

TerraWater

Scénario énergétique pour la neutralité
carbone de la France en 2050 et au-delà



Assurer la solidité des promesses de la France
d'aujourd'hui à celle de demain

Version 1.0

Table des matières

PRÉAMBULE	5
APPROCHE ET PARTIS PRIS	6
I UN DÉPLOIEMENT EN 4 PHASES	11
1. Décennie 2020-2030 – Sécurisation de l’approvisionnement bas carbone	12
• Souveraineté	13
2. Décennie 2030-2040 – Roll-out des grands chantiers	14
3. Décennie 2040-2050 – Atteinte de l’objectif de décarbonation totale	16
• Réindustrialisation	17
• Impact environnemental.....	18
4. Post 2050 – une transition énergétique et écologique pérenne.....	19
II CONSOMMATION	21
1. Industrie	22
2. Transport routier	22
• Équité dans l’accès à l’énergie	23
3. Chauffage	24
4. Eau chaude sanitaire	24
5. Cuisson des aliments.....	24
III MOYENS DE PRODUCTION	27
1. Le nucléaire existant, un socle inestimable à entretenir.....	28
2. Le nouveau nucléaire, comme pilier de l’approvisionnement.....	31
• Renouvellement du parc nucléaire.....	32
3. Le pompage-turbinage, garant de souplesse et d’efficacité	34
• Redémarrage d’un programme Hydro	37
4. L’éolien et le solaire, comme pivot de la transition bas carbone	37
5. les Turbines à combustion biomasse, instrument de sécurité et de résilience	44
IV COMPARAISON DES SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES DISPONIBLES	47
1. Sur l’atteinte des objectifs	48
2. Sur les paris réalisés	49
3. Sur les moyens mis en œuvre	51
V ANNEXES	
1. Annexe STEP (pompage-turbinage hydroélectrique)	46
2. Annexe Aval du cycle du combustible	48
3. Moyens de production	51
BIBLIOGRAPHIE	53
TABLE DES ÉLÉMENTS GRAPHIQUES	54
REMERCIEMENTS	56

Préambule

Ce document présente le scénario de transitions proposé par Les Voix du Nucléaire¹ pour l'atteinte par la France d'un mix énergétique fiable, bas-carbone et pérenne à l'horizon 2050 et au-delà.

Ce scénario s'inscrit dans la continuité d'une vaste étude publiée en octobre 2021 par le Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité². Cette commande du gouvernement français évalue les scénarios possibles d'atteinte à l'horizon 2050 d'un mix électrique national compatible avec l'ambition politique de neutralité carbone incarnée par la Stratégie Nationale Bas Carbone³. L'étude retient six scénarios, allant d'un mix 100% renouvelable à un mix à 50% de nucléaire.

Les Voix du Nucléaire saluent le travail de RTE et ont choisi de prolonger ce travail de prospective.

La motivation première de notre scénario réside dans la nécessité:

- d'opposer aux périls climatiques et environnementaux qui nous menacent un futur désirable pour nos enfants,
- d'assurer la sécurité énergétique des populations.

Les principes de ce scénario s'adosent sur les conclusions des rapports du GIEC sur le climat, de l'IPBES sur la biodiversité et du PNUD sur le développement humain.

Son objectif est d'alimenter les réflexions prospectives sur notre futur énergétique, et d'être force de proposition sur la qualité de l'apport énergétique aux populations, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la protection des espaces naturels et de la biodiversité.

Le scénario des Voix ne prétend pas à la profondeur des travaux remarquables menés par RTE. Il entend

toutefois s'affranchir des contraintes propres au processus consultatif adopté par le gestionnaire vis-à-vis des différentes filières industrielles concernées.

Nous avons actualisé et réévalué les potentiels de chaque filière, sans considération du contexte politique et de marché qui s'appliquait à chacune et était intégré dans leurs déclarations. Cela nous a permis de proposer une lecture strictement technique et industrielle des capacités à déployer.

Les Voix se sont ainsi donnés la liberté d'exploiter toutes les pistes avec comme seul impératif la réussite de la transition énergétique.

Évolutions et précisions

Ce scénario énergétique comprend toutes les composantes nécessaires à une trajectoire efficace et cohérente vers la neutralité carbone et à son maintien durable.

Le scénario des Voix a vocation à connaître des mises à jour régulières, intégrant la modélisation détaillée de certains points (besoins d'évolution du système électrique et coûts associés, coûts des capacités installées supplémentaires, potentiel en termes de géothermie et de cogénération de chaleur nucléaire) Cela ce fera en particulier sous forme d'annexes au rapport sur des sujets tels que les des STEPs, l'aval du cycle du combustible nucléaire ou l'efficacité énergétique des bâtiments.

1 Dans la suite du rapport : "Les Voix" ou "l'association" ou "nous"

2 RTE

3 SNBC

Approche et partis pris

Le but de ce scénario énergétique est de s'affranchir des combustibles fossiles le plus rapidement possible pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, ce avec le minimum d'incertitudes découlant des hypothèses sur les technologies, les coûts et les comportements. Sans nier que des évolutions technologiques, de coûts et de comportements soient possibles, et souhaitables, les Voix proposent ce scénario. A partir de cette base, d'autres hypothèses pourront être intégrées au fur et à mesure que ces évolutions se concrétiseront, et non avant, afin que soit assurée la solidité des promesses faites aux générations futures.

Nous avons recherché au travers de ce scénario la moindre complexité, l'économie de moyens, le moindre impact. Nous avons voulu évacuer le superflu, minimiser les complexités inutilement coûteuses (financièrement, socialement et environnementalement) au regard des alternatives : peu d'hydrogène, pas de réseau de gaz à terme, peu de batteries, une approche sobre sur les lignes électriques et des interconnexions, un minimum de mobilisation de terres agricoles pour la production d'énergie, une industrialisation des espaces naturels aussi limitée que possible. Cette parcimonie concerne les principes directeurs et les moyens employés, avant les services énergétiques rendus.

Trois corollaires à ce parti pris s'imposent dès lors. Tout d'abord, le scénario des Voix n'intègre pas la sobriété

des usages comme une hypothèse structurante, mais comme une marge souhaitable, et la maintient donc à l'extérieur de son périmètre purement technique. Il sollicite par ailleurs assez peu le pilotage de la demande qui charrie lui aussi son lot d'incertitudes. Au delà de certaines actions simples, un pilotage de la demande à grande échelle s'avère exigeant en technologies numériques, potentiellement gourmandes en métaux et composants critiques⁴. Cela requiert en outre des adaptations de comportement trop incertaines pour être intégrées en toute rigueur à des prévisions de long terme. Ce scénario choisit enfin de se reposer sur des technologies matures, ce qui entraîne la mise en avant de filières relativement « low-tech » : pompage-turbinage (STEP⁵) et bois-énergie plutôt que hydrogène et batteries par exemple.

L'association, en accord avec de nombreux experts du domaine et les déclarations d'EDF, considère que la limitation couramment admise de 14 nouveaux EPR d'ici à 2050 repose probablement autant sur une absence de visibilité de long terme et un manque de volonté et de soutien politique que sur un réel déficit de potentiel industriel, les capacités ayant existé pouvant être restaurées si le temps et les moyens nécessaires y sont consacrés⁶. Par ailleurs, elle constate qu'il n'y a pas d'obstacle technique à priori au prolongement du fonctionnement des réacteurs français au-delà de 60 ans, à condition que cette prolongation soit anticipée.

⁴ https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en

Ceci présente deux intérêts majeurs :

Si seul un maillon d'une filière n'existe pas encore commercialement, l'incertitude sur sa capacité de déploiement reste minimale (cas des turbines biomasse dont le concept est validé depuis 40 ans).

Les technologies « low-tech » sont de fait plus résilientes : sobres en ressources minérales, notamment métalliques, elles réduisent les impacts environnementaux liés à l'exploitation de ces dernières, et leur exposition aux aléas économiques ou géopolitiques pour ce qui est de leur approvisionnement (cas du pompage-turbinage qui est très sobre en métaux critiques comparativement aux autres technologies de stockage).

⁵ Station de Pompage-Turbinage: système de deux barrages réversibles représentant aujourd'hui 95% des capacités mondiales de stockage de l'électricité

⁶ Consultation publique BP 2050 – Réponse EDF "En effet, comme indiqué pour le scénario N2, la filière industrielle française, dans son dimensionnement actuel, est en capacité d'absorber un rythme de développement en moyenne d'un réacteur par an de nouveau EPR, aboutissant ainsi à 25 GW de nouveau nucléaire en 2050"

Évolution de l’empreinte carbone de l’électricité le long de la trajectoire d’électrification et de décarbonation du système énergétique français

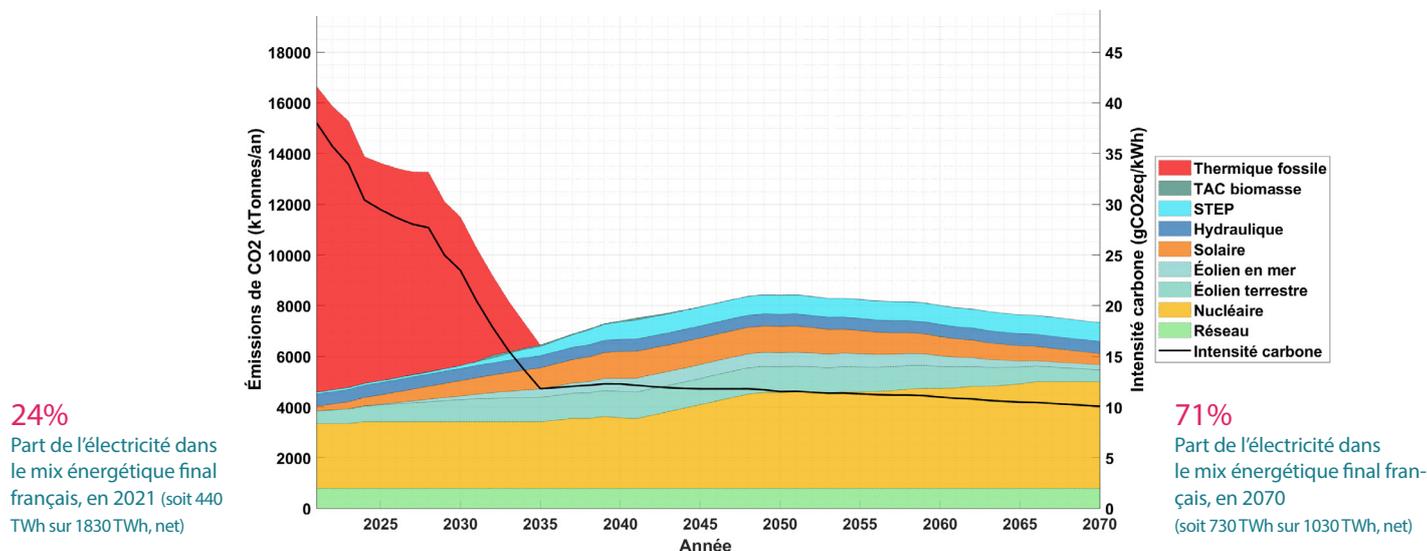


Fig 1.- Empreinte carbone du mix électrique français, au fur et à mesure de son évolution et de sa part croissante dans le mix énergétique final. L'augmentation de la quantité d'électricité produite en valeur absolue provient de l'effort d'électrification des usages, de réindustrialisation et d'autonomisation de la France. L'électricité représente ainsi 24% en 2021, et 71% en 2070, d'un mix énergétique final global en baisse en valeur absolue.

> (calculé en valeur nette, intégrant les pertes réseau, et l'intégration des sources internationales) et sur la base des références d'émission de CO₂ en vigueur en 2022

Pour parvenir à la neutralité carbone en 2050, ce scénario mise sur une électrification massive et systématique de la quasi-intégralité des usages pouvant l'être, en se reposant principalement sur l'électrification des trois piliers que sont l'industrie, le transport routier et le chauffage des bâtiments.

Au début de la décennie 2020, la France consomme environ 480 TWh/an d'électricité, avec une pointe historique de consommation de 102 GW (atteinte le mercredi 8 février 2012 à 19 heures). Les hypothèses retenues impliquent que la consommation d'électricité en 2050 pour parvenir à l'objectif de décarbonation serait d'environ 750-800 TWh/an dans le scénario de référence selon les progrès d'efficacité et de sobriété réalisés (bien supérieure donc aux 650 TWh/an de la SNBC), et une pointe de consommation maximale de 155 GW.

Le choix d'une électrification très poussée, par rapport à d'autres scénarios énergétiques qui ont pu récemment émerger, est motivé par une **volonté de recours minimal à la biomasse** (qu'elle soit solide, liquide ou gazeuse).

La première motivation est climatique et environnementale : la biomasse est l'énergie qui requiert le plus de territoire par unité d'énergie produite. Or, la biodiversité est déjà mise sous pression par l'artificialisation des territoires naturels, la gestion de la ressource en eau et les conflits d'usage majeurs dont les terres émergées accessibles et exploitables vont faire l'objet. Si l'on considère d'autre part l'importance du bois en tant que matériau de construction renouvelable et en tant que puit de carbone, il apparaît nécessaire de réserver la biomasse aux usages pour lesquels elle est absolument indispensable. Considérant par ailleurs que le tiers du pétrole utilisé ne sert pas de combustible, la disponibilité d'une source de matière carbonée abondante comme la biomasse sera nécessaire pour le secteur de la pétrochimie, rôle qu'elle pourra alors endosser si son exploitation lui est réservée.

La deuxième motivation est économique : une grande partie de la biomasse projetée par la SNBC est constituée de biogaz. Or le biogaz n'est pas compétitif pour les usages stationnaires par rapport à une électrification directe, et seuls quelques usages strictement non

électrifiables « et à haute valeur ajoutée » justifient son existence. Le principal pourrait être les carburants maritimes pour les navires de charge, dont la consommation en énergie finale s'élève à 21 TWh/an en France, suivi de celle du transport aérien international à 68 TWh/an.

Le scénario des Voix accorde également une importance majeure à la souveraineté et à l'indépendance électrique du pays. Ainsi, le système électrique modélisé dans le cadre de ce scénario doit être capable de fonctionner en configuration « France autonome ». Cela implique de garantir par lui-même sa capacité d'approvisionnement à chaque instant, y compris lors des pics de consommation. Ce choix permet de ne pas dépendre des interconnexions avec les pays voisins et donc de leurs choix énergétiques.

Cette vision est conforme aux choix historiques de la France de dimensionner son parc électrique, et à laquelle les français doivent leur confiance en sa capacité à assurer leurs besoins tranche cependant de manière nette avec la vision de mutualisation et d'interdépendance européenne en vigueur depuis 2011⁷ et fortement mise en avant dans les scénarios de RTE. Cette mutualisation de la production - au point de dépendre des interconnexions près d'une heure par jour en moyenne⁸, en fonctionnement normal - est généralement justifiée par l'hypothèse d'une réciprocité et d'un optimum de court terme économique. Mais cette hypothèse est fragile. Il ne sera jamais assuré que cette dépendance entre les pays soit équilibrée ou que cet équilibre soit respecté. Comme nous l'avons encore vu récemment, les États en crise privilégient souvent leurs intérêts⁹, y compris dans des situations où une coopération apporterait une gestion plus optimale. Dans ces conditions, entériner et renforcer une interdépendance, entre des pays qui ne sont pas et ne seront jamais égaux en terme de sensibilité aux imports, dont les intérêts politiques et économiques divergents, le tout avec un vecteur aussi instantané que l'électricité, est

un risque que les Voix du Nucléaire jugent important. Il ne s'agit pas de remettre en question la solidarité européenne, mais de la renforcer, en restaurant et en augmentant progressivement les marges disponibles à l'assistance des pays déficitaires. De plus, les modélisations réalisées par RTE montrent que le surcoût d'une pleine capacité du pays à satisfaire sa consommation en toutes circonstances ne dépasse pas 5 % du coût total du système.

Le scénario des Voix passe par une électrification massive des usages dans un souci de réalisme technique, économique et social. Il fait le **choix de ne pas recourir au gaz y compris non fossile - à base de biomasse ou d'hydrogène - dans la production d'électricité** afin de s'affranchir aussi bien de contraintes techniques et environnementales importantes, que des risques que son usage comporte, et du maintien en parallèle d'un important réseau gazier moins polyvalent que le système électrique.

D'autres technologies majeures, telles que la géothermie ou la cogénération nucléaire, auront également un rôle important à jouer que ce scénario se proposera d'évaluer dans ses versions ultérieures. Sans transformer radicalement le profil de la trajectoire proposée, ces capacités de production bas-carbone supplémentaires viendront augmenter les marges indispensables à la sécurisation de cet objectif ambitieux que représente le changement en profondeur de notre système énergétique en moins de 30 ans.

Des révolutions techniques se feront également peut-être un jour - stockage de l'électricité autrement que par voie hydraulique, recyclabilité infinie des matériaux, fusion nucléaire... Finalement, les modes de vie changeront encore certainement et pour le mieux. Toutes ces avancées trouveront leur place dans ce scénario et **la recherche à leur endroit doit se poursuivre**. Mais si elles n'aboutissent pas, ou pas

7 RTE, Futurs énergétiques 2050, Chapitre 7 "Garantir la sécurité d'approvisionnement", p.286

"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."

8 "Imports strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement au moins 3% du temps, soit plus de 45 minutes par jour en moyenne."

9 Exemple des exportations de blé de certains pays suites aux conséquences de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2022 ou des mesures prise par la Norvège à l'été 2022 vis à vis de ses exportations électriques vers le reste de la Scandinavie.

aussi vite qu'on ne l'aurait souhaité ou qu'on ne l'avait prévu, la transition énergétique se fera quand même, et elles auront gagné le temps d'advenir, parce que nos sociétés seront fonctionnelles et auront du temps, de l'intelligence, des ressources et de l'énergie à leur dédier.

Les opportunités que constituent un développement significatif de la géothermie, de la cogénération nucléaire ou d'avancées techniques non encore réalisées, ainsi

que les modifications importantes des comportements de consommation des particuliers, des entreprises ou des établissements publics, pourront être mises à profit pour **soulager le principal point de tension identifié ; il s'agit des retards potentiels dus à l'acceptabilité sociale pouvant impacter négativement le rythme de déploiement des composantes du scénario** (éolien, solaire, nucléaire, STEPs, de lignes à haute tension, etc.) ;

Évolution de la Production électrique par source

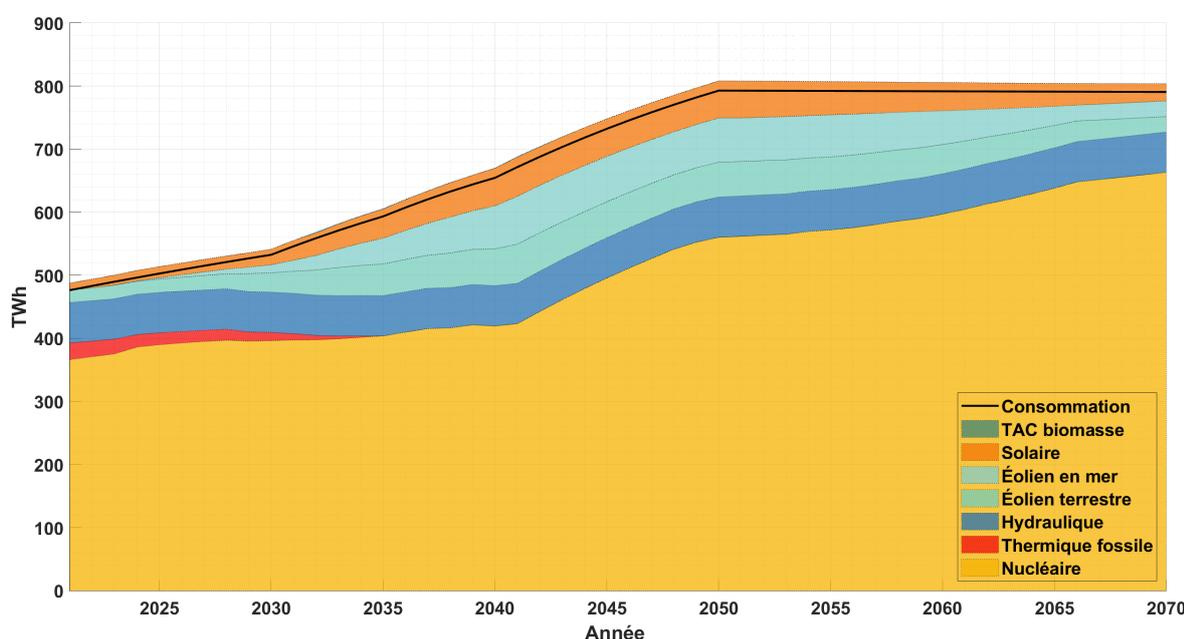


Fig.2 - Projection du mix de production électrique de la France métropolitaine d'ici à 2050 et au-delà, entièrement bas-carbone à partir de 2035, sur la base du Scénario des Voix. NB: Les TAC produisent 1 TWh maximum en 2041, et sont donc invisibles à cette échelle.

