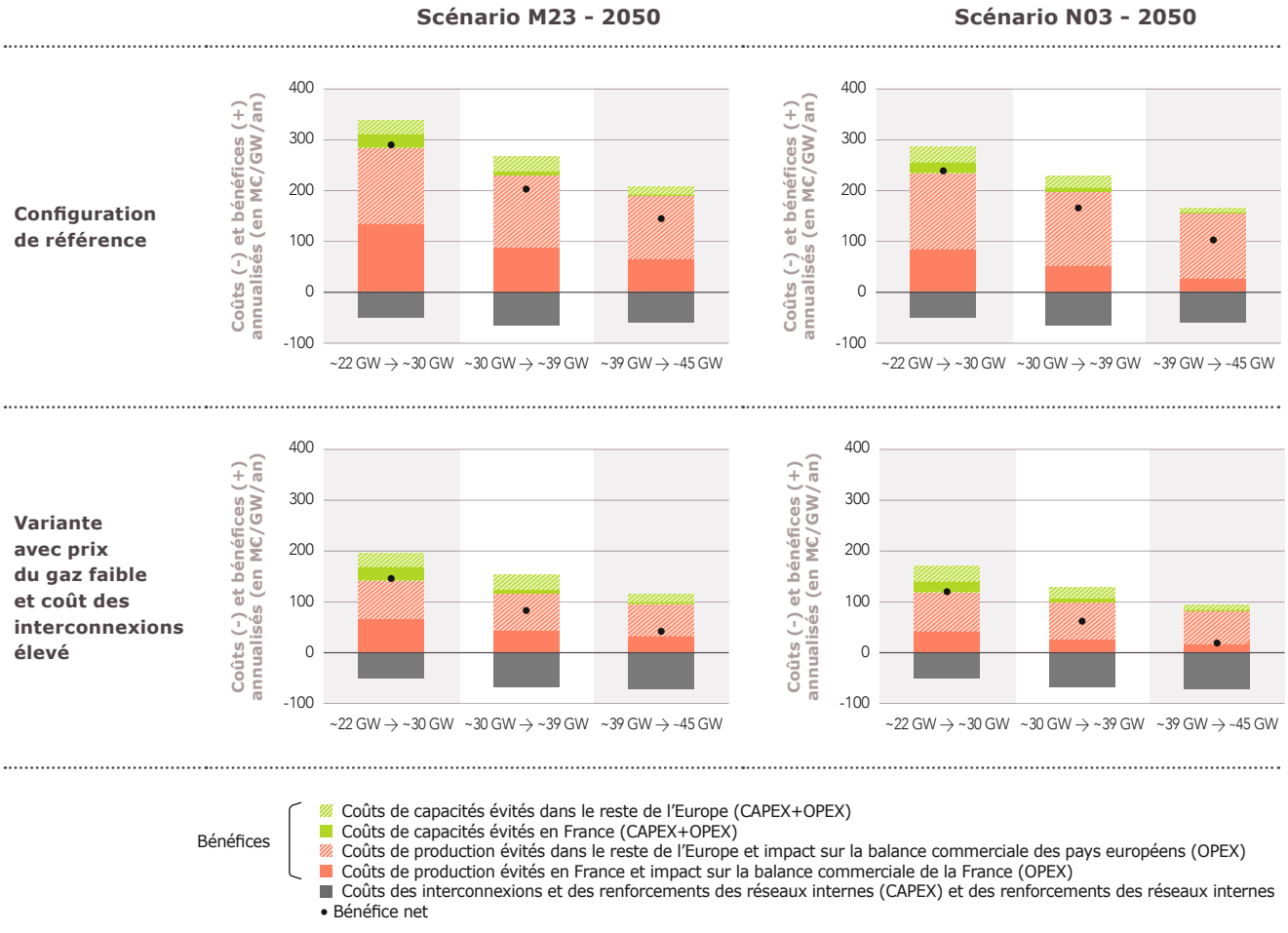
Dans une approche d'optimisation économique, le niveau de développement des interconnexions doit être en premier lieu déterminé par la comparaison entre les coûts des projets d'interconnexions et les gains apportés au fonctionnement du système électrique européen. C'est ainsi qu'est aujourd'hui organisé le système d'autorisation des nouveaux projets de capacités d'interconnexion,

qui doivent faire l'objet d'une justification économique auprès des instances européennes et des autorités de régulation afin d'assurer leur intérêt pour la collectivité.

Les gains pour le système électrique résultent à la fois de la réduction des capacités de production flexibles à développer mise en évidence dans les paragraphes précédents, mais également d'une meilleure optimisation de l'utilisation des différents moyens du mix électrique via la sollicitation des capacités de production et de flexibilité les moins coûteuses à l'échelle continentale. Concrètement, cela signifie que les interconnexions permettent d'utiliser à un instant donné les excédents de production renouvelable ou nucléaire d'un pays pour éviter de démarrer dans d'autres pays des moyens thermiques, dont le coût variable de production est élevé.

Cette optimisation de l'équilibre offre-demande s'opère aujourd'hui via les marchés de l'électricité. Elle joue un rôle important à long terme dans la mesure où elle contribue à réduire la sollicitation de moyens thermiques dont les coûts variables de production sont importants (centrales à au biométhane ou à hydrogène) et à favoriser la production renouvelable ou nucléaire à faible coût variable.

Figure 7.12 Coûts et bénéfices pour le système électrique lié au développement des interconnexions dans les scénarios M23 et N03 à l'horizon 2050, selon les hypothèses sur les prix du gaz, les coûts des interconnexions et le niveau de développement des interconnexions



En intégrant l'ensemble de ces gains et en les mettant en regard des projections de coût d'investissement dans les interconnexions, **les analyses montrent qu'une capacité d'import de l'ordre de 45 GW entre la France et les pays voisins à l'horizon 2050 serait justifiée sur le plan économique** dans tous les scénarios étudiés (aujourd'hui la France peut importer 12 GW et il est prévu qu'elle puisse en importer 22 GW en 2030). Cette capacité demeure justifiée en considérant différents prix des gaz (qui conditionnent la valeur économique des échanges) et dans toutes les configurations étudiées sur l'évolution des mix électriques des pays voisins.

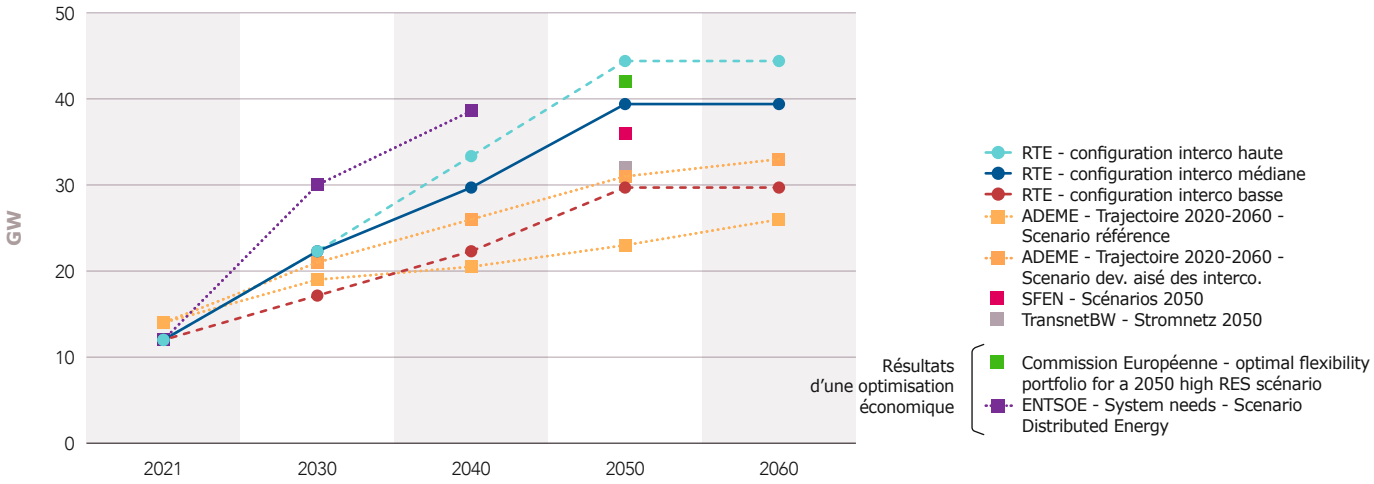
Cette justification économique au périmètre européen est également valable au niveau de la France dans toutes les configurations. Ceci signifie que le développement des interconnexions ne trouve pas uniquement sa justification dans les échanges traversant le pays et que les bénéfices au périmètre de la France[11] permettent de couvrir au moins l'intégralité des coûts de renforcement du réseau interne en France et plus de 50 % des coûts des projets (qui seront partagés entre les gestionnaires de réseau). Ce résultat est valable dans toutes les configurations jusqu'à une capacité de 39 GW d'imports. Il reste vrai jusqu'à 45 GW dans tous les scénarios et toutes les configurations, sauf dans les scénarios N conjugués avec des hypothèses basses de prix du gaz, défavorables à la rentabilité des interconnexions (mais la rentabilité au niveau européen reste assurée).

Cette analyse comporte par ailleurs des principes de prudence sur le plan méthodologique : elle intègre d'une part un principe d'augmentation du coût des projets de nouvelles lignes (HVDC souterraines ou en mer par exemple) par rapport aux interconnexions historiques, d'autre part une quote-part correspondant au renforcement des réseaux nationaux pour permettre d'augmenter les transits entre pays. Elle prend également en compte le fait que les bénéfices marginaux pour le système électrique européen diminuent au fur et à mesure du renforcement de la capacité d'échange. Elle suppose en revanche une adhésion continue aux principes de la construction européenne, un respect systématique du droit communautaire de la part des États concernés, ainsi qu'une adaptation des réseaux internes des pays européens.

Ces résultats sont par ailleurs cohérents avec les études existantes à l'échelle européenne ayant analysé l'intérêt économique des interconnexions à long terme[12]. Des résultats similaires sur l'intérêt de développer fortement les interconnexions dans des mix à forte pénétration de production renouvelable existent également dans d'autres régions du monde[13].

11. Les bénéfices pour la collectivité française prennent en compte (i) les coûts d'investissement évités dans des capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (CCG/TAC, batteries), (ii) l'impact sur les coûts variables de production (thermique décarboné et nucléaire) en France et (iii) l'impact sur la balance commerciale des échanges d'électricité. Il s'agit de la réduction des coûts du système électrique, selon la méthodologie décrite au chapitre 11.
12. *Cf.* le rapport d'ENTSO-E « System needs » élaboré dans le cadre du plan décennal européen (TYNDP) 2020 et l'étude de la Commission européenne « Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario »
13. *Cf.* Étude du NREL menée sur l'Amérique du Nord : North American Renewable Integration Study Highlights Opportunities for a Coordinated, Continental Low-Carbon Grid .

Figure 7.13 Capacités d'imports dans différentes études et comparaison avec les trajectoires retenues par RTE



7.2.2 Sur le plan politique : un débat légitime sur le degré d'interdépendance souhaité entre les pays européens

7.2.2.1 Le développement des interconnexions conduit à un accroissement des interdépendances pour la sécurité d'approvisionnement en électricité

Au-delà des bénéfices technico-économiques résultant de la réduction des besoins de capacité et de l'optimisation de l'équilibre offre-demande, un développement volontariste des interconnexions à long terme induit un accroissement de la dépendance du système électrique français aux imports.

Cette dépendance est déjà une réalité. Depuis 2011, l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement définie dans le Code de l'énergie intègre la prise en compte de la contribution des pays voisins dans les modélisations de l'équilibre offre-demande. Ce principe s'appuie sur la volonté de ne pas surdimensionner le parc de production électrique en France et d'éviter d'envoyer des signaux inutilement alarmistes lors des situations où la France peut assurer la sécurité d'approvisionnement grâce aux imports.

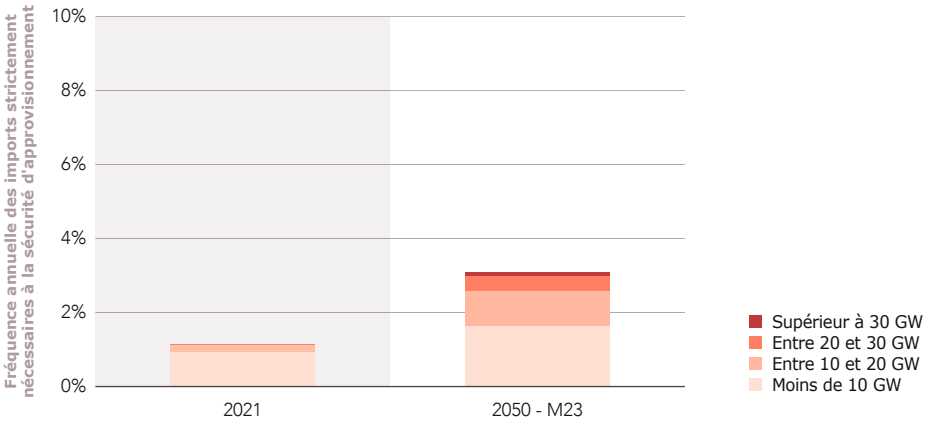
Cette interdépendance est néanmoins extrêmement limitée en volume (environ 1% du temps aujourd'hui, pour 0,1% de l'électricité consommée en France). À long terme, une plus grande mutualisation des leviers de flexibilité grâce au développement des interconnexions conduit à l'accroître, pour atteindre de l'ordre de 5% du temps dans les cas de base des différents scénarios et de l'ordre de 1% de volume d'électricité.

Dans les scénarios de neutralité carbone, cette situation de dépendance de la France aux pays voisins est par ailleurs réciproque et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement.

Cette interdépendance soulève différentes problématiques :

- sur le plan technique d'une part, avec la nécessité de mettre en place des modes d'exploitation coordonnés avec les opérateurs des pays voisins ;
- sur le plan politique d'autre part, avec une question sur l'acceptabilité et sur les leviers de maîtrise de ce niveau de dépendance *(voir ci-après)*.

Figure 7.14 Fréquence des situations où les imports sont strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France, avec le dimensionnement du système électrique pour atteindre le même niveau de sécurité d'approvisionnement que le critère actuel



7.2.2.2 L'approvisionnement énergétique de la France en 2050 est considérablement moins dépendant de l'étranger qu'aujourd'hui, mais avec des interdépendances de natures différentes

L'augmentation de la dépendance aux interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement électrique doit être mise en regard de l'évolution de l'autonomie énergétique globale permise dans les scénarios de neutralité carbone. De manière générale, **les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » s'inscrivent dans une stratégie énergétique globale de très forte réduction de la dépendance énergétique de la France, à la fois sur le plan quantitatif et qualitatif.**

Pris dans son ensemble, le mix énergétique français repose aujourd'hui majoritairement sur les énergies fossiles, qui composent plus de 60 % de la consommation d'énergie finale du pays[17]. Ces énergies ne sont pas extraites en France mais importées depuis le Moyen-Orient, l'Afrique du nord, la Russie et des pays européens (Norvège et Pays-Bas). Malgré l'augmentation limitée de la dépendance du système électrique, **la décarbonation de l'économie et la sortie des énergies fossiles conduisent donc à réduire fortement la dépendance de la France au reste du monde pour l'approvisionnement énergétique à l'horizon 2050.**

Dans un système neutre en carbone reposant en plus grande partie sur l'électricité, l'enjeu de la dépendance entre pays doit donc s'appréhender de manière différente.

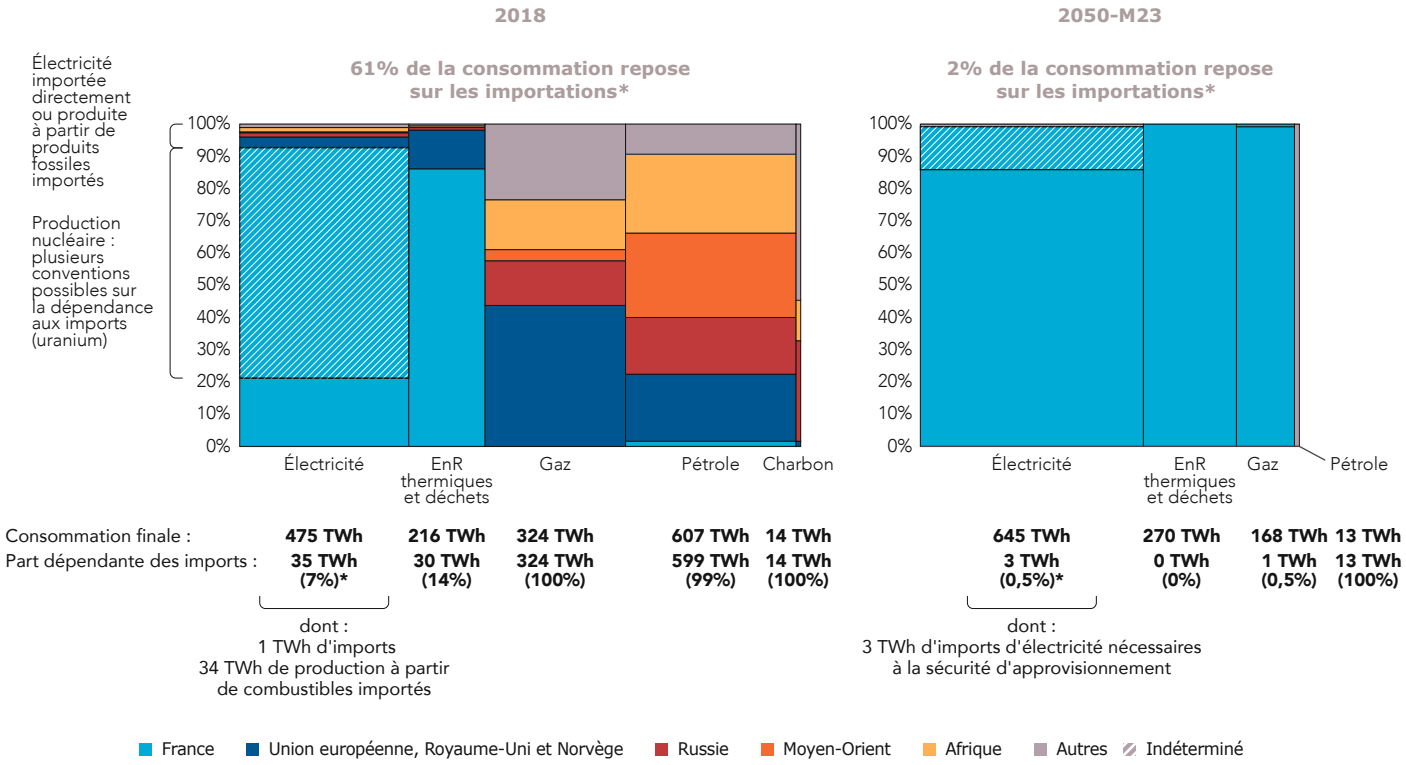
La situation énergétique générale de la France qui s'est structurée au cours du XX^{e} siècle repose sur une organisation mondiale des flux d'énergie des pays producteurs d'hydrocarbures aux pays consommateurs. Ce système repose sur des contrats de long terme, des garanties de livraison et des possibilités de stockage significatives (via les stocks stratégiques en particulier) permettant d'anticiper de potentielles crises sur l'approvisionnement énergétique.

Dans une France neutre en carbone dont l'électricité est la principale source d'énergie, la dépendance aux pays exportateurs de pétrole ou de gaz disparaît. En contrepartie, le système électrique possède une dimension européenne et un certain niveau de «codépendance» entre pays européens proches. Dans les scénarios des «Futurs énergétiques 2050», la France demeure légèrement exportatrice d'électricité et a recours à des imports pour des durées et volumes plus élevés qu'aujourd'hui mais qui restent limités. Le fonctionnement d'un tel système électrique obéit indéniablement à une réalité plus européenne. Il implique *a minima* un système de marché visant à optimiser l'allocation des ressources à l'échelle du continent et une coordination technique renforcée. L'approvisionnement en électricité dépend des conditions sur l'équilibre offre-demande des pays voisins et notamment des conditions météorologiques vécues.

Cette absence de «garantie physique», comparée aux relations commerciales de long terme et aux capacités de stockage intrinsèques aux énergies fossiles, a suscité dans le cadre de la concertation un débat sur la «dépendance» engendrée par les scénarios d'électrification. Les éléments présentés ci-dessus permettent de quantifier cet effet, qui doit intégrer à la perspective plus large d'une quasi autosuffisance énergétique de la France dans la SNBC, ce qui constituerait sur le plan géostratégique une évolution considérable par rapport à aujourd'hui[14].

14. Ce taux de 60 % est calculé sur l'énergie finale (sauf pour l'électricité, qui intègre les consommations du secteur de l'énergie : pertes, production d'hydrogène, raffineries…) et est plus important que le taux officiel de 45%, publié par le SDES, qui est calculé sur l'énergie primaire et considère un facteur de conversion entre énergie finale et énergie primaire sur la production nucléaire (1 TWh d'énergie finale d'origine nucléaire compte pour 2,5 TWh d'énergie primaire), qui conduit à donner un poids important à la production nucléaire, supposée ne pas dépendre des importations.
L'évaluation de l'origine géographique de la consommation d'énergie consommée en la France repose sur les hypothèses et conventions suivantes :
- Pour les autres énergies que l'électricité, les exportations sont défalquées des importations pour n'afficher que les importations servant à couvrir les besoins de la France. Pour n'afficher que les importations nettes, une règle de prorata entre les origines géographiques est appliquée.
- La consommation d'électricité est comptabilisée en consommation totale.
- Pour l'électricité, l'évaluation de la consommation d'énergie reposant sur des imports correspond à la somme de (i) l'électricité produite par des centrales fonctionnant au combustible importé et (ii) l'électricité importée, dans les moments où ces imports étaient strictement nécessaires.
L'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée comme provenant de France, même si l'uranium est importé, car les coûts d'approvisionnement en uranium ne représentent qu'une très faible part des coûts de production d'électricité. C'est la convention retenue par le ministère de la Transition écologique. Cette convention a un effet important sur l'évaluation de la dépendance aux imports. Si l'énergie nucléaire était considérée comme reposant sur les imports, la part de l'énergie totale importée sur l'énergie totale consommée serait de 82 %, contre 61 % avec la convention adoptée.

Figure 7.15 Répartition de la consommation d'énergie totale d'électricité et de la consommation finale pour les autres énergies de la France en fonction de l'origine géographique, tous vecteurs énergétiques confondus[17]



* La convention de référence sur le nucléaire consiste à considérer que la production nucléaire n'est pas dépendante de façon critique des imports d'uranium

7.2.3 Une hypothèse de référence pour l'étude des scénarios : un développement des interconnexions en deçà de l'optimum économique pour tenir compte des incertitudes industrielles et politiques

Même si elle trouve une justification sur le plan économique, une trajectoire d'accélération forte du développement des interconnexions présente de nombreuses incertitudes : capacité à déployer les projets, augmentation de l'interdépendance des pays, acceptation politique et sociétale, etc.

Les retours des participants à la concertation ont fait émerger un point d'attention spécifique sur le réalisme d'un scénario reposant sur une capacité d'interconnexion très importante. Plusieurs acteurs ont ainsi proposé de limiter leur développement à un niveau inférieur à l'optimum économique pour éviter de reporter de manière trop importante le développement de la flexibilité à l'extérieur de la France, de créer une situation de dépendance trop forte ou encore de projeter un rythme de développement des interconnexions trop rapide.

Dans ce contexte, une hypothèse prudente de 39 GW de capacité d'import pour l'horizon 2050 (contre environ 12 GW aujourd'hui et 22 GW prévus pour 2030) a été retenue comme référence dans les scénarios étudiés. Ce niveau, bien qu'en augmentation par rapport à aujourd'hui, demeure inférieur à celui de 45 GW qui ressort de l'analyse économique dans toutes les configurations étudiées. L'hypothèse centrale considérée de 39 GW se situe dans le faisceau des études externes et en dessous des études ayant défini le niveau d'interconnexion sur la base d'une optimisation économique.

Le rythme de développement sous-jacent nécessaire est de l'ordre de 0,9 GW par an sur les trente prochaines années. Il est cohérent avec le plan de développement présenté par RTE dans le schéma décennal de développement du réseau publié en 2019, qui prévoit un rythme de développement des interconnexions d'environ 1 GW par an pour les quinze prochaines années.

Cette hypothèse est commune à tous les scénarios et des variantes sont testées pour apprécier les implications techniques et économiques associées au niveau de développement des interconnexions.

