

RAPPORT DE SYNTHÈSE

Contribution à la stratégie nationale de la recherche sur l'énergie (SNRE)

Quelles flexibilités pour le système électrique ?

anRT
ASSOCIATION NATIONALE
RECHERCHE TECHNOLOGIE

 **FUTURIS**

**LE POUVOIR DE
L'INTELLIGENCE
COLLECTIVE**

FEVRIER / 2021
LES CAHIERS FUTURIS

Sous la présidence d'Olivier Appert, membre de l'Académie des technologies
Denis Randet, ANRT, co-président
Telman Azarmahd, EDF, rapporteur
Margaux Papy, Leyton, co-rapporteur
Clarisse Angelier, ANRT, directrice de publication

Ces travaux sont soutenus financièrement par les souscripteurs FutuRIS :

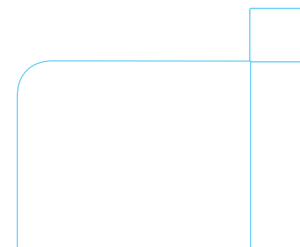
AI CARNOT, AIR LIQUIDE, ANR, BERGER-LEVRAULT, BOUYGUES, BRGM, CEA, CNRS, CPU, EDF, ENGIE, FACEBOOK, GE HEALTHCARE, INRIA, INSERM, INSTITUT MINES TELECOM, INSTITUT PASTEUR, IRIS SERVIER, MESRI, NOKIA, ORANGE, GROUPE RENAULT, SNCF, THALES, TOTAL, UBER



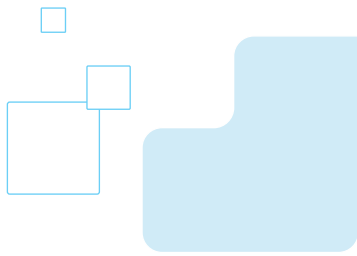
Avec la contribution de LEYTON

Le contenu n'engage que la responsabilité de l'ANRT en tant qu'auteur et non celle des institutions qui lui apportent leur soutien.

Liste des personnes impliquées dans le groupe de travail



ALAIS Jean-Christophe	Air Liquide	LO PRESTI Carole	Ministère des Armées
ALLOUCHE Mickael	Schlumberger	LUCCHESI Paul	CEA
ALVAREZ-HERAULT Marie-Cécile	ANCRE	MAGNIEN Guillaume	CRE
ANGELIER Clarisse	ANRT	MASSINES Françoise	CNRS
APPERT Olivier	Académie des Technologies	MAZAUIC Vincent	Schneider Electric
ARSALANE Yasmine	IEA	MERY Denise	Air Liquide
AUVERLOT Dominique	France Stratégie	de MICHELIS Marco	IFPEN
AYME-PERROT David	TOTAL	MOLVA Engin	CEA
AZARMAHD Telman	EDF	MONCHAUX Mélodie	Ministère des Armées
BACHA Seddik	ANCRE	MONCOMBLE Jean-Eudes	Conseil Français de l'énergie/WEC
BAIN Pascal	ANR	MONIN-BARBIER William	GRDF
BAREUX Gabriel	RTE	MONTAGNE Xavier	Ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation
BARRETEAU Julien	DGEC		Leyton
BASTARD Patrick	Renault	PAPY Margaux	GRDF
BAUDRY Olivier	Ministère des Armées	PENSALFINI Marie	Université de Montpellier
BEEKER Etienne	France Stratégie	PERCEBOIS Jacques	CSF Nouveaux systèmes énergétiques
BERTHOMIEU Nadine	ADEME	PICART Aurélien	Ministère de l'Économie et des Finances
BERVAS Mathieu	DGA	POSTEL-VINAY Grégoire	CEA
BIVAS Pierre	Voltais	PRIEM Thierry	RTE
BOURRY Franck	CEA	PRIORETTI Luc	CEA
BULLIER Guillaume	CRE	PROULT David	Engie
BURTIN Alain	EDF	QUEHEN Audrey	ANRT
CARLOGANU Siniziana	Enedis	RANDET Denis	Enedis
CHAZALET Guillaume	Kemiwatt	ROCHE Nicolas	Université Paris-Dauphine
CHEVALLIER Alexandre	CRE	ROQUES Fabien	Total
CLAUSSE Marc	INSA Lyon	ROUQUIE Mathieu	DGEC
COLLARDEAU Marc-Antoine	ENGIE	RUFFENACH Coralie	TOTAL
COURTIER-ARNOUX Estelle	CSF Nouveaux systèmes énergétiques	SANDOVAL John	CEA
COURTOIS Laurent	Uniden	SEVESTRE-GHALILA Sylvie	CNRS
DUPIN Hubert	Enedis	SLAOUI Abdelilah	Air Liquide
DURAN MARTINEZ Freddy	GRTgaz	De SMEDT Guillaume	CSF Nouveaux systèmes énergétiques
FAUCHEUX Ivan	CRE	STEIGER Robin	IFPEN
FERRASSE Jean-Henry	Université Aix-Marseille	THIBAUT Muriel	France Industrie
FOURNIE Laurent	Engie	THIERRY Jean-Philippe	Ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation
GABRIEL Sophie	CEA	TISSERAND Isabelle	CEA
GAME David	RTE		Ministère des Armées
GARCIA Bruno	IFPEN	TLILI BEN GHANEM Olfa	ADEME
GILBERT Jérôme	DEGETEL	ULLERN-MANGUIN William	ADEME
GUILLOT Françoise	Safran	VARET Anne	Uniden (Arkema)
KEHRROUF Samira	ADEME	VIZIOZ Emma	ANCRE
LABRY Delphine	Ministère des Armées	de WARREN Nicolas	
LATROCHE Michel	CNRS	WURTZ Frédéric	
LAVERGNE Richard	Ministère de l'Economie et des Finances		
LEBOIS Olivier	RTE		
LECAILLE Aurélien	GRTgaz		
LEHEC Guillaume	Engie		
LEMOINE Fabrice	ANCRE		
LEROY Jean-Marc	Engie		