En conclusion, ce scénario adopte pour ligne directrice de réduire au maximum les incertitudes dues au niveau de maturité des sciences et techniques mobilisées, aux réseaux et filières sollicités, ainsi que celles associées à la modification profonde des usages et des habitudes. Si l'association appelle de ses vœux les changements nécessaires dans le rapport des citoyens à leur consommation de ressources et d'énergie, nous choisissons de ne pas mettre le destin énergétique du pays entre les mains d'un bouleversement sociétal incertain et encore peu admis.

Le scénario des Voix répond ainsi aux objectifs que se donne la France de subvenir à ses besoins énergétiques sur la base d'un mix fiable, souverain, compatible avec ses engagements climatiques et environnementaux, et avec ses principes de solidarité nationale et internationale.

Il veut offrir la garantie la plus poussée possible d'atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, celle d'une électricité fiable et bas-carbone pour tous, tout le temps, et par tous les temps : une garantie donnée par la France d'aujourd'hui à la France de demain.

Capacités installées par source

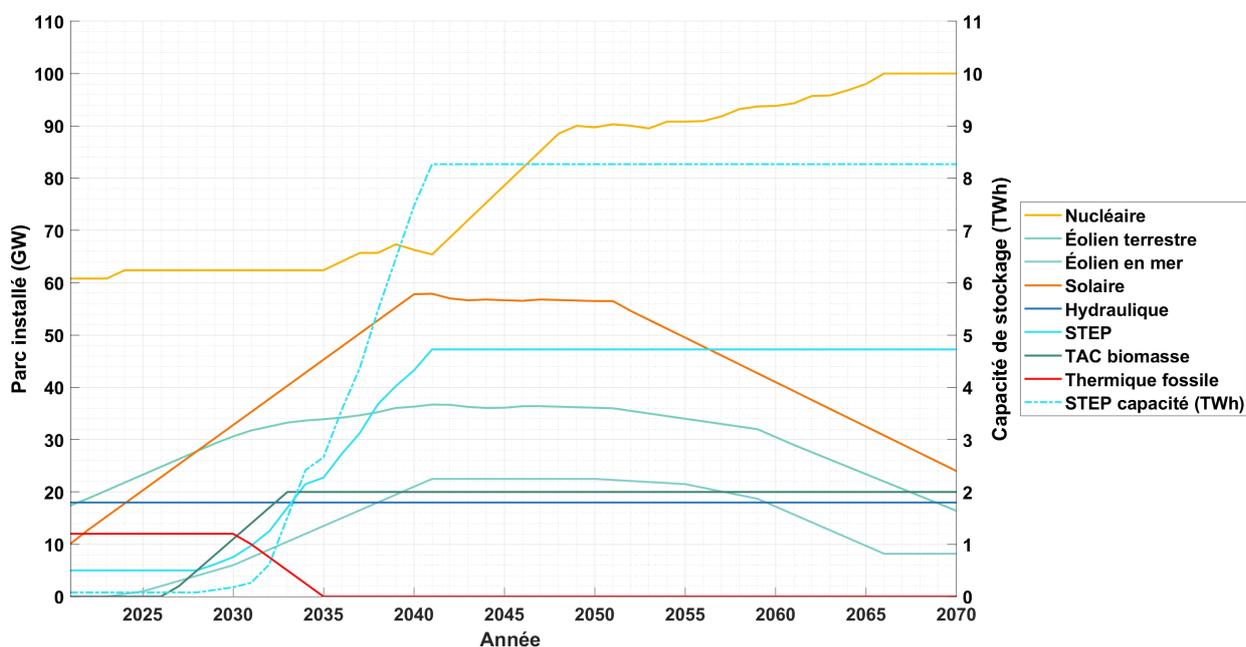


Fig.3.- Evolution de la capacité installée des différentes sources primaires d'électricité sollicitées pour atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, et un système électrique bas carbone stable à partir de 2065

Périmètre pris en compte : le présent scénario prend en compte la France métropolitaine à l'exclusion des zones non interconnectées (ZNI) qui comprennent Outre-mer et la Corse. Des réflexions sont en cours quant aux voies de décarbonation énergétique de chacune de ces régions particulières et feront l'objet d'une communication dédiée.

I Un déploiement en 4 phases

Le scénario se décompose en quatre phases principales correspondant aux trois décennies qui nous séparent de 2050, et à la période qui suivra.

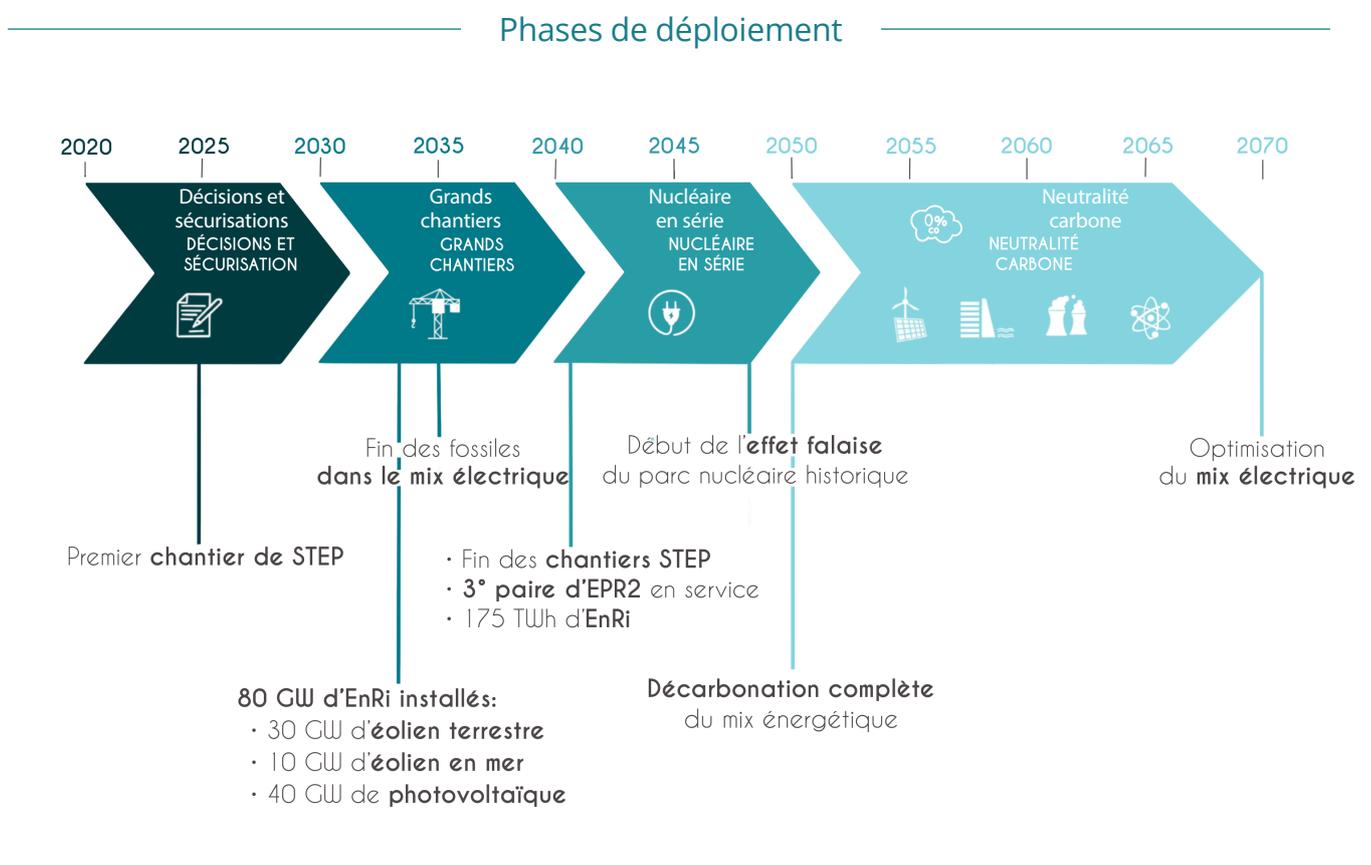


Fig.4.- Décomposition par phases du scénario permettant de transitionner d'un mix énergétique à près de 80% fossile¹⁰ vers un mix énergétique à ~75% à base d'électricité bas carbone. EnRi = Energie Renouvelables intermittente

¹⁰ En 2022, le mix énergétique final français se compose d'à peine ~22% d'électricité. L'électricité est le vecteur principal de décarbonation des usages.

1 Décennie 2020-2030

Sécurisation de l'approvisionnement bas carbone

Sécurisation de l'approvisionnement, optimisation de l'existant, accélération du déploiement des EnRi¹¹, lancement des grands chantiers hydrauliques, premiers bétons pour les EPR2, .

Production électrique 2025

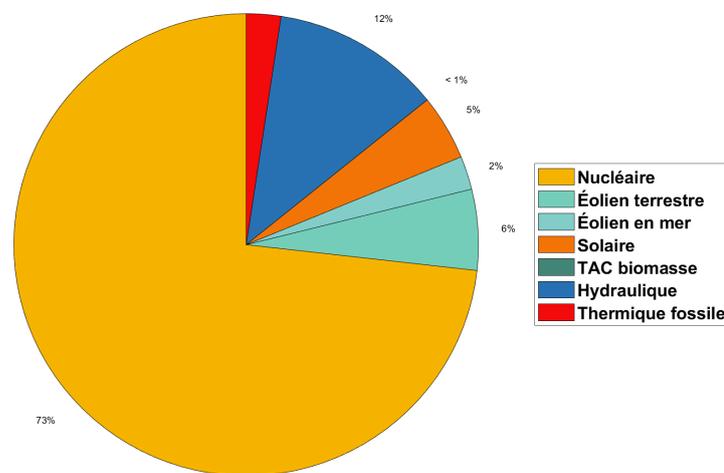


Fig.5 -. Mix électrique en 2025 suivant la trajectoire du scénario : le nucléaire retrouve lentement sa disponibilité d'avant Grand Carénage, les EnRi grignotent petit à petit le gaz mais sont contraintes par de nombreux écrêtements faute de consommation synchrone. Dans la réalité du système électrique européen, une large part de ce surplus serait exportée.

Au vu de la situation actuelle du système électrique en termes de capacités pilotables, de disponibilité du parc nucléaire, de développement des EnRi, d'un parti pris politique¹² de se reposer sur les importations pour combler les déficits, et enfin du temps nécessaire à ce que les décisions prises aujourd'hui se traduisent par des infrastructures fonctionnelles, **il est nécessaire de reconnaître que cette décennie sera majoritaire-**

ment une période de carence.

A ce titre, la période 2020-2030 sera essentiellement dédiée à :

- **sécuriser autant que possible un approvisionnement aussi bas-carbone que possible,**
- **prendre les décisions et lancer les chantiers qui permettront de faire émerger le mix énergétique cible lors de la décennie suivante.**

¹¹ Nous parlons ici des EnRi, énergies renouvelables électriques intermittentes et matures que sont l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque.

¹² RTE 2050, Chapitre 7 : garantir la sécurité d'approvisionnement, p.286

Du point de vue de la consommation, les Voix pensent qu'il serait prématuré, et risqué, de mettre en œuvre de trop grandes ambitions en termes **d'électrification des usages** durant cette période, sachant que l'adoption du véhicule électrique est déjà sur une tendance de très forte croissance. Il ne faudrait pas courir le risque que la demande dépasse une offre à la peine au terme d'une trajectoire de dégradation constante qui a d'ores et déjà du mal à suivre et qui n'a fait que se dégrader au cours de la décennie 2010-2020. La décennie 2020-2030 est en revanche particulièrement adaptée pour mettre en place des mesures **d'efficacité énergétique** : rénovation thermique des logements, remplacement de chauffages résistifs existants par des pompes à chaleur pour diminuer la thermosensibilité du réseau, etc. Du point de vue de **l'approvisionnement**, la construction de centrales thermiques fossiles est désormais interdite, sa sécurisation sera essentiellement atteinte grâce à l'installation de nouvelles turbines à combustion fonctionnant à la biomasse et réservées aux périodes de pointe. **Le développement de l'éolien et**

du photovoltaïque se poursuit au-delà de son rythme moyen des 10 dernières années, passant de 1 à environ 2.5 GW/an d'éolien, et autant de solaire.

Le programme de **développement du pompage-turbinage** démarre dès 2025 afin que les projets les plus petits et les plus avancés (exemple de Redenat) puissent être mis en service au début de la décennie 2030, et les plus importants entre 2035 et 2045.

La **disponibilité du parc nucléaire** remonte lentement au sortir du "grand-carénage". La hausse de production nucléaire associée à la croissance de l'éolien et du solaire réduisent petit à petit la part du gaz dans la production électrique. Le programme d'extension et de renouvellement du parc nucléaire serait lancé. La première des 3 paires d'EPR2 nécessaires au rodage de la chaîne d'approvisionnement serait mise en chantier en 2026-2027, la deuxième en 2029-2030, conformément aux plans actuels d'EDF.

ENJEUX

SOUVERAINETÉ

- Système conçu pour permettre une situation « France autonome », **non dépendante des importations d'électricité** depuis les pays frontaliers, garantissant la quantité et la qualité (empreinte carbone faible) de l'électricité consommée par les français.
- **Réindustrialisation importante** au bénéfice de la souveraineté économique et de la réduction de l'empreinte carbone de notre consommation de biens manufacturés.
- Choix de l'hydroélectricité et du nucléaire ;
 - **Souveraineté technologique et de compétences**, via le recours à des technologies dont la chaîne de valeur est très majoritairement localisée en France,
 - **Limitation du besoin en métaux critiques**, tous importés hors recyclage, du fait du choix de sources d'énergies denses et low-tech,
- Système pilotable comparativement **peu dépendant des aléas météorologiques**, et résilient face au changement climatique.
- Système complémentaire vis-à-vis de ce qu'on peut projeter chez nos voisins permettant de chercher plus de valeur ajoutée à l'export.
- **Abandon du gaz fossile**, fortement émetteur de gaz à effet de serre, et dont le recours dégrade le niveau de souveraineté énergétique.
- **Biogaz réservé aux usages non électrifiables à forte valeur ajoutée** et/ou hors réseau, afin de limiter la pression sur les ressources en biomasse, l'impact sur les espaces naturels, les émissions de méthane et notre souveraineté alimentaire.
- **Une solution pour l'ultime pointe** avec la TAC biomasse, dont le combustible est issu de productions fatales.

2. Décennie 2030-2040

Roll-out des grands chantiers

Mise en service des principales STEP, poursuite soutenue du déploiement des EnRi, prolongation du parc nucléaire historique à 70 ans en moyenne, premières mises en service d'EPR2, renforcement et extension des réseaux de transport.

Production électrique 2035

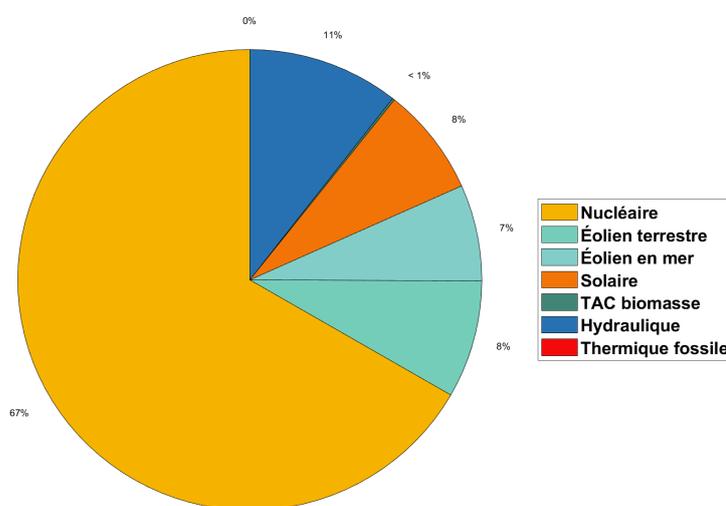


Fig.6 - Etat du mix électrique en 2035 suivant la trajectoire du scénario : la capacité nucléaire n'ayant pas évolué, sa part décroît lentement dans le mix total. Avec la mise en service progressive des nouvelles STEP*, la production EnR trouve de plus en plus de débouchés nationaux, mais là encore, une partie de la production serait en réalité exportée pour le plus grand bénéfice de la transition à l'échelle du réseau européen. Notons la fermeture des dernières unités au gaz en 2035.

Le mix final commence à se dessiner avec la mise en service des premiers équipements de nouvelle génération» (car les centrales nucléaires et barrages actuels remplissent déjà les conditions décrites) à durée de vie longue, haute résilience, maturité technologique éprouvée, production robuste, et, bien sûr, bas carbone.

Le déploiement des EnRi continue à un rythme soutenu mais réaliste¹³ pour accompagner l'électrification des usages, et en assurer une décarbonation aussi poussée que possible. Les capacités installées en 2035 sont respectivement de :

- 33 GW pour l'éolien terrestre,
- 13 GW pour l'éolien en mer,
- 41 GW pour le photovoltaïque.

¹³ Les rythmes de déploiement sont compatibles avec les rythmes des scénarios de RTE : N03 pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, et N1 concernant l'éolien en mer.

Celles-ci **sont positionnées là où les gisements sont présents et, dans la mesure du possible, au plus près des sites de stockage pompage-turbinage** (pour les installations vouées à perdurer), (cf carte. Fig 25, p 37 de ce document). Leur vocation est d'en assurer le remplissage pour en limiter à la fois l'impact de leur intermittence sur la stabilité du réseau et leur proportion sur la quantité des infrastructures associées avec un effet d'optimisation des coûts globaux. Le stockage de leur production en association avec les STEP leur permet de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance électrique du pays, sans déstabiliser ni le réseau ni le marché de l'électricité.

La moitié des capacités de pompage-turbinage, soit 20 GW, serait en service en 2036, et la totalité en 2043.

En parallèle, le parc nucléaire, les réacteurs les plus anciens du parc nucléaire historique passent leur 6^e visite décennale. La 3^e paire d'EPR2 serait mise en chantier en 2031.

A partir de la 4^e, les mises en chantier s'enchaînent au rythme de deux nouvelles tranches par an. La première paire d'EPR2 entrerait en service entre 2035 et 2036, la 2^e entre 2037 et 2038, la 3^e en 2041. La puissance accrue des EPR2 comparée aux générations actuelles, qu'ils remplacent progressivement, maximise l'utilisation des sites nucléaires existants et limite l'ouverture de nouveaux pour améliorer un bilan environnemental déjà excellent.¹⁴

La production thermique fossile continue de décroître durant la première moitié de la décennie. **Les dernières unités de production fossiles vraisemblablement au gaz seraient déclassées en 2035.**

¹⁴ Voir la méta-analyse du bilan ACV des moyens de production d'électricité de l'UNECE, «Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options». 2021, United Nations. <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>



3. Décennie 2040-2050

Atteinte de l'objectif de décarbonation totale

Rythme de croisière du déploiement des EPR2, dernières mises en service de STEP, stabilisation des EnRi, début du déclassement du parc nucléaire historique.