Figure 7.16 Hypothèse d'évolution des capacités d'import, dans la configuration de référence

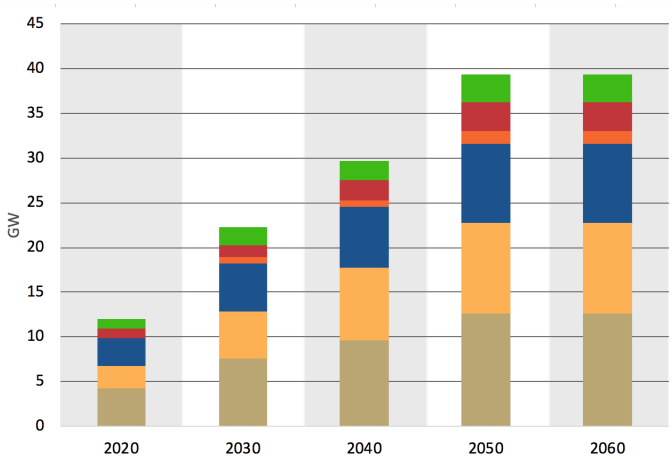
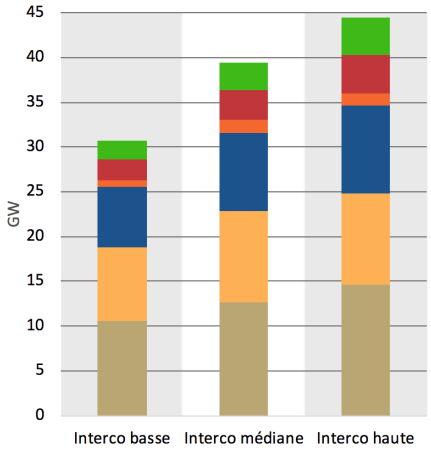
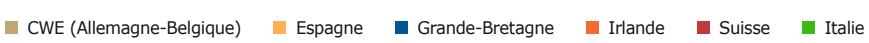


Figure 7.17 Capacités d'import en 2050, dans les différentes configurations testées





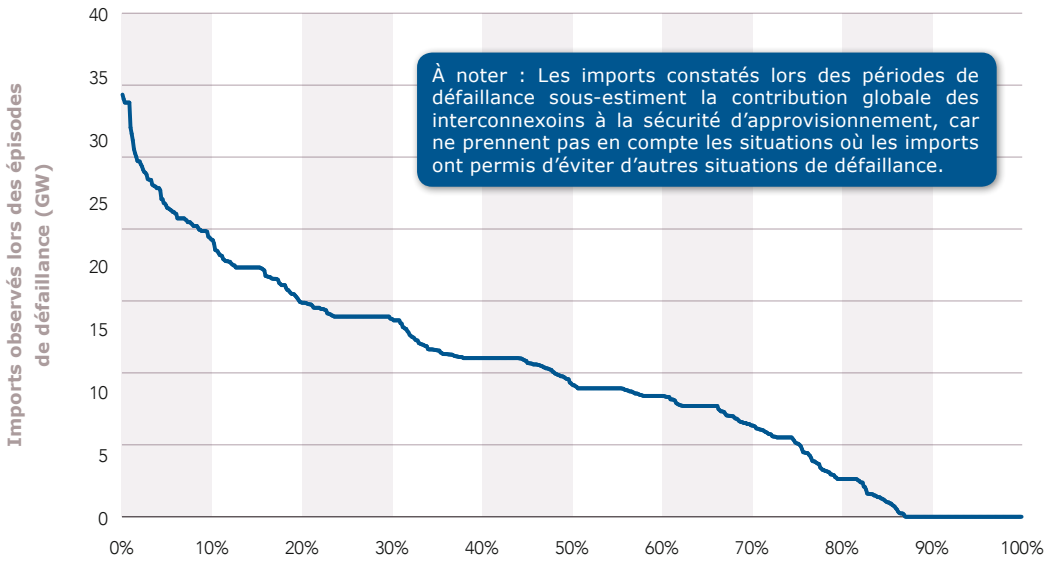
7.2.4 Des interconnexions qui contribuent largement à la sécurité d'approvisionnement de la France de façon statistique

La contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France va fortement augmenter dans les prochaines décennies, passant d'environ 10 GW aujourd'hui à un niveau de 20 à 25 GW dans les différents scénarios à l'horizon 2050. L'augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France est cependant plus faible que l'augmentation des capacités d'interconnexions, la contribution passant de l'ordre de 80 % à 60 % de la capacité d'import à horizon 2050, du fait notamment des évolutions du mix de production dans les pays voisins, qui disposeront de moins de capacités commandables.

Ce volume est évalué non pas sur la taille des interconnexions, mais sur leur potentiel d'utilisation en tenant compte de la production et de la consommation projetée dans tous les pays européens (dont les hypothèses ont été présentées au chapitre 6). Une dégradation de la sécurité d'approvisionnement en Europe, avec une espérance de durée de défaillance de l'ordre de 3,9 heures/an dans les principaux pays (configuration «C»), contre 1,4 heures/an dans la configuration de référence (configuration «A»), pourrait réduire la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France de l'ordre de 5 GW. Ainsi, le niveau de sécurité d'approvisionnement dont bénéficie la France via les interconnexions ne peut être considéré comme acquis à la hauteur du potentiel technique.

La contribution des interconnexions est de nature statistique et doit être comprise comme la réduction du besoin en capacité en France pour maintenir un même niveau de sécurité d'approvisionnement. Elle ne constitue pas une garantie systématique de disponibilité des imports dans les situations de tension. En pratique, les puissances disponibles pour des imports dans les situations de tension peuvent être très variables. À titre d'exemple, dans le scénario M23 en 2050, les imports français sont parfois inférieurs à la contribution statistique, mais sont aussi supérieurs dans d'autres configurations.

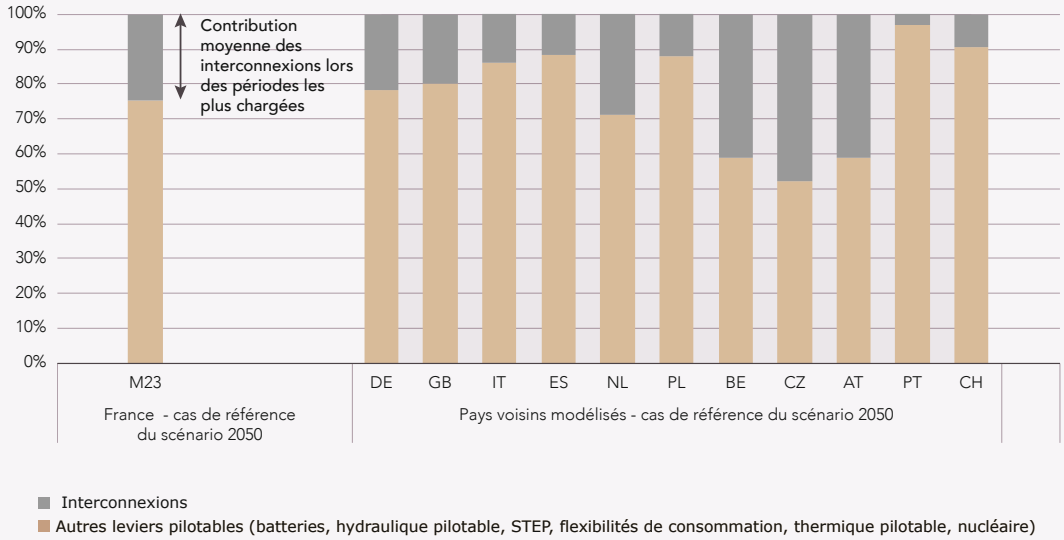
Figure 7.18 Monotone d'imports observés lors des épisodes de défaillance dans le scénario M23 en 2050



Dans les scénarios des Futurs énergétiques 2050, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement des pays voisins est analogue pour tous les pays de taille importante

Le niveau de contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France ne constitue pas une spécificité de la construction des bouquets de flexibilités des scénarios en France. L'analyse du rôle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de chacun des pays montre que tous les pays dont le système électrique est de taille comparable à la France s'appuient de façon analogue sur les interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement, avec un effet légèrement abaissé pour les pays géographiquement plus excentrés (notamment l'Espagne). Par contre, les pays dont les systèmes électriques sont plus petits et qui sont géographiquement centraux bénéficient plus des interconnexions par rapport à la taille de leur système électrique.

Figure 7.19 Contribution moyenne statistique des interconnexions et des autres leviers pilotables (batteries, hydraulique pilotable, STEP, flexibilités de consommation, thermique pilotable, nucléaire) calculées sur les quatre heures de plus forte demande résiduelle, pour les principaux pays européens, dans le scénario M23 en 2050



7.2.5 Un rôle des interconnexions qui évolue

La France est aujourd'hui un pays structurellement exportateur d'électricité vers les pays voisins, avec un solde net ayant évolué entre 40 et 60 TWh au cours des dernières années. Les interconnexions ont donc été ces dernières décennies principalement utilisées pour exporter l'électricité produite en France. Cette situation découlait de différentiels structurels sur les coûts de production de l'électricité, liés à des choix différents de combustibles, et conduisait souvent à saturer la capacité d'interconnexion sur certaines frontières. Sur la décennie 2000-2009, la France était exportatrice nette d'électricité près de 95 % du temps et près de 90 % du temps sur la décennie 2010-2019.

Depuis 2010 et les débuts de la transition énergétique en Europe, les flux sur les interconnexions deviennent de plus en plus variables, et peuvent changent de sens au sein même d'une journée.

Dans tous les scénarios à l'horizon 2050, la variabilité des flux augmente significativement, ce qui découle directement de la variabilité des productions renouvelables dans chaque pays.

Cette variabilité se matérialise d'une part par le profil journalier moyen d'utilisation des interconnexions, avec des flux du sud vers le nord pendant les périodes de production photovoltaïque et des flux du nord vers le sud en dehors de ces périodes. D'autre part, l'amplitude du solde horaire d'import/export augmente. Dans le scénario M23 en 2050, l'amplitude de l'intervalle dans lequel se situent 90 % des situations d'import/export est de 46 GW, contre seulement 15 GW actuellement.

Le recours aux imports (en position nette) devient moins rare : dans tous les scénarios, bien que le solde exportateur de la France reste positif, la France devient plus fréquemment importatrice, de l'ordre de 45 %[159] du temps dans le scénario M23 en 2050, contre de l'ordre de 10 % ces dernières années.

Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays voisins jouent donc un rôle croissant pour accueillir des flux transeuropéens, ce qui entraînera des répercussions sur le dimensionnement et la gestion du réseau de grand transport national *(voir chapitre 10)*.

15. Il convient de préciser que parmi les situations où la France importe, seulement une petite partie correspond à des situations où ces imports sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, le reste des situations sont des configurations où la France dispose de suffisamment de moyens pour assurer la sécurité d'approvisionnement mais des productions à coût plus faibles sont disponibles (p.e. imports d'excédents de production EnR plutôt que démarrage de capacités de production thermique).

Figure 7.20 Évolution de la moyenne et des 5e et 95e centiles du solde exportateur horaire de la France

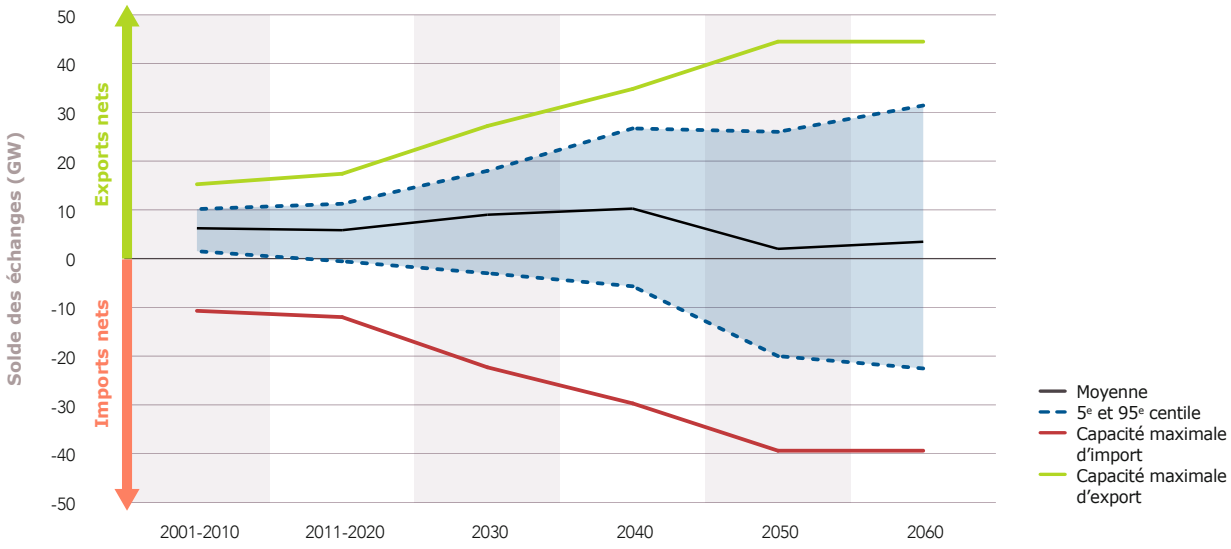
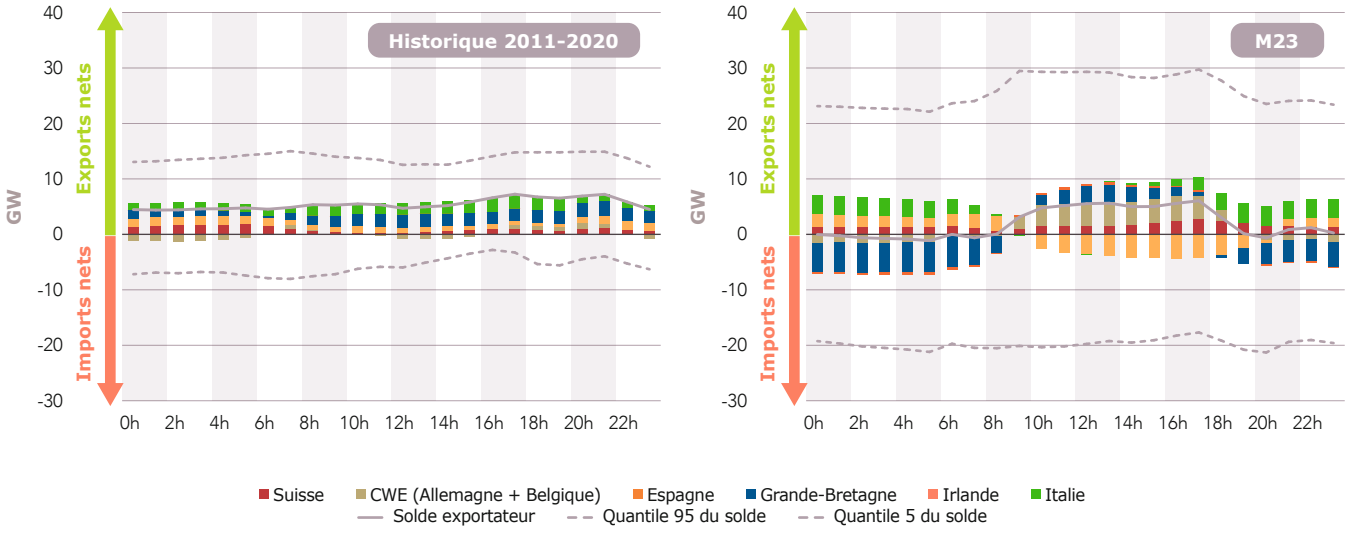


Figure 7.21 Profil horaire moyen du solde des échanges de la France par frontière, et des 5e et 95e centiles, sur l'historique 2011 à 2020 et pour le scénario M23 en 2050



7.3 La flexibilité de la demande : une option très peu coûteuse mais activable sur des durées courtes, et dont le développement ne dépend pas que de facteurs économiques

La promesse d'une « flexibilisation » de la demande électrique est un incontournable de la réflexion théorique, depuis de nombreuses années, sur l'adaptation du système électrique à l'accueil de capacités de production renouvelables en plus grandes quantités. Sous le thème des *« smart grids »*, de nombreux démonstrateurs y ont notamment été consacrés ces dernières années, avec des résultats hétérogènes. Pour autant, il existe aujourd'hui un écosystème d'agrégateurs, de développeurs et d'acteurs des filières du bâtiment ou des matériels connectés qui proposent de nouvelles solutions visant à « embarquer » la flexibilité dans les appareils de demain.

En ce sens, accroître la flexibilité de la demande demeure une option très importante dans un scénario reposant largement sur les énergies renouvelables. En permettant d'adapter en partie la demande à la production disponible, qui dépendra elle-même de plus en plus des conditions météorologiques, la flexibilité de la demande apparaît comme un levier pour limiter la construction de moyens de production ou de stockage. Cette flexibilité permet également de placer la demande à des instants favorables pour le système électrique et éviter ainsi la perte de productible décarboné à faible coût variable, renouvelable ou nucléaire.

7.3.1 Une évolution des usages électriques qui favorise un développement de la flexibilité de la demande…

Le pilotage de la demande n'est ni une problématique nouvelle, ni un enjeu uniquement pour l'avenir dans un scénario de rupture : des solutions de ce type sont déjà déployées depuis longtemps en France.

Dans le secteur résidentiel, la flexibilité de la consommation est exploitée depuis les années 1970-1980 : le pilotage des chauffe-eau électriques sur signal tarifaire, avec un décalage de fonctionnement sur les heures de nuit ou méridiennes, concerne aujourd'hui environ 75 % du parc. Il s'agit d'une solution qui donne pleine satisfaction et permet d'éviter des appels de puissance sur la pointe du soir de l'ordre de 2 GW en moyenne. Sur le même segment, les effacements de consommation de type EJP/Tempo, développés à partir des années 1990, sont également des dispositifs connus de longue date. Des offres d'effacement diffus ont aussi émergé depuis une dizaine d'année sous la forme d'offres de marché, pour des volumes beaucoup plus faibles.

Dans le secteur industriel, les procédés industriels électro-intensifs représentent des gisements de flexibilité importants, qui sont déjà en partie valorisés en France. Les effacements sont réalisés dans l'industrie grâce au décalage de la production dans le temps, en exploitant l'inertie de certains procédés, ou les marges existantes dans les plans de production des industriels. Ces effacements en France représentent aujourd'hui de l'ordre de 3 GW.

En complément des efforts entrepris ces dernières années par les pouvoirs publics et RTE pour développer les flexibilités sur les usages existants au travers d'évolutions des mécanismes de marché et de la mise en place de dispositifs de soutien, des évolutions structurelles de la consommation sont à l'œuvre et offrent de nouvelles opportunités. Une partie des nouveaux usages sont en effet par essence de nature pilotables car ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie ou parce qu'ils vont de paire avec le déploiement de moyens de pilotage via le numérique.

La mobilité électrique (véhicules légers et lourds, hors ferroviaire) représente en 2050 de l'ordre de 80 TWh dans le scénario de référence. **70 % à 80 %**

des recharges sont estimées comme pouvant être réalisées en temps « non contraint », laissant la possibilité de placer la recharge des véhicules sans impact sur les utilisateurs aux moments où le système électrique dispose de marges de production, voire de forts excédents de production à faible coût variable. Différentes modalités de pilotages permettant un ajustement plus ou moins dynamique aux conditions du système électrique sont possibles. La plupart peuvent se baser sur des dispositifs très simples : asservissement tarifaire, déclenchement à heure fixe ou choix par l'utilisateur de brancher son véhicule certains jours (le week-end par exemple).

Le développement de l'électrolyse représente une consommation d'électricité de 50 TWh en 2050 (et plus dans les scénarios où de l'hydrogène décarboné est utilisé pour alimenter des moyens thermiques contribuant à la sécurité d'approvisionnement). Il constitue également un levier de flexibilité sur la consommation dès lors que cet usage ne vise pas une consommation instantanée de l'énergie : **des capacités de stockage d'hydrogène permettront de faire le « tampon » entre une production par électrolyse qui dépendra des conditions du système électrique et les besoins pour usage final (industrie et mobilité lourde longue distance notamment).** Mais le niveau réel de flexibilité réelle sur le fonctionnement des électrolyseurs dépendra des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène qui seront développée au niveau européen. Des incertitudes existent à ce stade sur les capacités de stockage et la flexibilité associée au vecteur hydrogène.

L'augmentation de la consommation industrielle d'électricité, sous l'effet de l'électrification des procédés conduira aussi à une augmentation du gisement d'effacement.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, **la diffusion de solutions de pilotage fin de certains usages, comme les compteurs communicants, les solutions de domotique ou les solutions de gestion technique du bâtiment[16] constitue une opportunité indéniable.** Néanmoins, la consommation de ces secteurs sera stable ou orientée à la baisse sur certains usages modulables ou ponctuellement effaçables (chauffage et eau chaude sanitaire notamment).

16. Le décret n° 2020-887 du 20 juillet 2020, relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur, prévoit l'obligation à l'horizon 2025 que tous les bâtiments tertiaires dont la puissance de chauffage et climatisation est supérieure à 290 kW soient équipés de solutions de gestion technique des bâtiments, avec un système de management de l'énergie.

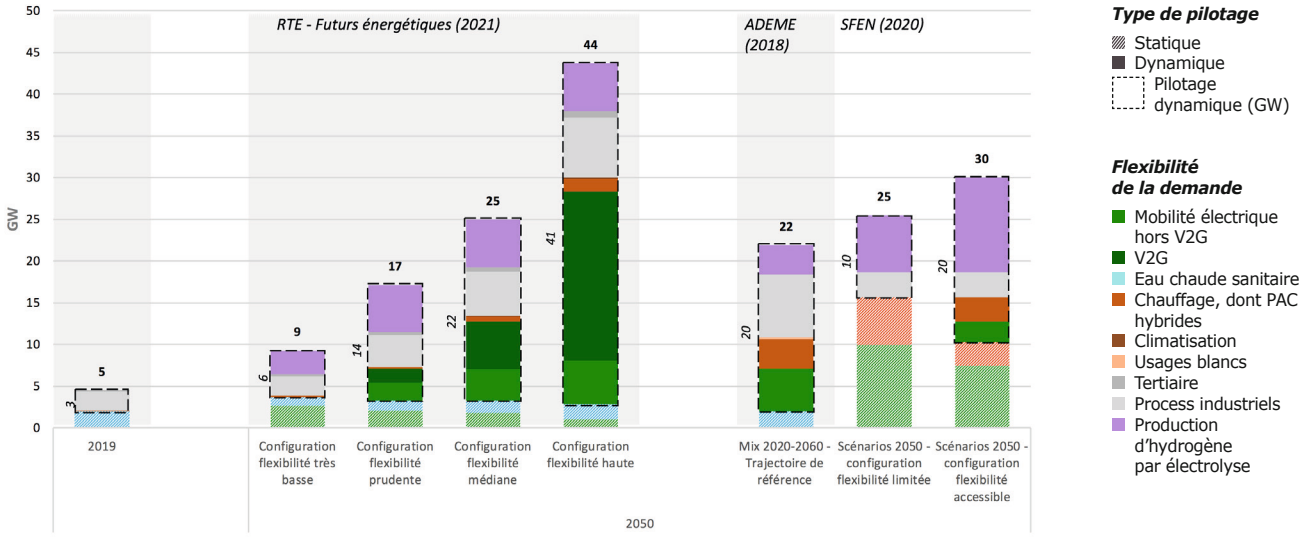
7.3.2 … mais des interrogations sur l'acceptabilité et la volonté de certains consommateurs de s'engager dans ce type de démarche

Pour les consommateurs concernés par le pilotage de la demande, le facteur économique est supposé jouer un rôle important : de la même façon que la recharge automatique des chauffe-eaux permettait de disposer de tarifs plus bas, le pilotage de la recharge des véhicules électriques est susceptible d'offrir aux consommateurs des leviers de maîtrise de leur facture énergétique. RTE a montré dans son rapport sur la mobilité électrique de mai 2019 que ces gains pouvaient être importants à l'échelle d'un ménage.

Le facteur économique est cependant loin d'être le seul à entrer en jeu, notamment dans le secteur du grand public : l'enjeu sur le confort perçu et la représentation symbolique par rapport aux modes de vie, la simplicité des solutions proposées, l'accompagnement des opérateurs et des pouvoirs publics et la confiance dans les éventuels intermédiaires (opérateurs d'effacements, fournisseurs, etc.) jouent également un rôle. Les retours d'expérience sur les dispositifs existants, comme les tarifs à effacement dans les années 1990, ont déjà souligné que leur adoption répondait à des segmentations sociologiques très marquées. La communication sur l'utilité et la simplicité de la mise en œuvre (programmation automatique) seront donc des facteurs clés pour l'adoption de ce type de comportement.

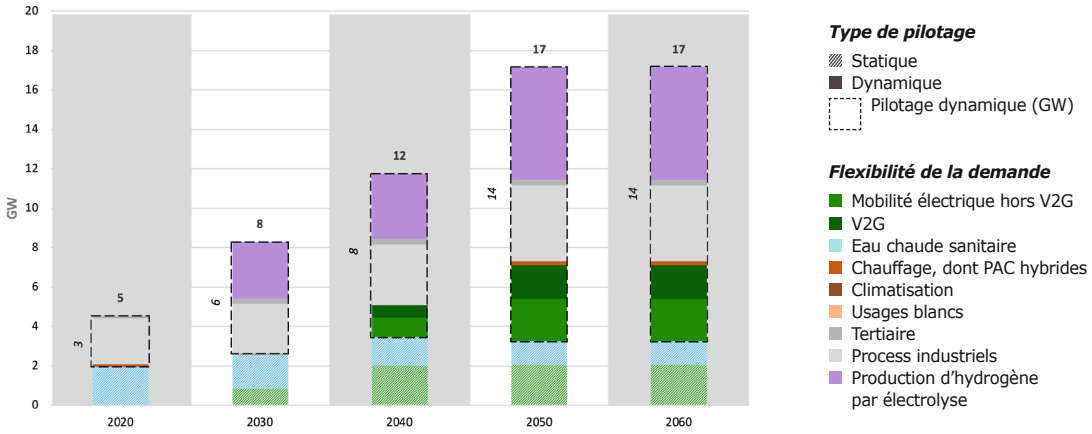
Dans les différents scénarios publics existants, les gisements de flexibilité de la consommation reposent sur des hypothèses fortement contrastées en termes de puissances mobilisables sur les différents usages et de contraintes associées à l'activation de ces flexibilités et aussi le caractère

Figure 7.22 Puissances moyennes effaçables de la demande d'électricité et nature du pilotage (statique ou dynamique) à l'horizon 2050 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes[17]



17. La puissance moyenne effaçable correspond à la baisse de consommation disponible en moyenne sur l'année grâce à la flexibilisation des usages, par rapport à une consommation «naturelle» (i.e. une consommation qui serait celle si les consommateurs n'avaient aucun intérêt à flexibiliser leurs usages). Pour les études externes, les valeurs affichées sont estimées par RTE pour se ramener à la même définition (et peuvent différer des valeurs affichées dans les études, qui utilisent parfois d'autres règles de comptabilisation).

Figure 7.23 Évolution de la puissance moyenne effaçable de la demande d'électricité dans la configuration «flexibilité prudente» sur la demande d'électricité, de 2020 à 2060



dynamique[18] ou non de la mobilisation de certains leviers de flexibilité. Selon les sources considérées, le gisement total se situe entre 22 et 30 GW[19], mais ces chiffres, relativement proches, masquent des différences fortes sur les modalités de pilotage et les contraintes associées.