SOMMAIRE

LISTE DES PARTICIPANTS	4
RÉSUMÉ EXÉCUTIF	6
OBJECTIFS	9
1. SITUATION GÉNÉRALE : LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN	11
1.1 UN PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE MONDIAL ET EUROPÉEN SOUMIS À UNE PROFONDE RESTRUCTURATION	11
1.2 LA SITUATION FRANÇAISE	13
1.2.1 Des décisions importantes à court terme pour pérenniser l'avenir énergétique post-2035	13
1.2.2 Les autres enjeux	13
2. LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ ENVISAGEABLES	17
2.1 LA MODULATION DE LA PRODUCTION	17
2.2 LES INTERCONNEXIONS	17
2.3 LE STOCKAGE	18
2.4 L'EFFACEMENT DE LA DEMANDE	21
2.5 L'AMÉLIORATION DES PRÉVISIONS DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION	23
3. RESSOURCES, SERVICES ET QUESTIONS COMPLÉMENTAIRES	25
3.1 LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ DESTINÉS À RENDRE DES SERVICES AU RÉSEAU	25
3.2 L'IMPORTANCE DES ÉCHELLES SPATIALES ET TEMPORELLES	25
3.3 LA PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS, LA STIMULATION DE L'INVESTISSEMENT PRIVÉ PAR LE MARCHÉ ET LE RÔLE DE LA TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LE DÉPLOIEMENT DES FLEXIBILITÉS	26
3.4 LES CAPACITÉS OFFERTES PAR LE NUMÉRIQUE	29
4. LES BESOINS ET PRIORITÉS DE RECHERCHE	31
4.1 LA NUMÉRISATION DU SYSTÈME	31
4.2 LA MODULATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	32
4.3 LE RENFORCEMENT DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES	32
4.4 LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE À COURT ET À LONG TERME	33
4.5 L'EFFACEMENT DE LA DEMANDE	33
4.6 LE DÉVELOPPEMENT ET L'EXPLOITATION DE RÉSEAUX PLUS FLEXIBLES MAIS TOUT AUSSI FIABLES	33
4.7 LA MODÉLISATION ÉCONOMIQUE À DIFFÉRENTES ÉCHELLES SPATIALES ET TEMPORELLES	34
4.8 LES MÉCANISMES DE MARCHÉ	34
5. LES ATTENTES VIS-À-VIS DES POUVOIRS PUBLICS, DE LA RECHERCHE PUBLIQUE ET DES ENTREPRISES	35
5.1 VIS-À-VIS DES POUVOIRS PUBLICS	35
5.2 VIS-À-VIS DE LA RECHERCHE PUBLIQUE	35
5.3 VIS-À-VIS DES ENTREPRISES	36
ANNEXE 1 : LA VISION D'ANCRE SUR LA PROBLÉMATIQUE DE LA FLEXIBILITÉ SYSTÉMIQUE	37
1. INTERACTIONS ENTRE LES DIFFÉRENTS RÉSEAUX D'ÉNERGIE VIA LE P2X	37
2. DIMENSIONNEMENT ET EXPLOITATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE FLEXIBLE	38
3. FLEXIBILITÉ PAR LES USAGES	40
ANNEXE 2 : LES ENJEUX DU DÉPLOIEMENT DU NUMÉRIQUE DANS LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ	43
1. TRANSITION NUMÉRIQUE ET SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE : UNE RÉVOLUTION DURABLE POUR L'ENSEMBLE DES ACTEURS	43
2. ENJEUX TECHNIQUES	43
3. ENJEUX ÉCONOMIQUES	44
4. ENJEUX SOCIAUX	44
5. ENJEUX RÉGLEMENTAIRES	44
6. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX	45
GLOSSAIRE	47

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

La montée des énergies renouvelables (EnR), c'est-à-dire en pratique de l'éolien et du photovoltaïque, affecte les caractéristiques et le fonctionnement du réseau électrique. Ces sources sont intermittentes¹, et font appel à deux énergies primaires - le vent et le soleil - qui ne se stockent pas. Ceci crée un besoin beaucoup plus fort de flexibilité pour faire face **aux écarts entre l'offre et la demande d'électricité**, écarts qui se manifestent avec une amplitude et une fréquence plus grandes, et peuvent obliger les acteurs du système électrique à réagir en temps réel.

Pour autant, **il n'est pas possible de transiger avec la sécurité d'approvisionnement** dans le contexte de la transition énergétique : comme il arrive que simultanément, sur de vastes étendues, les EnR ne produisent pas d'électricité pendant plusieurs jours, le système électrique finit par se heurter au **difficile problème du stockage de longue durée**. Il est également essentiel de maintenir la stabilité de la tension et de la fréquence, malgré l'absence d'inertie naturelle de l'éolien et du photovoltaïque. Enfin, il est indispensable de **minimiser le coût financier de la transition énergétique**, et la flexibilité doit être utilisée pour réduire l'investissement global, alors qu'elle va elle-même en demander.

D'autre part, la production et la distribution d'électricité se décentralisent, sous l'effet des directives européennes, de la multiplication des producteurs d'EnR - surtout le photovoltaïque - et en accord avec un mouvement qui favorise l'autoconsommation et plus généralement des circuits de production plus courts. Les progrès du numérique permettent justement de décentraliser le contrôle et le pilotage des éléments du réseau électrique, et aussi de proposer de nouveaux services.

Le besoin de flexibilité fait donc partie d'un changement plus vaste, mais il concentre un grand nombre des problèmes de la transition énergétique, ainsi que des défis de recherche. C'est pour cela que le groupe de travail de l'ANRT, présidé par Olivier Appert, l'a mis à son programme pour l'année 2020, après deux années de travaux consacrés respectivement à l'équilibrage et au contrôle du réseau électrique, puis à la modélisation systémique comme aide aux décisions d'investissement.

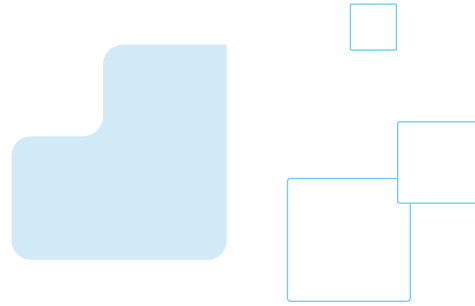
La question des besoins de flexibilité est une problématique mondiale, comme l'a rappelé l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Cependant, les enjeux nationaux sont forts, et notre position économique et stratégique est en cause. On entend parfois dire qu'il n'y a pas d'urgence. **C'est oublier, d'une part, l'interconnexion électrique de la plaque européenne, qui nous exposera dès 2022 aux conséquences de l'arrêt chez nos voisins de centrales nucléaires et à charbon ; et d'autre part, le temps nécessaire pour préparer le renouvellement du parc nucléaire**, sachant que la part de centrales pilotables décroît, alors que celles-ci contribuent fortement à l'équilibre du réseau.

Le rapport fait l'inventaire des solutions envisageables pour la flexibilité, en montrant quels problèmes il faut résoudre pour les mettre en œuvre, et quelles sont les recherches nécessaires à cet égard.