Production électrique 2045

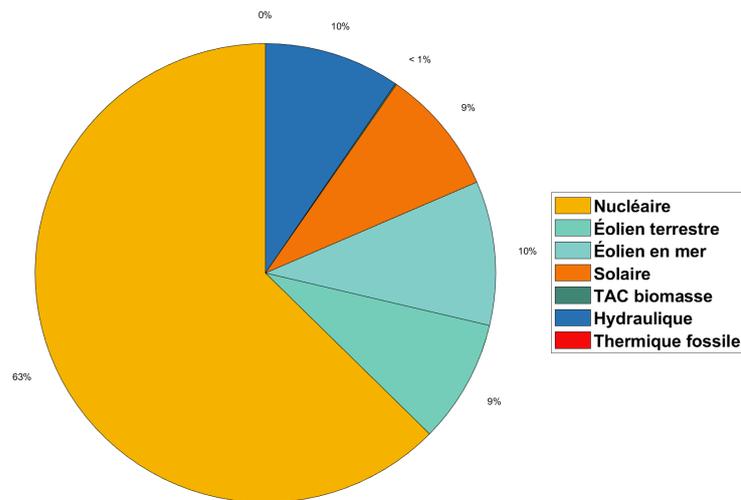


Fig.7 - État du mix électrique en 2045 suivant la trajectoire du scénario : la part du nucléaire remonte lentement à mesure que les nouveaux réacteurs sont raccordés au réseau. Le parc éolien et solaire ne croît plus, mais est maintenu et optimisé au moins jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Le parc de STEP est pleinement opérationnel et assure son rôle de sécurisation des périodes de pointe.

Cette décennie voit **l'atteinte de l'objectif de décarbonation totale d'un mix énergétique français** un approvisionnement sécurisé de la population, dans un contexte de forte électrification, de forte réindustrialisation¹⁵, et d'indépendance énergétique retrouvée.

Il ne peut cependant encore être considéré comme environnementalement optimal, et cet objectif ne saura être atteint avant la décennie suivante, avec

d'une part, le remplacement progressif des réacteurs nucléaires de génération III par des concepts plus avancés de réacteurs permettant une circularité du combustible très poussée, et avec d'autre part, la décroissance progressive des énergies électriques intermittentes, à l'emprise au sol conséquente, à la consommation en ressources naturelles forte, et à durée de vie relative-ment courte. Le mix n'est donc pas encore stabilisé.

¹⁵ Nous retenons la même définition que celle que RTE décrit dans son chapitre 3 Consommation du scénario de référence N03, c'est à dire: « une inflexion résolue de la tendance actuelle d'évolution de l'activité industrielle, consistant en un arrêt de la dynamique de long terme de désindustrialisation et en une stabilisation de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à environ 10 % en 2050. Le maintien de la part de l'industrie dans le PIB à 10 % apparaît donc déjà comme une stratégie de redéploiement industriel en France, cohérente avec les ambitions publiques sur la relocalisation d'une partie des importations et la relance d'une dynamique industrielle en ce qui concerne certains secteurs stratégiques. Il s'agit d'un scénario contre-tendanciel mais atteignable, qui reflète déjà un effort de réindustrialisation du pays.»

Si la décennie 2040-2050 poursuit la tendance initiée lors de la précédente, elle sera surtout la première à voir l'avènement de générations nouvelles de technologies éprouvées qui pourront être intégrées selon leur niveau d'avancement. Le scénario ne compte pas par défaut sur ces nouvelles technologies, notamment celles qui mettent l'énergie nucléaire à contribution¹⁶. Elle seront néanmoins les bienvenues une fois la démonstration faite de leur performance, sûreté, applicabilité aux différents usages et caractère industrialisable, bilan matières sur cycle de vie inclus.

Ces nouvelles technologies nucléaires auront aussi pour rôle d'ouvrir la voie à des applications ultérieures, industrielles, insulaires, autres usages énergétiques (transport, désalinisation de l'eau de mer, réseaux de chaleur, etc.) auxquelles le nucléaire pourrait apporter une solution bas carbone directe autrement que par le biais de l'électrification.

RÉINDUSTRIALISATION

ENJEUX

- Capacité installée électrique compatible avec une réindustrialisation importante du territoire à des coûts énergétiques compétitifs.
- Contribution à la décarbonation de l'économie globale.
- Soutien à l'activité économique, à l'emploi, et à la dynamisation des territoires par le biais de la distribution homogène d'une électricité fiable, bas carbone et peu chère sur la durée.

Concrètement, cette décennie se traduirait par :

- La mise en service de deux tranches nucléaires EPR2 par an à partir de 2041, portant le total de nouveaux EPR à 22 en 2050¹⁷.
- Une accélération de l'électrification des usages rendue possible par la forte augmentation de la capacité de production.

- La fin de la croissance du parc de production EnRi qui passe le relais de l'augmentation de production au nouveau nucléaire.
- Le déclassement des premiers réacteurs nucléaires du parc historique en 2048, avec la tranche 1 de la centrale de Dampierre à 68 ans.
- En 2050 l'économie est quasi-intégralement électrifiée, et la neutralité carbone atteinte.

¹⁶ Y compris technologies étrangères

¹⁷ EDF indique dans sa réponse à la consultation pour les Futurs énergétiques 2050 être en capacité de construire 1 tranche par an en moyenne entre 2035 et 2050 avec les capacités actuelles de la filière.

IMPACT ENVIRONNEMENTAL

ENJEUX

- Priorité donnée à l'atteinte rapide d'un mix énergétique bas-carbone. Sortie des énergies fossiles : charbon, pétrole et gaz.
- Limitation de l'artificialisation des sols ;
 - limitation du recours à la biomasse à sa part fatale (déchets organiques, résidus de cultures pour l'alimentation humaine et animale, rebus du bois construction, etc.),
 - choix d'énergies à forte densité et donc à faible empreinte au sol (hydroélectricité et nucléaire),
 - choix de privilégier l'éolien en mer et l'éolien terrestre .
- Limitation de la pollution de l'air extérieur et intérieur, par la priorité (mais pas l'exclusivité) donnée à l'électrification sur l'usage étendu du bois-énergie pour le chauffage résidentiel.
- Limitation de l'utilisation de métaux et minéraux critiques et de leur extraction ;
 - recours aux énergies éoliennes et solaires autant que possible limité aux usages où elles ne nécessitent pas l'utilisation de batteries, équipements numériques de type smart grids, câblages d'interconnexion, etc.
 - fabrication d'hydrogène limitée aux usages stationnaires, et là où se situe le besoin pour limiter le recours aux batteries, réseaux spécifiques, et étapes de transformation,
 - priorité donnée aux STEP pour le stockage de l'électricité plutôt qu'aux batteries,
 - dans le domaine du nucléaire,
 - o recyclage de l'uranium,
 - o transition vers la technologie EPR2 pour limiter la consommation d'uranium par kWh d'électricité produite,
 - o transition accélérée vers les technologies nucléaires de 4^e génération permettant l'adoption d'un système circulaire du combustible nucléaire.

4. Post 2050

Une transition énergétique et écologique achevée

Production électrique 2055

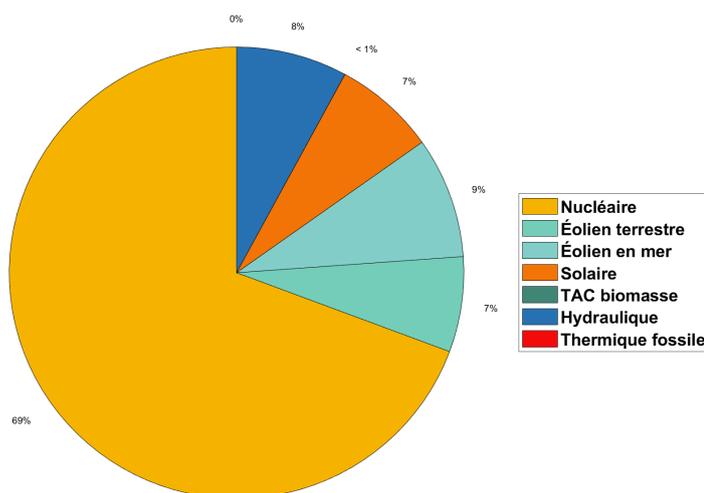


Fig.8 -. État du mix électrique en 2055 suivant la trajectoire du scénario : la part du nucléaire continue de remonter mais plus lentement ; la croissance du parc ralentit, les nouveaux réacteurs compensant le déclassé progressif du parc historique. La capacité des EnRi décroît lentement au fur et à mesure que les installations arrivent en fin de vie. La neutralité carbone étant atteinte, il sera dès lors possible d'optimiser le mix énergétique suivant d'autres critères sans mettre en danger les objectifs climatiques.

Le mix énergétique français est stabilisé dans ses fondamentaux. Les niveaux de consommation sont stabilisés, efficacité et évolution des modes de vie absorbent le surplus éventuel de demande lié à une croissance de la population et de l'économie.

Les choix technologiques assurent un niveau de pérennisation et de soutenabilité environnementale les plus élevées au regard des connaissances physiques et technologiques actuelles.

La transition énergétique n'est plus "seulement" bas carbone, elle devient aussi écologiquement soutenable et humainement bénéfique.

Tous les sujets ne sont pas définitivement résolus ; le renouvellement des installations, le contrôle et la régulation des activités, le captage des pollutions, le traitement et le recyclage de toutes les catégories de déchets, resteront des objets, de progrès technique et de gouvernance. Mais aucun d'entre eux n'aura, le caractère menaçant et insolvable de nos systèmes énergétiques actuels, et des tendances qu'ils prennent, pour la planète et l'humanité entière. Nous avons d'ores et déjà des solutions pour l'ensemble de ces sujets, qui demandent à être améliorées encore, mais qui peuvent l'être dans des directions que l'on connaît, et sur la base de principes physiques que l'on maîtrise.

Les EnRi entament une phase de décroissance jusqu'à un niveau relativement bas, mais stationnaire, via le non-renouvellement partiel des capacités les moins rentables arrivées en fin de vie¹⁸.

La fonction principale de cet appoint pérenne est de continuer à fournir un complément à la production nucléaire via son couplage avec les STEPs pour absorber la variabilité de la demande, en particulier lors des pics, en lieu et place d'un effort de suivi de charge qui éloignerait le parc nucléaire de son optimal technique et économique. Il pourra aussi être choisi de remplacer cet appoint par des technologies similaires améliorées, ou par d'autres technologies nucléaires ou géothermiques plus adaptées à ce besoin spécifique que ne le sont les réacteurs de grande puissance.

La réduction au minimum nécessaire de cet appoint d'EnRi permet à ces capacités de production d'électricité bas-carbone, déployables rapidement et dans des géographies diverses, d'être réservées à la décarbonation des territoires encore en transition ailleurs en Europe et dans le Monde, là où les énergies fossiles sont encore prédominantes et la technologie nucléaire insuffisante, émergente, durablement absente.

Le déclassement d'infrastructures sans renouvellement permettra également, par le recyclage, de réinjecter

dans le circuit industriel une quantité assez importante de métaux, dont certains critiques, à une période où leur criticité pourrait encore avoir augmenté par rapport à la situation actuelle.

A l'horizon 2050, la France bénéficiera d'un mix énergétique à la fois très peu émetteur de gaz à effet de serre et en mesure d'accompagner l'électrification des usages.

Cette électrification massive a pour but de décarboner l'ensemble des autres postes d'émission tout en réindustrialisant.

En revitalisant ses diverses filières industrielles sur la base de technologies fiables et éprouvées dont elle a la maîtrise, la France bénéficiera de surcroît d'une souveraineté économique, énergétique et industrielle fortement accrue.

Cette sécurité d'approvisionnement énergétique aura finalement été gagnée en parallèle et en soutien d'un accès équitable pour tous à l'électricité et aux usages qu'elle permet.

¹⁸ Les durées de vie moyennes des énergies électriques intermittentes : éolien terrestre, éolien en mer et solaire, est de 20 à 30 ans. Estimation précise: Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE [2014]



Barrage de Roselend. France P.

II Consommation

Une orientation à la hausse, principalement soutenue par l'industrie et les transports, mais une variabilité marquée par le chauffage.

Le but du scénario énergétique des Voix est de supprimer le maximum d'énergies fossiles le plus vite possible, et si possible également de biomasse, par l'électrification.

L'électrification se doit d'être ambitieuse pour atteindre les objectifs de neutralité carbone, mais également d'être raisonnable : la vitesse d'électrification doit être alignée sur la capacité du parc de production à répondre à cette demande supplémentaire d'électricité.

En confondant vitesse et précipitation et en forçant trop vite l'électrification de certains secteurs, on prend le risque de pérenniser les centrales fossiles existantes (majoritairement au gaz), voire de devoir en ouvrir de nouvelles à durée de vie plus longue, avec pour effet de nuire aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La fermeture des derniers moyens de production fossiles est prévue pour 2035.

Trois postes majeurs de consommation et deux mineurs sont particulièrement pris en considération :

- la consommation industrielle
- le transport routier
- le chauffage des bâtiments
- l'eau chaude sanitaire
- la cuisson des aliments.

Nous avons choisi de considérer une évaluation à périmètre constant, sans hypothèses fortes sur de possibles réductions via l'efficacité ou la sobriété énergétique, **la consommation d'électricité devrait ainsi passer de 480 TWh/an (dont 30 de pertes) en 2021, à un peu moins de 800 TWh/an (dont 50 de pertes) en 2050.**

Évolution de la consommation électrique par secteur

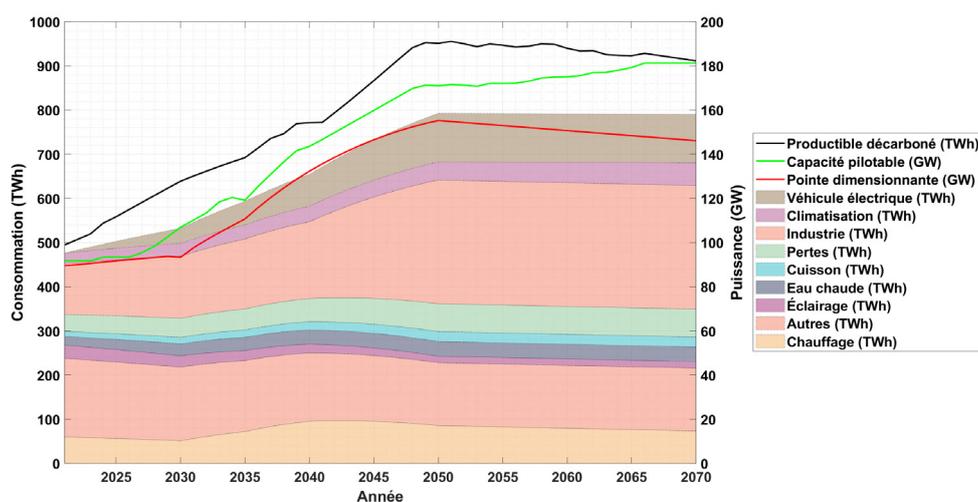


Fig.9 - Évolution de la consommation par secteurs sur la période couverte par le Scénario des Voix, de 2022 à 2070, selon les hypothèses établies. La consommation est tirée vers le haut du fait de l'électrification particulièrement poussée, nécessaire à la décarbonation verticale (réindustrialisation) et horizontale (usages) du mix énergétique des français. Le système complet dispose d'environ 10% de marge en puissance et en productible annuel.

1. Industrie

La consommation électrique de l'industrie passera de 115 TWh/an à 280 TWh/an.

Le profil de consommation de l'industrie resterait relativement inchangé par rapport à aujourd'hui. Soit un bandeau relativement constant qui diminue légèrement durant le week-end.

La valeur cible de 280 TWh/an est cohérente avec celle retenue par RTE¹⁹ de 180 TWh/an à deux partis pris près qui expliquent cet écart :

- une électrification à pratiquement 100% des procédés industriels pour supprimer le plus de biomasse possible, contre 70% dans le cas de RTE.
- une production d'hydrogène pour l'industrie (~25

TWh) considérée comme internalisée par celle-ci. En effet, nous souhaitons **éviter le développement d'un système complet et intégré de production/transport/stockage d'hydrogène**, et considérons que les industriels qui en auront besoin pour leurs procédés le produiront eux-mêmes sur la base de l'approvisionnement électrique bas carbone qui leur sera assuré à la hauteur de leur besoin.

¹⁹ RTE, Futurs énergétiques 2050, Chapitre 3, "Consommation"

2. Transport routier

Cette consommation se répartit en 75 TWh pour la mobilité légère, et 35 TWh pour la mobilité lourde.

Le profil de consommation de la mobilité électrique, qui tient aujourd'hui dans l'épaisseur du trait, présentera en 2050 un profil constitué de deux composantes :

- Une consommation nocturne marquée pour la mobilité légère, qui pourra, en été, se décaler pour partie au milieu de la journée.
- Une consommation diurne assez plate pour la mobilité lourde qui se calquera sur le trafic autoroutier des poids-lourds.

La consommation du transport routier, passerait au global de pratiquement 0 à 110 TWh/an.

Si ce scénario peut être vu comme timide concernant le

pilotage de la consommation, il se permet de retarder de 3 heures la recharge des véhicules légers par rapport à une recharge dite « naturelle » afin de mieux valoriser le creux nocturne de consommation.

En été, sur la base d'un développement beaucoup plus volontariste de ce pilotage, cette recharge pourra si nécessaire être décalée dans le milieu de la journée pour profiter de l'abondante production solaire, sans néanmoins que cela ne soit une contrainte pour la sécurité d'approvisionnement, celle-ci étant assurée par la très grande flexibilité apportée par le pompage-turbinage, et par les marges conséquentes disponibles en cette période de l'année.

Concernant les véhicules poids-lourds, ce scénario considère une électrification quasi-complète du fret routier, notamment via l'électrification des autoroutes (caténaïres ou assimilés)²⁰. Celle-ci permettra de :

- libérer un maximum de biocarburants, et donc de biomasse, pour d'autres usages plus critiques (transport aérien, maritime, armée, etc.),
- **limiter le besoin en bornes de recharge de forte puissance** pour la recharge des volumineuses batteries des camions, ceux-ci se rechargeant en roulant,
- **limiter la taille et la masse des batteries embarquées dans les poids-lourds**, diminuant ainsi leur consommation à chargement constant, et réduisant drastiquement la quantité de métaux nécessaire à leur fabrication.
- Bien que nous l'encourageons fortement, le scénario ne tient pas encore compte d'un **souhaitable report modal massif du fret routier vers le rail**. Celui-ci permet une diminution d'un facteur 4 à 5 de la consommation d'électricité par tonne-km transportée. Nous estimons qu'un report de 50% du fret routier vers le fret ferroviaire entraînerait une baisse de consommation de l'ordre de 13 à 15 TWh/an par rapport à une électrification des camions à part modale constante.

20 Vergleichende Analyse der Potentiale von Antriebstechnologien für Lkw im Zeithorizont 2030

L'électrification des autoroutes pour le trafic poids-lourds est une option sérieuse envisagée par plusieurs pays. En Allemagne par exemple, le ministère fédéral des transports recommande d'électrifier 1/3 du réseau autoroutier du pays (soit ~4000 km), tout en poursuivant les investissements dans le fret ferroviaire.

ÉQUITÉ DANS L'ACCÈS À L'ÉNERGIE

ENJEUX

- Le raisonnement en France autonome permet in fine de participer à la solidarité énergétique européenne.
- En ne renouvelant pas le parc d'EnRi à leur fin de vie, nous libérons les capacités industrielles et les ressources nécessaires en la matière pour des partenaires qui en auraient plus besoin que nous pour se décarboner.
- Maintien d'une approche « service public » de l'électricité. L'électricité est aujourd'hui, grâce au caractère centralisé et optimisé de l'énergie nucléaire couplée à l'hydraulique, le seul service en France, avec le timbre et le taux du livret A, à bénéficier d'un tarif régulé, accessible à tous, sans condition de localisation, de statut social ou de moyens financiers.
- Scénario énergétique dont la viabilité ne repose pas sur de fortes contraintes imposées à la population en termes de pilotage et de flexibilité de la demande.
- Prix limité du kWh, via :
 - la limitations des coûts de mise en place et de renouvellement par le recours maximisé aux technologies, équipements et installations de production d'électricité bas carbone existants,
 - l'extension de la durée de vie des équipements, notamment éoliens, solaires, réacteurs nucléaires existants et à venir (EPR2).
- Limitation des conflits d'usage : utilisation des sols limitée par le recours à la biomasse fatale uniquement, et le choix d'énergies à forte densité (hydro, nucléaire) et donc réduction des impacts sur les autres usages humains, notamment l'agriculture.