Dans la présente étude, compte-tenu des incertitudes sur le gisement de flexibilité, plusieurs configurations contrastées ont été considérées et testées :

- une configuration «sans aucune flexibilité de consommation», qui ne reflète pas une situation réaliste et sert de scénario contrefactuel pour évaluer l'apport des flexibilités de consommation au fonctionnement du système électrique ;
- une configuration «flexibilité très basse», qui reflète une situation d'échec sur le développement de la flexibilité de la demande, avec stagnation/érosion des flexibilités sur les usages actuels et faible développement de la flexibilité des nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) ;
- une configuration «flexibilité prudente» reflétant une situation de développement prudent de la flexibilité, portée essentiellement sur les nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) et qui n'intègre pas de pari sur l'acceptabilité des consommateurs ou de diffusion technologique[20]. C'est la configuration de référence considérée.
- une configuration «flexibilité médiane», qui intègre un développement plus important de la flexibilité sur tous les secteurs, à des niveaux atteignables sous condition d'un bon niveau d'appropriation des leviers de flexibilité par les consommateurs et les entreprises, et de la diffusion de solutions techniques existantes permettant le pilotage dynamique de certains

18. Un usage est considéré comme pilotable dynamiquement s'il peut agir en fonction de la situation de l'équilibre offre-demande du système électrique. C'est le cas pour les consommateurs qui réagissent à un signal de prix dynamique (p.e. prix de marché Spot) et à une activation pilotée par un agrégateur en fonction des besoins du système électrique. L'activation des effacements industriels, via les mécanismes de marché, constitue un exemple de pilotage dynamique. *A contrario*, un usage est considéré comme piloté statiquement si son profil de consommation est adapté en structure pour les besoins du système électrique, par exemple via un tarif statique (type le signal heures pleines/heures creuses actuel), sans que le consommateur réagisse dynamiquement aux besoins du système électrique. Le pilotage actuel de la production d'eau chaude sanitaire par le signal HP/HC chez la plupart des consommateurs correspond à un pilotage statique.

19. Ces valeurs intègrent la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse, qui n'est pas systématiquement intégrée dans la restitution des hypothèses sur la flexibilité de la consommation des études externes. Par ailleurs, les puissances affichées dans les études externes ne sont pas nécessairement comptabilisées avec la même règle de calcul. Les valeurs affichées ici restituent la puissance effaçable en moyenne, telle que décrite en note de bas de page 23.

20. En pratique, elle repose sur une légère amélioration du taux de pilotage de la recharge des véhicules électriques reposant sur des solutions de pilotage simple et avec une très faible adoption du *vehicle-to-grid.* Le pilotage des usages dans le tertiaire et le résidentiel stagne tandis que les effacements industriels se développent sous l'effet mécanique de l'électrification des process industriels. La production d'hydrogène par électrolyse est quant à elle flexibilisée et les électrolyseurs s'effacent en particulier lors des périodes de tension menaçant la sécurité d'approvisionnement.

usages résidentiels (mobilité électrique, chauffage et climatisation, etc.).
- une configuration « flexibilité haute », correspondant à une forte mobilisation des usages pouvant être rendus flexibles, avec une très bonne appropriation de ces leviers par les consommateurs, une adoption importante de technologies permettant de flexibiliser les usages et des incitations économiques importantes.

La configuration de référence repose sur une approche prudente sur le développement de la flexibilité des usages (i.e. la configuration « flexibilité prudente ») afin de ne pas faire reposer le réalisme des scénarios sur des hypothèses d'acceptation par les consommateurs et de progrès technologique.

Dans tous les scénarios considérés, les mêmes niveaux de flexibilité des usages, hors effacements industriels, sont considérés. Ce choix conduit à ne pas considérer une plus forte mobilisation du gisement dans les scénarios sans nouveau nucléaire, sous l'effet d'un besoin de flexibilité plus important qui se refléterait dans les signaux économiques. Il permet ainsi d'éviter de considérer que le développement des flexibilités de consommation (hors effacements industriels) résulte uniquement d'un calcul économique, dans un contexte où les coûts associés au développement de certaines flexibilités font l'objet de fortes incertitudes (par exemple, la généralisation du pilotage des recharges des véhicules électriques, du *vehicule-to-grid*, etc..). Il permet d'assurer la comparabilité des scénarios, sur le plan des besoins en construction de capacités flexibles (batteries, thermique décarboné) et de leurs implications économiques, environnementales et sociétales.

Deux situations font exception à ce principe général consistant à considérer les mêmes flexibilités de consommation dans tous les scénarios.

D'une part, dans les scénarios où le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement est plus important que la cible fixée, la capacité d'effacements industriels est réduite afin que le niveau de sécurité d'approvisionnement soit comparable à celui des autres scénarios. Cette approche est cohérente avec la logique de développement des capacités d'effacements industriels basée sur un raisonnement économique. Cette situation concerne uniquement le scénario N03 (et certaines variantes de N2).

D'autre part, le développement de l'autoconsommation a un effet sur le développement de la flexibilité des usages chez les autoconsommateurs *(voir partie 7.3.3)*. Ainsi, **dans le scénario M1, un développement plus important des flexibilités dans le secteur résidentiel est considéré en cohérence avec la logique de construction du scénario.**

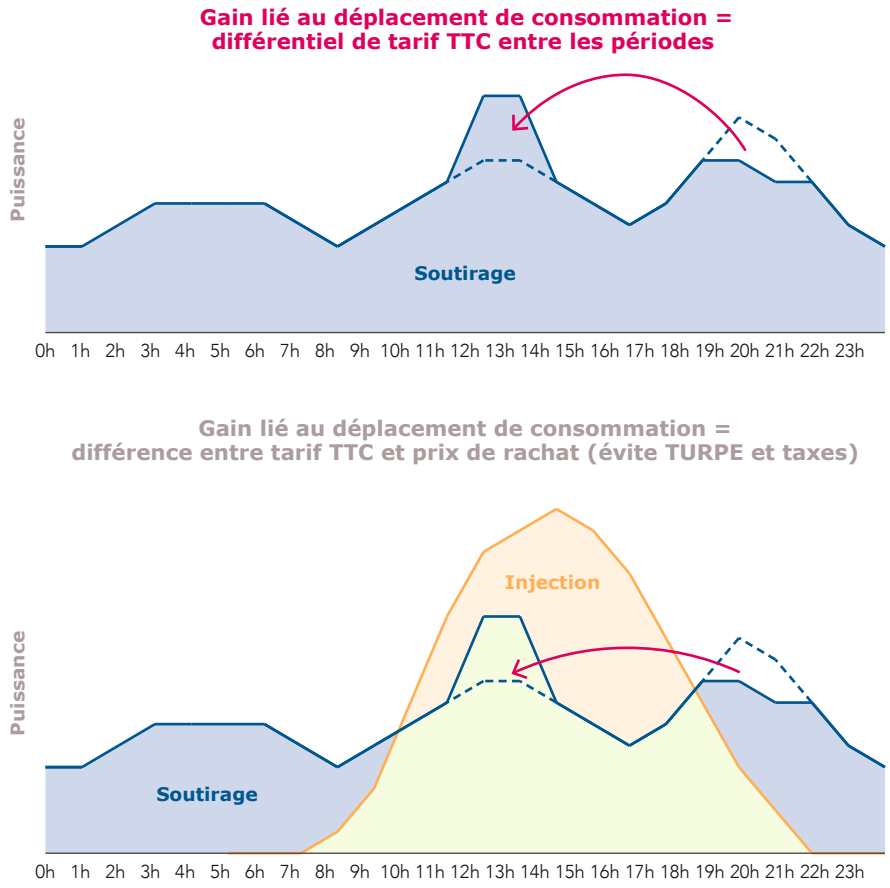
7.3.3 Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque facilitera le développement de la flexibilité sur les usages dans le résidentiel

Au cours des dernières années, la baisse rapide du coût des panneaux solaires, associée à la hausse des tarifs toutes taxes comprises de l'électricité, a rendu possible l'émergence de l'autoconsommation photovoltaïque, notamment dans le secteur résidentiel. Pour un nombre croissant de foyers, il devient intéressant, d'un point de vue financier, de produire sa propre électricité et de réduire ainsi l'énergie soutirée sur le réseau. En 2021, les autoconsommateurs représentent de l'ordre de 100 000 foyers en France[21].

Au-delà de l'intérêt financier, le développement de l'autoconsommation répond à des attentes sociétales de développement d'une production d'électricité décarbonée et locale.

À l'horizon 2050, le développement de l'autoconsommation pourrait s'amplifier fortement. Le scénario M1 évalue l'effet d'un développement important de production photovoltaïque sur toiture dans une logique d'autoconsommation chez les

Figure 7.24 Intérêt comparé du déplacement de la consommation pour un consommateur et un autoconsommateur



21. https://www.enedis.fr/presse/plus-de-100-000-operations-dautoconsommation-en-france-metropolitaine

consommateurs résidentiels, pour environ 8 millions de foyers en autoconsommation.

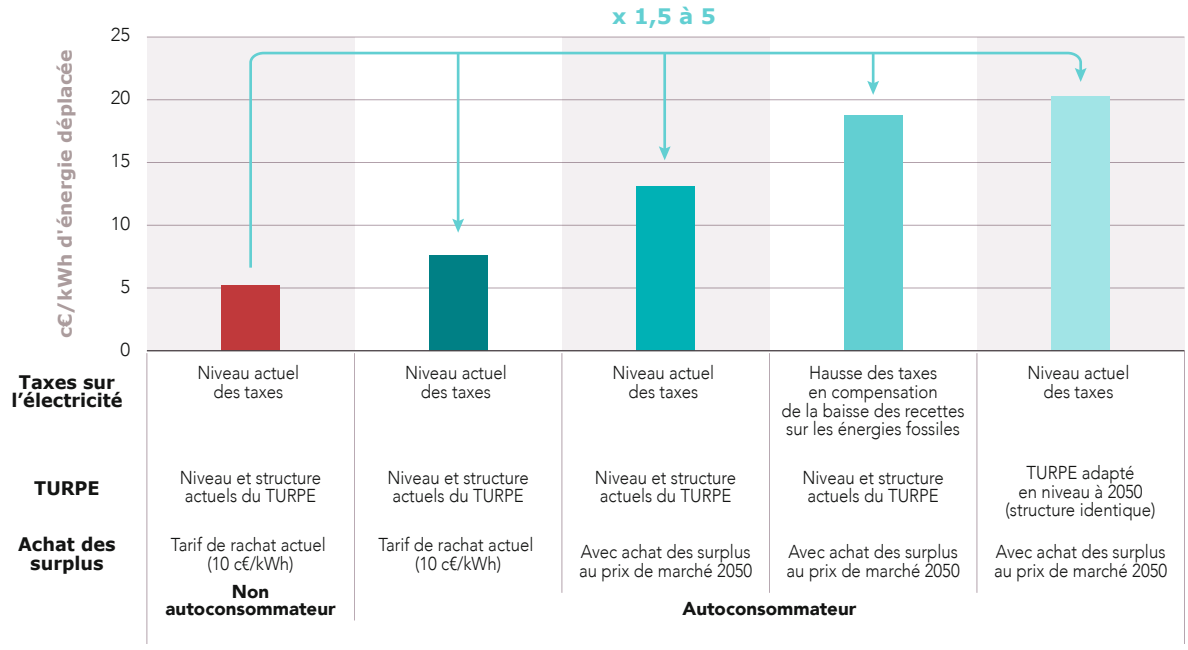
Le développement de l'autoconsommation contribuera au développement de la flexibilité de certains usages chez les consommateurs particuliers, notamment sur l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques à domicile. En effet, l'intérêt financier pour un autoconsommateur à déplacer la consommation du ballon d'eau chaude et la charge du véhicule électrique vers les périodes de production solaire est beaucoup plus important que pour un consommateur ne disposant pas de panneau solaire en autoconsommation.

Cet intérêt accru à flexibiliser ces usages pour les autoconsommateurs résulte de l'écart entre (i) le prix toutes taxes comprises de l'énergie soutirée sur le réseau, reflétant le prix de marché de gros augmenté du tarif d'utilisation des réseaux et des taxes et (ii) la rémunération de l'énergie injectée sur le réseau, qui reflète le prix de marché (hors existence d'un soutien public portant sur le tarif de rachat de l'énergie injectée).

Différentes configurations contrastées portant sur le niveau (i) des tarifs d'utilisation des réseaux, (ii) du tarif de rachat des surplus et (iii) des taxes sur l'électricité ont été testées. L'intérêt à flexibiliser les usages dépend des configurations considérées et se situe dans une fourchette entre 7 et 20 c€ par kWh déplacé pour un autoconsommateur équipé de panneaux solaires de l'ordre de 5 c€/kWh déplacé pour un consommateur non équipé de panneau solaire.

Ainsi, dans le scénario M1 en 2050, la configuration de référence considère que le développement du pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques sera plus important chez les clients autoconsommateurs que chez les autres. L'ensemble des autoconsommateurs sont supposés détenir une eau chaude sanitaire pilotable et pour la moitié d'entre eux, le véhicule électrique

Figure 7.25 Comparaison du gain sur la facture d'un consommateur ou d'un autoconsommateur associé au déplacement d'une consommation de 1 kWh



suit une logique de *vehicle-to-home,* tandis que l'autre moitié a un véhicule dont la recharge est asservie en fonction du tarif.

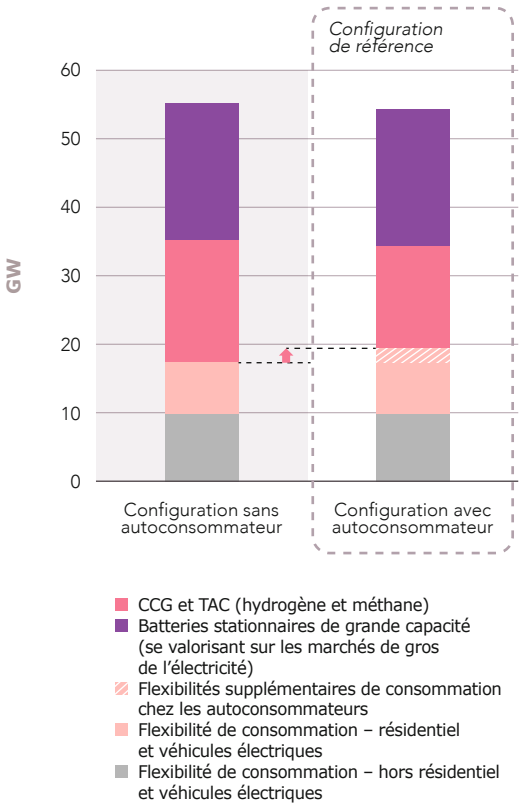
Cependant, l'utilisation par les autoconsommateurs de leurs leviers de flexibilité n'est pas forcément alignée avec l'intérêt économique pour la collectivité. En effet, l'intérêt premier pour les autoconsommateurs consiste à maximiser leur propre taux d'autoconsommation, qui leur permet de limiter leur contribution au financement des réseaux et leur fiscalité.

Néanmoins, ce désalignement entre l'intérêt collectif et l'intérêt privé des autoconsommateurs reste relativement limité. En effet, compte-tenu du fort développement du photovoltaïque, placer le maximum de consommation lors de la production PV est intéressant à la fois d'un point de vue financier pour les autoconsommateurs et pour la collectivité.

Dans le scénario M1, la flexibilité supplémentaire considérée comme résultant du développement de l'autoconsommation conduit à réduire le besoin et l'espace économique pour des batteries stationnaires de l'ordre de 3 GW.

L'analyse montre que dans certaines configurations favorables de tarification et de coût des batteries, certains autoconsommateurs pourraient avoir un intérêt financier à investir dans des petites batteries diffuses, si les flexibilités sur leur consommation sont insuffisantes pour optimiser l'utilisation de l'énergie produite par leur installation photovoltaïque. Cela peut être le cas pour les autoconsommateurs ne possédant pas de véhicule électrique ou en possédant un mais qui serait peu présent lors des heures méridiennes de forte production photovoltaïque.

Figure 7.26 Effet du développement de l'autoconsommation sur les capacités installées des leviers de flexibilité dans le scénario M1 à l'horizon 2050



Le développement des batteries diffuses pourrait représenter de l'ordre 5 GW, réduisant d'autant le développement de batteries stationnaires de grande capacité.

7.3.4 La mobilisation des flexibilités de la demande modifie sensiblement le profil de consommation et permet de réduire l'amplitude des variations de la consommation résiduelle

La mobilisation des flexibilités de consommation a un effet significatif sur le profil de consommation, même dans la configuration prudente de développement de la flexibilité considérée. La modification du profil conduit à maximiser l'énergie consommée pendant les périodes de fort productible décarboné (renouvelables et nucléaire) et à réduire la consommation lors des périodes où cette production est plus faible. Ceci conduit à lisser la courbe de consommation résiduelle.

Par rapport à une configuration « sans aucune flexibilité de consommation », ce sont de l'ordre de 10 à 20 GW de baisse de consommation à certains moments pour des augmentations de consommation du même ordre à d'autres moments. Au total, la modulation de la consommation représente de l'ordre de 45 TWh[22] (soit 7 % de la consommation annuelle). L'essentiel de la modulation de la consommation porte sur l'horizon journalier, notamment sur la consommation pour l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques, mais une modulation sur des horizons plus longs est accessible, via la flexibilité sur les recharges des véhicules électriques et la production d'hydrogène par électrolyse.

La flexibilité sur la consommation permet au final de réduire de l'ordre de 7 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus élevée et d'augmenter de l'ordre de 10 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus faible.

22. Ce chiffre représente l'énergie déplacée par la flexibilité de consommation, c'est-à-dire la somme des variations négatives de consommation horaire entre une configuration sans aucune flexibilité et la configuration de référence.

Figure 7.27 Consommation d'électricité sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec leviers de flexibilité de la configuration de référence)

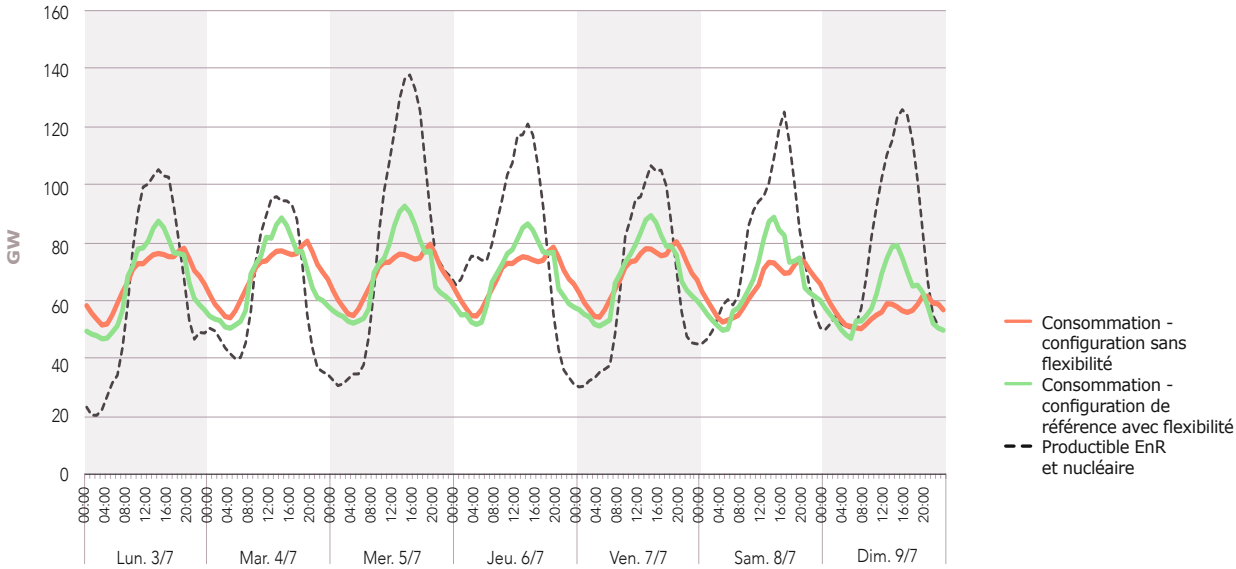
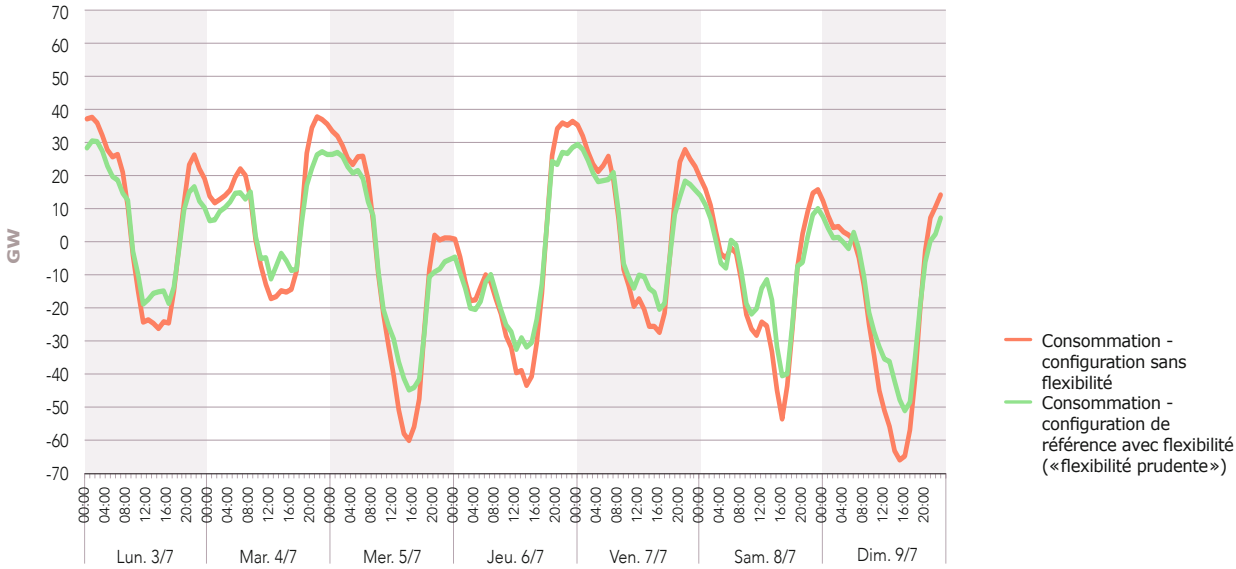


Figure 7.28 Consommation d'électricité résiduelle (consommation diminuée des productions fatales) sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec leviers de flexibilité de la configuration de référence)



7.4 Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement

7.4.1 Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière

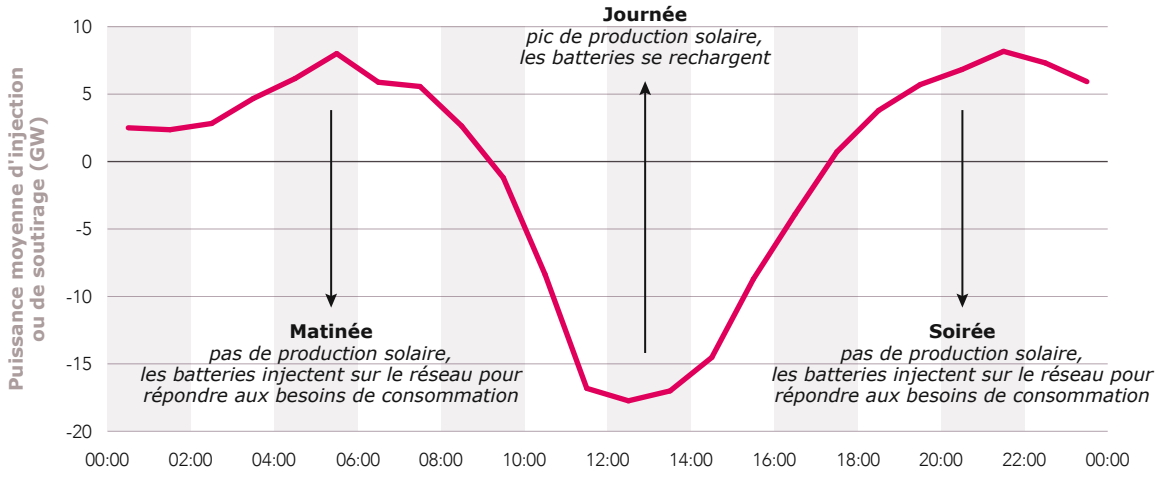
À ce jour, plusieurs centaines de mégawatts de batteries stationnaires sont en projet ou déjà raccordés sur les réseaux de transport et de distribution en France. Ces batteries ont aujourd'hui essentiellement un espace économique lié à la fourniture de certaines réserves de court terme, notamment la réserve primaire (FCR).

À long terme, l'espace économique associé à la fourniture de réserves pourra augmenter légèrement, mais restera limité par les besoins de réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR), qui ne dépassent pas quelques GW dans tous les scénarios étudiés *(cf.* section 7.1.3). En revanche, les batteries peuvent fournir d'autres services au système électrique dont la valeur sera amenée à augmenter avec l'évolution du mix électrique. Il s'agit en particulier de stocker sur quelques heures les surplus de production à faible coût variable (EnR ou nucléaire) pour pouvoir restituer cette énergie lors des périodes d'appel aux moyens plus onéreux.

En effet, du fait des coûts importants associés à leur capacité de stockage, les batteries sont dimensionnées pour stocker quelques heures d'énergie seulement (4 h). Elles peuvent ensuite conserver cette énergie pour la restituer au système plusieurs dizaines d'heures plus tard.

À l'horizon 2050, les analyses montrent ainsi que le fonctionnement des batteries consiste pour l'essentiel à stocker de l'énergie en milieu de journée lors du pic de production solaire et à la restituer en soirée et au cours de la nuit. Ceci contribue fortement aux besoins de modulation à l'échelle journalière avec des cycles qui se répètent de façon quotidienne. Les batteries en revanche sont peu adaptées pour le stockage d'énergie sur des durées plus longues.

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050



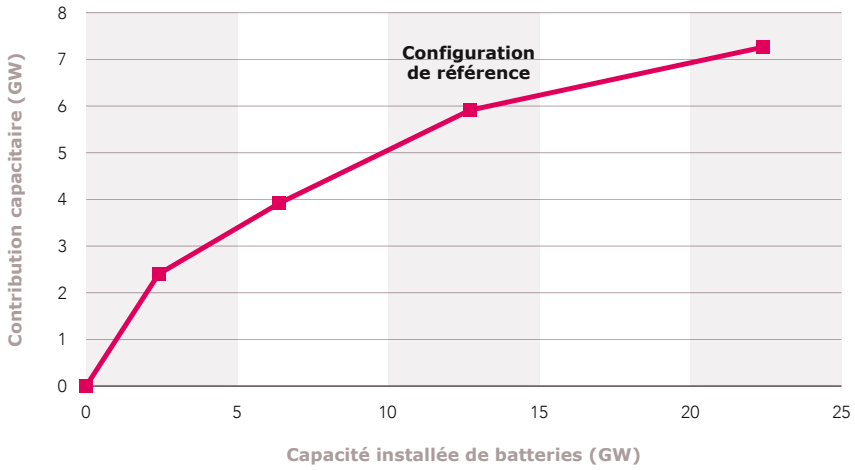
7.4.2 Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais de façon limitée du fait des contraintes de stock

Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes de tension, elles peuvent injecter de l'énergie préalablement stockée lors de périodes d'excédents de production.