Les solutions de flexibilité

Les principales solutions sont la modulation de la production, l'interconnexion des réseaux électriques, le stockage et la flexibilité de la demande.

¹ Par souci de simplification, la notion d'intermittence est indifféremment utilisée avec celle de variabilité dans ce rapport afin de désigner les EnR qui se caractérisent par une dépendance aux cycles naturels, et notamment le photovoltaïque et l'éolien.



Les centrales nucléaires françaises ont été conçues pour être modulables, et il serait bon qu'une éventuelle nouvelle génération le soit aussi.

L'interconnexion à longue distance, puissant moyen de compensation des fluctuations météorologiques, se heurte malheureusement à la difficulté de faire accepter socialement de nouvelles lignes aériennes à haute tension, alors que les lignes enterrées coûtent très cher.

Le stockage de quelques heures à quelques jours bénéficie de la chute spectaculaire du coût des batteries, induit par la croissance du marché de l'automobile électrique. Le lithium-ion est de très loin la filière dominante, même si d'autres voies sont explorées. Ces batteries permettront aussi de traiter le problème du maintien de la tension et de la fréquence (*grid support* et *grid forming*). Les batteries des véhicules électriques pourraient servir d'appoint (ce qu'on appelle le V2G : *vehicle to grid*), à condition de développer des services d'échange entre lieu de stationnement et besoins de consommation. Mais qui paiera alors l'interface bidirectionnelle entre la voiture et le réseau ? Il s'agit d'un exemple des questions économiques que posent les équipements et les services de flexibilité.

Le stockage de longue durée (plusieurs semaines à plusieurs mois) nécessaire pour compenser les défections épisodiques des EnR intermittentes, n'a pas, à l'horizon 2035, de solution économiquement viable. Actuellement, les seules solutions opérationnelles sont les barrages hydrauliques avec station de transfert d'énergie par pompage (STEP), mais qu'on ne peut guère développer en Europe faute de nouveaux sites acceptables par la société civile. Ce problème critique est une puissante

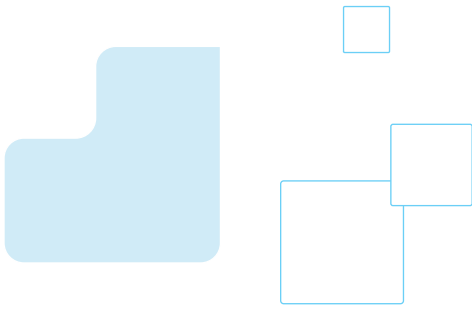
motivation pour la recherche, notamment sur des technologies telles que l'hydrogène.

L'effacement de la demande est pratiqué depuis longtemps avec les consommateurs industriels, en particulier les entreprises électro-intensives. Aller plus loin que les 5 GW actuellement estimés passera par une « flexi-conception » des installations, afin de préserver la production malgré les interruptions de courant. Mais là encore, comment l'investissement sera-t-il financé ?

Pour les particuliers, **l'effacement de consommation** commence à apparaître, via l'émergence des solutions proposées par les agrégateurs, qui sont facilitées par les interfaces numériques. L'effacement de la demande et la fourniture corollaire de services au réseau générés par cette flexibilité sont donc un exemple des nouveaux services que peut rendre le numérique, sachant que la fiabilité est essentielle, car le fonctionnement du réseau ne doit pas être mis en péril.

Le numérique est au cœur du développement de la flexibilité. Il permet, via les capteurs et les moyens de transmission, de connaître finement l'état du réseau, et, grâce aux capacités de traitement et aux divers actionneurs – qui sont souvent des équipements d'électronique de puissance – de réagir en temps réel, de régler les conditions d'injection et de coupure, de prévenir les courts-circuits.

Si le réseau est désormais ouvert à une multiplicité d'acteurs, il faut néanmoins gérer l'ensemble du système et assurer sa cohérence, tout en lui donnant une architecture adaptée à la décentralisation de l'intelligence de contrôle et de pilotage. C'est **la distribution de l'électricité**,



avec plusieurs opérateurs et le contact direct avec des millions d'utilisateurs, qui constitue la partie la plus complexe. Même si l'autoconsommation comporte des bénéfices pour les usagers, les boucles locales ne disposent pas des réserves de flexibilité du réseau électrique, qui permettent de garantir la sécurité d'approvisionnement et la qualité du courant : le raccordement au réseau demeure une sécurité indispensable pour les consommateurs. Cependant, la tarification actuelle de l'acheminement (le TURPE²) à 80 % d'énergie et 20 % de puissance ne fait pas payer cette sécurité à son prix.

La décentralisation du réseau, la multiplication des points d'injection, et l'arrivée de nouveaux services ouvrent de nouvelles opportunités, mais exposent a contrario tant à des captations de valeur par des opérateurs étrangers ayant accès aux données qu'à des cyber-attaques. Il faudra s'en protéger.

Beaucoup de ces questions nécessitent des modélisations. Modélisations et numérique sont liés, par les moyens de calcul et par l'usage croissant de données de plus en plus nombreuses dans les modèles. Ceux-ci devront être construits dans une perspective systémique, couvrir des aspects techniques, économiques, sociaux, tout en tenant compte des nouvelles incertitudes liées à la prévision des EnR et au comportement des usagers.

Les modèles peuvent aider à structurer les marchés et à leur donner des règles de fonctionnement idoines. Les marchés actuels ont été mis en place pour favoriser la meilleure utilisation instantanée des moyens disponibles. **Ils ne fournissent pas de signal prix susceptible d'inciter à des investissements de long terme.** Cependant, le marché est un outil pour donner

une valeur à la flexibilité, à condition de bien définir les différents services rendus, et sachant que la rémunération dépendra de la tarification.

Les priorités de recherche

Nos analyses conduisent à recommander les thèmes suivants, en concertation avec l'alliance ANCRE³ : le **numérique** (décentralisation du contrôle et du pilotage, cyber sécurité, défense des chaînes de valeur), la **modulation de la production d'électricité**, les **interconnexions**, le **stockage** (y compris les combinaisons avec d'autres énergies), l'**effacement de la demande**, la **fiabilité des réseaux**, la **modélisation**, ainsi que les **aspects économiques et réglementaires de la flexibilité**.

Nous avons donné des indications sur la nature des efforts, qui dépend des enjeux, de la maturité des solutions, et des capacités françaises : on ne traite pas un problème d'industrialisation comme un problème de recherche amont.

2- Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, visant à rémunérer l'acheminement de l'électricité tant pour son transport (haute tension) que sa distribution (moyenne et basse tension).

3- Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie.