3. Chauffage

Le chauffage constitue également un point d'attention majeur, mais bien davantage pour les appels de puissance qu'il engendre que pour sa consommation brute.

Pour la consommation thermique de chauffage des bâtiments en France - actuellement de 400 TWh/an - nous retenons une hypothèse de réduction de 30% via l'efficacité énergétique des bâtiments.

Le chauffage électrique passera de 55 TWh/an - essentiellement consommés par des systèmes résistifs - à 86 TWh/an via une électrification par pompes à chaleur diffuses ou centralisées par l'intermédiaire de réseaux de chaleur.

Cette consommation pourra être revue à la baisse dans de prochaines mises à jour par la prise en compte du potentiel géothermique ainsi que de la cogénération. L'hypothèse de réduction de la consommation thermique de chauffage correspond à un gain de performance thermique de 30 % en 2050 par rapport au niveau de 2020, légèrement moins ambitieuse que celle de 40 % utilisée par RTE et dans la continuité des résultats obtenus sur les 30 dernières années. Cette

valeur nécessitera malgré tout une mobilisation forte de la filière bâtiment afin de réussir la mise en œuvre des rénovations qu'elle induit, tout en laissant plus de marges de manœuvre.

Finalement, environ 10 % de la chaleur issue du chauffage électrique resterait assurée par des dispositifs résistifs, soit une consommation électrique d'environ 23 TWh/an sur les 86.

L'usage de biomasse de chauffage serait diminué de moitié, passant de 80 à 40 TWh/an, du fait de l'amélioration des performances thermiques des logements qui utilisent ce combustible, mais également du fait de la suppression des foyers ouverts. L'usage du bois sera en majorité réservé aux logements non adaptés aux pompes à chaleur ou non raccordables à un réseau de chauffage urbain, voire en appoint pour les jours de grands froids pour limiter l'appel de puissance électrique.

4. Eau chaude sanitaire

L'eau chaude sanitaire nécessite chaque année 60 TWh de chaleur, dont 1/3 est aujourd'hui assurée par des chauffe-eaux électriques.

En généralisant les chauffe-eaux thermodynamiques pour que leur part de marché atteigne environ deux tiers de la production d'eau chaude, **il est possible d'électrifier entièrement ce secteur** avec une augmentation de consommation électrique de seulement 13 TWh/an.

Cette consommation, transparente pour l'utilisateur, est déplacée des créneaux nocturnes au tout début de l'après-midi pour profiter de la production solaire lorsqu'elle est disponible, les créneaux nocturnes étant réservés à la recharge des véhicules électriques.

5. Cuisson des aliments

Enfin la cuisson des aliments passerait de 11.5 TWh/an à 23 TWh/an par un passage des cuisinières au gaz à des modèles électriques vitrocéramiques ou à induction.

Équilibre offre-demande lors d'une semaine hivernale France métropolitaine

Consommation par secteur

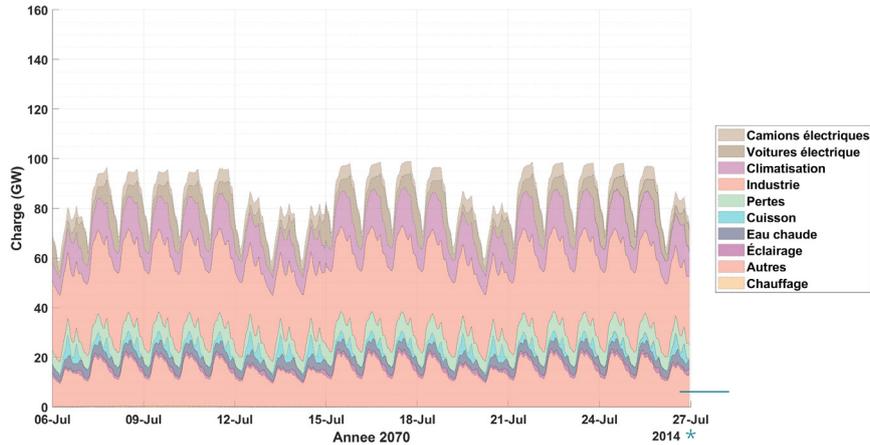


Fig.10 -. Profil de consommation électrique par secteur lors d'une semaine hivernale type en France métropolitaine. La recharge des véhicules électriques est retardée de 3 heures pour mieux utiliser le creux nocturne de consommation.

Semaine hivernale normale 2050

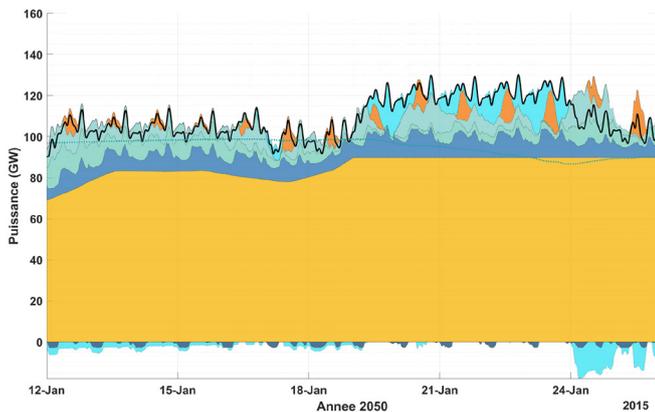


Fig.11 - Profil de production d'une semaine hivernale type en 2050. Le nucléaire opère en base à sa puissance maximale. Les STEP, les barrages hydroélectriques (et marginalement les TAC biomasse si la demande est très élevée), assurent le suivi de la demande, notamment durant les phases de production limitée des EnRi.

Semaine hivernale très froide 2050

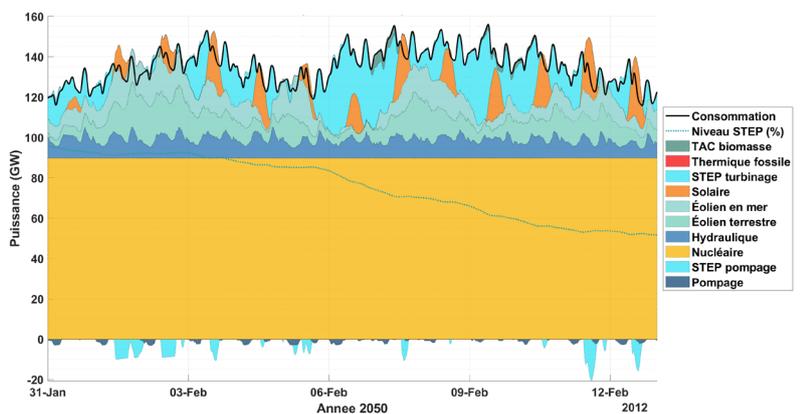


Fig.12 - Profil de production d'une semaine hivernale dimensionnante en 2050, transposition de la vague de froid de février 2012. Les STEP turbinent au maximum, les TAC biomasse venant en soutien pour compléter la puissance manquante et ralentir la baisse du stock hydraulique. À la pointe, le système dispose d'environ 10 % de marge en puissance hors interconnexions.

*Les années indiquées en bas à droite de chaque graphique correspondent aux années météo de référence

Equilibre offre-demande lors d'une semaine estivale France métropolitaine

Consommation par secteur

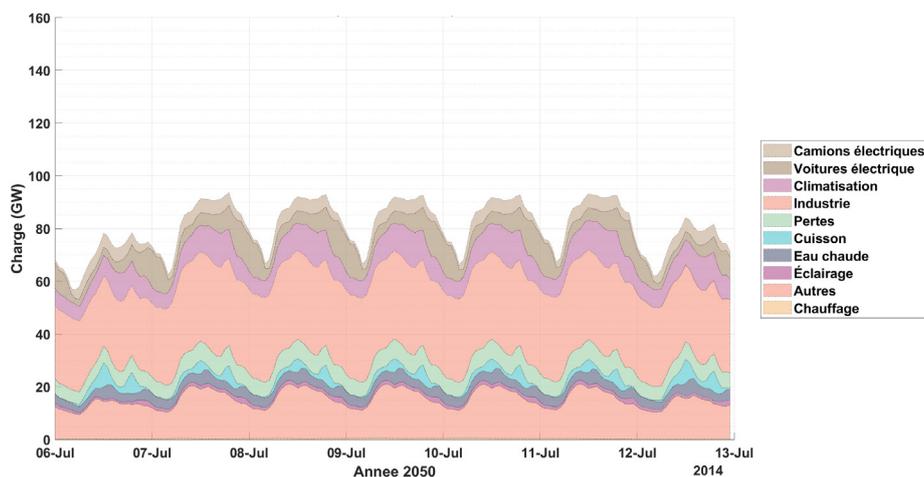


Fig.13 - Profil de consommation électrique par secteur lors d'une semaine estivale type. Ici les véhicules électriques se rechargent sans contrainte, et seuls les chauffe-eaux sont décalés en journée. La pointe de consommation coïncide avec le midi solaire.

Semaine estivale normale 2050

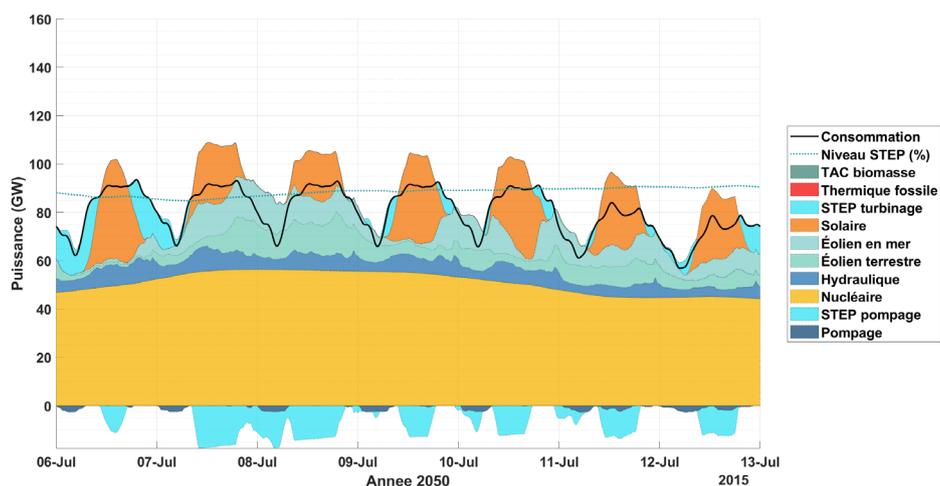


Fig.14 - Profil de production d'une semaine estivale type en 2050. La modulation de la production nucléaire est limitée à quelques MW/min, et l'hydroélectrique/STEP assurent le suivi de la demande. Le solaire assure le remplissage des STEP en journée.

III Moyens de production

Les différents moyens de production installés, renouvelés ou prolongés jouent des rôles différents dans le système projeté pour 2050 et au-delà. L'ordre d'appel sur le réseau tel que représenté ici privilégie une logique de coûts et est pensé pour maximiser le potentiel de chaque source selon ses avantages et inconvénients, en fonction de la demande.

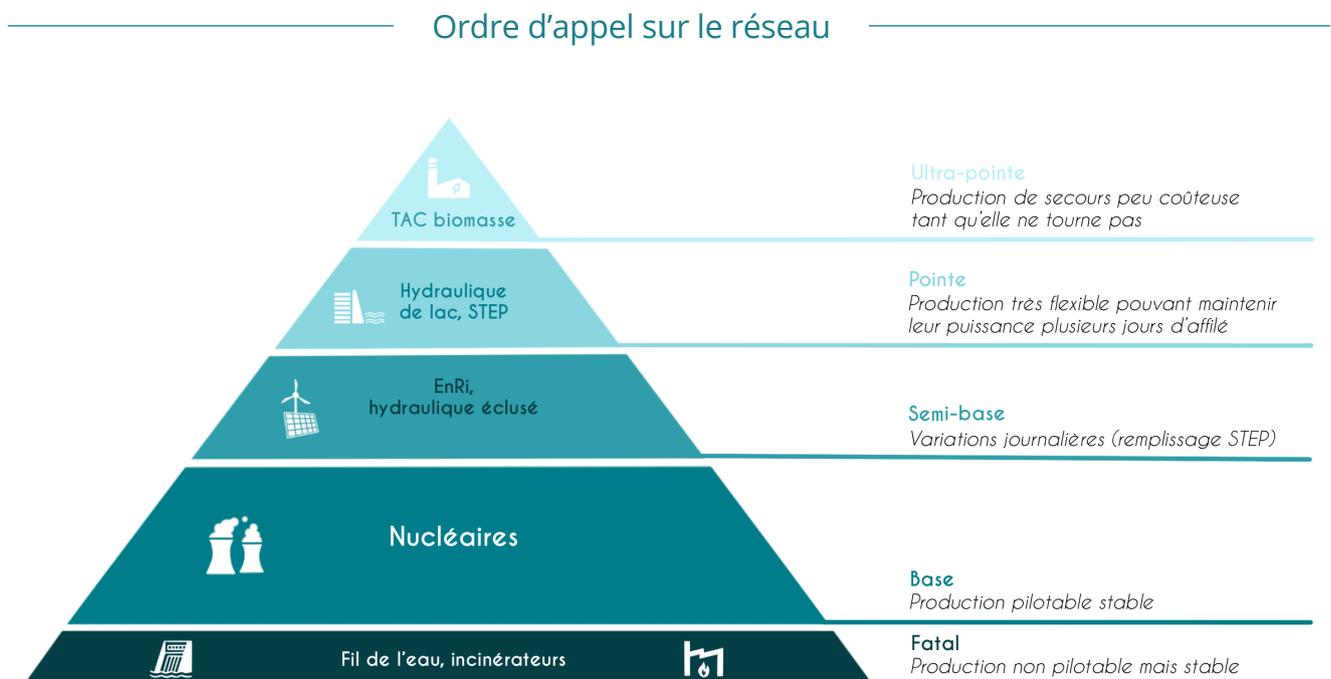


Fig.15 - Rôle de chacune des sources de production d'électricité, depuis celles sollicitées en permanence pour répondre à la demande (base), jusqu'à celles utilisées pour répondre aux pointes de consommation (haut).

1. Nucléaire existant

Une prolongation généralisée jusqu'à 70 ans est nécessaire et techniquement accessible. Elle requiert en revanche de l'anticipation.

Évolution du parc nucléaire historique

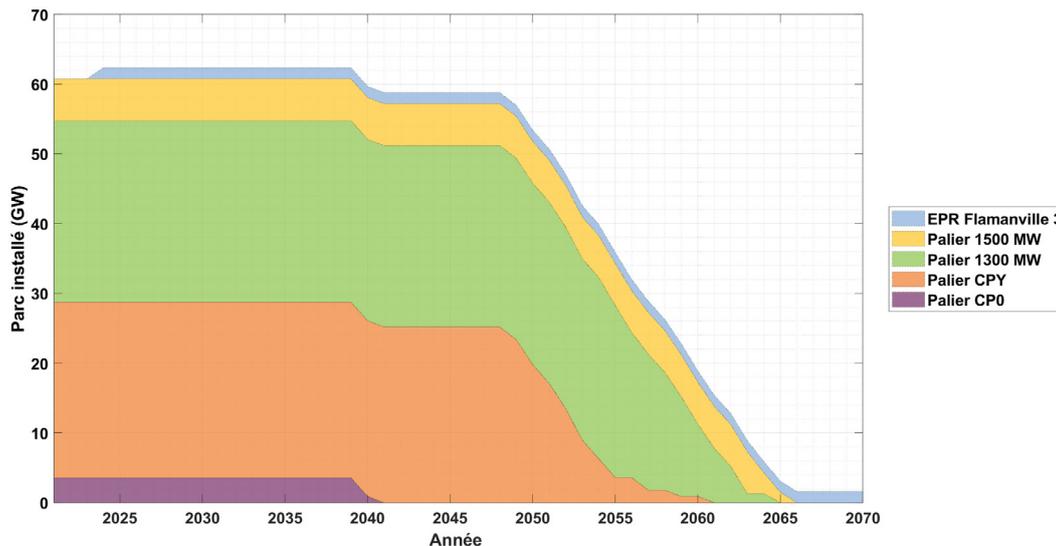


Fig.16 - Effet falaise du parc nucléaire historique selon le scénario des Voix (hypothèse moyenne de fermeture à 70 ans, détail fig.16), en accord avec les données internationales disponibles sur les réacteurs de conception similaire et les avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire

Afin de conserver une part du nucléaire aux alentours de 70 % du mix électrique en 2050 avec une consommation qui pourrait atteindre 800 TWh/an, il est nécessaire de garantir une capacité installée du parc nucléaire supérieure à 80 GWe.

La remise en route de la filière de construction de réacteurs, soutenue par une importante volonté politique de conserver le nucléaire en tant que pilier central de la stratégie énergétique du pays, permettra le déploiement d'environ 24 nouvelles tranches opérationnelles à l'horizon 2050, soit une quarantaine de GWe.

Pour atteindre le niveau de 80 GWe nécessaire, sans forcer le rythme de construction des nouveaux réacteurs à un niveau irréaliste, il est nécessaire de conserver environ 50 GWe sur le parc historique au moins jusqu'en 2045. Ce maintien de capacité implique que soit repoussé le début de l'effet falaise de 2040 à 2048, et que soit organisé le déclasserment des tranches de manière linéaire, afin d'arriver à un relatif plateau de puissance à partir de 2050, lorsque la consommation se sera stabilisée.

Hypothèse d'arrêt à 60 ans

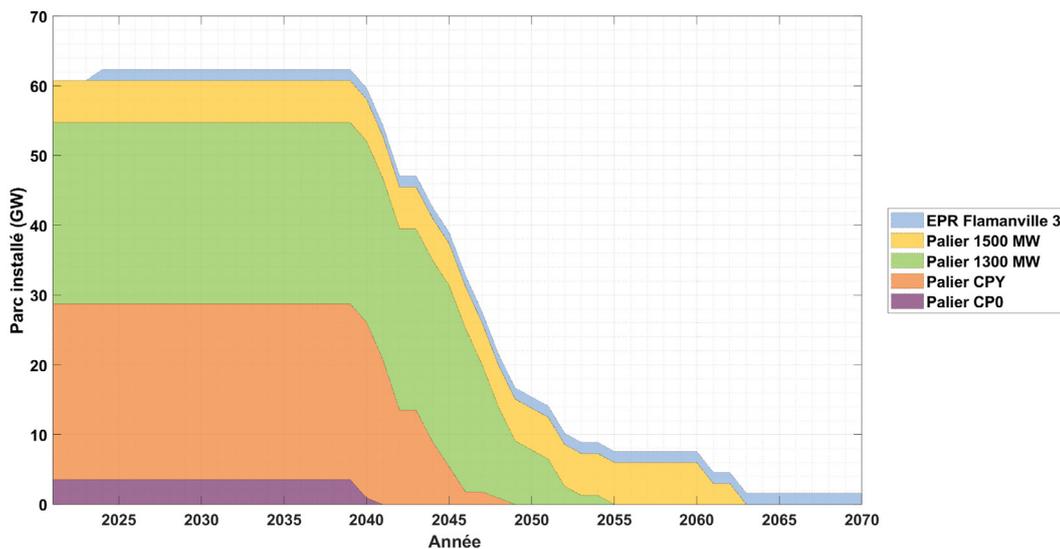


Fig.17 - Effet falaise du parc nucléaire historique avec une hypothèse de fermeture à 60 ans, telle que retenue dans l'hypothèse de référence EDF

La quasi-totalité du parc devra donc être prolongée au-delà de 60 ans, exception faite du palier CPO (Bugey)²¹, qui lui pourrait être déclassé lors de sa VD6, c'est-à-dire à l'âge de 60 ans. La moyenne d'âge atteinte par les réacteurs du parc existant à leurs fermetures (hors Fessenheim) serait alors de 69 ans, le minimum de 62 ans, et le maximum de 72.5 ans.