Néanmoins, la contribution capacitaire des batteries est limitée par leurs contraintes de stock. Si la durée des épisodes de tension est longue ou si l'excédent d'énergie disponible lors des autres heures de la journée est insuffisant, les batteries ne pourront pas contribuer à hauteur de leur puissance maximale sur l'intégralité de la période de tension.

Ainsi, en dehors des batteries contribuant à la fourniture de services systèmes, les batteries avec un stock de quatre heures contribuent à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 40 % de leur capacité installée. Cette contribution devient de plus en plus faible au fur et à mesure du niveau de développement des batteries. En effet, plus la capacité installée de batteries est importante, plus les durées des périodes résiduelles de tension sont importantes, réduisant la contribution des batteries à parité de puissance installée.

Figure 7.30 Contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement, en fonction de la capacité installée, dans le scénario M23 2050[23]



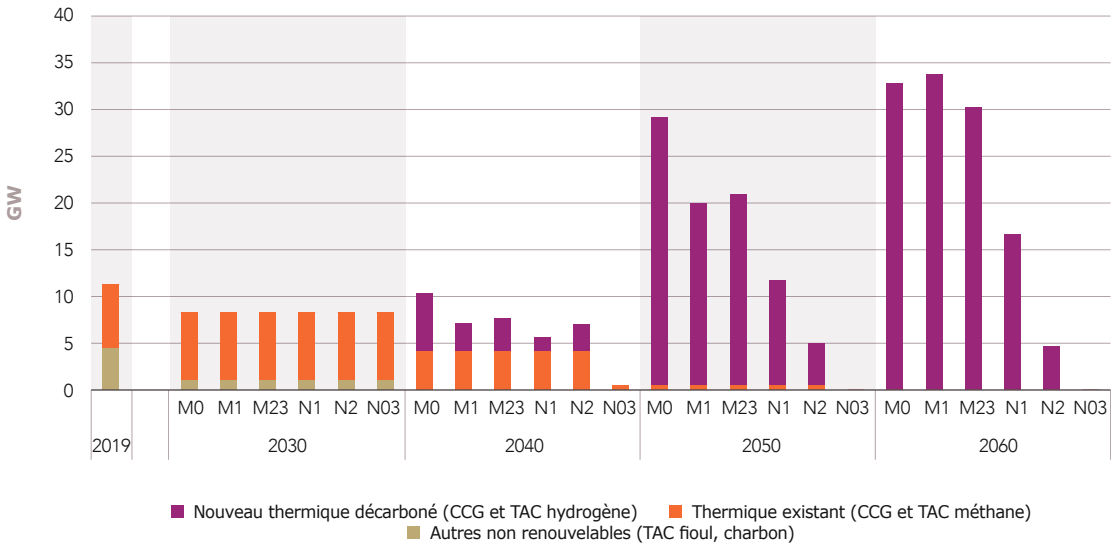
23. La contribution capacitaire correspond à la puissance parfaite (sans contrainte de stock ni de disponibilité) qui apporte le même niveau de sécurité d'approvisionnement (i.e. même réduction de l'énergie non distribuée).

7.5 Le thermique décarboné : une nécessité dans de nombreux scénarios, dans des proportions importantes pour les scénarios sans nucléaire

7.5.1 Dans les scénarios avec une part très importante d'énergies renouvelables, des nouvelles centrales thermiques sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Dans les scénarios à fort taux d'énergie renouvelable, des niveaux significatifs de capacités thermiques décarbonés flexibles (CCG ou TAC) apparaissent nécessaires, notamment pour fournir de la flexibilité sur des échéances au-delà de la semaine, ce que ne permettent pas les autres leviers de flexibilité comme le pilotage de la plupart des usages, les batteries ou les STEP. Seule l'hydraulique peut jouer ce rôle, mais sa capacité de développement est limitée par le potentiel géographique et des questions d'acceptabilité. Dans la configuration de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import), des capacités thermiques pilotables décarbonées sont nécessaires dans tous les scénarios à l'exception de N03.

Figure 7.31 Capacités thermiques flexibles installées dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[24]



24. Les capacités non flexibles (p.e. cogénérations) qui ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation ne sont pas représentées.

7.5.2 Différentes solutions potentielles pour alimenter de nouvelles centrales thermiques avec des combustibles décarbonés

Afin d'approvisionner les centrales thermiques tout en respectant l'objectif de neutralité carbone, il est nécessaire de prévoir des combustibles décarbonés. Pour ce faire, plusieurs options sont aujourd'hui étudiées et sont caractérisées par des avantages et des contraintes distincts. Ces différentes options sont expliquées ici et les caractéristiques détaillées précisées au chapitre 11.

7.5.2.1 L'utilisation de biométhane dans des turbines à combustion est une option qui devrait être compétitive mais sous réserve d'un gisement suffisant

La décarbonation du secteur gazier, qui repose aujourd'hui essentiellement sur du gaz d'origine fossile, passe par des actions d'efficacité énergétique et des transferts d'usage vers d'autres vecteurs comme l'électricité mais également par le développement du « gaz vert ».

Parmi les différentes options de développement du « gaz vert », les orientations publiques décrites dans la SNBC et les projections portées par les acteurs du secteur mettent en évidence une place importante pour le biométhane à long terme. Ce biométhane serait produit par méthanisation de matières et résidus agricoles et déchets agro-alimentaires ou, dans une moindre mesure, par pyrogazéification de biomasse. Ces solutions se situent ainsi parmi les plus économiques pour produire du méthane avec un bilan carbone neutre ou faible à l'échelle du cycle de vie. Elles présentent également l'intérêt de conserver la même molécule que le gaz fossile actuellement utilisé (CH4), permettant ainsi d'utiliser les infrastructures de transport et de stockage existantes.

En revanche, même si la France possède un potentiel de biomasse issue de l'agriculture et de la forêt relativement important comparativement à d'autres pays, les quantités de biométhane pouvant être produit en France restent limitées par les contraintes de gisement *(cf.* partie 3). La SNBC prévoit ainsi de l'ordre de 150 TWh de biométhane accessible en France à long terme (à comparer aux 480 TWh de consommation actuelle de gaznaturel), tandis que d'autres études suggèrent même que le gisement pourrait être plus limité.

Dans ces conditions, l'utilisation du biométhane en France est privilégiée pour d'autres usages que la production d'électricité, notamment pour les secteurs difficiles à électrifier (certains procédés industriels, chauffage dans les bâtiments existants équipés de chaudières gaz, transport lourd).

La SNBC prévoit néanmoins qu'un faible volume de biométhane, de l'ordre de 25 TWh PCS, puisse être utilisé pour la production d'électricité, sans pour autant préciser le type de centrales associées. En pratique, le biométhane peut en effet être utilisé dans différents types d'installations plus ou moins flexibles :

- dans des installations de cogénération, produisant de l'électricité et de la chaleur à partir de biogaz produit sur site : il s'agit notamment du fonctionnement de nombreuses unités actuelles, et il pourrait continuer à se développer pour certains cas spécifiques de fermes ou méthaniseurs éloignés du réseau de gaz et qui ne pourraient donc pas y être raccordés à un coût raisonnable. Ce type d'installations dispose généralement de faibles capacités de stockage du gaz et présente donc peu de marge de flexibilité.
- dans des centrales thermiques flexibles (cycle combiné au gaz ou turbine à combustion). Le biogaz utilisé dans de telles unités requiert un raccordement des méthaniseurs au réseau de gaz[25].

À défaut d'hypothèse précise, et dans une approche prudente visant à ne pas faire reposer l'équilibre des scénarios de mix électrique sur une ressource en biogaz qui est en pratique limitée, l'hypothèse

25. Une alternative consistant à transporter le gaz par camions (biométhane « porté ») est également possible mais présente plusieurs inconvénients (nuisances, consommation énergétique du transport, etc.).

de référence consiste à considérer (i) un volume de biogaz utilisable pour la production d'électricité inférieur au niveau prévu par la SNBC et (ii) une utilisation dans des installations de cogénération non flexibles (pour des sites éloignés du réseau de gaz) et présentant un rendement « électrique » faible.

Différentes variantes sur l'utilisation du biogaz sont testées, portant à la fois sur le volume de biogaz qui peut être mobilisé pour la production d'électricité et le caractère flexible des unités fonctionnant au biométhane.

7.5.2.2 Le couplage sectoriel avec l'hydrogène s'impose comme l'un des moyens les plus pertinents pour assurer le bouclage des scénarios en limitant l'utilisation de biométhane, mais nécessite que les infrastructures de production et de stockage associées à l'hydrogène soient bien dimensionnées

Dans un contexte où la ressource en biométhane en France est limitée, l'utilisation de l'hydrogène produit constitue une alternative pertinente et cohérente avec la volonté d'indépendance énergétique souhaitée par les pouvoirs publics. Cette solution consiste à utiliser la molécule d'hydrogène comme moyen de stockage d'électricité, à travers une boucle intégrant la transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse, le stockage d'hydrogène puis son utilisation dans une centrale thermique ou dans une pile à combustible.

Cette solution présente l'avantage de permettre un stockage sur des durées longues (contrairement aux batteries et même aux STEP). Cependant, la boucle *power-to-hydrogen-to-power* est caractérisée par un rendement de l'ordre de 40 % au maximum[26], nettement plus faible que celui du stockage par batterie ou des STEP (mais meilleur que celui d'autres alternatives de stockage de masse via le méthane, l'éthanol ou l'ammoniac). Elle nécessite par ailleurs de maîtriser l'ensemble de la chaîne logistique (électrolyse, transport, stockage, production d'électricité dans des centrales dédiées) à une échelle industrielle et de bien dimensionner les infrastructures de stockage.

L'articulation du système électrique à proprement parler avec l'hydrogène est décrite au chapitre 9. En fonction des perspectives de développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique et d'un réseau européen de transport d'hydrogène, différents types de couplages sectoriels sont envisageables. Dans une première configuration, l'hydrogène reste un vecteur énergétique marginal et le réseau de transport d'hydrogène ne se développe pas à grande échelle.

Dans cette configuration, la boucle *« power-to-hydrogen-to-power »* s'apparente à une grande batterie : l'hydrogène serait produit en France par électrolyse, stocké, puis déstocké lors des périodes de besoin (typiquement, une partie de l'hydrogène serait produit au printemps et à l'été puis utilisé à l'automne et l'hiver). En l'absence de réseau hydrogène, la production d'hydrogène, son stockage et sa conversion en électricité seraient même localisés sur le même site).

Cette configuration implique l'absence de mutualisation entre l'utilisation du stockage d'hydrogène pour les besoins du système électrique et la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande en hydrogène pour les usages finaux. Cela signifie aussi que les moyens de stockage pour les besoins du système électrique ne seraient pas mutualisés au niveau européen, via un réseau trans-européen d'hydrogène. Chaque pays doit alors dimensionner ses moyens de stockage pour pourvoir à ses propres besoins et est limité par les contraintes de gisement existantes sur son territoire.

Une autre vision fait cohabiter un secteur électrique avec un système européen d'échange d'hydrogène avec un fort développement de l'utilisation directe de l'hydrogène : dans ce cas, c'est

26. Dans la configuration d'utilisation d'un CCG pour la production d'électricité.

l'ensemble des moyens de stockage à hydrogène au niveau européen qui sont mutualisés, ce qui permet notamment à la France d'accéder à une capacité beaucoup plus importante.

7.5.2.3 Le passage par le méthane conduit à une déperdition d'énergie problématique mais permet de réutiliser des infrastructures existantes

Une alternative à l'utilisation de l'hydrogène produit en France consiste à utiliser du méthane de synthèse, produit à partir d'électrolyse puis méthanation. Cette solution présente l'intérêt de recourir à des technologies (transport, stockage, production d'électricité) déjà maîtrisées à grande échelle et surtout de pouvoir réutiliser les infrastructures existantes de transport et de stockage de méthane.

En revanche, le passage par la méthanation conduit à un rendement d'ensemble significativement plus faible (de l'ordre de 30 % au total) que la solution passant par le stockage d'hydrogène. L'étape de méthanation conduit en outre à accroître les coûts (via le développement du réacteur de méthanation mais également via les pertes de rendement) et présente des difficultés s'agissant de l'approvisionnement en CO_2 (dont le niveau de pureté requis est relativement élevé). Une des perspectives envisagées pour le développement de la méthanation consisterait à coupler ce type d'installations avec des méthaniseurs, qui constituent une source d'approvisionnement en CO_2 potentiellement intéressante.

De manière plus générale, la méthanation reste actuellement à l'état d'expérimentation, avec de nombreux démonstrateurs à travers le monde, mais qui doivent encore démontrer leur viabilité à l'échelle industrielle.

Figure 7.32 Boucle *power-to-H_2-to-power*

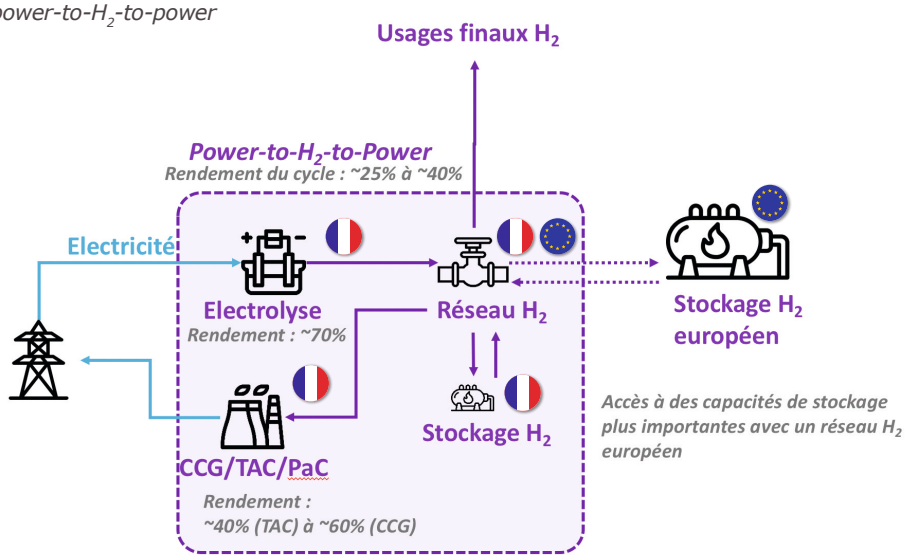
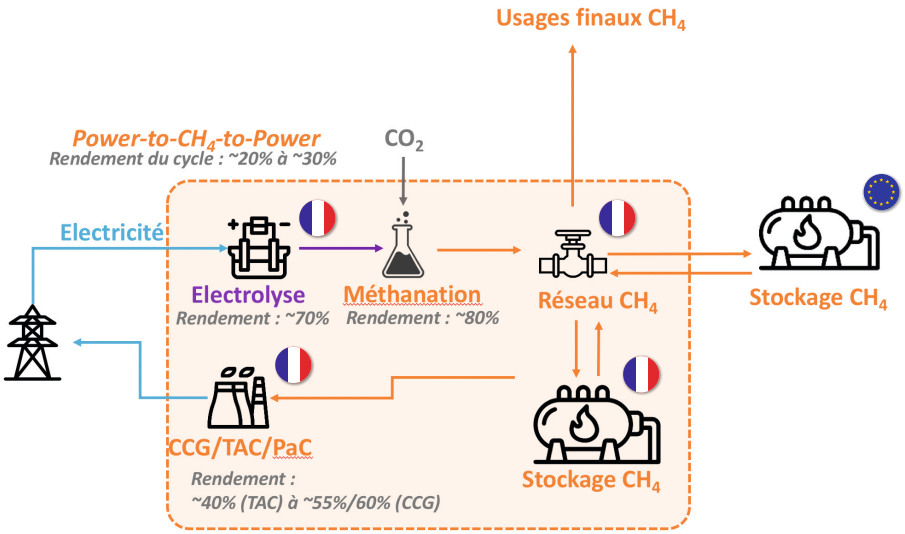


Figure 7.33 Boucle *power-to-CH_4-to-power*



7.5.2.4 L'import de combustibles décarbonés pour alimenter les centrales thermiques ou encore le recours au captage et stockage de carbone constituent des solutions alternatives qui sortent toutefois du cadrage de la SNBC

D'autres solutions existent pour alimenter les centrales thermiques avec des combustibles décarbonés.

D'une part, certains acteurs suggèrent qu'il serait possible d'importer des combustibles décarbonés depuis d'autres pays, pour alimenter des usages énergétiques voire pour approvisionner des centrales électriques. Dans ce modèle, la France pourrait ainsi importer de l'hydrogène (ou des combustibles de synthèse dérivés) à des prix compétitifs, depuis des zones à fort potentiel en énergies renouvelables (Afrique du nord, Espagne…) équipées avec des électrolyseurs.

Cette perspective est en particulier prévue par les stratégies de long terme d'autres pays européens comme l'Allemagne afin de « boucler » l'approvisionnement en énergie décarbonée. En France, la SNBC ne prévoit cependant pas de recours à des imports massifs de combustibles de ce type, ceci afin d'éviter de créer de nouvelles dépendances énergétiques fortes après la sortie des énergies fossiles. Ce type de solutions impliquerait par ailleurs la mise en place de mécanismes de traçabilité des combustibles importés, afin de garantir leur caractère bas-carbone.

D'autre part, les technologies de captage et de stockage de carbone (CCS) associées à des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles constituent également une option pour la production d'électricité pilotable bas-carbone. Toutefois, les orientations de la SNBC privilégient de limiter le recours au CCS pour des questions d'éthique et d'acceptabilité, et de privilégier son utilisation pour des secteurs pouvant difficilement se passer d'énergies fossiles (certaines industries par exemple).

En conséquence, ces deux options ne sont pas intégrées en base dans l'étude mais pourraient couvrir une partie du besoin de centrales thermiques décarboné identifié dans les scénarios.

7.5.3 Les capacités de production thermique décarbonée fonctionneront relativement peu, essentiellement en hiver et lorsque aucune alternative n'est possible pour assurer la sécurité d'approvisionnement

À l'horizon 2050 et 2060, le rôle de la production des centrales au gaz évolue vers un rôle assurantiel, avec des durées de fonctionnement annuelles beaucoup plus limitées qu'aujourd'hui. Selon les scénarios, le facteur de charge des CCG se situera autour de 10 %, contre 47 % sur l'année 2019.

Cette évolution du rôle des moyens de production thermique s'explique par deux facteurs :

- D'une part, la production à partir de gaz « vert » n'est pas envisagée pour assurer le bouclage énergétique[27], la consommation annuelle d'électricité devant être couverte par la production

Figure 7.34 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050

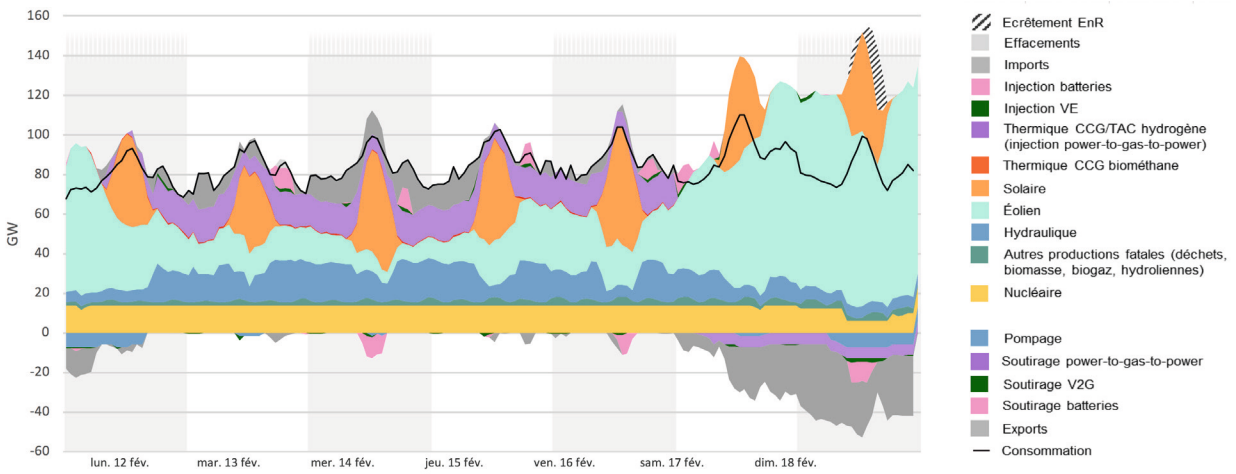
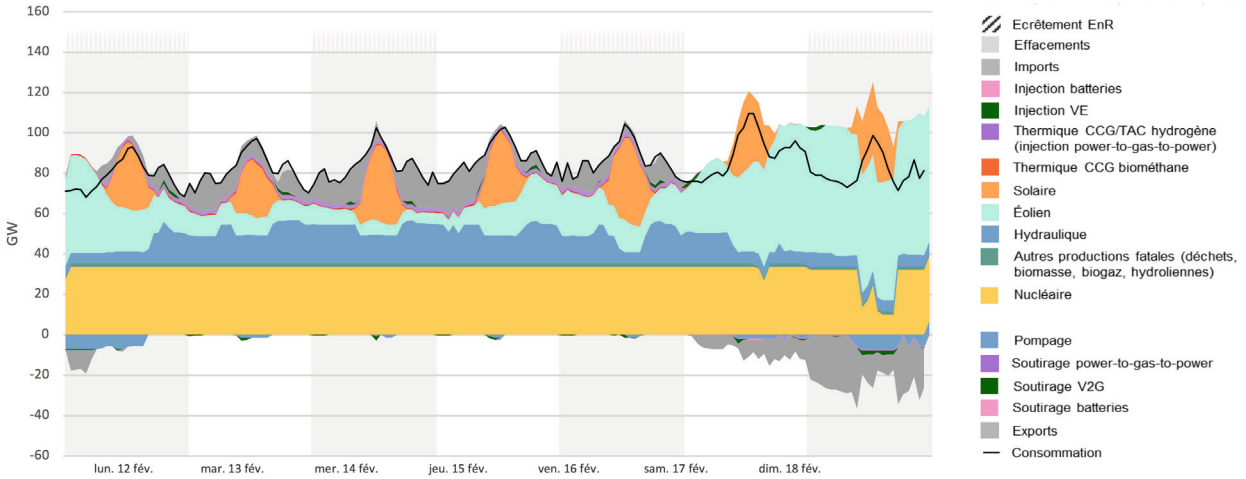
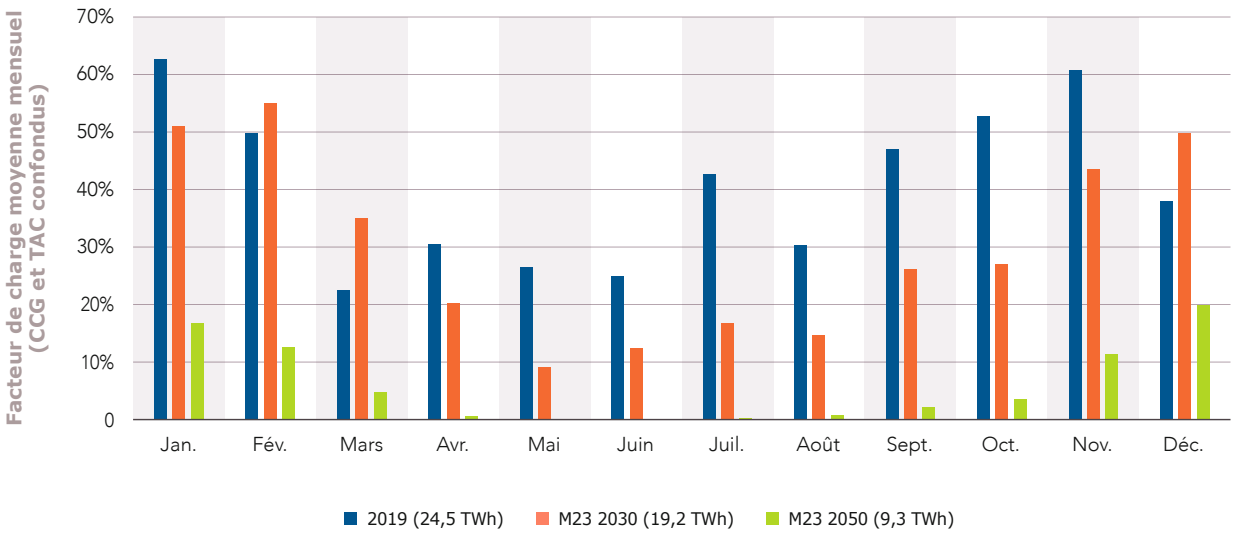


Figure 7.35 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050



27. Ce rôle pour les centrales au gaz est différent dans d'autres pays qui envisagent de recourir à des imports de gaz vert et à les utiliser dans des centrales électriques pour compenser un déficit de production bas-carbone.

Figure 7.36 Évolution des facteurs de charge mensuels de la production gaz (CCG et TAC confondus)



EnR et nucléaire. En dehors d'une production d'électricité par des cogénérations fonctionnant au biogaz et dont le volume est limité, les centrales fonctionnant au gaz vert auront un rôle pour la fourniture de flexibilité au système électrique et non pour permettre le bouclage en énergie, dès lors que la France parvient à développer le mix de production EnR et nucléaire nécessaire.

- D'autre part, le prix des gaz «verts» (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse) sera beaucoup plus élevé que les prix du gaz naturel constatés ces dernières années et même que les prix observés ces dernières semaines et qui ont atteint des niveaux historiques. Les prix considérés dans les différentes configurations se situent en moyenne entre 70 €/MWh_{th} et 170 €/MWh_{th} et ouvrent un espace économique pour des solutions de flexibilité qui permettent de limiter la sollicitation des capacités au gaz : batteries, interconnexions, flexibilités de consommation

Les centrales au gaz seront donc sollicitées de façon plus ponctuelle qu'aujourd'hui et quasiment uniquement en période hivernale, lors de périodes de faible vent et de faible température. La figure 7.35 illustre une situation dans le scénario M23 où il est nécessaire de démarrer les centrales au gaz lors d'une semaine de février avec une température faible et un facteur de charge faible (5°C en moyenne et 1,3% de facteur de charge éolien sur les journées de mardi, mercredi et jeudi).