OBJECTIFS

Ce rapport s'inscrit dans la continuité des travaux menés depuis trois ans par l'ANRT sur la stratégie nationale de recherche sur l'énergie. Les réflexions du groupe de travail ont tout d'abord défini **six alertes et priorités à instruire dans la recherche sur l'énergie (2018)**, avant de se concentrer sur deux de ces priorités : les enjeux autour des **modélisations du système électrique (2019)**, puis ceux autour des **flexibilités**, qui font l'objet de ce rapport.

Après avoir rappelé la situation générale et la forte croissance des besoins de flexibilité liée à l'introduction des énergies renouvelables, ce rapport décrit les principaux enjeux et présente les moyens de flexibilité envisageables, en analysant leur potentiel et leurs conditions de réalisation et de mise en œuvre, pour la France dans son environnement européen.

Ces conditions ne sont pas seulement techniques, mais également économiques, sociales, environnementales et réglementaires. Il faut maintenir la qualité de la fourniture d'électricité, tout en faisant face à de nouvelles questions de sécurité, dans un système où les sources de production d'électricité vont être de plus en plus nombreuses, décentralisées et pour beaucoup intermittentes. Ceci est d'autant plus contraignant que l'électricité ne se stocke pas, contrairement à d'autres énergies (gaz, pétrole, charbon) : la production d'électricité doit être égale à sa consommation à chaque instant. Les moyens de production conventionnels d'électricité sont adossés à différentes formes de stockage d'énergie⁴, mais le stockage d'électricité suppose une conversion vers une forme d'énergie stockable dont les capacités sont

aujourd'hui limitées et dont les horizons de temps dépassent rarement la semaine⁵. D'autre part, il faut voir qui assumera la charge considérable des investissements, même si un des buts de la flexibilité est justement de la réduire. Mais peut-on réellement tout avoir en même temps ?

Nous avons essayé de faire apparaître les problèmes correspondants, puis de les traduire en besoins et priorités de recherche. Compte tenu de la multiplicité des interactions, les enjeux et les constituants de la flexibilité ne peuvent être convenablement compris que dans une perspective systémique. Ce fut une préoccupation constante du groupe et la diversité des participants et de leurs interventions en témoigne.

Le rapport se conclut par des recommandations à l'intention des pouvoirs publics, de la recherche publique et des entreprises.

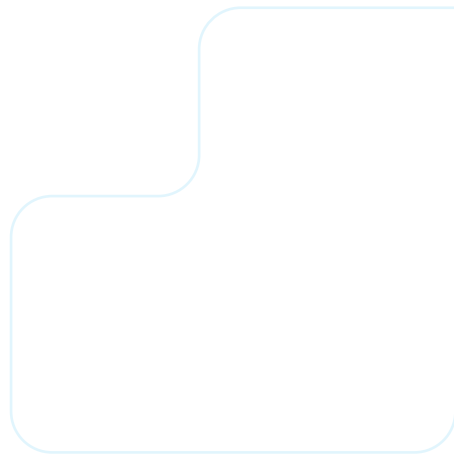
Il comporte en annexe la vision de l'alliance ANCRE qui a participé aux travaux du groupe. Il s'en est en partie inspiré, sans partager l'espoir que l'hydrogène apporte à l'horizon 2035 une solution économiquement viable pour le stockage intersaisonnier, notamment en raison de l'absence a priori de modèles économiques pour déployer les solutions techniques⁶. Ce problème majuscule reste posé.

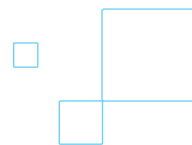
Compte tenu de l'importance croissante du numérique, une deuxième annexe présente les enjeux de son déploiement dans les moyens de flexibilité.

4- Combustible en réacteur pour le nucléaire, eau en stock pour l'hydraulique, stockage d'énergies fossiles type charbon/gaz/produits pétroliers, stockage de la biomasse, stockage chimique pour les batteries, stockage d'hydrogène pour les piles à combustible, chaleur, etc...

5- Il n'existe ainsi aujourd'hui pas de solution réellement viable pour le stockage intersaisonnier de l'électricité, à l'exception des STEP situés sur les barrages de haute chute. Par ailleurs, stocker l'électricité implique naturellement la faculté à déstocker cette électricité sous la même forme : le fait de convertir, par exemple, un excès d'électricité renouvelable sous une forme intermédiaire stockable (énergie potentielle, cinétique, chimique, thermique...) ne s'apparente à du stockage que si l'énergie ainsi transformée peut être ultérieurement reconvertie en électricité et réutilisée sous cette forme pour des usages différés dans le temps.

6- L'Académie des Technologies, dans son rapport de juillet 2020, explicite le rôle de l'hydrogène dans la mise en place d'une économie décarbonée, et fournit des recommandations pour que l'hydrogène contribue positivement à la transition écologique au développement d'une filière industrielle. Lien de téléchargement vers le rapport. <http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2020/12/10/14/00/10/ec136763-95ea-409d-92de-4a7d3acb437e/201203%20Hydroge%CC%80ne%20web%20V5%20cdef.pdf>





1 SITUATION GÉNÉRALE

LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN

1.1 UN PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE MONDIAL ET EUROPÉEN SOUMIS À UNE PROFONDE RESTRUCTURATION

Les débats autour des besoins de flexibilité dans le système électrique sont aujourd'hui nombreux et font interagir une multitude de parties prenantes. La flexibilité peut être définie comme **une modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs sites, à la hausse ou à la baisse, en injection ou en soutirage, en actif ou en réactif, durant une période donnée, et en réaction à un signal extérieur pour fournir un service**⁷.

Ce rapport choisit de retenir trois besoins du système électrique auxquels les moyens de flexibilité tentent de répondre⁸:

- (i) **La modulation** (journalière, hebdomadaire, mensuelle) de la demande ;
- (ii) **La variabilité de l'offre**, croissante avec la part croissante des ENR dans la production électrique ;
- (iii) **La robustesse du système** en cas d'aléas externes (conditions météo) ou internes (défaillances inopinées de la production).

Parmi ces besoins ressort régulièrement celui de **l'équilibre entre la production et la consommation** : en effet, le système électrique est soumis à un impératif d'adéquation, à tout moment, de l'offre et de la demande d'électricité. Il s'agit d'obtenir cet équilibre aux meilleures conditions de fonctionnement, de coût, et d'acceptabilité.

Or, ces conditions changent profondément avec l'accroissement de la proportion d'énergies renouvelables intermittentes, c'est-à-dire, en

pratique, les électricités d'origine éolienne et photovoltaïque. Leur disponibilité ne dépend pas de la volonté de l'Homme, mais de celle de la nature : elles sont fluctuantes et en partie imprévisibles. Cela entraîne une forte croissance des besoins de flexibilité, en amplitude et en fréquence.