Six tranches du parc actuel bénéficieraient d'un prolongement sans VD7 de 1 à 2 ans, à l'instar des deux tranches de Fessenheim qui ont pu être exploitées en toute sûreté plus de 2 ans après la date théorique de leur 4^e visite décennale car leur fermeture était anticipée très peu de temps après. Les déclarations des autorités de sûreté et de l'industrie permettent de penser que ce prolongement est techniquement faisable, et il est plus simple et plus rapide de prolonger un réacteur en service que d'en construire un nouveau.



Centrale nucléaire de Saint-Alban, France

En revanche, il est nécessaire de s'y préparer tôt. En effet, si les composants critiques que sont les cuves et les enceintes ne posent actuellement pas de problèmes particuliers, la gestion du vieillissement et le remplacement des gros composants de chaudronnerie du circuit primaire ou des circuits de sauvegarde doivent être correctement anticipés²². Il ne faudrait pas, par exemple, se retrouver en rupture de stock d'une pièce, ou devoir changer un composant dont la durée de vie est de 30

21 Les réacteurs du Bugey seront les seuls de leur palier, leur prolongation pourrait donc s'avérer beaucoup plus coûteuse que pour le reste des réacteurs de 900 MWe. Si leur prolongation s'avère trop onéreuse, et que les marges du réseau sont suffisantes, elle ne sera pas effectuée.

22 Cf audition du président de l'ASN pour son rapport annuel au Sénat à l'OPECST en mai 2022. La décision de chercher un prolongement au-delà de 60 ans doit être prise d'ici à 2030 pour permettre la préparation des études et disposer des résultats suffisamment tôt pour pouvoir anticiper un possible échec du prolongement de certains réacteurs.

ans pour qu'il ne soit utilisé que 5 années avant la fermeture définitive du réacteur sur lequel il est installé.

Pour cela, il est important de donner de la visibilité à l'exploitant, en décidant, au plus tôt, de la prolongation du parc nucléaire au-delà de 60 ans.

Les annonces du président Emmanuel Macron en février 2022 de ne pas fermer de tranche pour raison autre que la sûreté vont dans le bon sens.

Il apparaît aujourd'hui de plus en plus probable que le parc historique sera, au moins en partie, prolongé au-delà de 60 ans compte tenu de l'énorme retard qu'a pris la France dans ses choix énergétiques (autant du côté nucléaire que des EnRi ou du stockage).

Âge des tranches à l'arrêt définitif

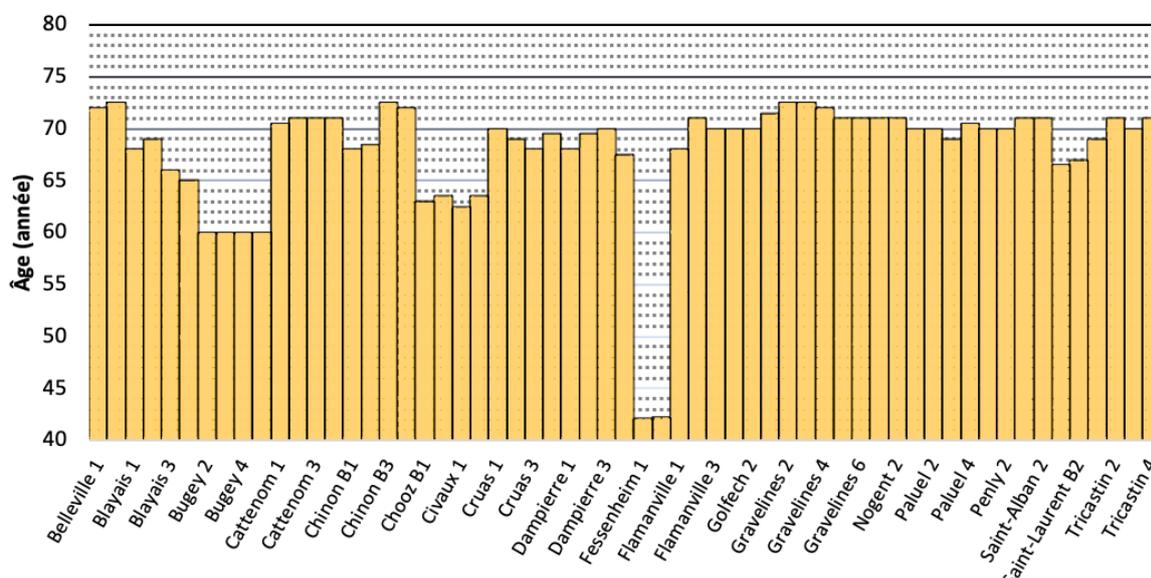


Fig.18 - Âge de fermeture des réacteurs du parc nucléaire historique selon le scénario des Voix, proposé en cohérence avec les données internationales disponibles sur les réacteurs de conception similaire et conditionné à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire

2. Nouveau nucléaire

Des perspectives industrielles à l'horizon 2040 qui ne sont pas figées, sous réserve de visibilité et de stabilité politique pour la filière

Capacité installée de nouveau nucléaire

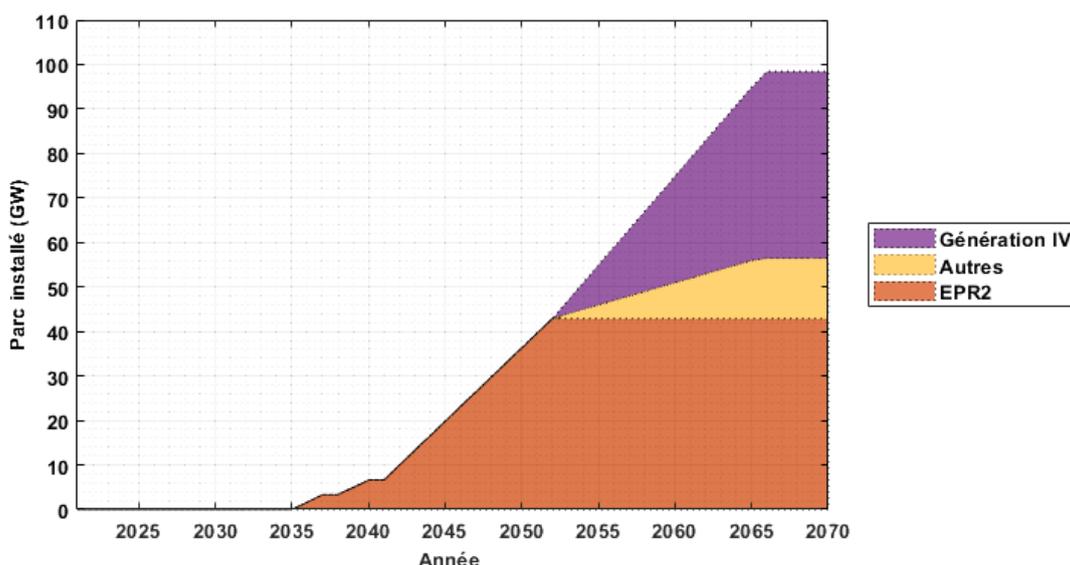


Fig.19 - Évolution de la capacité installée du nouveau nucléaire, intégrant une remontée en puissance progressive de la filière de construction des réacteurs

Le scénario considère, en accord avec le consensus des experts de la filière nucléaire, que le rythme de construction de nouveaux réacteurs post-2040 est fortement dépendant de la visibilité politique et industrielle de poursuivre le développement de l'atome en France.

Les Voix ont parfaitement conscience que **la filière française ne dispose pas aujourd'hui des conditions, capacités industrielles, effectifs, méthodes, pour remplir la mission que l'on attend d'elle sur le renouvellement du parc, et qui plus est sur son extension**. Il est admis par l'ensemble des parties prenantes que la filière aura besoin d'entre 10 et 15 ans pour reconstruire et renforcer son tissu industriel, recruter de nouveaux salariés et former les compétences nécessaires à une construction en série de nouveaux réacteurs.

L'industrie nucléaire française requiert de remettre en route ses capacités de production, ce pour quoi le lancement du renouvellement du parc par les 3 paires d'EPR2 proposées par EDF est essentiel : une 1^{ère} paire de 2026 à 2035, une 2^{ème} paire de 2030 à 2038 et une 3^{ème} de 2033 à 2041.

Une fois ces trois chantiers lancés et à condition que la filière continue de bénéficier de la visibilité de long terme nécessaire, les constructions pourront s'enchaîner à un rythme de deux tranches par an à partir de 2035, pour des mises en service au même rythme à partir de 2041.

Sous ces conditions, c'est un maximum de 22 nouveaux EPR qui pourront être en service en 2050, permettant de porter la capacité totale du parc nucléaire à 90 GWe.

Pour répondre à un besoin de diversification de la production nucléaire, ainsi que pour préparer l'arrivée d'une filière de réacteurs de 4^e génération, un développement d'autres types de réacteurs est prévu en parallèle des EPR2, possiblement sous forme de petits réacteurs modulaires (SMR).

Il est estimé que 3 à 4 GW de ces autres réacteurs pourraient être en service d'ici 2050.²³

23 Hypothèse de RTE, mais non dimensionnante dans le scénario étudié ici.

RENOUVELLEMENT DU PARC NUCLÉAIRE

ENJEUX

Relance de la filière nucléaire française ;

- Choix du réinvestissement dans une filière d'excellence française garantissant son indépendance énergétique et technologique.
- Reconstruction nécessaire de la capacité de la filière à assurer le renouvellement complet, et l'extension, du parc nucléaire historique.
- Atteinte à l'horizon 2040 de la maturité pour la filière de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, à la condition que les décisions correspondantes soient prises rapidement.
- Vitesse modérée de relance de la capacité de construction de la filière du fait de l'absence de projets de construction ces 20 dernières années.
- En plus de la réutilisation possible d'un certain nombre de sites, il est possible de prospecter de nouveaux lieux d'accueil pour les EPR2 à l'image du dépôt pétrolier désaffecté d'Antifer par exemple.

Choix technologiques ;

- Choix du réacteur à eau pressurisée, technologie pilotable, sûre, bas carbone et à l'empreinte environnementale limitée, pouvant atteindre, et soutenir, une capacité de 90 GWe.
- Choix initial de l'EPR2, technologie bénéficiant du retour d'expérience important de chantiers récents, et rapidement déployable industriellement.
- Perspective de diversification de la filière nucléaire, avec la relance des programmes de recherche pour une filière de réacteurs de génération IV, et le développement d'autres types de réacteurs de III^{ème} et IV^{ème} génération type SMR ou autres conceptions.

Après 2050, les choix sont libres et l'horizon trop lointain pour permettre de se projeter. Pour l'association, il ne semble pas justifié de poursuivre la construction d'EPR2 après cette date, et un basculement complet vers une ou plusieurs nouvelles filières de réacteurs serait à privilégier. Ces filières se partageront très probablement entre :

- Sodium, dont la technologie est déjà relativement bien maîtrisée,
- Sels fondus, qui sont techniquement plus complexes, mais qui offrent davantage de perspectives à très long terme,

- Hautes températures (meilleurs rendements, applications directes à très haute température, sûreté potentiellement accrue,
- Applications industrielles et thermiques.

Cette volonté de conserver le nucléaire en tant que pilier majoritaire du mix électrique nécessiterait comme pour la prolongation de l'ensemble des tranches prévues du parc historique, la révision de la LTECV de 2015 qui plafonne encore la capacité installée du parc français à son niveau d'alors, c'est-à-dire 63.2 GW.

Échelonnement des chantiers des paires de réacteurs

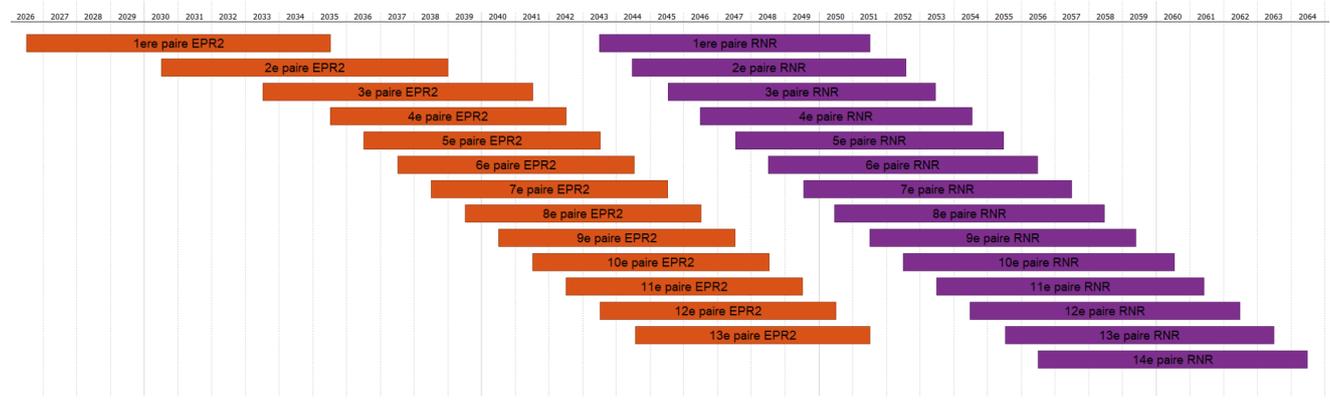


Fig.20 - Échelonnement des chantiers du nouveau nucléaire par paire, initialement EPR2 puis transition vers une diversification du mix nucléaire : technologies de Génération IV, capacités installées variables (SMR etc.), fournisseurs différents (autres que EDF), en cohérence avec l'évolution attendue de la technologie et, possiblement, de la filière.

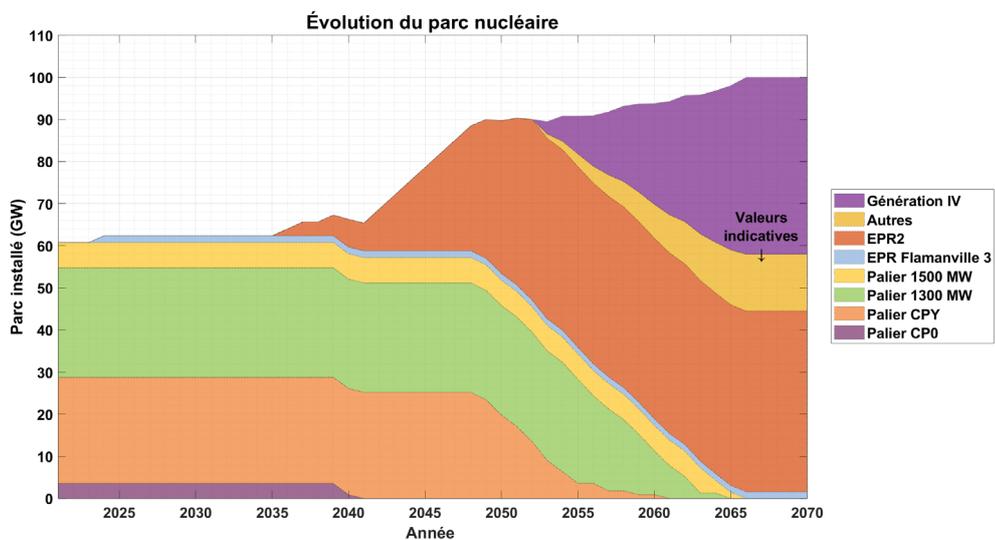
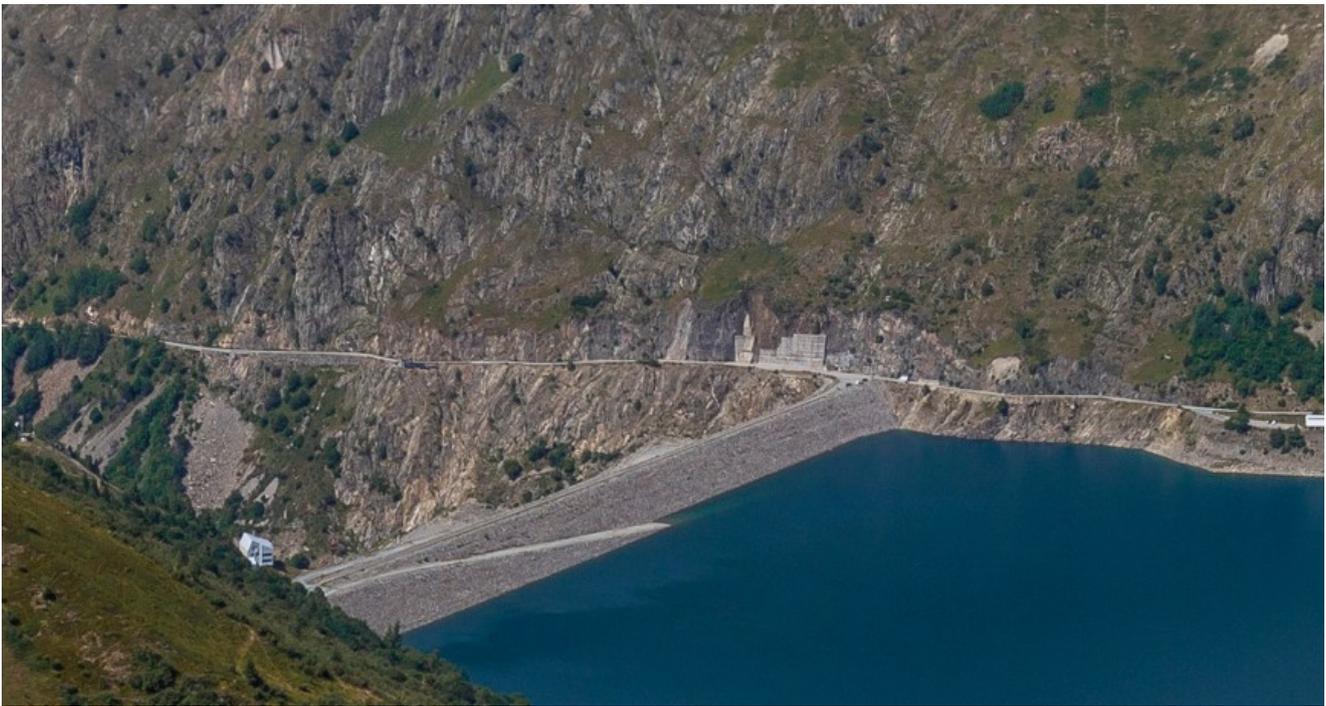


Fig.21 - Transition entre le parc nucléaire historique et les technologies constituant le nouveau nucléaire.

3. Pompage-turbinage



Retenue supérieure de la centrale de pompage-turbinage de Grand'Maison en Isère

Cette technologie économique, fiable et efficace, trop souvent oubliée des débats énergétiques, est amenée à devenir un pilier central de la flexibilité et de la robustesse du système électrique.

Le choix assumé de ce scénario énergétique de ne pas considérer les interconnexions comme un élément dimensionnant pour la conduite normale du système électrique va de pair avec l'intégration d' **une importante composante de stockage de longue durée**, contrairement au scénario N03 de RTE par exemple. Les ordres de grandeur du stockage nécessaire sont de 5 à 10 TWh. Seules 2 technologies sont techniquement capables de stocker et restituer de tels volumes : le power-to-gas-to-power et le pompage-turbinage. Aujourd'hui, seule la seconde est industriellement disponible : la mise en place de toute la chaîne de valeur du gaz de synthèse (dont l'hydrogène), de son transport, de son stockage, de sa distribution et de sa conversion

repose encore sur des paris technologiques, et présente un rendement global n'excédant pas 25 à 35%.