Ces facteurs de charge faible ne sont pas spécifiques à la France. Malgré cela, il est pertinent qu'une partie des centrales au gaz soit des cycles combinés au gaz dont les rendements sont plus élevés mais les coûts d'investissement plus importants. En effet, avec des coûts du gaz beaucoup plus élevés, la durée de fonctionnement à partir de laquelle les CCG deviennent pertinentes par rapport aux TAC est de l'ordre de 190 heures par an.

7.6 Dans l'ensemble, des « bouquets de flexibilités » très contrastés selon les scénarios de mix électrique

Comme précisé dans les parties précédentes, les scénarios sont analysés sur la base d'hypothèses identiques en matière de capacités d'interconnexion, de flexibilités de la demande et de nouveaux stockages hydrauliques. Ce choix tient compte du fait que le développement de ces trois types de flexibilité dépend en premier lieu de considérations techniques (gisement disponible), politiques ou sociétales et non purement de logiques économiques. Il permet par ailleurs de comparer les scénarios sur une même base d'hypothèses.

En revanche, le développement des capacités de batteries et de thermique décarboné est supposé reposer sur des considérations essentiellement économiques, qui conduiront à construire un mix de flexibilités économiquement pertinent. Ces développements dépendent donc des scénarios de mix.

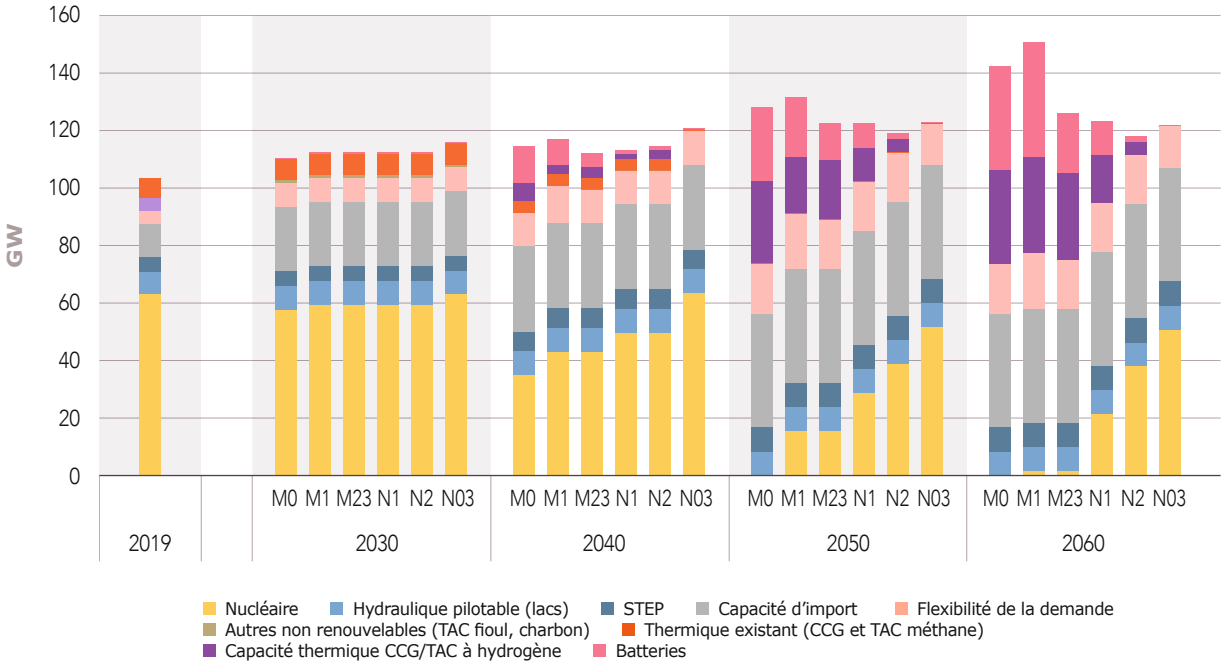
En cohérence avec l'évaluation des besoins capacitaires, l'optimisation du « bouquet de flexibilités » pour assurer la sécurité d'approvisionnement fait apparaître des capacités plus importantes de thermique décarboné et de batteries dans les scénarios sans nouveau nucléaire.

7.6.1 Dans les scénarios avec une relance significative du nucléaire et un développement soutenu des interconnexions, l'essentiel des besoins peut être couvert avec les imports, l'hydraulique, et la flexibilité de la demande

Dans les scénarios avec relance significative du nucléaire et développement soutenu des interconnexions, les besoins de flexibilité peuvent être quasiment couverts par la contribution de ces interconnexions, l'hydraulique et les flexibilités de consommation. Selon les configurations sur les flexibilités de la consommation et le développement des interconnexions, **il apparaît qu'un niveau de capacité nucléaire de l'ordre de 40 à 50 GW constitue comme un socle au-delà duquel le recours à des capacités thermiques et à des batteries peut être évité.**

Dans le scénario N03, avec l'hypothèse de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import en 2050) et sur la flexibilité de consommation (configuration « prudente »), il n'existe aucun besoin pour de nouvelles capacités thermiques ou de batteries sur tout l'horizon étudié. La fermeture des CCG peut être opérée avant 2040, tout en maintenant le niveau de sécurité d'approvisionnement ciblé. Dans N2, les besoins sont très limités sur tout l'horizon. Ils peuvent être couverts par le prolongement d'une petite partie des centrales existantes, éventuellement converties à l'hydrogène ou un développement plus important de la flexibilité de la consommation que dans l'hypothèse prudente retenue en référence.

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[28,29]



28. Les capacités de batteries et de thermique décarboné sont des résultats d'une optimisation économique. Les flexibilités de consommation et les capacités d'import sont issues d'une analyse intégrant considératons économique et autres considérations (acceptabilité, réalisme industriel…). Les capacités d'hydraulique pilotable, de nucléaire sont issues de la scénarisation.
29. Il s'agit de la capacité installée et non de la contribution capacitaire, qui varie selon le type de flexibilité.

7.6.2 La perspective d'un scénario 100 % renouvelable implique de construire de nouvelles centrales thermiques. Ce constat reste vrai dans les scénarios avec peu de nucléaire

Dans les scénarios sans relance du nucléaire, les interconnexions, l'hydraulique et la flexibilité de la demande ne suffisent pas à assurer la sécurité d'approvisionnement. Dans ces scénarios, la capacité aujourd'hui existante de centrales au gaz devient insuffisante. De nouvelles capacités thermiques sont nécessaires dès 2040 et le besoin devient important en 2050.

Le besoin de capacités thermiques est aussi valable, dans des proportions plus limitées et seulement à partir de l'horizon 2050, dans un scénario de relance du nucléaire à un rythme modéré (scénario N1).

Dans ces scénarios, le développement des batteries est économiquement pertinent, surtout quand la capacité photovoltaïque est importante. Néanmoins, compte-tenu de leurs contraintes de stock, les batteries contribuent de façon limitée à la sécurité d'approvisionnement. Un développement poussé des batteries, par exemple dans une configuration de très forte baisse des coûts, ne permet pas d'éviter le recours à des capacités thermiques.

Il s'agit d'une conclusion forte de l'étude, atteinte avec un très haut niveau de certitude : le développement de capacités thermiques supplémentaires est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios visant à sortir du nucléaire, ce qui signifie qu'aucune solution de substitution n'est identifiée.

En outre, dans les scénarios sans nouveau nucléaire, le socle nécessaire de capacités thermiques dépasse la taille du parc de CCG et TAC au gaz : plus de 20 GW de centrales thermiques au méthane ou hydrogène en 2050 sont nécessaires, contre un parc au gaz de l'ordre de 7 GW aujourd'hui. **Il ne s'agit donc pas uniquement de convertir les centrales actuelles, mais également d'en construire de nouvelles.**

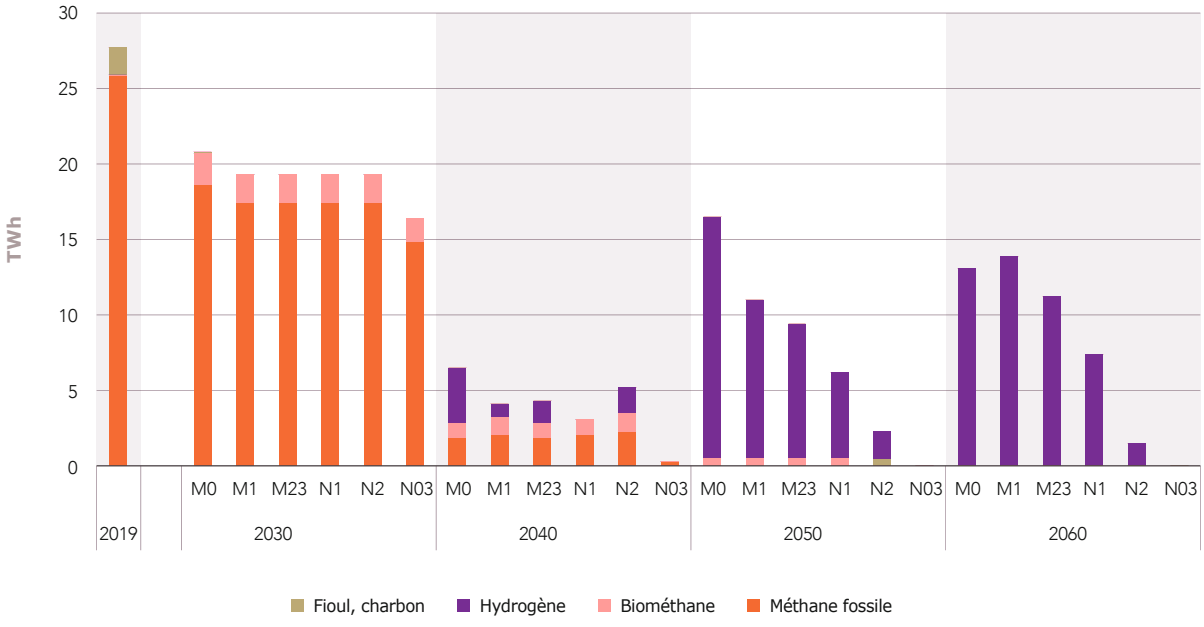
7.6.3 Les centrales au gaz utiliseront des combustibles de synthèse ou du biométhane pour des volumes limités, mais la mutualisation des moyens thermiques de « back-up » en Europe conduit la France à importer de l'électricité produite à partir de centrales au gaz situées à l'étranger

Le développement de capacités thermiques nécessitera un approvisionnement en gaz décarboné (hydrogène, méthane de synthèse, biogaz) et une maîtrise de la chaîne gazière associée.

Les volumes de production d'électricité à partir de gaz vert pour les besoins d'équilibrage (i.e. dans les capacités flexibles CCG et TAC) restent relativement limités et s'établiront à moins de 20 TWh dans tous les scénarios, dans leur configuration de référence.

Ces volumes de production thermique ne représentent pas l'intégralité de la production thermique nécessaire pour couvrir les besoins de la France. À certains moments, la France importe pour couvrir sa consommation et sollicite les capacités à l'étranger dont notamment la production thermique. Ces besoins de production au gaz peuvent être imputés aux besoins de flexibilité de la France. *A contrario* à certaines périodes, la France exporte et conduit à limiter les besoins de sollicitation de capacités thermiques situées à l'étranger.

Figure 7.38 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles[30], pour les différents scénarios dans leur configuration de référence.



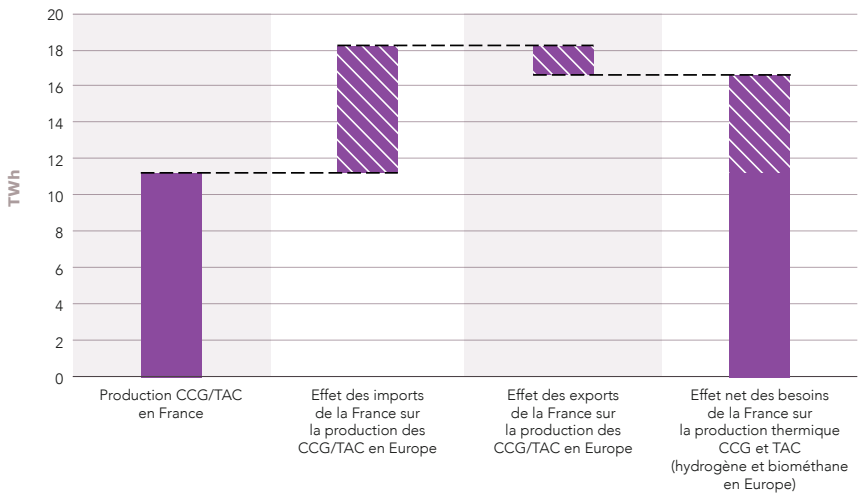
30. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles n'adaptent pas leur puissance fournie à la consommation (leur production est profilée, souvent en bande).

Ces volumes de production thermique ne représentent pas l'intégralité de la production thermique nécessaire pour couvrir les besoins de la France. Du fait de la mutualisation des capacités thermiques de back-up en Europe, la France importe à certains moments pour couvrir sa consommation et sollicite les capacités à l'étranger dont notamment des capacités de production thermique. Ces besoins de production au gaz peuvent être imputés aux besoins de flexibilités de la France. *A contrario* à certaines périodes, la France exporte et conduit à limiter la sollicitation de capacités thermiques situées à l'étranger.

L'effet net du système électrique français sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe peut porter sur quelques TWh, dans des volumes qui dépendent de la configuration considérée dans le reste de l'Europe et des capacités d'interconnexions.

L'analyse économique prend bien en compte ces effets dans l'évaluation économique.

Figure 7.39 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz en France à l'horizon 2060 dans le scénario M23 et effet des imports et des exports de la France sur la production au gaz en Europe.

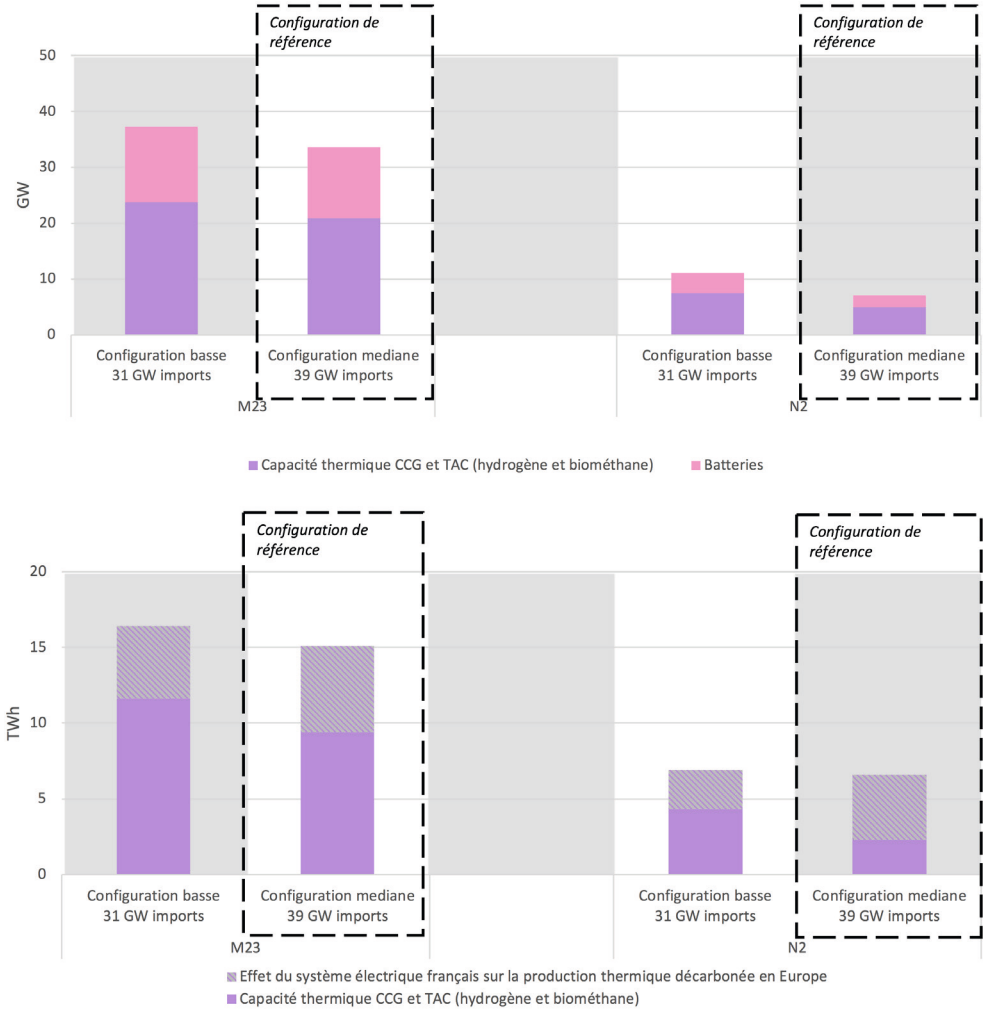


7.6.4 Un moindre développement des interconnexions conduirait à accroître légèrement les besoins de thermique décarboné en France, dans tous les scénarios

Le développement des interconnexions constitue ainsi un levier important pour réduire le besoin de capacité à l'échelle européenne *(voir partie 7.2.1.2)*. Les analyses permettent d'identifier que cet effet de mutualisation porte principalement sur les capacités au gaz.

Dans tous les scénarios, le besoin de capacités de production au gaz se réduit avec le développement des interconnexions. L'effet du développement des capacités d'interconnexion ne porte pas uniquement sur le besoin en capacités installées mais aussi sur la production des capacités au gaz en France. Comparativement à une configuration avec 30 GW de capacité d'import (configuration « interconnexion basse »), le développement des interconnexions à hauteur de 39 GW de capacité d'import (configuration de référence) permet

Figure 7.40 Capacités installées de thermique pilotable (CCG et TAC) et batteries en France, production des CCG et TAC en France, et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des interconnexions, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



d'éviter entre 2 et 3 GW de capacité au gaz et une production au gaz en France de 2 et 3 TWh dans les différents scénarios à horizon 2050. Cette réduction de la production au gaz correspond en partie à un transfert vers une production au gaz dans les pays voisins. Cela signifie qu'une part de la réduction de la production provient d'imports correspondant à des excédents de production bas-carbone ou à la mobilisation dans les pays voisins d'autres leviers de flexibilité que la production thermique.

L'hypothèse de développement des interconnexions a un effet analogue sur les différents scénarios de mix en France. Ceci signifie que l'hypothèse sur le niveau d'interconnexion de la France à long-terme n'a pas d'effet significatif sur le différentiel de besoins de capacités flexibles entre les scénarios.

Par ailleurs, le développement des interconnexions n'a pas d'effet sensible sur l'espace économique des batteries. En effet, les modes d'utilisation des batteries étant analogues dans tous les pays, il existe peu de mutualisation possible de ces capacités à travers le développement des interconnexions.

7.6.5 L'influence de l'évolution des mix des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France : un besoin de coordination croissant mais des effets analogues sur tous les scénarios de mix en France

Comme exposé dans le chapitre 6 sur l'Europe, de nombreuses incertitudes existent aujourd'hui sur les stratégies des pays voisins en termes de décarbonation de leur mix énergétique. Cela se traduit en incertitudes sur la consommation d'électricité, sur les ambitions et rythmes effectifs sur l'électrification directe de certains secteurs (comme le chauffage des bâtiments, l'industrie) et les volumes de production de gaz de synthèse (hydrogène et méthane) à partir d'électricité. Des incertitudes analogues existent sur le mix de production d'électricité, notamment concernant le rythme de développement des EnR et la part relative du photovoltaïque et de l'éolien (et dans une moindre mesure, pour certains pays, sur le rôle du nucléaire) dans la production d'électricité.

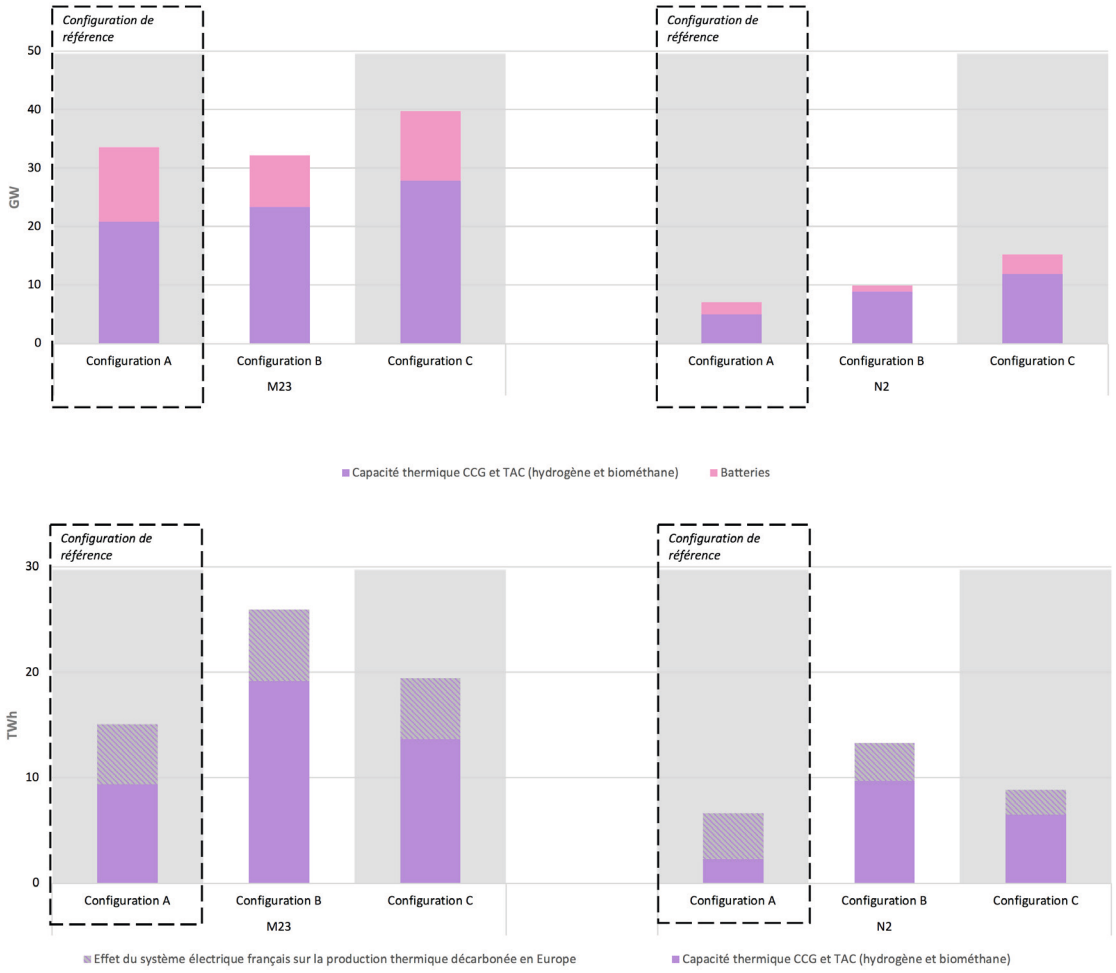
Plusieurs configurations contrastées d'évolution sur le système électrique européen ont donc été testées.

Dans un contexte de forte évolution des capacités d'interconnexion entre les France et les pays voisins, **les évolutions des mix énergétiques en Europe ont une influence croissante sur les besoins en capacités à construire en France et leur utilisation.** Les configurations alternatives testées montrent que l'influence des mix énergétiques des pays voisins porte essentiellement sur les capacités thermiques nécessaires en France et leur utilisation. En effet, la mutualisation au niveau européen des capacités porte en premier lieu sur ce type de capacités. *A contrario*, l'influence des mix énergétiques des pays voisins est très faible sur les volumes de batteries, l'utilisation des batteries étant peu mutualisée entre les pays, du fait d'un profil d'utilisation journalier analogue dans tous les pays car dicté par le cycle de production du photovoltaïque.

Dans les deux configurations défavorables testées où la contribution des systèmes électriques des pays voisins est plus limitée (soit par une moindre flexibilité liée à une capacité d'électrolyse plus faible, soit par un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé dans les pays voisins), les capacités thermiques nécessaires en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont plus importantes et les volumes de production en France à partir de gaz plus importants. À l'horizon 2050, dans la configuration où la sécurité d'approvisionnement est dégradée en Europe par un manque de capacités de pointe, l'effet sur la France porte principalement sur les capacités thermiques nécessaires (+6 GW à +7 GW) et de façon relativement limitée sur les volumes de production (de l'ordre de +4 TWh). Par contre, dans une situation de sécurité d'approvisionnement en Europe analogue au niveau cible actuel mais où le système électrique européen dispose de moins de flexibilité sur des horizons relativement longs (flexibilité qui peut être apportée par un développement important de l'électrolyse flexible avec une infrastructure de stockage de l'hydrogène), les besoins en capacités supplémentaires peuvent être relativement limités (de l'ordre de 3 à 4 GW) mais l'utilisation de ces capacités peut être sensiblement plus importante (de l'ordre de 7 à 10 TWh supplémentaires).Ces effets sont importants et apportent un éclairage complémentaire sur la dépendance croissante de la France aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins : la dépendance du système électrique français aux pays voisins ne se limite pas uniquement à l'existence d'un besoin d'import dans certaines situations, relativement ponctuelles *(comme exposé en partie 7.2.2.1)* mais porte aussi sur l'adéquation du dimensionnement du mix de flexibilités en France aux situations dans les pays voisins. Ce phénomène n'est pas nouveau, la sécurité d'approvisionnement de la France dépendant déjà des mix électriques à l'étranger, mais prendra des proportions beaucoup plus importantes à l'avenir.

Dans un contexte où les capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement sont mutualisées, la coordination des politiques nationales revêt un enjeu croissant pour éviter des situations de sécurité d'approvisionnement dégradée en Europe ou, au contraire, de surinvestissements dans des solutions de flexibilité (et notamment des capacités thermiques de pointe).

Figure 7.41 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France; production des CCG et TAC en France et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le mix énergétique européen[31], à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



L'analyse met en évidence un autre résultat important : l'influence des mix énergétiques des pays européens sur le système électrique français est analogue dans tous les scénarios de mix en France. Ce résultat porte à la fois (i) sur les capacités thermiques nécessaires à installer en France, (ii) sur l'utilisation des capacités thermiques en France et (iii) sur la sollicitation des capacités thermiques à l'étranger pour les besoins de la France.