Dans des conditions évidemment variables selon les pays, il s'agit d'un phénomène mondial, car ces deux sources d'énergie ont l'avantage d'être autonomes et de ne pas dégager directement de CO₂. Si le charbon reste aujourd'hui la première source de production d'électricité, les projections de l'AIE prévoient qu'en 2040 près de la moitié de l'électricité dans le monde proviendra du solaire et de l'éolien, dans un contexte où la consommation d'électricité croît aujourd'hui de plus de 2% par an, et où 90% des besoins à venir émaneront des pays en développement.

La transformation du système électrique européen s'est amorcée depuis près de deux décennies, accélérée par l'impératif de lutte contre le changement climatique. Outre la pénétration croissante des EnR, l'objectif est d'améliorer l'efficacité énergétique et de maîtriser la demande en énergie⁹, alors que l'intégration des technologies numériques doit permettre de contrôler des réseaux électriques plus décentralisés et d'établir des interfaces avec les consommateurs.

Ces mutations technologiques s'accompagnent de fortes évolutions politiques, économiques, environnementales et réglementaires : ouverture des marchés de l'électricité depuis la fin des années 1990 avec de nouvelles concurrences et de nouveaux jeux d'acteurs ; reconfiguration des architectures de marché qui doivent désormais intégrer les innovations technologiques mais aussi

7- Définition officielle d'Enedis.

8- Source : Bilan Prévisionnel de RTE (2017).

9- Plan d'action adopté en décembre 2008 et dernièrement révisé en juin 2019 par l'Union européenne (Clean Energy Package), visant des objectifs pour 2030 de -40% d'émissions de gaz à effet de serre, +32% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique, et +32,5% d'efficacité énergétique par rapport à 1990. En décembre 2020, compte tenu de l'exigence de l'accord de Paris de relever périodiquement ses ambitions, le Conseil européen a approuvé un nouvel objectif de réduction des émissions à l'horizon 2030 consistant en une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre dans l'UE d'au moins 55 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Il invite les co-législateurs à tenir compte de ce nouvel objectif dans la proposition de loi européenne sur le climat et à adopter cette dernière rapidement.

la montée en puissance des initiatives citoyennes locales¹⁰ ; nécessité de construire et d'affirmer une position industrielle forte face aux États-Unis et à la Chine ; importance des investissements ; besoin accru de renforcer les solidarités énergétiques entre pays interconnectés.

Ces évolutions sont renforcées par le Pacte vert européen (*European Green Deal*), et au niveau national par le plan *France Relance*, dont la partie verte est d'ailleurs soutenue par le budget européen¹¹.

Cependant, l'introduction dans le mix énergétique européen des EnR intermittentes, économiquement prioritaires dans l'échelle de *merit order*¹², conduit non seulement à un fort accroissement des besoins de flexibilité, mais également à long terme à de nouveaux enjeux et à des besoins spécifiques d'infrastructures pour assurer l'exploitation des systèmes électriques, c'est-à-dire la stabilité, le pilotage, ainsi que la résilience des réseaux¹³.

En outre, l'enjeu de programmation de la production d'électricité n'est aujourd'hui plus seulement de s'adapter à une demande européenne variable, mais de **suivre aussi la variation des productions EnR dans un système de plus en plus décentralisé**. Il remet également au premier plan une dimension nouvelle de la flexibilité au niveau des réseaux de distribution qui raccordent la quasi-totalité des EnR intermittentes, et qui doivent désormais gérer aussi bien des congestions en soutirage qu'en injection. Les réseaux de distribution représentent ainsi un enjeu crucial pour la transition énergétique aujourd'hui : le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ne se limite ainsi plus à raccorder les clients, piloter les infrastructures, assurer le fonctionnement du

réseau, et effectuer le comptage. Il est également d'anticiper et d'intégrer l'ensemble des ruptures technologiques, économiques et sociales qui caractérisent la transition et se font à une échelle de plus en plus décentralisée : EnR variables bien sûr, mais également infrastructures de recharge pour les véhicules électriques, autoconsommation individuelle et collective, remontée des données énergétiques à un pas de temps plus fin, et accompagnement des initiatives énergétiques au niveau local qui doivent impérativement s'articuler avec le système électrique au niveau national afin de ne pas obérer son fonctionnement. Les GRD deviennent ainsi des gestionnaires de systèmes de distribution¹⁴.

Cependant, l'existence de périodes de faible production EnR peut nécessiter de mobiliser la quasi-totalité des moyens de production thermiques afin de répondre à la demande, comme en hiver lors des périodes de pointes de consommation. A contrario, on peut supposer que le développement croissant des EnR variables permettra aux capacités installées de répondre à la totalité de la demande sur certains territoires et à certaines périodes de l'année (ex : en été)¹⁵. À ce moment-là, une fois la capacité d'exportation maximale atteinte dans les interconnexions, il y a un risque de congestion sur les réseaux, et l'équilibrage du système via l'écrêtement de l'offre excédentaire d'EnR va sans doute s'avérer insuffisant. Il pourra alors être nécessaire d'interrompre de façon préventive la production fatale d'EnR afin de disposer de moyens capables d'assurer le suivi de charge ou de fournir l'inertie nécessaire à la stabilité du système. Dans le système européen, cette variabilité des EnR est aujourd'hui principalement compensée par les moyens de production conventionnels, dont beaucoup sont à combustibles fossiles.

10- Par exemple dans le processus de réforme de tarification de l'électricité face à un nombre croissant d'autoconsommateurs et de communautés énergétiques locales.

11- Fin 2019, le Pacte Vert propose de relever le plafond de réduction des émissions de gaz à effet de serre de -40% à -55% à l'horizon 2030. En septembre 2020, le plan de relance de l'économie française consacre, quant à lui, près de 30 milliards d'euros au verdissement, dont environ 19 milliards de fonds européens.

12- Principe de préséance économique des moyens de production d'électricité, consistant à actionner en priorité les sources de production dont le coût marginal variable est le moins élevé. En France, il s'agit des EnR intermittentes (solaire, éolien), puis de l'énergie hydraulique, du nucléaire, et des moyens thermiques (gaz, fioul). À noter que l'hydraulique de lac est appelé sur valeur d'usage et couvre à la fois des besoins de pointe et de semi-base.