Le pompage-turbinage est, à l'opposé, une technologie simple, efficace, mature et robuste, utilisée industriellement depuis près d'un siècle, et présentant un rendement de cycle comparable à celui des batteries électrochimiques²⁴. Le tout pour un coût inférieur de plus de 10 fois, un usage de métaux drastiquement moindre, et une durabilité d'une centaine d'années.

24 Le rendement de cycle des centrales de pompage-turbinage les plus récentes peut dépasser les 80%, proche des 90% offerts par les batteries électrochimiques. Dans ce scénario, le rendement considéré sera de 75%, pour tenir compte des pertes supplémentaires des très longs tunnels d'amenée d'eau, ainsi que des pertes sur le réseau de transport.

Ce scénario prévoit de mettre en place 42 GW de nouvelles STEP pour un total de 8 TWh minimum²⁵ de capacité réversible, soit environ un quart du potentiel topographique identifié par les Voix, répartis sur une vingtaine de sites dont 6 sur terrain vierge.

Actuellement, le parc hydraulique français comporte 6 STEP pour une puissance cumulée de 5 GW et capables de stocker un total de 80 GWh. Cependant la répartition de cette capacité réversible est très hétérogène, certaines STEP ayant une constante de temps de 4 heures quand d'autres peuvent fonctionner près de 2 jours à pleine puissance.



Conduites forcées d'une centrale hydroélectrique

Les 8 TWh de nouvelles capacités requises par le scénario sont supérieures aux ~6 TWh identifiés par le rapport du JRC²⁶ de 201, mais les hypothèses qui sont prises dans ce rapport sont beaucoup plus restrictives que ce qui semble applicable.

Le détail des sites envisagés, et la justification de leur choix, peuvent être trouvés dans l'annexe concernant le pompage-turbinage.

En tant qu'infrastructure hydraulique, le pompage-turbinage possède bien évidemment un défaut majeur : son emprise au sol est très conséquente, ne laisse pas

²⁵ Toute capacité supplémentaire ne fera que renforcer la fiabilité du système et est donc bienvenue si réalisée.

²⁶ Joint Research Committee, Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential [2013]

²⁷ Les activités nautiques ayant majoritairement lieu en été, saison durant laquelle les STEP ne sont pas très sollicitées en termes de profondeur de décharge grâce à la régularité de la production solaire, l'impact de la variation du niveau de l'eau engendrée par les cycles de pompage-turbinage pourrait être minimisé

beaucoup de libertés quant au choix des sites d'implantation, et nécessite parfois de déplacer plusieurs milliers de personnes pour implanter les réservoirs.

Pour accueillir les 8 TWh prévus par le scénario, il est estimé qu'il faudrait consacrer environ 250 km² de territoire et reloger 12 000 personnes en les dédomageant.

Ce chiffre est important. Il représente cependant moins de 10 % du territoire à mobiliser pour installer le solaire photovoltaïque au sol du scénario énergétique M0 de RTE (100 % EnR), et encore 2 à 4 fois moins que dans le scénario N03 (à 50% de nucléaire).

Autrement dit, les STEP mobilisent une fraction relativement faible de surface au sol comparée à la surface que la quasi-totalité des scénarios existants proposent de consacrer aux EnRi.

En outre, le pompage-turbinage reposant sur le stockage d'eau, il offre des co-bénéfices dont aucune autre technologie ne peut se prévaloir et qui s'avéreront probablement indispensables pour faire face aux conséquences inévitables, car déjà enclenchée, du changement climatique durant la 2^e moitié du siècle : stockage d'eau pour le soutien d'étiage des cours d'eau, pour l'agriculture, points d'écopage pour les avions bombardier d'eau, et co-usage pour du photovoltaïque flottant (prévu dans le scénario à hauteur de 2.5 GW soit 10 % de la superficie des réservoirs), et, selon les cas, loisirs²⁷.

Toutes les STEP ne pourront bien évidemment pas remplir toutes ces fonctions, mais il est important de garder en tête qu'un barrage a bien plus d'utilités que simplement stocker de l'énergie et produire de l'électricité

Il est également important de noter que plus de la moitié des sites envisagés reposent sur la réutilisation d'un complexe hydroélectrique existant.

Cela ne signifie pas que les barrages existants peuvent être réutilisés tel quel. Dans plusieurs cas, un rehaussement voire une reconstruction complète (comme dans le cas du site du Chambon) sera nécessaire.

Cette réutilisation de sites hydroélectriques existants, bien que vertueuse du point de vue environnemental, financier et social, amène cependant un inconvénient : les lacs en question ne pourront plus servir de simples réservoirs saisonniers, et leur exploitation devra être profondément revue. C'est typiquement le cas pour les trois principaux barrages réservoirs alpins et leurs centrales que sont Chevril-Malgovert, Roselend-Bathie et Mont-Cenis-Villarodin. Ces 3 complexes qui génèrent environ 2500 GWh par an d'électricité, verraient leur profil de production gravitaire fortement évoluer (possiblement à la baisse) en raison du changement de gestion d'usage de l'eau. En revanche, l'apport de la réversibilité d'une conversion en STEP est un gain fondamental pour la flexibilité pour le réseau électrique comme en termes d'augmentation de puissance, qui contrebalance de manière certaine ces nouvelles contraintes d'exploitation.

Concernant les coûts, le pompage-turbinage est aujourd'hui la technologie la plus économique pour du stockage à grande échelle, comme l'indique RTE²⁸ dans son analyse économique des moyens de flexibilité, et très longue durée avec un coût au kWh stockable d'environ 10 €. Il n'est pas anticipé que cette situation change fondamentalement à l'horizon 2050, voire au-delà. Les ouvrages hydrauliques étant des infrastructures extrêmement durables (durée de vie de plusieurs siècles) dont la majorité des coûts sont représentés par le génie civil initial, investir aujourd'hui dans cette filière ne présente vraisemblablement pas de risque d'opportunité. C'est-à-dire qu'il est extrêmement peu probable qu'une autre technologie de stockage arrive à concurrencer des centrales de pompage-turbinage déjà amorties, et qu'une fois construites, ces infrastructures auront toujours une très grande valeur dans un système électrique entièrement bas carbone.

Les services rendus au réseau sont enfin inesti-

mables pour la France comme pour ses voisins européens.

Investir dans un programme de STEP à grande échelle permet de donner une marge de manœuvre supplémentaire si le choix est fait de s'orienter vers un mix électrique à forte pénétration d'EnRi, en réduisant voire en supprimant la nécessité de recourir à des technologies de grid-forming qui aujourd'hui n'ont pas industriellement fait leurs preuves, et qui peuvent induire des problématiques de stabilité.

Le pompage-turbinage reposant sur des groupes turbo-alternateurs synchrones de grande puissance, il fournit tous les services système nécessaires au réseau (réserves primaire, secondaire et tertiaire, réglage de tension, puissance réactive, charge interruptible, black-start), ainsi que beaucoup d'inertie. Or cette dernière est un point qui fait fortement défaut aux EnRi que sont l'éolien et le solaire. Des centrales de pompage-turbinage peuvent alors fournir cette inertie de manière conventionnelle lors du pompage et du turbinage, ou alors être utilisées en tant que compensateurs synchrones lorsque les groupes turbo-alternateurs ne sont pas sollicités, supprimant ainsi de facto une partie du besoin en compensateurs synchrones dédiés nécessaires à la stabilité d'un réseau à forte pénétration d'EnRi.

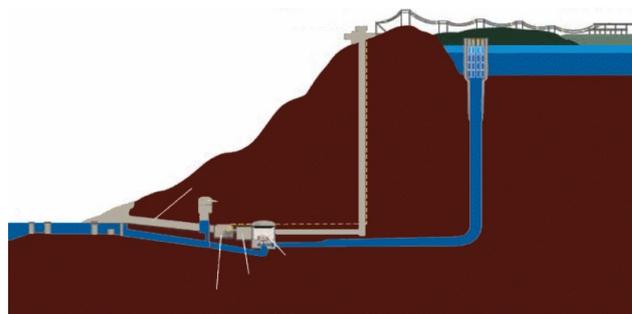


Fig.22 - Illustration en plan de coupe d'une installation de pompage-turbinage

Finalment, bien que le choix ait été fait dans ce scénario de ne pas considérer les interconnexions comme

28 RTE, Futurs énergétiques 2050, chapitre 11 "Analyse économique", p.557 p.563

des éléments dimensionnants du système électrique en fonctionnement normal, le recours à celles-ci n'est pas exclu en cas d'aléa « hors dimensionnement ». Dans des conditions où l'on observerait un déficit global de production brute dans le périmètre France (comme une très faible production éolienne hivernale cumulée à un aléa générique grave sur plusieurs réacteurs nucléaires tels qu'observés à l'hiver 2021-2022), disposer d'une importante composante de stockage hydraulique à haut rendement permet de découpler les imports d'électri-

cité de la période où cette électricité est effectivement consommée, apportant de ce fait un niveau de résilience supplémentaire au réseau électrique européen, tout en faisant baisser le coût des imports.

Pour toutes ces raisons, le développement du pompage-turbinage apparaît comme un choix « sans regret » dans lequel la France devrait fortement investir au vu de ses atouts exceptionnels.

REDÉMARRAGE D'UN PROGRAMME HYDRO

ENJEUX

Sobriété ;

- technologie low-tech, utilisant peu de matériaux critiques,
- emprise au sol limitée.

Faisabilité et en comparaison des autres moyens de production et de stockage ;

- moyen de stockage de l'électricité éprouvé, fiable et cohérent à l'échelle d'un système intégrant une proportion élevée d'EnRi.

Intégration au système électrique et services rendus au réseau ;

- création de 42 GW de nouvelles STEP pour un total de 8 TWh de capacité réversible, soit environ un quart du potentiel topographique identifié,
- synergies avec le parc nucléaire ;
 - permet la suppression du besoin de suivi de charge rapide du parc nucléaire,
 - localisation géographique cohérente avec les besoins en refroidissement des centrales nucléaires en bord de fleuve,
- service de stabilisation du réseau, inertie, compensation de puissance réactive, black start²⁹.

Autres avantages ;

- coût très faible au kWh stockable,
- économie d'un surdimensionnement des parcs éolien, solaire, et nucléaire,
- services à l'adaptation au changement climatique : gestion de la ressource en eau, régulation des crues, ou agriculture en sus de la dimension énergétique,
- relance et pérennisation d'une filière d'excellence de construction d'infrastructure hydraulique et sécurisation des savoir-faire afférents.

²⁹ Le "black-start" est le nom donné à la procédure de redémarrage d'un système électrique après un blackout. Il requiert pour se faire une centrale capable de démarrer sans alimentation extérieure. Ce sont en général les centrales hydrauliques qui jouent ce rôle.

Les autres formes d'énergie hydroélectrique

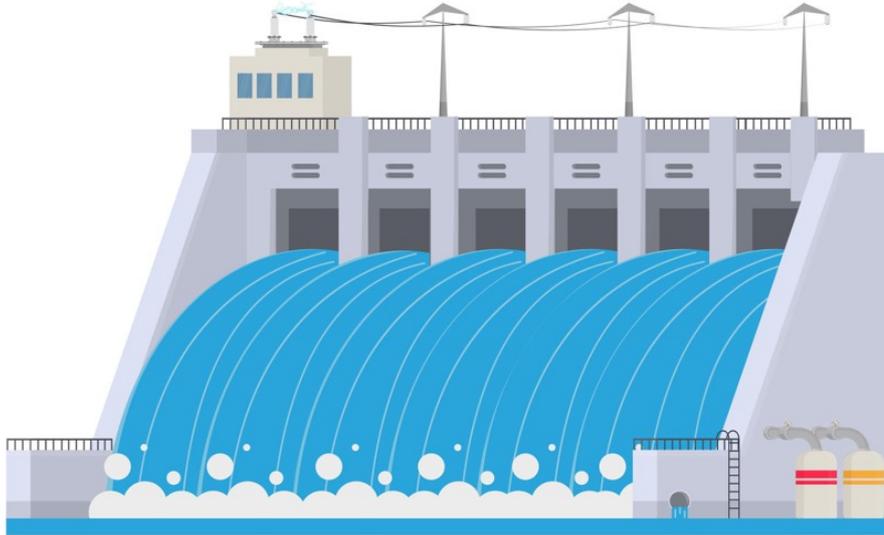


Fig.23 - En haut, un barrage hydroélectrique au fil de l'eau, sans lac de retenue et donc exposé aux aléas, notamment météorologiques et climatiques impactant le débit du cours d'eau d'alimentation

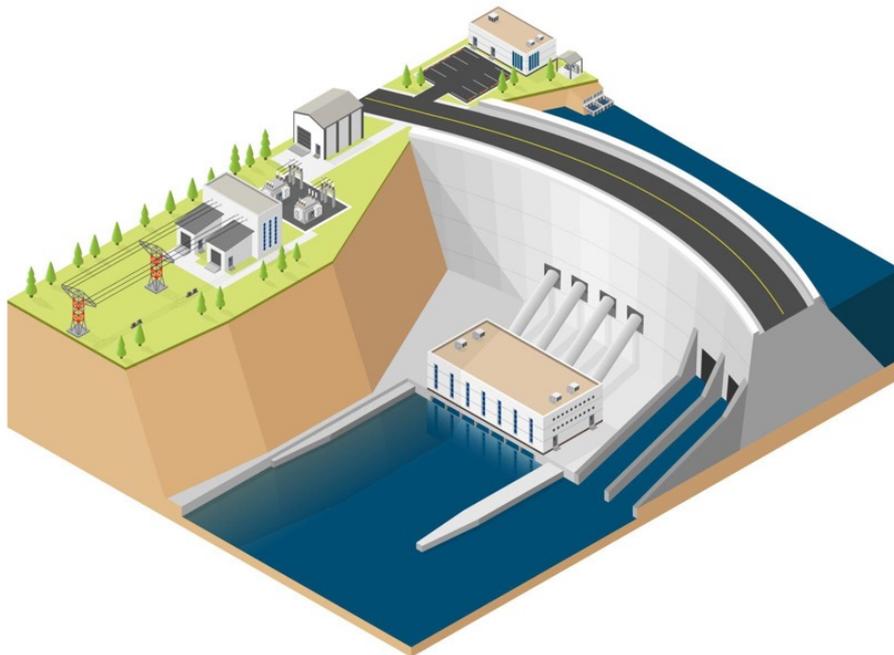


Fig.24 -. En bas, un barrage hydroélectrique avec retenue d'eau (auss appelé lac de barrage). Les STEP disposent d'une capacité de stockage, contrairement aux barrages classiques. La provenance de l'eau n'est cependant pas exclusivement

STEP et installations électriques en bénéficiant

Les STEP sont placées le plus proche possible des gisements solaires et éoliens, dans les limites topographiques qu'elles requièrent. Elles peuvent aussi bénéficier à la gestion du refroidissement de certains réacteurs nucléaires situés en aval du cours d'eau.

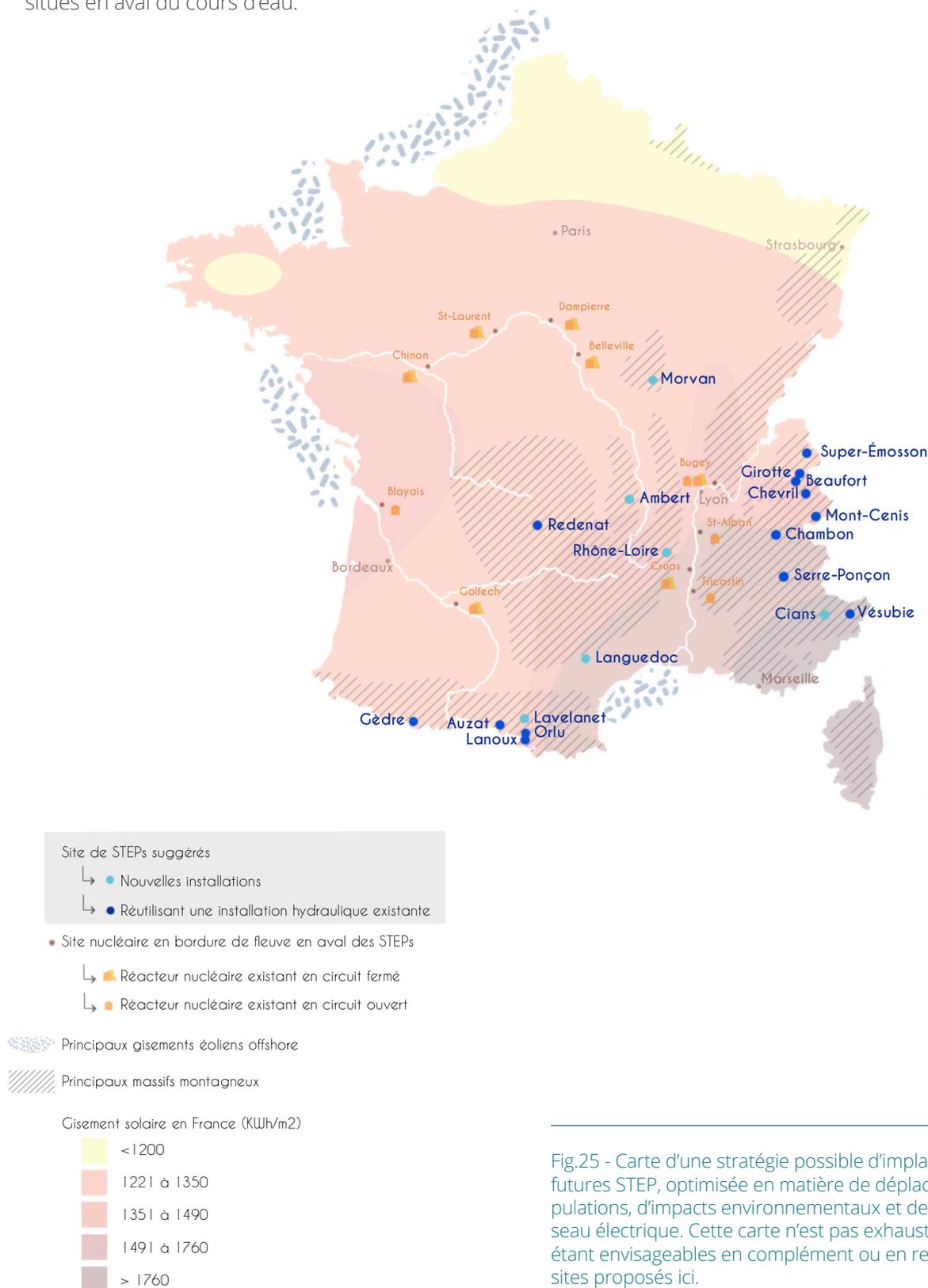


Fig.25 - Carte d'une stratégie possible d'implantations des futures STEP, optimisée en matière de déplacements de populations, d'impacts environnementaux et de services au réseau électrique. Cette carte n'est pas exhaustive, d'autres sites étant envisageables en complément ou en remplacement des sites proposés ici.

Capacités installées hydrauliques

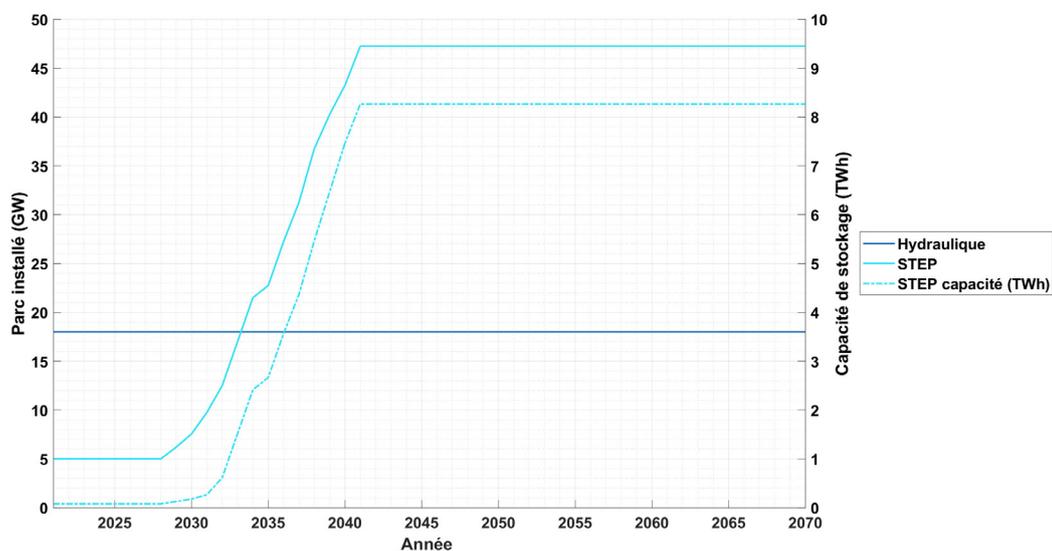


Fig.26 - Évolution du parc hydraulique et STEP au cours de la trajectoire du scénario. L'hydroélectrique classique reste relativement inchangé. La puissance installée des STEP passe de 5 à 47 GW, et leur capacité de 0 à près de 8200 GWh.