En particulier, les scénarios sans nouveau nucléaire ne sont pas plus sensibles aux choix des pays voisins que les scénarios avec nouveau nucléaire.

Cela signifie que **les hypothèses considérées en Europe n'ont pas d'effet significatif sur la comparaison des scénarios sur les besoins en capacités thermique et leur utilisation.**

31. Les configurations « A », « B » et « C » du système électrique européen sont décrites au chapitre 6.

7.6.6 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée

La flexibilité de la demande apparaît comme une solution concurrente au développement des batteries stationnaires, dans la mesure où elle constitue un levier de modulation de l'équilibre offre-demande sur des échelles de temps de l'ordre de quelques heures à quelques jours.

En particulier, la recharge des véhicules électriques ou des ballons d'eau chaude qui peut être en partie placée au milieu de la journée lors du pic de production photovoltaïque, éventuellement combinée à une restitution partielle de l'énergie au réseau le soir et la nuit via la technologie *vehicle-to-grid,* a un effet sur la courbe de consommation résiduelle relativement proche de celui des batteries stationnaires opérant un cycle jour-nuit comme illustré sur la figure 7.42.

Par conséquent, les analyses montrent ainsi que le développement de la flexibilité de la demande peut réduire fortement l'espace économique pour les batteries stationnaires. Dans la configuration de référence, reposant sur des hypothèses prudentes concernant la flexibilité de la consommation, les flexibilités de consommation permettent d'éviter la construction de 10 GW de batteries dans le scénario M23 à l'horizon 2050, sous l'effet principal de la flexibilité de la recharge des véhicules électriques et du placement de la production d'eau chaude sanitaire sur les heures méridiennes. Un développement ambitieux des flexibilités permettrait quasiment d'éviter la construction de batteries stationnaires jusqu'en 2050.

Le développement de la flexibilité de la demande permet aussi de limiter le besoin en capacité thermique et l'utilisation de ces capacités. En effet, certains usages permettent une modulation sur des horizons temporels de l'ordre de la semaine ou plus. C'est le cas de la flexibilité des électrolyseurs, sous réserve du dimensionnement des infrastructures de transport et de stockage de l'hydrogène adapté, mais également de la recharge des véhicules électriques légers qui présente une flexibilité hebdomadaire, les autonomies des véhicules permettant souvent de couvrir les déplacements sur une semaine. Certains leviers de flexibilité de la demande permettent des effacements ponctuels

Figure 7.42 Décomposition de l'impact des flexibilités de consommation sur les capacités thermiques pilotables (CCG et TAC) et les batteries installées à l'horizon 2050 dans le scénario M23

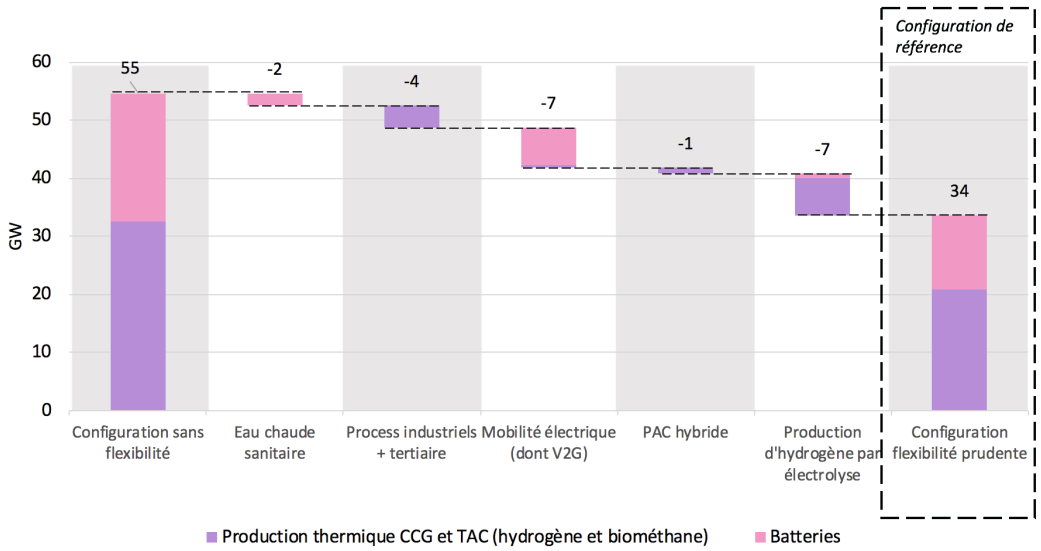
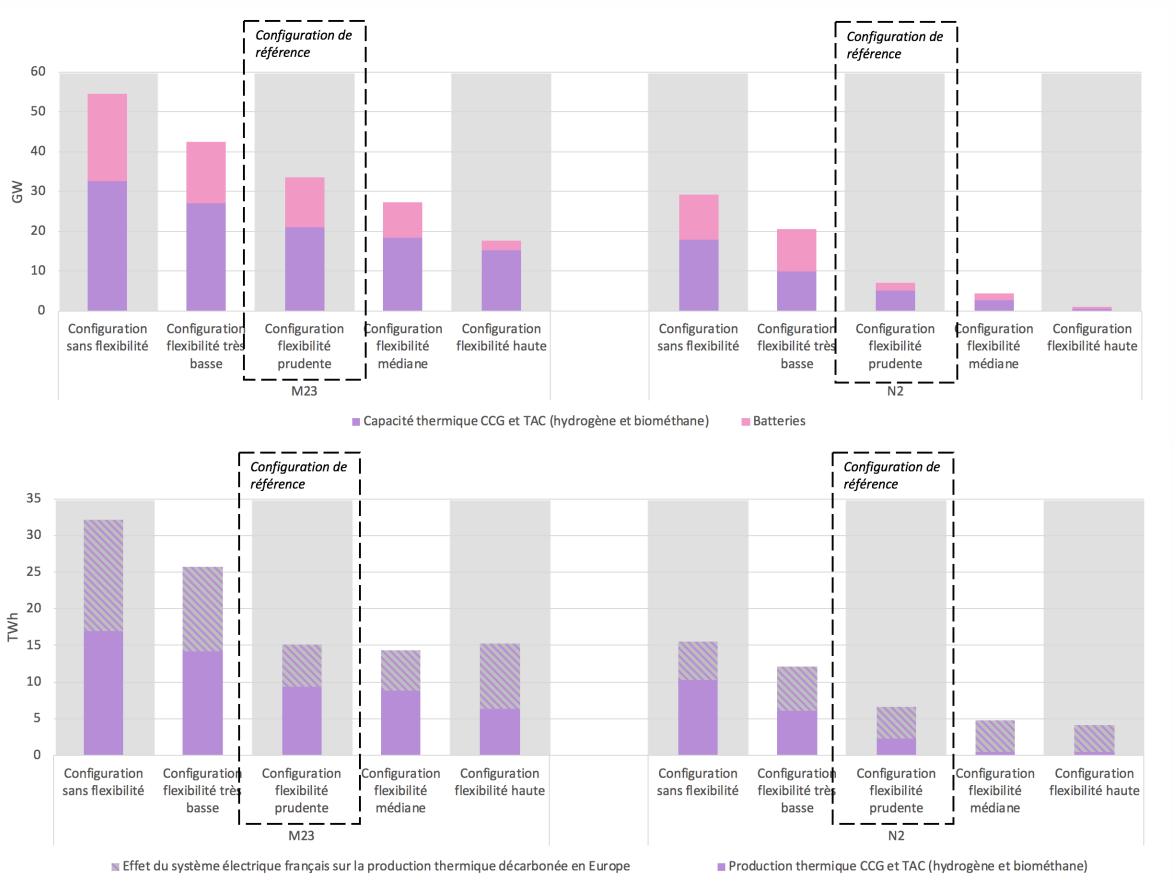


Figure 7.43 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France ; production des CCG et TAC en France, et effet du système électrique français sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des flexibilités de consommation, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



en situation de tension. C'est le cas des effacements industriels et des PAC hybrides.

Ces leviers de flexibilité de consommation présentent ainsi des caractéristiques qui entrent en concurrence avec les services apportés par les capacités thermiques de pointe (notamment les turbines à combustion) et permettent de limiter le besoin de centrales thermiques au gaz. Dans le scénario M23 en 2050, le développement des flexibilités de consommation avec les hypothèses de référence permet d'éviter de l'ordre de 12 GW de capacité thermique et une production thermique de l'ordre de 7 TWh/an, sous l'effet principalement de la capacité d'effacement industrielle et tertiaire et de la flexibilité des électrolyseurs Un développement ambitieux des flexibilités de consommation permettrait une réduction supplémentaire des capacités thermiques installées de 4 GW et de la production thermique de 3 TWh/an. Cependant, dans aucune configuration, les flexibilités de consommation ne permettent d'éviter un socle important de capacité thermique en France dans les scénarios sans relance du nucléaire. **Dans des scénarios sans relance du nucléaire, il n'apparaît ainsi pas imaginable, même avec un fort volontarisme sur le développement de la flexibilité**

de la consommation, de se passer de capacités thermiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, tout effort sur ce plan permet de limiter à moindre coût l'ampleur des capacités à construire et le volume de gaz vert à mobiliser.

Par ailleurs, **le développement des flexibilités de consommation a un effet analogue sur tous les scénarios[32].** Cela signifie en particulier que les hypothèses considérées sur les flexibilités de consommation ne conditionnent pas les résultats de la comparaison des scénarios.

32. Néanmoins, dans certains scénarios avec nouveau nucléaire et à partir d'un certain niveau de développement, les flexibilités de consommation permettent d'éviter totalement la présence de capacités thermiques et de batteries dans le système. Tout effort de développement supplémentaire de la flexibilité de consommation n'a alors plus d'effet sur les capacités installées mais seulement sur l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. C'est en particulier le cas de N03, à partir d'un niveau de flexibilité de la demande inférieur à la configuration de référence « flexibilité basse ».

7.6.7 Un espace économique pour les batteries compris entre quelques gigawatts et quelques dizaines de gigawatts, qui dépend essentiellement de la part du photovoltaïque, du développement de la flexibilité de la demande et de l'ampleur de la baisse des coûts des batteries

Le développement du photovoltaïque et, dans une bien moindre mesure, les besoins en réserves de court-terme (services système) constituent les principaux facteurs déterminant l'espace économique des batteries à l'horizon 2050. À hypothèses identiques sur le développement des interconnexions, les flexibilités de consommation et le coût des batteries, le volume de batteries trouvant une justification économique est directement corrélé à la part du photovoltaïque dans le mix énergétique.

Cependant, la place des batteries dans le mix électrique n'est pas garantie et peut être concurrencée par d'autres solutions. Le développement de la flexibilité de la demande, notamment le pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques, permet de réduire les écarts de consommation résiduelle entre les heures méridiennes et les autres heures de la journée et réduit l'intérêt à développer des batteries *(voir partie 7.4.1)*.

L'espace économique des batteries sera aussi fortement conditionné par l'évolution des coûts des batteries et le prix du gaz. En effet, à l'exception de la fourniture de produits de réserves dont les exigences techniques pourraient être rehaussées, tous les services apportés par les batteries sont substituables par d'autres leviers, comme les flexibilités de consommation (mais dont le gisement est limité) et surtout la production thermique. Il est ainsi parfaitement possible d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios, sans recours à l'installation de batteries alors que, *a contrario*, ce n'est pas le cas pour les capacités thermiques, qui sont indispensables.

Figure 7.44 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060

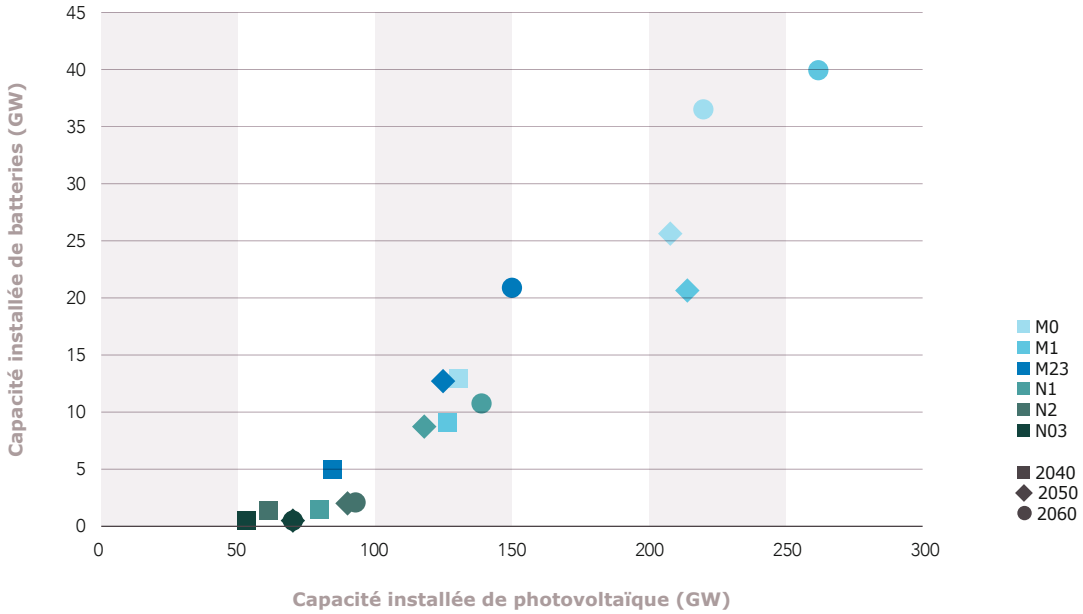
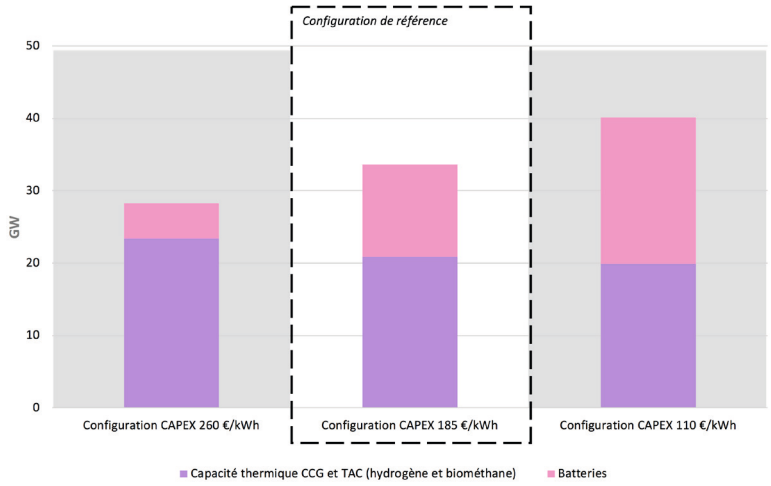


Figure 7.45 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France, selon le coût des batteries, dans le scénario M23 en 2050



Les batteries n'ayant pas un espace « garanti », leur développement sera conditionné par l'évolution relative de leur coût et de celui des solutions concurrentes, notamment du prix des gaz verts.

Plusieurs configurations de coûts des batteries ont été testées et montrent la forte sensibilité du niveau de développement économiquement pertinent au coût des batteries. Dans le scénario M23 en 2050, le volume de batteries ne serait que de 5 GW dans une configuration haute des coûts (+40 % par rapport à l'hypothèse de référence) contre de l'ordre de 13 GW dans la configuration de référence. Une telle configuration se traduirait aussi par des volumes plus importants d'excédents de production photovoltaïque non valorisés (de l'ordre de 1 à 2 TWh).

A contrario, si la baisse des coûts des batteries était plus marquée que l'hypothèse de référence, le développement des batteries pourrait être sensiblement plus important. Dans une configuration où le coût des batteries serait de l'ordre de 110 €/kWh, qui constitue une hypothèse plausible pour certaines parties prenantes, le développement serait rehaussé de l'ordre de 7 GW.

7.6.8 Le déploiement en Europe d'une infrastructure de transport et de stockage important d'hydrogène permet de limiter le besoin de flexibilité

Le développement de l'hydrogène est régulièrement présenté comme une double opportunité pour la flexibilité du système électrique. D'une part, la production d'hydrogène par électrolyse pour alimenter des usages finaux constitue une consommation d'électricité *a priori* flexible, qui peut être modulée en fonction des situations du système électrique et par exemple s'effacer lors des périodes de tension. D'autre part, l'hydrogène est un vecteur capable de stocker de l'électricité via une boucle *Power-to-gas-to-power.* Il peut donc apporter un service de stockage différent de celui des batteries (plus de capacité de stockage en énergie mais des rendements beaucoup plus faibles).

Cette flexibilité est conditionnée par l'existence de stockage massif de l'hydrogène. Ce stockage est à la fois indispensable pour que la production des électrolyseurs soit flexible, alors que les usages finaux de l'hydrogène seront relativement constants, et pour que l'hydrogène soit le vecteur utilisé pour stocker l'électricité sur des périodes longues, via la boucle *power-to-gas-to-power.*

Cette flexibilité implique aussi le développement d'une infrastructure de transport pour relier les centres de stockage aux électrolyseurs et aux consommateurs finaux. Cette infrastructure devrait s'envisager au niveau européen, car les sites propices au stockage de l'hydrogène ne sont pas uniformément répartis entre les pays.

Les capacités de stockage qui pourraient être développées et l'opportunité d'une telle infrastructure (souvent appelée «Backbone de l'hydrogène») constituent aujourd'hui un sujet de discussion.

Dans l'hypothèse où une telle infrastructure ne verrait pas le jour, la fourniture des consommateurs d'hydrogène devrait reposer sur une production des électrolyseurs relativement constante, éventuellement effaçable ponctuellement et modulable sur des périodes courtes grâce à l'utilisation de petits stocks tampons. Dans une telle configuration, la boucle *power-to-gas-to-power* devrait reposer sur un autre vecteur que l'hydrogène, a priori le méthane dont les infrastructures de transport et de stockage existent déjà, mais engendrerait de pertes de conversion supplémentaires.

Dans une telle configuration, les besoins en capacités de production thermique peuvent être relativement contenus si les électrolyseurs sont effaçables lors des périodes de tension. Par contre, le fonctionnement des capacités de production thermique serait très sensiblement rehaussé. Le volume de production d'électricité à partir des CCG et TAC au méthane pourrait être rehaussé typiquement de l'ordre de 5 TWh à 20 TWh, selon la taille des stocks tampons pouvant exister, et permettre un niveau minimal de flexibilité.

Cette configuration implique aussi que la boucle *power-to-gas-to-power* repose sur le méthane, avec des rendements encore plus faibles, ce qui nécessiterait un développement supplémentaire de production d'électricité décarbonée pour compenser les pertes.

En pratique une telle configuration signifie aussi l'apparition de situations de fonctionnement simultané d'électrolyseurs et de CCG et TAC au méthane (en France et à l'étranger), ce qui est énergétiquement peu pertinent et ne peut trouver d'autre pertinence que pour des questions logistiques (accès au réseau gaz, moins développé que le réseau d'électricité, et évitement de vaporeformeurs).

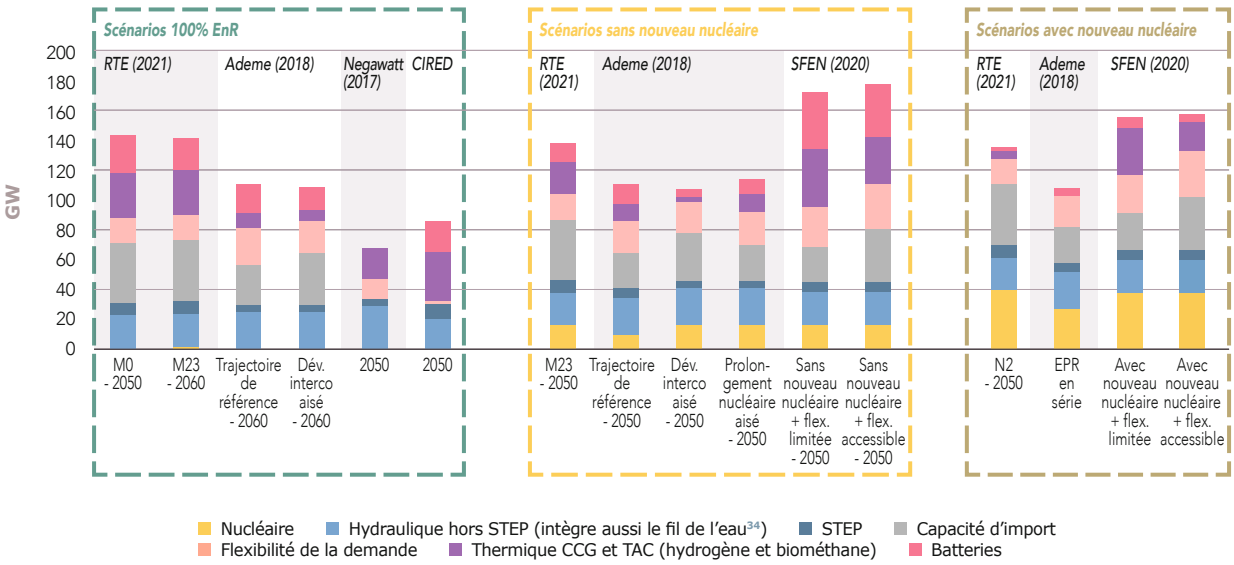
Des éléments détaillés sont présentés dans le chapitre 9 consacré à la place de l'hydrogène dans les scénarios étudiés.

7.6.9 Des résultats sur les bouquets de flexibilités qui se situent dans la fourchette des études externes

RTE a procédé à une analyse comparative de tous les scénarios de neutralité carbone à horizon 2050 publiés pour mettre en perspective les résultats obtenus sur le bouquet de flexibilités. Les scénarios reposent sur des hypothèses très contrastées en termes de développement des flexibilités de consommation et d'interconnexions et proposent *in fine* des bouquets de flexibilités différenciés. Cependant, à l'exception de certaines études ne prenant pas en compte de représentation des aléas pesant sur le fonctionnement du système électrique, et qui raisonnent sur année « moyenne », l'ensemble des études concluent à des puissances installées totales relativement analogues.

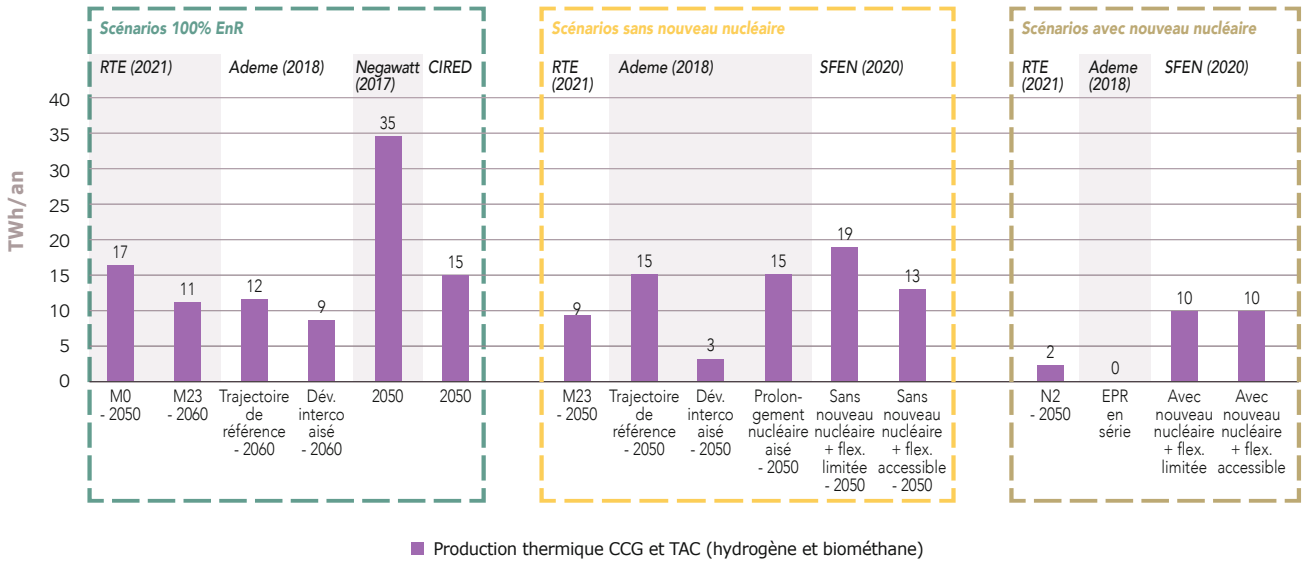
Dans toutes les études, un socle de capacité thermique décarboné est identifié dans tous les scénarios sans nouveau nucléaire. *A contrario*, tous les scénarios avec nouveau nucléaire ont des besoins en capacités thermiques plus faibles, et parfois nuls dans certains scénarios.

Figure 7.46 Capacités flexibles installées dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050 avec et sans nouveau nucléaire (intègre aussi l'hydraulique fil de l'eau)[33,34]



33. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation et produisent « en bande ».
34. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques. En particulier pour l'hydraulique, on inclut ici l'hydraulique fil de l'eau qui n'est pas flexible.

Figure 7.47 Production annuelle d'électricité à partir de moyens thermiques flexibles dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050[35]



35. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques.

7.7 La caractérisation des risques sur la sécurité d'approvisionnement : des événements dimensionnant dont la nature évolue

7.7.1 La nature des évènements qui font peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement évolue

Les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » sont construits pour maintenir à l'horizon 2050 le même niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la même occurrence de délestage pour les consommateurs. Ainsi, par construction, les scénarios présentent tous le même niveau de risque, sans évolution par rapport à la situation actuelle (hors situation exceptionnelle liée à la crise Covid, qui a conduit le système électrique à ne pas respecter temporairement le critère de sécurité d'approvisionnement).

Néanmoins, le mix de production et la consommation électrique étant fortement modifiés dans les différents scénarios analysés, la nature des évènements conduisant à de la défaillance va évoluer.

Le risque pour l'équilibre offre-demande associé aux seules vagues de froid va diminuer, dans tous les scénarios.