13- Ces besoins s'observent à partir de certains seuils de capacités EnR variables raccordés au réseau et dépendent du mix de production existant, tant au niveau de l'offre que de la demande. En France par exemple, les besoins sont susceptibles d'évoluer en fonction de la part de nucléaire présente dans le mix à long terme : moins cette part de nucléaire sera importante, plus il y aura en contrepartie une part importante d'EnR comparativement moins pilotables, qui auront un impact sur la conduite du système et la résilience des réseaux.

14- Le concept de *distributon system operator* (DSO), traduit en français par « gestionnaire de système de distribution », est une dénomination fréquemment utilisée en Europe pour souligner la transformation des métiers des gestionnaires de réseaux de distribution face aux enjeux locaux de la transition énergétique et numérique, dans une logique d'accompagnement du système électrique dans son ensemble.

15- Il est en revanche nécessaire de conserver une certaine forme de prudence vis-à-vis de l'appétence sociale consistant à réaliser un équilibre local entre la production et la consommation. Cet équilibre représenterait une contrainte qui pourrait détruire de la valeur collective du point de vue du système électrique, car l'optimum global du système est toujours supérieur à la somme des optima locaux.

1.2

LA SITUATION FRANÇAISE

1.2.1 Des décisions importantes à court terme pour pérenniser l'avenir énergétique post-2035

En France, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit une hausse des EnR dans le mix de 17% à 40% d'ici 2030, avec une diminution corollaire de la part du nucléaire à 50% d'ici 2035. Si les évolutions du système électrique suivent la trajectoire de l'actuelle PPE (2023-2028) ainsi que les différents scénarios réalisés par RTE jusqu'en 2035, le système électrique français devrait, grâce au nucléaire et à l'hydraulique gravitaire, pouvoir faire face aux besoins de flexibilité jusqu'à cette date, sans rejeter davantage de CO₂¹⁶. **Si, après 2035, la proportion de nucléaire baisse encore, dans un contexte où de nombreux moyens de production conventionnels européens ne seront plus disponibles¹⁷, cela sera plus difficile, à cause de l'absence malheureusement probable d'un stockage intersaisonnier de l'électricité économiquement acceptable.** La décision de disposer d'un parc rajeuni de centrales nucléaires en 2035 devra se prendre à très court terme, avant la prochaine PPE (donc d'ici 2022-2023), ce qui ne laisse que peu de temps pour instruire cette question du mix de production cible et des moyens de flexibilité pouvant y être associés dans les trois décennies à venir. Un programme de travail, prévu par la PPE adoptée en avril 2020, a été lancé pour étudier différents scénarios, certains intégrant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, et d'autres des taux élevés d'énergies renouvelables.

2022 est aussi l'année à partir de laquelle on peut craindre de fortes perturbations sur la plaque électrique européenne, à cause de la fermeture de centrales pilotables (les centrales nucléaires en Allemagne, ainsi que la plupart des centrales à charbon). Ces fermetures risquent d'accentuer le risque de tensions sur la sécurité d'approvisionnement à l'horizon de la fin d'année 2022. Le gouvernement devra redoubler de vigilance et définir à très court terme une feuille de route et des priorités en matière

d'investissements de recherche, d'équipement et de production sur les flexibilités¹⁸.

1.2.2 Les autres enjeux

La sécurité d'approvisionnement

Compte tenu de la transition énergétique en cours et de la croissance de nouveaux usages électriques (mobilité électrique, équipements connectés en masse...), l'approvisionnement durable en énergie revêt un caractère d'autant plus essentiel que la quantité d'électricité produite doit être à chaque instant égale à la quantité d'électricité consommée. Garantir l'approvisionnement électrique signifie alors mettre de l'électricité à la disposition de tous et à tout moment, et le déploiement des flexibilités doit tout d'abord concourir à cet enjeu indispensable.

La réduction des émissions de CO₂

En son état actuel, **la production française d'électricité est l'une des plus décarbonées d'Europe.** On utilise cependant des centrales à combustible fossile pour faire face aux pointes de consommation. Les moyens de flexibilité permettent non seulement d'assurer de manière optimale l'insertion des EnR intermittentes sur le réseau, mais aussi de réduire ces pointes en effaçant des consommations, ainsi que de développer des services complémentaires réduisant l'empreinte carbone.

C'est notamment le cas du V2G, solution émergente qui possèdera à terme la faculté de renvoyer de l'électricité sur le réseau. Ceci permet de faire « coup double » : les véhicules électriques diminuent l'empreinte carbone de la mobilité tout en fournissant un moyen de flexibilité complémentaire grâce au stockage stationnaire permis par leurs batteries.

Enfin, il ne faut pas oublier la recherche sur le déploiement du Power-to-X, l'hydrogène, et plus généralement l'ensemble des technologies consistant à convertir l'électricité d'origine renouvelable en énergie réutilisable (ex : par électrolyse), à condition que les systèmes de conversion utilisés aient un contenu carbone et une énergie grise limités.

¹⁶- Ce point est particulièrement important compte tenu des polémiques récentes sur l'arrêt du gaz naturel dans les logements neufs. Voir rapport de RTE sur l'évaluation de scénarios possibles pour décarboner le chauffage dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2035. <https://www.rte-france.com/actualites/evaluation-de-scenarios-possibles-pour-decarboner-le-chauffage-dans-le-secteur-du>

¹⁷- Fermeture des centrales nucléaires en Allemagne d'ici 2022, et fermeture des centrales à charbon en France (2022), en Allemagne (2038), et en Pologne (2049).

¹⁸- La notion de sécurité d'approvisionnement, telle que définie par les pouvoirs publics français, renvoie à une durée moyenne de défaillance maximale, c'est-à-dire une durée pendant laquelle l'équilibre offre-demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité dans toutes les configurations modélisées par le gestionnaire du réseau de transport. Cette durée moyenne doit être inférieure ou égale à trois heures par an. Le risque sur la sécurité d'approvisionnement renvoie donc à une situation d'exploitation dégradée mais maîtrisée du système électrique. Ce risque doit être impérativement distingué d'une situation de black-out, qui implique une perte généralisée de l'alimentation électrique sur le territoire.

La gestion locale de l'équilibre offre-demande

Le système électrique va évoluer d'un état où le pilotage était, jusqu'à récemment, quasi-exclusivement mis en œuvre à travers des groupes de production centralisés, vers un état où ce pilotage devra être réparti de façon beaucoup plus décentralisée sur les réseaux, et notamment les infrastructures de distribution où se raccordent près de 90% des EnR intermittentes. Ce changement de paradigme exigera une gestion dynamique de l'équilibre offre-demande beaucoup plus complexe, ainsi que des besoins renforcés en systèmes et technologies de l'information, sachant que des technologies aussi rudimentaires que celles utilisées pour piloter les chauffe-eaux peuvent être encore très utiles pour gérer l'équilibre offre-demande.