4. Éolien et solaire

Une contribution indispensable à un approvisionnement électrique bas carbone sur la décennie 2030.

Un rôle clé et légitime

Toutes les sources d'énergie et les technologies qui en découlent ont un rôle à jouer qui dépend des objectifs fixés et de leur contexte d'utilisation. Ce sont des objets techniques, des instruments dont nous disposons. Elles doivent rester des outils au service de nos objectifs.

Au vu de la configuration du débat public à l'heure de la sortie de ce scénario, il est utile de rappeler que le but des Voix n'a jamais été, n'est pas, et ne sera pas de rejeter la contribution qui doit être celle des EnRi à l'effort primordial pour une décarbonation globale, ou de privilégier dogmatiquement le recours au nucléaire quelles que soient les circonstances.

Les Voix ne sont pas opposées au développement de l'éolien et du solaire si celui-ci est fait de manière cohérente et dans le respect des objectifs.

Elles considèrent le nucléaire comme le moyen le plus adapté à la France, comme dans probablement tout autre pays ne pouvant se reposer pour une large part sur de l'hydraulique ou de la géothermie, pour servir de pilier central à son approvisionnement électrique. Elles sont pour autant parfaitement conscientes que les EnRi sont indispensables dans le contexte de course contre la montre climatique. Il s'agit de fournir à court et moyen termes l'augmentation de production électrique bas carbone pour accompagner l'électrification des usages, et en particulier celui du véhicule électrique qui tend à décoller.

Un accroissement significatif de la production électronucléaire ne pouvant avoir lieu qu'après 2040, les EnRi seront indispensables quel que soit le scénario.

Sur la base de ces constats, l'association est favorable à l'accélération du développement du solaire et de l'éolien. Pour des raisons de décarbonation autant que de considérations économiques, sociales et stratégiques,

une relocalisation de leurs chaînes de fabrication en France ou en Europe serait toutefois souhaitable.

Un effort indispensable et conséquent

À l'horizon 2050 de notre scénario, ce sont à minima 55 GW de photovoltaïque, et 60 GW d'éolien (dont 35 GW en implantation terrestre, et 22.5 GW en mer) qui seront déployés, majoritairement au cours des décennies 2020 et 2030 suivant un rythme d'installation moyen de 2,5 fois celui de 2019.

L'éolien produit environ 130 TWh/an et le solaire 55 TWh/an selon les besoins annuels et les possibilités d'export.

En revanche, dans un souci d'optimisation du système complet, la place de ces sources d'énergie intermittentes dans le fonctionnement du mix électrique français est amenée à être modifiée.

Un rôle appelé à évoluer

Les EnRi ne seront plus prioritaires sur le réseau électrique par rapport au nucléaire. Traditionnellement, l'ordre d'appel des moyens de production électrique sur le réseau se font par valeur d'usage croissante (énergies fatales / cogénération nucléaire gaz / charbon hydraulique fioul). Le nucléaire dont le coût marginal est usuellement placé en 5 et 15 €/MWh se retrouve appelé après l'éolien et le solaire. Cependant, la réalité de la gestion d'un réseau électrique ne saurait se résumer à un unique coût variable. La modulation de puissance, bien qu'elle soit devenue une spécialité du parc nucléaire français, n'en reste pas moins plus contraignante pour les matériels, nécessite des maintenances plus lourdes, et impose des règles de sûreté plus strictes. En outre, elle ne permet pas nécessairement d'économiser du combustible nucléaire, ce que le coût marginal est censé indiquer.

En effet si une tranche n'a pas consommé son combustible au taux prévu :

- soit cela force à décaler son arrêt pour maintenance et rechargement, perturbant le planning global des maintenances de l'exploitant alors que celui-ci doit être respecté pour garantir une disponibilité maximale durant les périodes hivernales de forte consommation ;
- soit ce combustible non consommé est perdu et devra être envoyé tel quel au retraitement.

Ainsi, d'un côté la modulation augmente les coûts de maintenance alors que de l'autre elle ne diminue pas de manière significative les coûts de combustible. Pour ces raisons, le "merit-order" du scénario a été modifié pour que les énergies renouvelables qui sont théoriquement beaucoup plus modulantes à la baisse, ne soient plus prioritaires face au nucléaire. En pratique, le nucléaire suivrait la consommation moyenne journalière indépendamment de la production des EnR, le suivi de charge journalier étant assuré d'abord par les exports et les écrêtements, puis par les STEP au fur et à mesure que celle-ci entrent en service.

Déploiement des EnRi

Compte tenu des rythmes de déploiement envisa-

Capacités installées éolien/solaire

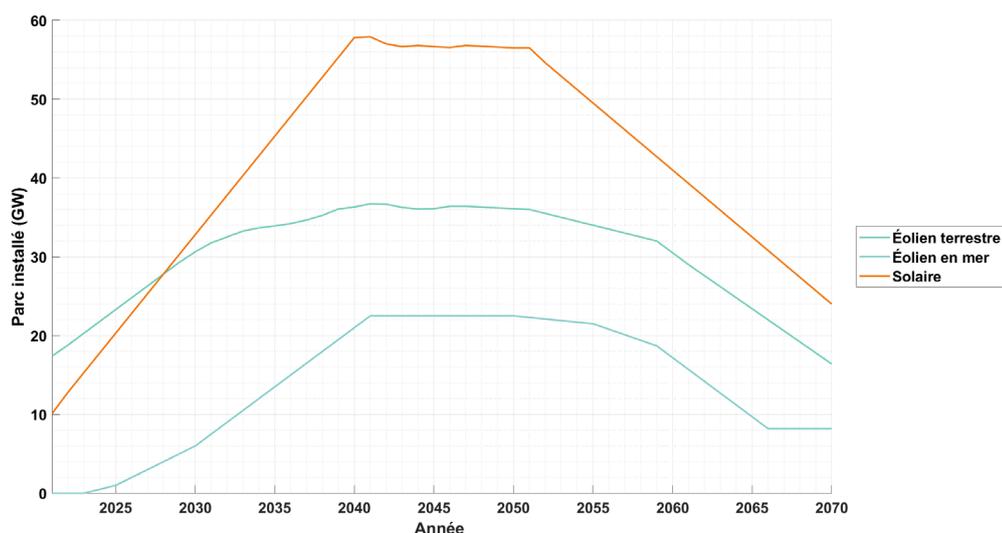


Fig.27 - Évolution des capacités installées éoliennes et solaire. Aucune capacité ne décroît avant 2050 (tant que la décarbonation n'est pas atteinte). La forte augmentation de ces EnRi constatée jusqu'en 2040 peut être prolongée en cas de difficultés de la prolongation du parc nucléaire historique au-delà de 60 ans.

gés et de la hausse prévue de la consommation, le taux de couverture des renouvelables (hydraulique comprise) à l'horizon 2040 pourrait atteindre entre 35 et 40%, avant de décroître lentement durant la décennie 2040 avec la montée en puissance du parc nucléaire, pour assurer environ 30% de la production à l'horizon 2050.

La localisation des nouvelles capacités seront encouragées au plus près des installations de pompage-turbine qu'elles sont amenées à servir plus particulièrement.

Au-delà de 2050, il sera tout autant possible de conserver ce niveau stationnaire dans le mix, que d'engager une décroissance de la production renouvelable au fur et à mesure que les installations éoliennes et solaires arriveraient en fin de vie. Cette décision dépendra des conditions économiques du moment, ainsi que d'un choix démocratique de politique énergétique.

Une décroissance progressive des EnRi en France au-delà de 2050 est a priori souhaitable au regard des ressources naturelles qu'elles consomment, réserver leur usage aux zones de la planète qui auraient encore des difficultés à sortir des énergies fossiles. L'éolien et le solaire seraient ainsi des énergies de transition vers des mix énergétiques bas carbone pérennes, puis de soutien.

Déploiement de l'éolien

L'implantation tend à rééquilibrer les puissances installées selon les régions, en encourageant beaucoup plus fortement le déploiement dans la moitié sud du pays, de manière à rapprocher la production éolienne des sites de stockage d'électricité (STEP) installés dans



les Pyrénées orientales, dans la partie sud du Massif Central, ainsi que dans les Alpes.

Ici, un arbitrage pourra être réalisé suivant l'évolution des technologies. Si l'éolien flottant s'avère être un échec sur le plan économique, recentrer l'installation d'éolien terrestre dans le sud du pays permettrait de compenser la faible exploitation du potentiel offshore en Méditerranée, celui-ci dépendant entièrement des capacités de la filière flottante, tout en réservant le nord du pays à l'éolien offshore posé. A l'inverse, une réussite de l'industrialisation de la filière flottante permettrait une diminution des installations terrestres dans le sud du pays, qui seraient alors redistribuées sur le reste du territoire. Le développement de l'éolien flottant devra ainsi faire l'objet d'une grande attention, celui-ci pouvant influencer très fortement le paysage de la production éolienne en France. L'objectif serait ainsi d'atteindre 35 GW d'éolien terrestre, et 25 GW d'éolien en mer en 2040, pour un productible annuel total d'environ 165 TWh.

Déploiement du solaire photovoltaïque

Le déploiement du solaire devrait être majoritairement corrélé à l'évolution de la consommation estivale des climatiseurs.

Si celle-ci s'avère beaucoup plus importante que prévue, plus de solaire sera installé. A minima, ce sont 55 GW qui seraient déployés, pour un productible annuel d'au moins 70 TWh.



Il est aussi prévu ici une forte mutualisation avec les centrales de pompage-turbinage en installant autant que faire se peut des équipements de solaire flottant sur les réservoirs des STEP, pour une capacité estimée de 2.5 GW.

Si ces rythmes de déploiement constituent une nette accélération par rapport à la moyenne des 10 dernières années en France, ils n'en restent pas moins des rythmes réalistes et raisonnables, qui s'inscrivent dans les ambitions des scénarios énergétiques N01 à N03 de RTE.

5. Turbines à combustion biomasse

Répondre aux besoins de pointe sans paris sur l'hydrogène

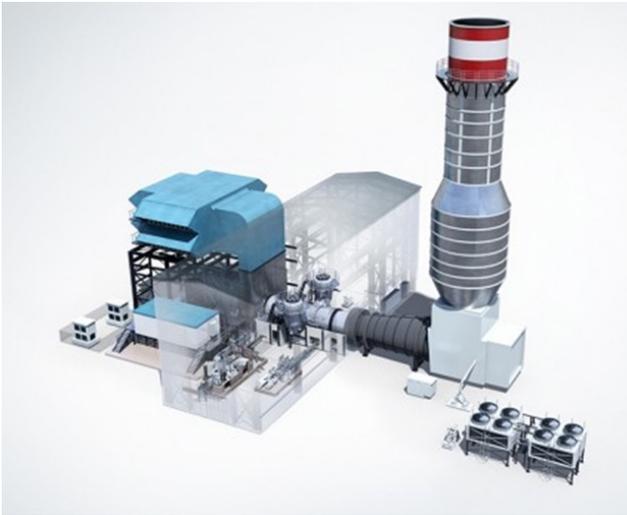


Fig.28 - Illustration d'une centrale à turbine à gaz (modèle AE-94.2)

Le besoin d'une production d'ultra-pointe flexible, à très faibles coûts fixes et coûts marginaux élevés, a conduit à une réflexion sur les différents moyens de supprimer - ou a minima fortement réduire - les émissions de gaz à effet de serre associées à ce type de production, habituellement assurée par du fioul ou du gaz à faible rendement. Ces contraintes ont conditionné le choix des turbines à combustion. Un total de 20 GWe de ces nouvelles installations sera mis en service entre 2027 et 2034.

Celles-ci nécessitent normalement un combustible liquide ou gazeux. Le scénario prenant le parti d'éviter les paris technologiques liés à l'hydrogène, les TAC pourront par défaut être alimentées par du biodiesel et du bioéthanol, aisément obtenables et stockables sans aucune difficulté (la substitution des carburants fossiles par l'électricité pour les véhicules routiers permettra d'en libérer quelques TWh par an qui iront gonfler une réserve stratégique). Cependant, les agrocarburants et

le biogaz devant être réservés en priorité pour les derniers usages de mobilité lourde non électrifiables (transport maritime, aérien, engins agricoles ou de chantier, etc.), le scénario propose d'utiliser un combustible plus exotique pour ce type d'usage : le bois.

Il est peu connu que les turbines à gaz sont capables, sous certaines conditions, de fonctionner avec des combustibles solides.

L'expérience de ce type de combustible est même assez ancienne, puisque les premiers essais à base de charbon pulvérisé datent des années 1940³⁰ pour des locomotives, mais ne se sont pas montrés concluants en raison de l'érosion des aubes par les résidus de combustion et de la disponibilité du gazole. Des expériences grandeur nature de combustion de sciure de bois sur des turbines aviation modifiées dans les années 1980 ont confirmé la viabilité du concept³¹, mais le faible prix des hydrocarbures et le peu d'intérêt pour la question climatique à cette époque n'ont pas poussé à le développer plus avant.



Fig.29 - Illustration d'une turbine à combustion (modèle AE-94.2) possiblement adaptable à la biomasse grâce à ses 2 chambres de combustion déportées

30 M. C. DUFFY (1993) The Coal-burning Locomotive Gas-Turbine Project, Transactions of the Newcomen Society, 65:1, 75-93

31 Hamrick, J.T. Development of biomass as an alternative fuel for gas turbines. United States: N. p., 1991. Web. doi:10.2172/5685622.

Le principe de fonctionnement est exactement le même que pour n'importe quelle turbine à gaz, mais ici le combustible se présente sous forme d'un solide pulvérulent (sciure de bois).

L'avantage du bois est qu'il est abondant, facilement stockable en silos par centaines de milliers de tonnes (sous forme de granulés de sciure compactée), et obtainable à partir d'une très grande gamme de biomasse solide (résidus de scieries, coupes d'éclaircies, meubles usagés, culture dédiée de miscanthus).

Contrairement à l'hydrogène, pour lequel la quasi-totalité de la chaîne de valeur est à créer, le bois bénéficie déjà d'une logistique mature et performante.

Cet usage n'est pas conçu comme un accroissement de la demande en biomasse, mais comme une conversion de la production d'électricité fatale du bois-énergie en une production modulable et flexible qui apporterait beaucoup de valeur au système électrique.

En effet, comme l'un des objectifs du scénario est de réduire, ou tout du moins de ne pas augmenter,

la consommation globale de biomasse, la principale source de matière pour cette filière serait la production fatale existante.

Cette production d'électricité fatale à partir de bois représente actuellement 2.7 TWh/an sous forme d'un bandeau quasi-constant de 300 MWe, soit annuellement entre 1.5 et 2 millions de tonnes de combustible. Bien qu'il s'agisse souvent de cogénération, l'utilisation en base de cette biomasse est incohérente au regard de sa capacité à être facilement stockée, car elle ne participe pas à la flexibilité du système électrique.

A l'inverse, mise en réserve, et utilisée comme combustible de pointe, cette biomasse permettrait par exemple de fournir un appoint de 5 GWe durant 20 jours,

De plus, une turbine à gaz étant par conception une machine très polyvalente, elle conserverait sa capacité à brûler du gaz ou du fioul (d'origine fossile ou non) voire d'autres combustibles plus exotiques (type huile de friture usagée) en cas de nécessité. Dans le pire des cas, si les contraintes de combustion de la sciure de bois s'avéraient trop contraignantes, il serait possible de se

Capacités installées TAC biomasse

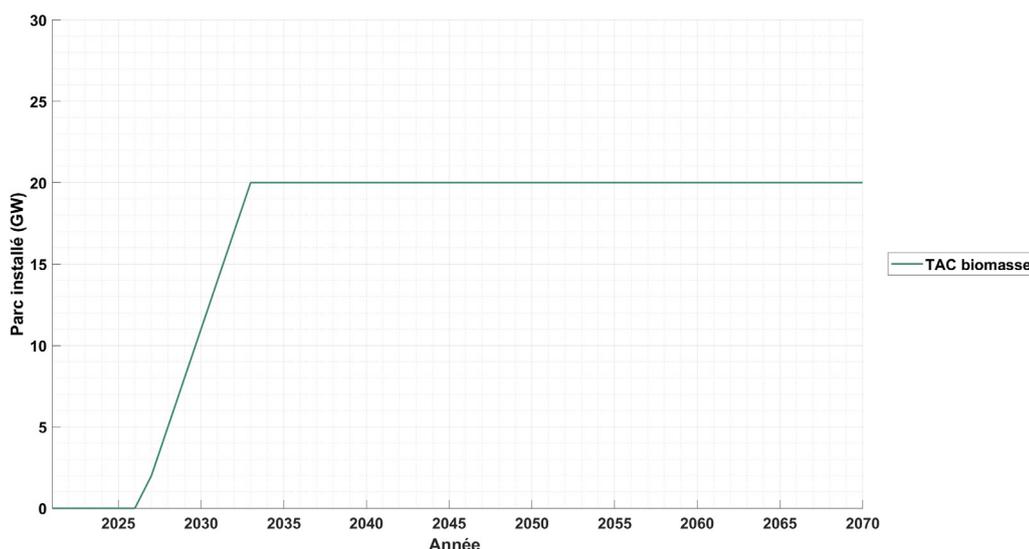


Fig.30 - Évolution des capacités de turbines à combustion biomasse. Elles ont vocation à remplacer les dernières TAC fioul et Possiblement également en cogénération, de manière à aider à écrêter une pointe hivernale via le basculement temporaire d'un réseau de chaleur en pompe à chaleur vers cette chaleur fatale, tout en fournissant un appoint d'électricité au reste du réseau.

rabattre sur les agrocarburants ou du biogaz issu de la méthanisation (et par la même occasion de réutiliser les centrales à gaz/fioul existantes).

Cette configuration d'usage contribuera à faire de cette filière un choix de développement « sans regret » car augmentant très fortement la résilience du système électrique futur, qu'il soit basé majoritairement sur les EnRi ou sur l'énergie nucléaire. Il doit être souligné que le scénario ne considère pas de nouvelles unités avant 2027.

En effet, il n'existe pas aujourd'hui de turbines de ce type disponibles sur le marché, et une phase de développement de quelques années est nécessaire pour adapter un modèle commercial à la biomasse solide.

Bien que le concept ait été éprouvé et validé, il n'est pas exempt de défauts. Si contrairement au charbon en poudre, les cendres de la combustion de bois ne provoquent pas d'abrasion des aubes de turbine, il n'en reste pas moins le problème de l'encrassement de celle-ci. Il est probable que ces équipements ne pourraient dans un premier temps pas fonctionner plus d'une semaine d'affilée avant de nécessiter un désencrassement. Cela ne constitue pas une contrainte rédhibitoire étant donné que ces turbines ne seraient pas amenées à fonctionner plus de quelques centaines d'heures par an, mais elle est notable et doit être soulignée.

Bien que des progrès certains peuvent être réalisés concernant la qualité de la combustion ou la protection des aubes, ne serait-ce que parce que dans les turbines modernes ces aubes sont activement refroidies par un film de gaz « froid » qui les protégerait au moins en partie des dépôts

Les sites d'implantations seront principalement situés dans la moitié nord du pays, pour équilibrer l'implantation des STEP présentes dans la moitié sud, et les installations construites dans la mesure du possible sur des emprises de centrales thermiques existantes ou désaffectées.