L'une des spécificités du système électrique français est sa forte sensibilité aux températures basses. Celle-ci résulte du développement du chauffage électrique depuis les années 1980. Dans le système actuel, la baisse d'un degré de la température en hiver se traduit par une hausse de l'ordre de 2,4 GW de la consommation d'électricité, soit l'équivalent de la production de près trois réacteurs nucléaires de 900 MW. Dans les autres pays européens, le recours au chauffage électrique est aujourd'hui beaucoup moins développé qu'en France et la sensibilité de la consommation électrique à la température est significativement inférieure, de l'ordre d'un facteur 4[36].

La prise en compte de cette spécificité est essentielle pour l'analyse du risque de défaillance. Actuellement, les vagues de froid concentrent le risque de coupure du fait des niveaux très élevés atteints par la consommation électrique durant ces périodes. Il s'agit aujourd'hui du premier déterminant de la défaillance, avant les indisponibilités des groupes de production et les périodes de vent faible.

À l'horizon 2050, le chauffage électrique va se déployer de manière plus importante dans le bâtiment (70 % de logements seront chauffés à l'électricité en 2050, contre 40 % aujourd'hui) mais la thermosensibilité hivernale de la France est amenée à baisser légèrement (passant de 2,4 GW à 2,2 GW par degrés) sous l'effet de l'efficacité énergétique (logements mieux isolés et pénétrations des pompes à chaleur, qui permettent de diviser par trois la consommation). Le réchauffement climatique sera aussi de nature à augmenter les températures hivernales à long terme et la fréquence des situations conduisant à des forts appels de puissance du fait de vagues de froid va diminuer.

Dans tous les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 », les conséquences de températures froides sur le risque de sécurité d'approvisionnement vont fortement diminuer. Cette diminution ne tient pas tant à la légère baisse de la thermosensibilité et au réchauffement climatique qu'à l'accroissement d'autres aléas dans le système électrique, notamment le facteur de charge de l'éolien : à même niveau de sécurité d'approvisionnement, l'accroissement de nouveaux aléas conduit à réduire le risque pour le système électrique associé

36. Valeur calculée à parité de consommation

à une seule vague de froid. Ainsi, en 2050, la plupart de ces périodes de tension surviennent pour des températures inférieures à 5°C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France bas, par exemple inférieur à 15%.

La conjonction de périodes froides et sans vent deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique

Les différents scénarios de l'étude intègrent une part grandissante des énergies renouvelables dans le mix électrique. La sécurité d'approvisionnement dépend de la capacité des moyens pilotables à assurer une production à la hauteur de la consommation résiduelle, c'est à dire la part de la consommation qui n'est pas couverte par les productions fatales, notamment la production photovoltaïque et éolienne.

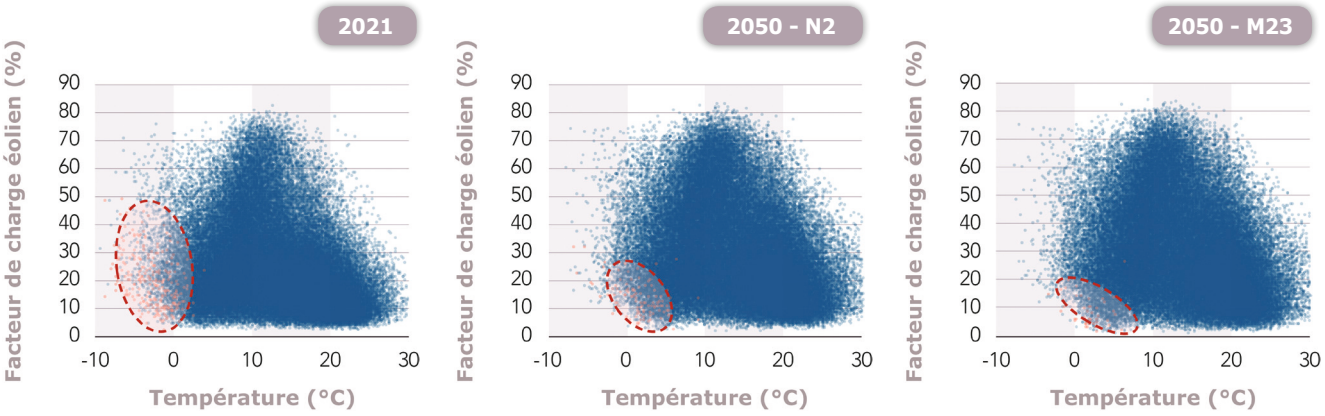
Dans ce contexte le risque ne dépendra plus uniquement de la consommation, mais donc bien de l'ensemble des paramètres qui déterminent la consommation résiduelle.

Dans tous les scénarios, avec le développement de l'éolien dont la production journalière est très variable (beaucoup plus que celle du photovoltaïque), c'est la conjonction de périodes froides et sans vent qui deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique.

En conséquence, les situations de pénurie pourront apparaître dans des configurations moins froides qu'aujourd'hui, dès lors que la production éolienne est faible.

Des exemples détaillés de situations de faible vent ou d'autres situations potentiellement contraignantes pour le système électrique (canicule, sécheresse) sont présentés dans le chapitre 8 dédié aux questions climatiques.

Figure 7.48 Distribution des niveaux de facteurs de charge éoliens (terrestre et en mer) et de la température à la maille journalière en France dans le système actuel, en 2050 dans N2 et dans M23 et identification des situations impliquant un risque pour l'équilibre offre-demande



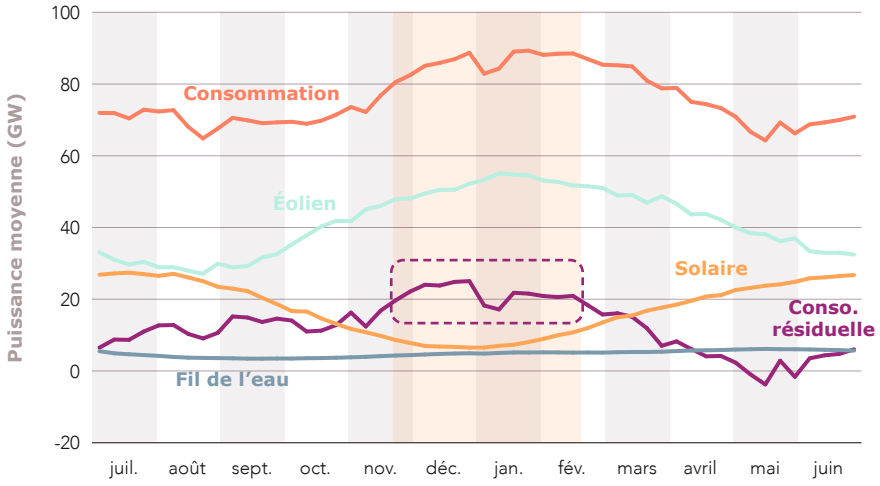
7.7.2 La majorité des risques devrait se lisser sur l'ensemble de l'hiver, voire la fin de l'automne

Aujourd'hui, les risques pour l'équilibre offre-demande sont concentrés sur le cœur et la fin d'hiver (à plus de 90 % sur janvier et février), période pendant laquelle les risques de vague de froid sont les plus élevées.

Dans les prochaines décennies, la répartition des risques, qui dépendront majoritairement aussi bien des températures que des conditions de vent, devrait alors se lisser sur l'ensemble d'hiver, voire la fin de l'automne.

Ce « lissage » est dû à plusieurs facteurs. D'une part la part grandissante de l'éolien et du photovoltaïque dans les mix de production, qui produisent théoriquement davantage en fin d'hiver qu'en fin d'automne/début d'hiver. D'autre part, l'effet cumulé de l'augmentation des températures hivernales et de la baisse de la thermosensibilité de la consommation devrait réduire la variabilité des appels de puissance au cœur de l'hiver par rapport à aujourd'hui. Par ailleurs, l'augmentation future des sécheresses en été conduira à l'augmentation des situations de faible productible hydraulique à l'automne.

Figure 7.49 Puissance moyenne hebdomadaire (hors WE et jours fériés) de production EnR et de consommation dans le scénario M23 à 2050

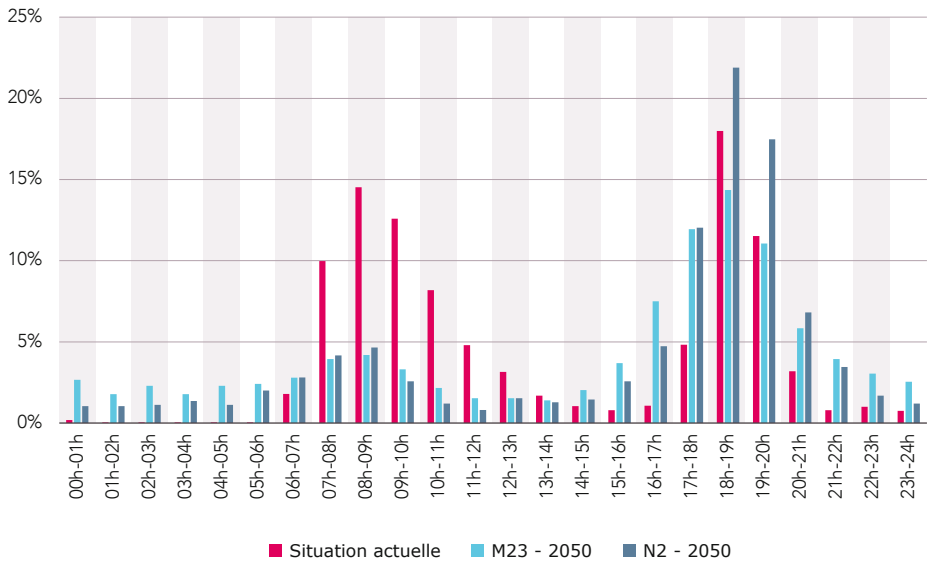


Fin d'automne à fin d'hiver : période de plus forte consommation résiduelle

7.7.3 Les heures où les risques sont les plus importants restent concentrées en soirée

Les évolutions du mix de production et de la consommation modifient marginalement les périodes de la journée où se concentrent les risques d'insuffisance de production. Les risques restent essentiellement concentrés en soirée. Le développement du photovoltaïque dans tous les scénarios conduit à réduire les risques de la matinée à la fin d'après-midi, tandis que la réduction de la capacité nucléaire conduit à faire apparaître des risques de défaillance la nuit.

Figure 7.50 Répartition horaire des situations de défaillance

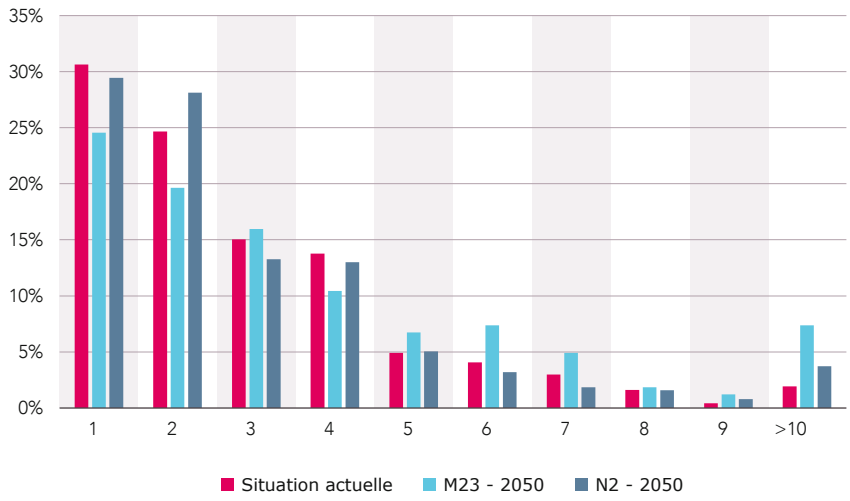


7.7.4 Des épisodes de défaillance plus rares, mais plus profonds et plus longs

Les scénarios des Futurs énergétiques 2050 sont construits pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel pour les consommateurs, c'est-à-dire la même « énergie non distribuée ». Avec le développement des énergies renouvelables, les profondeurs des situations d'insuffisance de production deviennent plus importantes. Cela signifie qu'à énergie non distribuée équivalente, l'espérance annuelle de durée où la production est insuffisante diminue et s'établit autour d'une heure par an, contre trois actuellement.

Dans les scénarios sans nouveau nucléaire, les durées des épisodes de défaillance s'allongent sensiblement. Cet effet tient au développement important du stockage dans ces scénarios et notamment des batteries. À même volume d'énergie non distribuée (par construction des scénarios), les scénarios avec un fort développement des batteries conduisent à moins de périodes de défaillance courtes (qui peuvent être gérées par les batteries si la puissance est suffisante) mais plus de périodes longues pour lesquelles l'apport des batteries est moindre. Dans le M23 en 2050, la durée continue des épisodes de défaillance s'établit à environ cinq heures contre environ trois heures dans la situation actuelle et celle du scénario N2 en 2050. Concrètement, cela signifie qu'il existe des périodes où c'est l'épuisement des stocks des batteries qui occasionne des défaillances.

Figure 7.51 Répartition des durées continues des épisodes de défaillance



7.8 La stabilité de la fréquence du réseau électrique

Les centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques délivrent l'énergie au réseau électrique à partir d'alternateurs dont la vitesse de rotation correspond à la fréquence du système électrique. La masse de l'alternateur fournit de l'inertie au système électrique : les déséquilibres entre production et consommation sont compensés par la variation d'énergie cinétique de ces alternateurs. Leur masse permet de limiter la variation de fréquence suite à un déséquilibre.

Les centrales éoliennes et photovoltaïques sont raccordées au système électrique par des solutions d'électronique de puissance. Elles n'apportent pas d'inertie et ne contribuent ainsi pas à la stabilisation de la fréquence du système électrique. Elles fonctionnent actuellement avec des réglages dits *«grid-following»* plutôt que *«grid-forming».*

Au-delà de certains seuils (suivant le réseau, 60 % à 80 % de production instantanée de l'éolien et du solaire sur la production totale), la stabilité du système peut être menacée en raison du manque de réglages stabilisateurs.

7.8.1 Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système électrique à long terme dans les scénarios à très forte proportion d'énergies renouvelables, avec différents niveaux de maturité

Le rapport RTE-AIE a déjà exposé que, si plusieurs solutions techniques existent pour surmonter la difficulté résultant de la réduction de l'inertie, elles se trouvent toutefois à différents stades de maturité.

Si certaines solutions techniques sont déjà déployées dans le cadre d'une exploitation sur le terrain, d'autres en sont au stade de la recherche et du développement (R&D) et devront être testées dans des conditions réelles avant d'être déployées à grande échelle.

Pour faire face à la réduction de l'inertie fournie par les machines tournantes lorsque les productions éoliennes et photovoltaïques deviennent majoritaires dans le système, outre le maintien d'une puissance minimale de machines tournantes, la première étape consiste à mettre au point un nouveau mode d'exploitation des convertisseurs afin qu'ils fournissent de nouveaux services dits de «réponse rapide en fréquence» ou «inertie synthétique/virtuelle». Par exemple, ils sont déjà mis en œuvre en Irlande et au Québec. Toutefois, il est nécessaire d'aller au-delà de ces solutions et de revoir considérablement le mode d'exploitation du système électrique si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, au-delà de 60-80 % dans la zone synchrone.

Deux solutions permettent d'avoir une part très élevée de production éolienne et photovoltaïque raccordée via de l'électronique de puissance, quelle que soit celle des machines synchrones qui resteront en fonctionnement à l'horizon 2050 (centrales hydrauliques, nucléaires, à gaz) :

- Les compensateurs synchrones fonctionnent de manière similaire aux alternateurs des centrales électriques conventionnelles synchrones. Leurs moteurs contribuent à la stabilité du système mais ils tournent librement, sans produire de puissance électrique utile (à l'inverse des centrales de production : on ne considère que la partie conversion électromécanique de la centrale, pas du tout la production de puissance (chaudière)). Les compensateurs synchrones sont une technologie bien connue et éprouvée, auparavant utilisés pour maintenir la référence de tension dans des zones spécifiques en France. Plus récemment, cette solution a été utilisée au Danemark et en Australie-Méridionale et s'est révélée efficace pour assurer la stabilité du système. Si cette solution a fait ses preuves dans des situations spécifiques, son déploiement généralisé pour assurer la stabilité du système à grande échelle reste à évaluer.

- Une autre possibilité consisterait à développer des contrôles *«grid-forming»* pour les convertisseurs de puissance, qui donneraient aux centrales éoliennes et photovoltaïques la capacité de générer leur propre onde de tension. Cette solution a été testée avec succès en laboratoire (dans le cadre des projets européens MIGRATE puis OSMOSE notamment) et sur des microréseaux, mais pas encore à l'échelle d'un grand système électrique, où d'autres complications pourraient survenir. Des expériences à grande échelle sont nécessaires dans les années à venir pour valider ce concept.

7.8.2 La question de la stabilité ne revêt pas un enjeu économique de premier ordre sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire

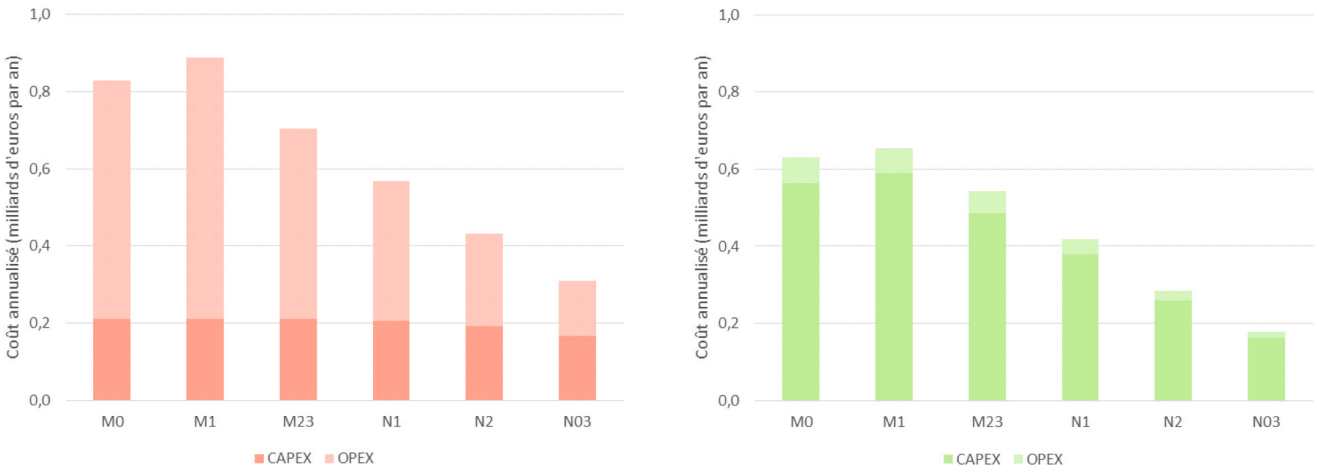
Le développement de solutions *grid-forming* par des onduleurs ou des compensateurs synchrones induit des coûts annualisés supplémentaires de même ordre de grandeur, variant suivant les scénarios entre 200 et 900 millions d'euros en 2060. Ce montant est faible comparé au coût total du système dans les différents scénarios *(cf.* chapitre 11) et plusieurs éléments montrent que l'évaluation réalisée à date est conservatrice.

La comparaison doit être évaluée en sachant que les compensateurs synchrones sont une technologie connue, même si elle est actuellement déployée pour des situations spécifiques, tandis que les onduleurs *grid-forming* utilisent une technologie émergente dont le coût pourrait baisser avec son industrialisation. Malgré cela, à la cible, le déploiement d'onduleurs *grid-forming* semble le moins coûteux, une fois cette technologie en exploitation.

La composition des coûts diffère entre les deux solutions. Certes, les compensateurs synchrones sont une solution peu onéreuse à l'investissement mais leur fonctionnement génère des pertes qui, cumulées sur des durées de fonctionnement jusqu'à 70 % du temps, peuvent représenter des volumes de l'ordre de 10 TWh dans les scénarios avec le plus de production renouvelable variable (éolienne et photovoltaïque). À l'inverse, les onduleurs *grid-forming* nécessitent un investissement jusqu'à trois fois plus important (à leur coût actuel) que le coût d'investissement de compensateurs synchrones, mais génèrent dix fois moins de pertes.

Si l'option retenue est celle de n'installer que des compensateurs synchrones, la capacité nécessaire varie peu d'un scénario à l'autre. Avec une capacité unitaire aujourd'hui autour de 1,5 GVAs, une centaine de ces machines pourrait être nécessaire à l'horizon 2060, y compris dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante. Certes, les centrales nucléaires participent à la stabilité du système lorsqu'elles produisent, mais durant les périodes de forte production éolienne et photovoltaïque, les centrales nucléaires peuvent être contraintes de s'arrêter. L'inertie fournie par les moyens de production doit alors être complétée,

Figure 7.52 Estimation des coûts nécessaires au maintien de la stabilité de la fréquence du réseau avec des compensateurs synchrones (à gauche), avec des onduleurs grid-forming de centrales éoliennes et photovoltaïques



par les compensateurs synchrones, pour assurer la stabilité de la fréquence. Même si ces épisodes sont peu nombreux dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante, le système doit être conçu de façon à y être résilient, avec la capacité de réglages stabilisateurs nécessaire. La durée d'activation des compensateurs synchrones sera néanmoins d'autant plus importante que la capacité de production éolienne et photovoltaïque est importante car ces épisodes sont alors plus fréquents.

Compte tenu des connaissances actuelles sur les onduleurs *grid-forming*, l'approche de dimensionnement à l'échelle du système est différente. Elle s'appuie sur le fait qu'il a été montré qu'une part de 20 à 30 % des onduleurs des capacités éoliennes et photovoltaïques avec des aptitudes *grid-forming* est suffisante pour maintenir la stabilité. Un dimensionnement plus fin pourrait encore en modérer le coût.

Enfin, le besoin de réglages stabilisateurs dépend de la dynamique de la réserve primaire. Des travaux se poursuivent pour évaluer le besoin de moyens compensateurs (compensateurs synchrones ou onduleurs *grid-forming)* avec une dynamique plus rapide de la réserve primaire, par exemple comme celle mise en œuvre en Grande-Bretagne. La capacité de compensateurs synchrones ou d'onduleurs *grid-forming* pourrait ainsi s'en trouver réduite, à moins que d'autres contraintes d'exploitation comme le besoin de courant des installations renouvelables durant les courts-circuits ne conduisent également à imposer ces moyens de compensation.

7.8.3 L'enjeu est avant tout de nature industrielle, afin de permettre à ces solutions de passer de démonstrateurs à des installations présentes par centaines en France en pleine interaction avec le système électrique

Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel. La prochaine étape nécessaire consiste à poursuivre les projets de R&D afin de tirer des enseignements de l'expérience de démonstrateurs et de projets pilote, de comprendre et de tester la stabilité des systèmes dans des utilisations à plus grande échelle, comment les compensateurs synchrones et les onduleurs *grid-forming* pourraient interagir entre eux et avec le reste du système électrique. Une première étape a déjà été franchie théoriquement en montrant qu'1 MVA d'onduleurs *grid-forming* induisait un effet stabilisant au moins égal à celui d'1 MVA de machine tournante. Par ailleurs, la répartition géographique de ces installations devra être précisée pour assurer la stabilité sur l'ensemble de la France *(cf. rapport RTE-AIE[37])*.

Une feuille de route claire pour les onduleurs *grid-forming* peut être définie pour la prochaine décennie afin d'assurer la stabilité du système en cohérence avec la politique énergétique nationale et en tenant compte de l'impact sur tous les acteurs du système. Il repose sur trois piliers complémentaires :

- Des démonstrateurs pour permettre aux fabricants d'onduleurs et aux gestionnaires de réseau de transport de tester les onduleurs *grid-forming* en conditions opérationnelles et d'en préciser les caractéristiques, tant en matière de fiabilité que de coût raisonnable.
- La consultation des parties prenantes dans le processus réglementaire pour préparer une définition européenne harmonisée des exigences du système et des mesures de performance pour les solutions *grid-forming.*
- La collaboration internationale pour permettre la constitution d'un marché suffisamment grand pour les fabricants de solutions *grid-forming*.

Les enjeux ne sont pas seulement techniques. Les instruments réglementaires choisis pour déployer ces technologies et l'attribution de la responsabilité de la fourniture de ces services doivent également être examinés à la lumière des cadres institutionnels français et européens actuels. Les pouvoirs publics doivent rester vigilants lors de la mise en place et de l'évolution des codes de réseaux car ceux-ci peuvent avoir des effets sur les coûts pour les consommateurs finaux, les constructeurs, les développeurs et les gestionnaires de réseau. Par exemple, des capacités spécifiques de *«grid-forming»* peuvent être exigées par les normes techniques imposées aux constructeurs de convertisseurs, avec des effets sur les coûts de la technologie. Les gestionnaires de transport peuvent également posséder directement des compensateurs synchrones ou en contractualiser les services auprès de tiers, ou encore créer des services concurrentiels paramétrables, laissant le choix de la technologie et du bon déploiement aux acteurs du marché. Ces trois options s'accompagnent d'arbitrages spécifiques en matière de coûts et de sûreté du réseau, qui devront être évalués dans de futures analyses.

Une transition vers des contrôles *«grid-forming»* serait beaucoup plus difficile pour un système électrique reposant largement sur des panneaux photovoltaïques individuels, car elle aurait un fort impact sur l'exploitation des réseaux publics de distribution. Les difficultés seraient moins grandes si le système était principalement fondé sur des parcs éoliens d'envergure, à terre ou en mer. En tout état de cause, un système comportant une part importante de PV distribué nécessiterait une évaluation détaillée des impacts sur le réseau de distribution et de leurs implications pour la sûreté du système électrique.

37. *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*

7.9 Selon les scénarios, différents paris technologiques nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Atteindre un système neutre en carbone en 2050 représente un défi technologique. De nombreuses innovations sont attendues et peuvent se révéler plus ou moins nécessaires selon les scénarios : véhicules électriques utilisant des batteries moins gourmandes en métaux rares, boucle *«power-to-gas-to-power»* via l'hydrogène ou le méthane de synthèse, centrales thermiques fonctionnant aux gaz décarbonés, technologies numériques pour la gestion de la demande, petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR), nouvelles énergies marines comme les hydroliennes, etc.