La gestion de la tension et de la fréquence

Concernant la stabilité du système, les EnR sont aujourd'hui raccordées à travers des interfaces d'électronique de puissance, ce qui peut mener à une baisse d'inertie dans le système, et poser la question du réglage de fréquence et de tension. Au stade du déploiement actuel, certains systèmes électriques européens qui ont une part importante d'EnR variables pratiquent l'écrêtement préventif de production¹⁹ de manière à maintenir un nombre suffisant de machines tournantes sur le réseau, et donc un niveau d'inertie minimal pour éviter la chute de tension et de fréquence. La gestion de l'inertie dans le système étant une problématique cruciale pour l'exploitation, le recours aux flexibilités pourrait permettre une meilleure valorisation du productible renouvelable.

La minimisation des coûts d'investissement et de fonctionnement

Le développement de moyens flexibles²⁰ dans le système électrique va nécessiter des investissements d'envergure qui concernent aussi bien l'équilibre offre-demande pour le système que les réseaux d'électricité (ex : renforcement des ouvrages pour éviter les congestions réseau). Si certains de ces investissements pourront être compensés par les coûts évités en capacités de production, leurs orientations technologiques seront préconisées par la puissance publique, mais leurs conditions de financement seront affectées

par les marchés de l'énergie et les signaux de prix qui en découleront. Un usage mal calibré de la flexibilité peut conduire à des surinvestissements en équipements de production et de stockage²¹, ce qui représentera une charge pour le budget public, les consommateurs, les entreprises, et aura des répercussions sur la balance des paiements au niveau national, au double titre d'importations d'énergie et de perte de compétitivité des exportateurs. A contrario, un calibrage adéquat de la flexibilité intégrera le coût des investissements, les coûts d'exploitation, le coût de la flexibilité, et le niveau de service attendu du système électrique (énergie non distribuée et énergie non injectée). En effet, la flexibilité a un coût, qui est celui des équipements intelligents de pilotage et de raccordement (et l'énergie qu'ils consomment), ainsi que celui du stockage, sans oublier le « coût social » lié aux évolutions des comportements. A contrario, les coûts évités doivent aussi être quantifiés. Cette couverture du coût global de la flexibilité pose deux problèmes :

- Tout d'abord, **celui de la capacité des signaux du marché historique de l'énergie, qui ne donnent d'indications que sur le très court terme**, ce qui ne motive en rien les investissements lourds et de longue portée. Néanmoins, des initiatives récentes telles que la mise en place du mécanisme de capacité depuis janvier 2017 constituent une première réponse à ces enjeux, notamment via le dispositif de sécurisation pluriannuelle des revenus pour les nouveaux investissements, et permettent d'espérer une orientation progressive vers des signaux de marché qui seront à plus long terme.
- Ensuite, celui de la répartition des coûts et des rémunérations entre fabricants de matériel, opérateurs de production et de distribution, prestataires de services, et usagers.

La faiblesse des signaux de prix sur les marchés

Aujourd'hui, **l'injection croissante d'électricité renouvelable non pilotable fait baisser le prix de l'électricité sur les marchés de gros**. Si les EnR intermittentes ne subissent pas, en règle générale, les conséquences économiques de cette baisse en raison du soutien qui leur est accordé par la puissance publique (subventions, tarifs de rachat avantageux, fiscalité attractive...),

19- L'écrêtement préventif de production consiste à limiter volontairement la puissance d'EnR intermittentes disponible injectée dans les réseaux d'électricité et économiquement incitée par une obligation d'achat de ces EnR. Cette restriction a pour objectif de prévenir un risque de congestion et de déséquilibre offre-demande, par exemple dans une situation d'excès de production EnR par rapport à la demande.

20- La flexibilité a vocation à être fournie par des moyens de production ou des usages, et à titre exceptionnel par des moyens dédiés (ex : réglage primaire de fréquence fourni par des batteries), voire des réseaux intelligents. La question est donc de développer des moyens flexibles pour ne pas avoir à développer des moyens de flexibilité dédiés.

21- Pour certaines technologies telles que les batteries, il faut également y rajouter le coût de vieillissement de leurs composants en raison du cyclage.

les autres investissements en pâtissent fortement, en cohérence avec les objectifs nationaux et européen de développement des EnR. Au prix actuel du marché, très peu de nouveaux investissements sont rentables, a fortiori dans un système où de plus en plus de capacités ont des coûts fixes importants et des coûts variables faibles ou quasi-nuls. L'injection massive d'EnR, qui va techniquement exiger une flexibilité croissante afin d'ajuster l'offre à la demande, suppose que la flexibilité a une valeur, et donc un prix. **Or, les prix de marché actuels ne permettent pas aux acteurs de se lancer dans des démarches crédibles d'investissements à fort contenu capitalistique, ce qui risque d'obérer le déploiement des flexibilités.**

La mise en place du mécanisme de rémunération de la flexibilité (notification d'échanges de blocs d'effacement ou NEBEF) en 2015 a permis à une dizaine d'acteurs de se positionner sur ces marchés de vente de l'énergie en J-1. Cependant, les appels d'offres réguliers pour des solutions d'effacement témoignent de la nécessité de promouvoir ces solutions dans le mix énergétique. De la même manière, le mécanisme de capacité cité précédemment a l'ambition d'orienter les investissements vers des signaux de marché de plus long terme, même si ses effets seront sans doute progressifs dans le temps.

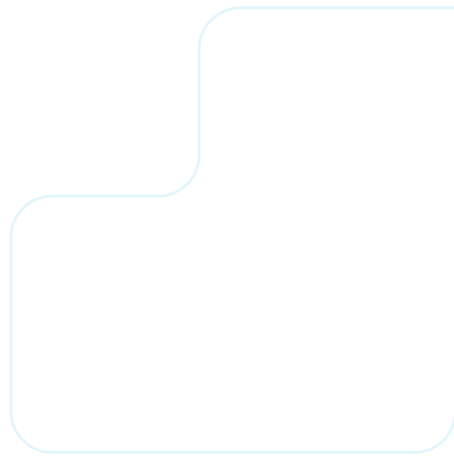
La valorisation économique des moyens de flexibilité, à leur juste prix et en fonction des services qu'ils rendront au système, aura donc vocation à inciter les investissements non seulement dans les différents moyens de production qui constitueront le mix énergétique du futur, mais également dans les innovations (véhicules électriques, mécanismes d'effacement ou de pilotage, stockage...) qui fourniront la flexibilité nécessaire au système.