Cette configuration permet de réutiliser le raccordement au réseau de transport, ainsi que certains équipements de dépollution des fumées. C'est également une opportunité permettant de préserver les emplois locaux existants (enjeu majeur qui s'est notamment posé sur le site de Cordemais), mais aussi de disposer d'un accès direct par voies ferrées pour l'approvisionnement en combustible.

Celui-ci serait stocké dans de grands silos pour garantir à chaque site une autonomie minimale d'une semaine à pleine puissance, ce qui représente 100 000 tonnes de granulés par GWe de capacité installée. Ces silos peuvent être construits sur le même modèle que ceux équipant la centrale britannique de Drax, centrale à charbon de 4 GWe convertie à la biomasse, et qui dispose de 4 dômes de stockage de granulés de 88 000 tonnes de contenance chacun (63 m de diamètre, 50 m de haut), soit un stock équivalent de 700 GWh d'électricité.

IV Comparaison des scénarios énergétiques France 2050

La perspective de la mise à jour de la Programmation Pluriannuelle de L'Énergie en 2023 a donné lieu à la publication de nombreux scénarios prospectifs de mix énergétiques français à l'horizon 2050. Parmi ceux-ci, le travail approfondi réalisé par RTE en réponse à la demande du gouvernement a produit 6 scénarios, dont le scénario N03 retenu par le gouvernement pour servir de référence à l'élaboration la planification énergétique du pays.

Si l'ensemble des scénarios proposent des visions et des approches utiles à la réflexion, Les Voix du Nucléaire ont souhaité explorer des hypothèses adoptant une exigence de réalisme et de simplicité, jusqu'à la parcimonie, qui nous a semblé leur faire défaut. Notre but est en effet d'établir une trajectoire aussi fiable, résiliente et solide que possible dans la tenue des objectifs de décarbonation de l'économie, de préservation des espaces naturels, et d'approvisionnement électrique suffisant.

Le scénario des Voix se distingue ainsi par sa volonté de réduire autant que possible son exposition aux incertitudes technologiques, industrielles, géopolitiques et sociétales. La comparaison avec les autres scénarios prospectifs souligne qu'il parvient à atteindre ses objectifs de manière au moins aussi satisfaisante que ses alternatives, tout en se distinguant par son degré supérieur de faisabilité et de fiabilité.

1. Atteinte des objectifs

2050	Humain	Climat	Environnement*	
	Consommation d'électricité (TWh/an)	Intensité carbone (gCO ₂ eq/kWh)	Espace occupé (kha)	Espace occupé (ha/TWh/an)
Mix Français 2019	474	36	-	-
Voix	792	11.0	990	1 250
RTE N03	645	10.8	1 086	1 684
RTE N1	645	13.2	1 346	2 087
ADEME S3	605	13.3	1 379	2 279
Négawatt 2022	550	14.6	1 419	2 579
Négatep	845	17.7	682	807
CEREME	836	23.7	503	602

* cette catégorie devrait être complétée des indicateurs supplémentaires sur l'humain (accessibilité de l'électricité), sur le climat (prise en compte des autres émissions de gaz à effet de serre) et sur l'environnement (pollution, déchets, artificialisation des sols)

Bien que n'étant pas le premier poste de consommation de métaux et de terres rares, les énergies renouvelables intermittentes diffuses en sont beaucoup plus consommatrices que l'hydraulique et le nucléaire. Une forte pénétration des sources intermittentes s'accompagne également d'un besoin accru en infrastructures réseau et - en l'absence de STEPs à l'échelle requise - en stockage par batteries, toutes deux très consommatrices de **métaux critiques**. Une utilisation accrue de ces sources diffuses dans les mix proposés par d'autres scénarios énergétiques se ferait donc de fait au détriment d'autres usages, dont la libération d'espaces naturels bénéfique pour les écosystèmes et la biodiversité.

Le scénario des Voix formule **l'hypothèse la plus prudente possible en termes de dépendance aux importations d'électricité**. En effet Les Voix considèrent que faire reposer la fiabilité de l'approvisionnement électrique sur la tenue des objectifs que se sont fixés l'ensemble des pays voisins constitue un risque élevé et non maîtrisé, aussi bien en termes de probabilité d'occurrence que de gravité des conséquences en cas d'échec.

En outre, les hypothèses faites par une partie des scénarios de la présente comparaison sur les **gains possibles en efficacité énergétique** relèvent de paris technologiques et techniques particulièrement audacieux. Le scénario des Voix intègre ces gains comme une marge souhaitable et une opportunité de renforcer sa fiabilité, plutôt que comme une base structurante dont dépendrait l'atteinte des objectifs. La plupart des scénarios tablant sur une faible consommation à l'horizon 2050 (ADEME ou Négawatt par exemple) justifie celle-ci par une isolation thermique des bâtiments avancée et généralisée, des gains d'efficacité importants dans l'industrie et sur des équipements qui sont, en l'état actuel, incertains.

Concernant la sobriété, si l'association appelle de ses vœux des progrès significatifs sur ce front, le scénario qu'elle propose ici ne fonde pas sa réussite opérationnelle sur une forte augmentation de celle-ci. La concrétisation d'une sobriété systémique importante dépend en effet d'une modification profonde des usages et des comportements, et d'une adhésion rapide et sans heurts d'une grande majorité de la population. Hypothèses sur lesquelles nous ne souhaitons pas faire reposer l'avenir des générations futures.

Par ailleurs, les scénarios intégrant des hypothèses de consommation électrique fortement à la hausse, tel que le notre, sont les seuls à même de garantir une **réindustrialisation** de notre territoire, tout en permettant l'électrification des secteurs industriels pour les décarboner, en parallèle des autres usages de consommation courante.

Le scénario des Voix du Nucléaire fait enfin partie des rares perspectives **à ne pas tabler sur le déploiement d'un grand réseau hydrogène**, en raison de son caractère coûteux, inefficace, et accidentogène. Il est considéré comme préférable de fournir de manière fiable les quantités nécessaires d'électricité bas-carbone aux industriels qui choisiront de s'en servir pour décarboner leurs propres procédés et installations.

Toutes les technologies et les techniques mises à contribution par le scénario des Voix sont d'ores et déjà déployables industriellement et éprouvées.

Ce choix se distingue lui aussi des scénarios comportant une part plus importante de sources d'énergie renouvelables intermittentes qui doivent appuyer une part substantielle de l'avenir énergétique du pays sur des technologies, notamment de stockage ou de stabilisation du réseau, qui sont loin d'avoir démontré leur viabilité, que ce soit seules ou à l'échelle d'un système énergétique.

Les incertitudes irréductibles que comporte le scénario des Voix sont de nature humaine. Ce type d'incertitudes concerne tous les autres scénarios présents dans le débat public à des niveaux au moins équivalents. Il s'agit des **incertitudes associées aux décisions nécessaires** et fortement engageantes en termes de politiques publiques : prises de décisions dans les délais requis / acceptabilité par les populations des nouveaux projets d'infrastructures / montée en puissance des compétences et disponibilité des ressources humaines / contraintes imposées aux habitudes de consommation et aux usages.

2. Paris sur lesquels reposent les scénarios

Remplacer la consommation mondiale d'énergie fossile, aujourd'hui 80% du total, ainsi qu'une part significative de la consommation de biomasse, un autre 10%, par des énergies bas-carbone représentant aujourd'hui ensemble moins de 10% du total, est un défi immense. Il l'est à peine moins pour le périmètre France, où les deux tiers de l'énergie finale consommée provient encore des énergies fossiles.

Il l'est plus encore du fait que ces énergies bas-carbone ont des propriétés d'usage moins-disantes comparées aux énergies fossiles, dont les caractéristiques combinent accessibilité, densité énergétique, polyvalence, facilité de mise en oeuvre, de stockage et de transport. Ces propriétés en ont fait, et en font toujours, les énergies de prédilection de l'humanité, toutes considéra-

tions prises en compte de leur caractère épuisable ainsi que des et pénalités climatiques, environnementales et sanitaires induites.

Et il le devient encore davantage lorsque l'on ajoute que ce remplacement doit se faire sur un intervalle de temps extrêmement court, estimé aujourd'hui à moins de 30 ans.

Ce défi, nous ne pouvons pas l'éviter, et nous n'avons d'autre choix que de le réussir.

Pour y parvenir, nous devons faire des paris de 3 types :

- la dimension **technologique et industrielle** ; avons-nous les technologies pour atteindre les objectifs suivant les choix de moyens disponibles et retenus ?

- la dimension environnementale et naturelle ; disposons-nous de l'espace, des ressources minérales, des ressources en eau, des ressources non minérales pour soutenir nos plans ?
- la dimension humaine ; accepterons-nous et parviendrons-nous collectivement à mettre en œuvre les changements qui s'imposent ?

Dans l'optique de se donner le maximum de chances de tenir les promesses faites aux générations futures, les Voix ont cherché à identifier, dans les scénarios publics existants, les principaux paris, explicites et implicites, sur lesquels la réussite de ces scénarios repose.

Chacun des scénarios examinés comporte des paris majeurs. Ces paris augmentent la difficulté et/ou l'incertitude associée à la réalisation des programmes annoncés, et réduisent encore la probabilité de parvenir à l'objectif d'un système énergétique français - mais aussi

européen et mondial - neutre en carbone d'ici à 2050. Le tableau de la page suivante propose une vision qualitative des paris faits par les différents scénarios énergétiques qui nous apparaissent intégralement ou pour partie évitables, et dont la minimisation a servi de ligne directrice à l'élaboration de notre scénario.

Le pari commun à l'ensemble des scénarios, y compris celui des Voix, et que nous avons également cherché à réduire autant que possible, reste le pari humain.

Le message positif porté par le scénario des Voix est que nous sommes en mesure de résoudre la difficile équation de la neutralité carbone française d'ici à 2050 sans faire d'autres paris que le pari humain. Et ce pari humain ne dépend que de nous.

Pari sur...							
Tous les scénarios, y compris celui des Voix, formule des paris sur :							
- Le fait que les décisions soit prises assez tôt							
- L'acceptation des nouvelles infrastructures							
- Les ressources humaines et les compétences requises							
RTE N03	L'ampleur du développement des SMR	La disponibilité des imports d'électricité	Le déploiement d'un réseau hydrogène				
RTE N1	L'ampleur de la flexibilité	La disponibilité des imports d'électricité	Le déploiement d'un réseau hydrogène	La faisabilité et la fiabilité d'un réseau électrique à forte pénétration d'EnRi	Le développement du stockage par batterie	La disponibilité des espaces au sol	
ADEME S3	Les modifications profondes des comportements et sur la flexibilité du réseau	La réalité des capacités en biomasse	Le déploiement d'un réseau hydrogène	La disponibilité en métaux et matériaux rares	Les hypothèses de gains en efficacité (bâtiments...)	La disponibilité des espaces au sol	La production d'électricité nécessaire pour accompagner une réindustrialisation
Négawatt 2022	Les modifications profondes des comportements et sur la flexibilité du réseau	La réalité des capacités en biomasse	Le déploiement d'un réseau hydrogène	La disponibilité en métaux et matériaux rares	Les hypothèses de gains en efficacité (bâtiments...)	La disponibilité des espaces au sol	La production d'électricité nécessaire pour accompagner une réindustrialisation
Négatep	Le rythme immédiat de construction de la filière nucléaire		La conservation d'un mix non décarboné à 2050	L'intensité carbone du mix encore élevée à horizon 2050			
CEREME	Le rythme immédiat de construction de la filière nucléaire	Les conséquences du maintien de production fossile	Le déploiement d'un réseau hydrogène	Une intensité carbone du mix encore élevée à horizon 2050			

3. Moyens de production mis en œuvre

	Nucléaire (GW/TWh)	Éolien terrestre (GW/TWh)	Éolien en mer (GW/TWh)	Solaire (GW/TWh)	Hydraulique (GW/TWh)	STEP (GW/GWh*)	Biomasse (GW/TWh)	Gaz (GW/TWh)
Mix Français 2019	63 / 380	16 / 34	0 / 0	10 / 12	22 / 60,0	5/80	1 / 5	19 / 43
Les Voix	89.7 / 560	35 / 66	22.5 / 66	55 / 54	22 / 63	42 / 8400	20 / ~**	0 / 0
RTE N03	51 / 328	43 / 91	22 / 74	70 / 86	22 / 63	8/128	2 / 12	0 / 0.5
RTE N1	29 / 165	58 / 124	45 / 153	118 / 144	22 / 63	8/128	2 / 12	0 / 0.5
ADEME S3	22 / 132	58 / 108	44 / 132	142 / 178	22 / 64	8/128	8 / 8	8 / 15
Négawatt 2022	0 / 0	61 / 153	38 / 152	144 / 168	22 / 54	5/80	5 / 5	0 / 0
Négatep	100 / 688	18 / 45	0 / 0	10 / 11	22 / 70	5/80	3 / 11	20 / 20
CEREME	100 / 668	0 / 0	0 / 0	49.6 / 54	22 / 69	5/80	2.5 / 2.5	20.1 / 33

En bleu clair la valeur en TWh la plus faible par source de production et en bleu foncé la plus élevée (hors mix actuel) pour chacune des colonnes évaluées

* Non utilisé en année normale

Le scénario des Voix ne correspond ni au mix énergétique le plus nucléarisé, ni au plus favorable au déploiement des EnRi. Il se distingue par un abandon progressif des réseaux de gaz, qu'ils soient fossiles, hydrogène ou biomasse, et par un recours au potentiel hydroélectrique français.

Le ratio retenu de répartition entre éolien en mer et éolien terrestre est similaire à celui du scénario N03 de RTE. Le scénario des Voix se montre en revanche plus prudent sur le développement du solaire photovoltaïque dont il privilégie les aspects qualitatifs.

La part d'hydraulique de barrage est similaire pour tous les scénarios, mais celui des Voix se différencie fortement par son recours important au pompage-turbinage, dont le potentiel est aujourd'hui largement sous-employé. Concernant la biomasse, là où les autres y ont

recours en régime normal, les capacités installées présentent dans le scénario des Voix ne servent qu'à couvrir les besoins ponctuels d'ultra-pointe de consommation.

Les hypothèses du scénario des Voix mettent l'accent et la priorité sur la sortie des combustibles fossiles, y compris du gaz dans sa totalité, à la différence de la plupart des autres. Il est également, avec le scénario N03 de RTE, le mieux-disant sur l'intensité carbone du mix électrique.

L'évolution de la consommation retenue est dans la fourchette haute et est comparable à celle de la variante dite de réindustrialisation de RTE, et à celles des pays européens voisins.

Comparaison des hypothèses d'augmentation de la consommation électrique des pays européens voisins

	Les Voix	France (RTE)	Allemagne	Italie	Espagne	R-U	Pays-Bas
Projection officielle de l'augmentation en pourcentage de la consommation d'électricité par rapport à celle de 2019	+65%	+25-40%	+30-80%	+45-55%	+30%	+80-125%	+75-120%

Du fait du recours important à l'énergie nucléaire, particulièrement dense, le mix 2050 des Voix fait une utilisation très parcimonieuse de surface au sol. Les seuls scénarios faisant mieux sur ce critère tablent sur des trajectoires de hausse rapide de la consommation électrique sans déploiement significatif d'EnRis, combinaison qui apparaît aujourd'hui hors de portée.

Ainsi malgré un programme de STEPs ambitieux, l'emprise au sol du mix proposé par le scénario de Voix est très nettement inférieure à celle des scénarios comportant une part importante de biomasse et de solaire photovoltaïque.

Bibliographie

- Agence Internationale de l'Énergie, données diverses
- ADEME, Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?, 2018
- ASN, Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2021
- Commissariat général au développement durable, Bilan énergétique de la France
- Consultation publique Bilan Prévisionnel 2050 – Réponse EDF
- Hamrick, J T. Development of biomass as an alternative fuel for gas turbines. United States: N. p., 1991. Web. doi:10.2172/5685622.
- JRC, Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage [2015]
- JRC, Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation, 2021
- Ministère de la transition écologique, Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), 2020
- RTE, Bilans électriques annuels
- RTE, Futurs énergétiques 2050, 2021-2022

Table des éléments graphiques

Graphiques

- Intensité carbone électrique et part de l'électricité dans le mix énergétique, P. 5, Fig. 1
- Évolution de la Production électrique par source, P. 7, Fig. 2
- Capacités installées par source, P. 8, Fig. 3
- Production électrique 2025, P. 10, Fig. 5
- Production électrique 2035, P. 12, Fig. 6
- Production électrique 2045, P. 14, Fig. 7
- Production électrique 2055, P. 17, Fig. 8
- Évolution de la consommation par secteur, P. 19, Fig. 9
- Consommation électrique par secteur, P. 23, Fig. 10
- Semaine hivernale normale 2050, P. 23, Fig. 11
- Semaine hivernale normale 2050, P. 23, Fig. 12
- Consommation électrique par secteur, P. 24, Fig. 13
- Semaine estivale normale 2050, P. 24, Fig. 14
- Évolution du parc nucléaire historique, P. 26, Fig. 16
- Hypothèse d'arrêt à 60 ans, P. 27, Fig. 17
- Âge des tranches à l'arrêt définitif, P. 28, Fig. 18
- Capacité installée de nouveau nucléaire, P. 29, Fig. 19
- Échelonnement des chantiers des paires de réacteurs, P. 31, Fig. 20
- Évolution du parc nucléaire, P. 31, Fig. 21
- Capacités installées hydrauliques, P. 38, Fig. 26
- Capacités installées éolien/solaire, P. 40, Fig. 27
- Capacités installées TAC biomasse, P. 43, Fig. 30

Photographies

- Barrage de Roselend, France P. 18
- Centrale nucléaire de Saint-Alban, France, P. 27
- Retenue supérieure de la centrale de pompage-turbinage de Grand'Maison en Isère, P. 32
- Conduites forcées d'une centrale hydroélectrique, P. 33

Infographies

- Phases de déploiement, P. 9, Fig. 4
- Ordre d'appel sur le réseau, P. 25, Fig. 15
- Carte de l'implantations des STEP et ce qui en dépend, P. 37, Fig. 25

Illustrations

- Illustration en plan de coupe d'une installation de pompage turbinage, P. 35, Fig. 22
- Barrage hydroélectrique au fil de l'eau, P. 36, Fig. 23
- Barrage hydroélectrique de lac, P. 36, Fig. 24
- Centrale à turbine à gaz, P. 42, Fig. 28
- Illustration d'une turbine à combustion, P. 42, Fig. 29

Remerciements

Auteur principal

Benjamin Larédo

Étudiant en Génie Physique et Matériaux, INSA Rennes

Chef de projet, co-auteur

Myrto Tripathi

Présidente et Fondatrice des Voix du Nucléaire

Modélisation

Benjamin Larédo

avec le soutien de Mikaël Cluseau

Communication

César Dulac

Florent Le Goux

Myrto Tripathi

Alexandre Muller

Relecteurs

Philippe Hansen, Ancien élève de l'ENS Lyon, rédacteur de www.energie-crise.fr

Nicolas Automme, Étudiant en informatique

Jérôme Garnier, Ingénieur de recherche au CEA

François-Marie Bréon, Physicien-climatologue,

Florent Le Goux, Ingénieur géologue chez Orano

Daniel Pérez, Étudiant en thèse à l'École normale supérieure

Jean-Michel Cayla, Ingénieur d'études économiques chez EDF

Claude Jaouen, Vice-président des Voix du Nucléaire

François Lacombe, Climatologue

Jean Fluchère, Ancien directeur chez EDF

Alexandre Muller, Directeur Marketing / Communication

Les Voix du Nucléaire

Association loi 1901

Siège social : 17, rue Cécile Faguet, 93500 Pantin

SIRET : 840 371 629 00014

Crédit photos

Nicolas Automme

iStocks

Unsplash

Wikimedia

Graphisme

Edition : Airelle Graphisme

Infographies : Mathilde Bardet

*Le contenu de ce document est la propriété intellectuelle
de l'association Les Voix du Nucléaire*