L'Agence internationale de l'énergie a récemment évalué que presque la moitié des réductions d'émissions nécessaires pour atteindre la neutralité carbone en 2050 reposait sur des technologies qui étaient encore en phase de démonstration ou de prototype aujourd'hui. L'analyse de RTE a cherché à minimiser le recours à des paris technologiques en privilégiant les technologies industriellement matures. Néanmoins, chaque scénario implique de valider un certain nombre de prérequis techniques.

Sur le plan technique, **l'analyse a conduit à écarter la thèse d'une distinction fondamentale entre les scénarios M et N.** Tous reposent à terme sur une forte part d'énergies renouvelables et seront donc concernés par les enjeux de gestion d'un parc de production en large partie non pilotable, à des degrés divers cependant.

Si les défis technologiques et de R&D associés apparaissent « dépassables » dans les décennies à venir, les scénarios « 100 % renouvelable » ou fondés sur la prolongation à long terme des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 60 ans impliquent qu'un grand nombre de prérequis techniques critiques soient respectés à court terme. Or rien ne le garantit en l'état. Décider de ces scénarios aujourd'hui, ou renoncer au principe de diversification technologique dans le mix de production électrique, soulève donc un risque de non-atteinte de l'objectif de neutralité carbone à la date rapprochée de 2050.

7.9.1 Les prérequis technologiques associés aux scénarios à forte proportion en renouvelables ont été explicités dans le rapport commun publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie (janvier 2021)

Ces quatre conditions sont les suivantes : (i) l'arrivée à maturité de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique sans production conventionnelle, (ii) le déploiement à grande échelle des flexibilités (iii) la maîtrise des enjeux de développement des réserves techniques, et (iv) une mise à niveau des réseaux électriques nationaux. **Les validations techniques à apporter pour atteindre cette cible demeurent importantes et nécessitent un effort de R&D conséquent et soutenu.**

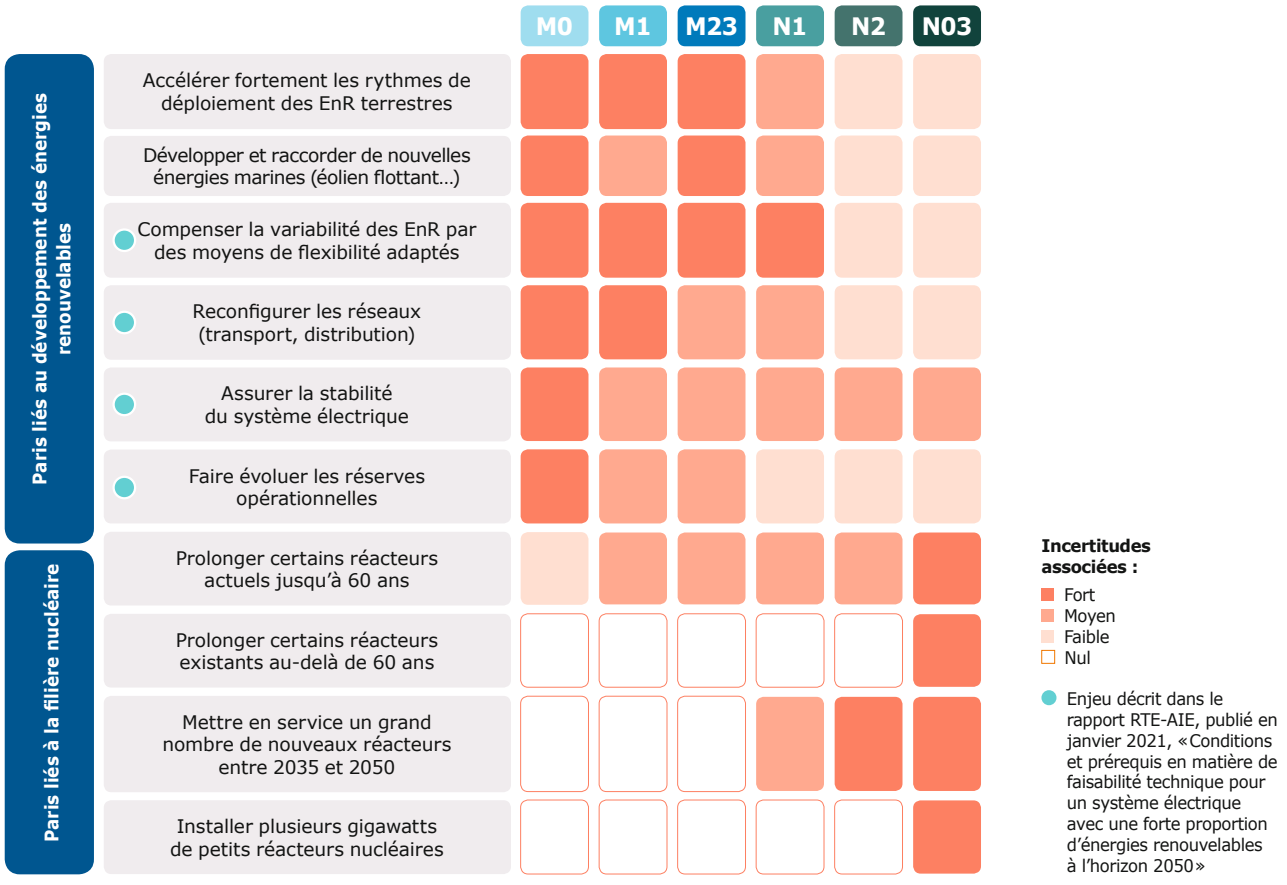
Si les scénarios « M » sont concernés par ces quatre conditions, il en va de même de N1 puisque la part des renouvelables dépasserait 80 % en 2060.

7.9.2 Le maintien d'une base nucléaire d'une cinquantaine de gigawatts présente également des défis de nature technologiques

Cinq des six scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » reposent sur une exploitation de certains des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, selon des prérequis de sûreté qui devront au préalable être systématiquement vérifiés. L'Autorité de sûreté nucléaire a indiqué que la prolongation au-delà de 40 ans, pour laquelle elle a rendu un avis générique favorable, nécessite déjà un « volume exceptionnel de travaux ».

Trois des six scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2, ce qui constitue un défi industriel. **Le scénario N03 nécessite d'aller plus loin et de remplir quatre conditions :** (i) réussir la prolongation de l'essentiel des réacteurs jusqu'à 60 ans, (ii) en prolonger certains au-delà de 60 ans (d'autant plus si certains ferment à 50 ans), (iii) construire et mettre en service 14 réacteurs de type EPR 2 (soit 8 de plus que dans le programme « nouveau nucléaire France »), (iv) déployer une capacité de 4 GW de SMR. **Un tel scénario impliquerait de s'assurer suffisamment tôt de la faisabilité d'un fonctionnement au-delà de 60 ans. Il nécessite de manière générale un effort de R&D global sur la filière nucléaire, depuis la conception des nouveaux réacteurs jusqu'aux technologies permettant de « fermer le cycle ».**

Figure 7.53 Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes



7.9.3 Un scénario conservant une capacité de production nucléaire importante associé à un développement conséquent des renouvelables est de nature à limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques

Les scénarios de type N2 permettent de s'affranchir de plusieurs paris techniques et industriels pour atteindre un haut niveau de production d'électricité bas-carbone.

En effet, la dépendance au système hydrogène y est plus faible, les aménagements du réseau s'inscrivent dans le prolongement de l'accélération déjà envisagée pour 2035 et les enjeux de maintien du synchronisme sont moins importants. Sur le volet nucléaire, ce type de scénario n'est pas tributaire de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans et sa trajectoire est compatible avec un lissage de la fermeture des réacteurs actuels dans le but d'éviter « l'effet falaise ». Le développement d'une filière de petits réacteurs modulaires – lesquels ne sont pas encore développés en France sur le plan industriel – devient une opportunité (pour réduire le rythme nécessaire de construction des EPR 2) et non une obligation. Le défi industriel que constituerait la construction de 14 réacteurs EPR 2 en 30 ans ne doit toutefois pas être sous-estimé.

7.10 Les bilans énergétiques d'un système en transition

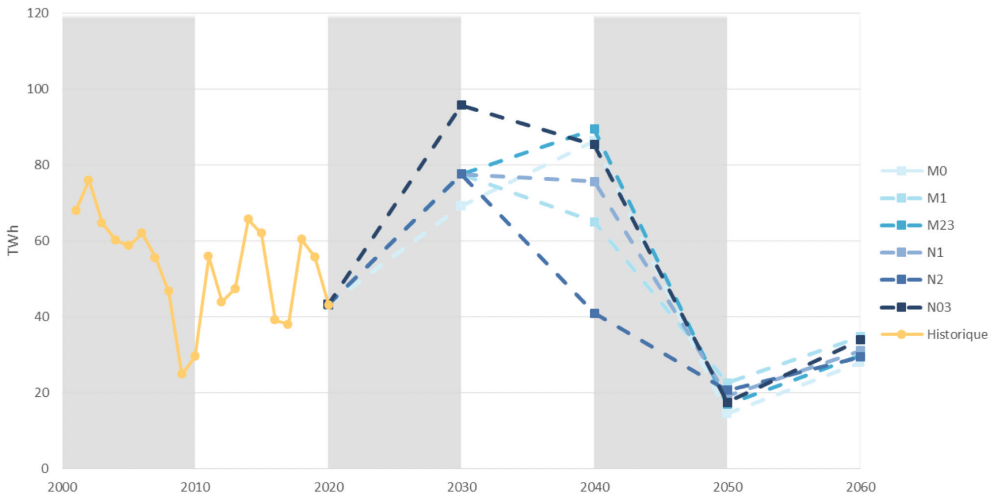
7.10.1 Dans tous les scénarios, la France reste exportatrice d'électricité en 2050 et 2060, après un pic d'export d'électricité entre 2030 et 2040

Les scénarios des Futurs énergétiques 2050 sont construits de façon à ce que le solde exportateur annuel soit identique dans tous les scénarios et légèrement positif en 2050 (~20 TWh/an) et 2060 (~30 TWh/an). Ces scénarios permettent ainsi d'identifier les besoins de développement de capacité bas-carbone pour que la France ne fasse pas reposer son bouclage énergétique par un solde importateur d'électricité, en cohérence avec la SNBC, mais le niveau des exports à partir de 2050 constitue une hypothèse et non un résultat.

Dans tous les scénarios, le solde exportateur de la France atteindra un pic sur la période 2030-2040 autour de 80 à 90 TWh/an, sous l'effet de la prolongation d'une partie importante des réacteurs nucléaires et du développement des énergies renouvelables, puis une décroissance forte sur la période 2040-2050, où la fermeture du parc nucléaire existant sera importante avec l'arrêt de près de 28 GW réacteurs sur la période dans la trajectoire de référence. Néanmoins, le solde exportateur ne dépendra pas que des évolutions sur le parc de production d'électricité et la consommation en France mais aussi de l'évolution des systèmes énergétiques à l'étranger.

Le solde exportateur n'est que marginalement affecté par le niveau de développement des capacités d'interconnexions. Ceci constitue une traduction de l'évolution du rôle des interconnexions. Sur les dernières décennies, les interconnexions de la France ont surtout permis d'exporter les excédents de production. À long-terme, le dimensionnement des interconnexions sera dicté par l'intérêt de mutualiser les capacités de back-up et leur sollicitation mais pas pour exporter «en bande» des excédents de production.

Figure 7.54 Évolution du solde exportateur de la France dans les différents scénarios



7.10.2 L'énergie électrique perdue dans les écrêtements et les pertes de conversion augmente sensiblement dans les scénarios avec une forte pénétration des EnR

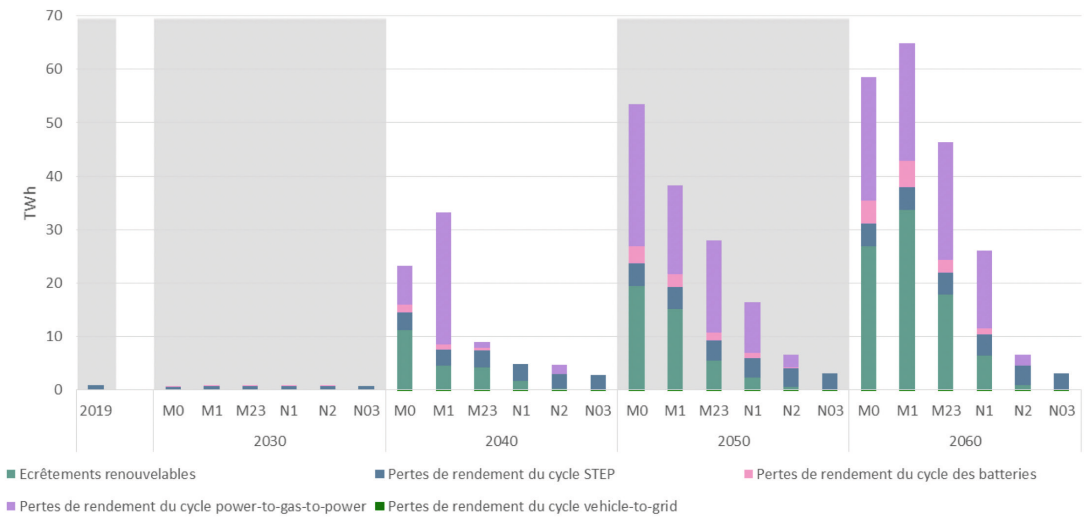
Dans les scénarios avec une forte pénétration des EnR, des puissances importantes en leviers de flexibilité sont nécessaires pour gérer la variabilité de leur production.

Les leviers existants seront plus fortement sollicités : le nombre d'heures équivalent à pleine puissance en injection des STEP passera ainsi à près de 1000 heures/an actuellement à près de 1800 heures/an en 2050 dans le scénario M23. Par ailleurs, de nouveaux leviers sont sollicités (batteries, flexibilités de consommation, boucle *Power-to-gas-to-power)*. À l'exception des flexibilités sur la consommation, tous ces leviers conduisent à des pertes d'énergie électrique dans les différentes conversions. C'est en particulier le cas de la boucle *Power-to-gas-to-power* dont le rendement global se situe au mieux proche de 40% (configuration avec une boucle passant par l'hydrogène et utilisation d'un CCG) et pouvant descendre à 20% (configuration avec une boucle passant par le méthane et utilisation d'une TAC).

Au total, ce sont de l'ordre de 60 TWh qui sont soutirés par les moyens de stockage en 2050 dans M23, contre à peine plus de 6 TWh actuellement (6,5 TWh par les STEP en 2019), et qui restituent de l'ordre de 40 TWh, soit une perte de 20 TWh dans les conversions. Les pertes d'énergie dans les rendements de conversion sont beaucoup plus importantes dans les scénarios sans nouveau nucléaire que dans les scénarios avec nouveau nucléaire. Elles peuvent représenter près de 35 TWh (pour M0) à environ 20 TWh (pour M23) dans les scénarios sans nouveau nucléaire à l'horizon 2050, contre seulement de 3 TWh (N03) à 15 TWh (N1) dans les scénarios avec une relance du nouveau nucléaire.

Par ailleurs, une partie du productible renouvelable devra être écrêtée lors des périodes où la production renouvelable excède la consommation et les possibilités d'export. Compte-tenu du développement des capacités d'export et du développement des flexibilités de consommation, ces volumes restent relativement maîtrisés. Ils peuvent représenter de l'ordre de 5 TWh/an (M23) à 20 TWh/an (M0) dans les scénarios sans nouveau nucléaire, soit de l'ordre de 1% à 3% du total du productible renouvelable

Figure 7.55 Énergie perdue par écrêtements EnR et par les conversions dans les moyens de stockage *(Power-to-gas-to-power,* STEP, batteries, *vehicle-to-grid*



non pilotable (PV, éolien, fil de l'eau, hydrolien). Ces chiffres deviennent plus importants en 2060, sous l'effet de l'accroissement de la capacité EnR, alors que la consommation est considérée au même niveau). Ils peuvent atteindre 4 % dans les scénarios avec une fort part de production solaire. Ces niveaux d'écrêtement du productible EnR ne sont pas en soi un échec. Ils représentent une faible part de la production et sont le résultat d'un arbitrage économique avec le coût d'un développement plus important de moyens de stockage. Il est aussi possible de réduire ces volumes avec un développement accru des flexibilités de consommation.

Ces volumes ne s'additionnent pas avec les écrêtements qui pourront être réalisés pour des contraintes de réseau, dans une logique de dimensionnement optimisé des réseaux de transport et de distribution. En effet, les périodes d'écrêtement pour contraintes locales de réseau et insuffisance de consommation se recouvrent en partie.

Enfin, de façon analogue aux écrêtements de production EnR, une partie du productible nucléaire décarboné ne peut être valorisée, faute de débouchés *(voir partie suivante).*

7.10.3 Les facteurs de charge du nucléaire sont sensiblement plus importants dans les scénarios avec nouveau nucléaire

La disponibilité des nouveau réacteurs devrait être plus importante que celle des réacteurs existants, qui vieillissent

À l'horizon 2050, le parc nucléaire existant de seconde génération dans les scénarios M1, M23, N1 et N2 aura une moyenne d'âge moyenne de 54 années. Les nouveaux réacteurs sont attendus avec une disponibilité plus importante. Dans son dossier de demande d'autorisation d'exploiter de l'EPR de Flamanville3, EDF cible une disponibilité de 91 %[38].

Le retour d'expérience 2019 de l'unité 1 de la centrale de Taishan indique un coefficient de disponibilité de 90,9 %[39]. Cette valeur, prise sur une seule année, ne peut toutefois suffire à garantir à un tel niveau disponibilité sur le temps long.

RTE a retenu une approche prudente en retenant pour les EPR une disponibilité comprise entre celle annoncée pour l'EPR et celle estimée par RTE entre 2010 et 2019 pour le palier N4 (le plus récent et le plus proche technologiquement). RTE a ainsi retenu une hypothèse de coefficient de disponibilité des EPR de près de 84 %, contre environ 71 % pour le parc existant de seconde génération, à l'horizon 2050 (soit 73 % en intégrant l'EPR de Flamanville).

7.10.3.1 Le parc nucléaire devra davantage moduler dans les scénarios avec fort développement des énergies renouvelable, du fait d'absence de débouchés

Malgré des coûts variables de production faibles, comparativement à l'essentiel des moyens de production actuels en Europe, le parc nucléaire ne produit pas à chaque instant au niveau de toute la puissance disponible, pour plusieurs raisons. D'une part, une partie des services système fréquence est placée sur la production nucléaire, ce qui immobilise une partie de la capacité pour activation en cas de besoin du système électrique

D'autre part, le dimensionnement en combustible lors des arrêts pour rechargement ne vise pas à ce que chaque centrale puisse produire à sa puissance maximale jusqu'au prochain arrêt. Les centrales doivent donc moduler. On parle de modulation pour « économie de combustible ».

Enfin, à certaines périodes, la production nucléaire ne peut pas être à son maximum technique car la consommation d'électricité et les possibilités d'exports sont insuffisantes. On parle de modulation « pour absence de débouchés ».

À l'horizon 2050, les déterminants de la perte de productible sur le parc nucléaire évoluent :

- **Le parc nucléaire peut éviter de participer à la fourniture de services système**

  Dans tous les scénarios, les leviers de flexibilité sont en quantité suffisante pour pouvoir fournir les services système. Il est à la fois possible et plus pertinent économiquement de placer à chaque instant les besoins de réserve sur les batteries, les capacités thermiques ou les effacements de consommation (notamment effacement de l'électrolyse et recharge des véhicules électrique). Libérer de la puissance disponible sur le nucléaire permet une meilleure optimisation des capacités nucléaires. Ce constat peut être nuancé dans le scénario N03 où les leviers de flexibilité hors nucléaire sont plus limités. Selon les capacités techniques des flexibilités de consommation à fournir des réserves avec des délais de mobilisation courts et les possibilités

38. http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/flamanville_-dossier_demande_d_autorisation_d_exploiter.pdf
39. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/publications-financieres/faits-et-chiffres/faits-et-chiffres-2019-v2.pdf
40. Dans l'hypothèse de référence, les flexibilités sur la consommation sont considérées comme techniquement aptes à fournir l'intégralité des besoins de réserve.

sur l'hydraulique, il peut exister des configurations où une partie des réserves serait assurée par le parc nucléaire[40].

- **Le volume de modulation pour économie de combustible dépendra des adaptations de stratégie de l'exploitant et présente de fortes incertitudes**

  Lors des rechargements en combustibles des tranches nucléaires, le dimensionnement de l'énergie « rechargée » est défini par l'exploitant sur la base d'un arbitrage économique entre les pertes d'opportunités qui seraient liées à un sous-dimensionnement du stock et le risque de perte de combustible lors du prochain changement de combustible si le stock n'a pas été entièrement utilisé (p.e. si la tranche n'a pas pu produire à sa puissance maximale pour diverses raisons, dont la survenue d'indisponibilités non planifiées).

  Ainsi, l'exploitant peut être amené à réaliser des modulations de production sur les tranches pendant la campagne entre deux arrêts pour rechargement. L'évolution du volume de cette modulation représente une inconnue et dépendra de la stratégie de l'exploitant. Les évolutions du mix électrique et l'évolution de la capacité nucléaire pourraient requestionner l'ampleur de cette modulation. Compte-tenu de la difficulté à anticiper ce volume de modulation, RTE a retenu que la modulation « pour économie de combustible » représente, dans tous les scénarios, de l'ordre de 2 % de l'énergie qui peut être produite annuellement. Ce taux permet d'obtenir des taux de modulation totale des scénarios 2050 qui encadrent ceux observés ces dernières années (environ 7 %).

- **La modulation fatale, pour absence de débouchés**

  Malgré un développement important des interconnexions permettant l'export de production, la réduction de la capacité nucléaire dans tous les scénarios et l'évolution du solde exportateur vers une situation plus équilibrée, le parc nucléaire sera amenée à moduler encore à l'horizon 2050. Cette modulation se situera pendant les périodes de production EnR importante en France et en Europe et de consommation faible.

Les scénarios avec une part plus importante de production renouvelable conduisent à des situations plus fréquentes pendant lesquelles la production renouvelable en Europe peut couvrir la consommation et conduisent à des niveaux de modulation « pour absence de débouché » et donc de modulation totale du parc nucléaire Français significativement plus importantes. Ainsi, dans les scénarios M1 et M23 en 2050, la modulation totale du parc nucléaire est supérieure de près de quatre points à la modulation dans le scénario N03, où elle est la plus faible.

Concrètement, une modulation plus élevée participe à réduire le facteur de charge du nucléaire. Les scénarios M sont par ailleurs affectés par une hypothèse de disponibilité plus faible sur les réacteurs existant que sur les nouveaux réacteurs. Sur les 700 heures[41]/an de baisse de facteur de charge du nucléaire dans le scénario M1 par rapport au scénario N03 à horizon 2050, environ 200 heures/an sont liées à la différence de modulation et près de 500 heures/an à la différence de disponibilité.

Les situations de modulation du nucléaire apparaissent essentiellement en été et en milieu de journée, quand la production photovoltaïque en France et en Europe est maximale et la consommation plus faible.

41. HEPP heures équivalentes pleine puissance

Figure 7.56 Profil journalier de modulation du parc nucléaire dans les différents scénarios à l'horizon 2050

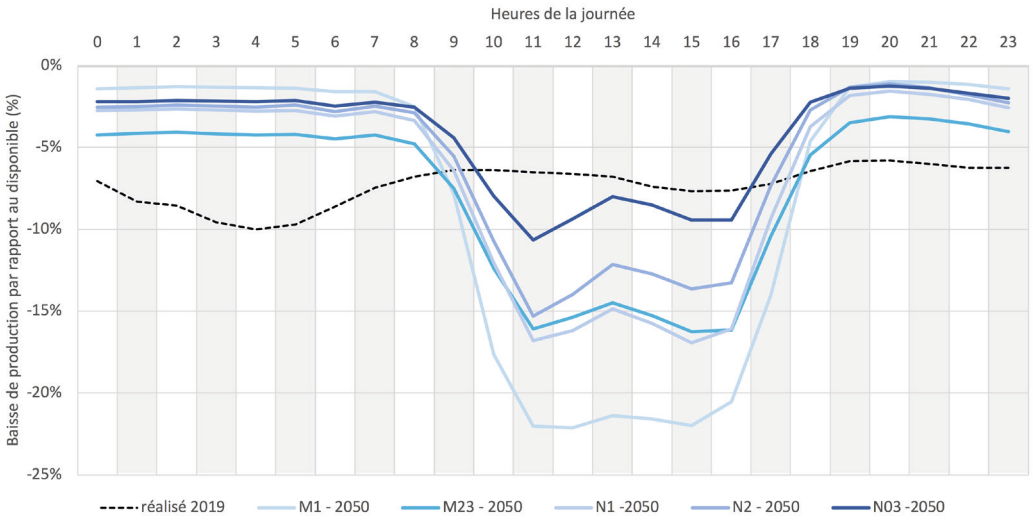
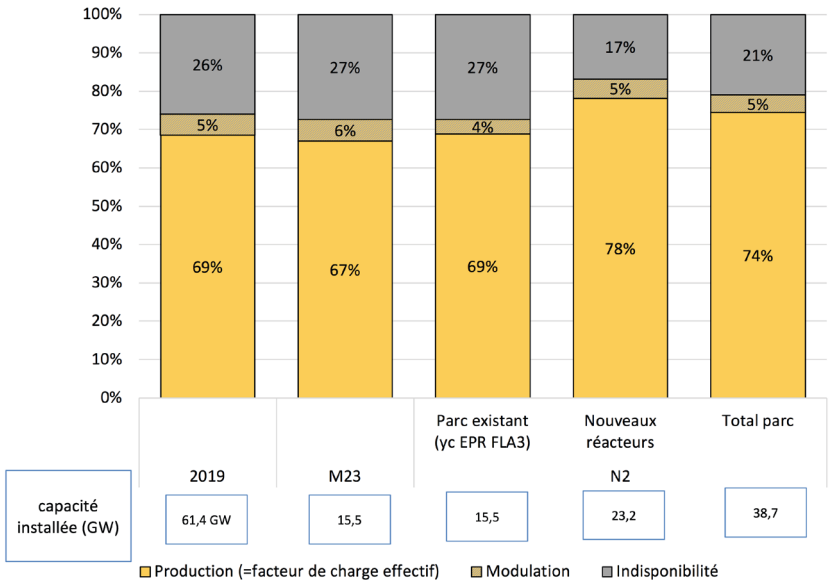



Figure 7.57 Facteur de charge du nucléaire et production non réalisée pour indisponibilité et modulation