Les enjeux sociaux

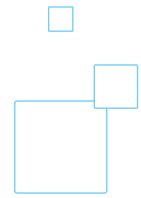
Le déploiement de certaines énergies renouvelables (ex : éolien terrestre), de certaines technologies de stockage (batteries, hydrogène...), ou encore des interconnexions électriques nécessitent une acceptation par les populations locales, de plus en plus concernées par les effets de ces innovations sur leur territoire : impacts environnementaux liés à l'usage de certains matériaux et aux problématiques de

valorisation ou de stockage des déchets en fin de vie ; impacts sociaux de l'intégration des EnR dans le paysage, sur l'aménagement du territoire et le bâti ; impacts sur la biosphère locale (faune et flore) ; éventuels impacts sanitaires sur les populations voisines des installations... Les développeurs de solutions innovantes doivent impérativement minimiser le risque généré par leurs technologies sur les populations afin de renforcer leur acceptabilité et de créer un climat de confiance sociale.

Au total, le développement des flexibilités va ainsi requérir des échanges nouveaux, des positionnements nouveaux, des coopérations nouvelles, et des compétences nouvelles dans un paysage énergétique où l'Europe doit faire face à des puissances internationales de taille et à la pointe de la technologie, notamment les États-Unis ou la Chine.



2 LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ ENVISAGEABLES



Les gisements de flexibilité sont multiples et concernent : la modulation de la production, les interconnexions, les technologies de stockage, la modulation de la demande (implicite ou explicite), ainsi que les prévisions de production et de consommation aux différents horizons temporels.

2.1

LA MODULATION DE LA PRODUCTION

Le premier niveau de flexibilité dans le système électrique est assuré par **les moyens de production conventionnels** tels qu'ils apparaissent dans le *merit order*, par ordre de coût variable marginal croissant : hydraulique, nucléaire, charbon, CCG (centrales à gaz à cycle combiné), TAC (centrales à gaz à turbine à combustion). Les profils d'appel de ces moyens sont différents de ceux de la production EnR, et ils contribuent à la sécurité du système face à la variabilité des EnR. Contrairement à d'autres pays (ex : Ukraine), **les centrales nucléaires françaises ont été conçues pour pouvoir s'adapter**, tout en étant utilisées comme un moyen de base²². Elles représentent donc un atout pour l'intégration des EnR.

Il faut néanmoins souligner le manque à gagner important lié au suivi de charge du nucléaire en France²³ : cela pourrait produire un effet d'éviction, et diminuer l'injection du nucléaire pilotable dans le système. On peut se demander s'il ne serait pas préférable de maintenir un facteur de charge élevé, et de faire davantage appel à des moyens de flexibilité alternatifs (type centrales à gaz²⁴) plutôt que de mettre des centrales nucléaires à l'arrêt plusieurs heures par jour ou par semaine. La réponse dépendra de plusieurs paramètres tel que le prix du carbone ou encore la nature de la demande liée à l'appel

des moyens de production en base²⁵. Elle aura des conséquences sur le dimensionnement du parc nucléaire ou encore dans la prolongation du parc existant et d'éventuels renforcements des réseaux de transport et de distribution.

2.2

LES INTERCONNEXIONS

En Europe, les fluctuations des EnR se compensent partiellement d'une zone à l'autre via l'effet de foisonnement. **L'interconnexion des réseaux est donc un moyen de flexibilité.** C'est un enjeu crucial déjà entre régions d'un même pays, et entre les différents pays membres de l'UE, selon les profils de leurs consommateurs respectifs et leurs capacités de production. Cette possibilité est renforcée d'un point de vue économique par les mécanismes de couplage des marchés mis en place entre plusieurs États européens, qui ont pour objectif de garantir le bon usage de ces interconnexions en faisant transiter l'électricité, des lieux où elle est la moins chère vers ceux où elle est la plus chère. Les limites tiennent à des facteurs sociaux, à cause des recours qui freinent partout l'installation de lignes à haute tension. L'Allemagne, qui a pourtant un grand besoin de connecter les éoliennes de la mer du Nord aux usines bavaroises, n'a par exemple réussi en 2019 qu'à construire 36 km de lignes haute tension.

Cependant, si les interconnexions internationales représentent des atouts indéniables pour la flexibilité et la stabilité du système électrique européen, elles ne résoudront pour autant pas tous les problèmes liés aux choix sans concertation de mix des pays interconnectés. En revanche, leur développement induit nécessairement des enjeux d'équilibrage et d'exploitation du réseau qui devront être analysés à plus grande échelle : la question des flexibilités doit donc se traiter à une échelle supranationale.

22- Historiquement, les centrales nucléaires ont été conçues pour assurer un approvisionnement de manière continue, mais sans oublier de répondre à une baisse de la demande durant des périodes creuses telles que la nuit : dès le départ, elles ont ainsi été pensées et conçues pour que leur puissance puisse être diminuée rapidement le cas échéant. Pour autant, il existe des limites techniques et économiques à l'utilisation du nucléaire comme moyen flexible : la nécessité de disposer d'une puissance minimale de démarrage et de fonctionnement des centrales, ainsi que le fait qu'il soit plus rentable de faire tourner les réacteurs à pleine puissance.

23- Actuellement, plus de 50 à 60% du parc nucléaire français génère automatiquement un suivi de charge en France alors que, dans d'autres pays ayant un mix à base de nucléaire, le parc fonctionne toujours à son point nominal, ce qui permet d'augmenter la durée de vie des cuves (problème de la variation du bombardement neutronique) et diminue la corrosion.

24- À noter que les centrales à gaz sont cependant appelées après le nucléaire dans l'ordre de préséance économique. En termes d'optimisation du mix, la compétitivité relative du nucléaire et des centrales à gaz pour différentes durées d'utilisation va dépendre du prix du gaz et du CO2.

25- En effet, pour le secteur industriel électro-intensif, ne pas maximiser le productible d'un moyen décarboné tel que le nucléaire peut aussi se traduire par une dégradation de l'empreinte carbone de la France, ainsi que par une perte d'opportunité de mise à disposition de volumes compétitifs qui inciteront ces entreprises électro-intensives à entamer ou accélérer la décarbonation de leurs procédés.

2.3

LE STOCKAGE

Les solutions de stockage sont essentiellement caractérisées par les paramètres suivants :

- la capacité en énergie et en durée de rétention ;
- le temps de charge et de décharge ;
- le temps de réponse et la puissance ;
- le rendement de conversion ;
- l'impact environnemental ;
- la maturité technologique ;
- le coût.

Le potentiel des diverses solutions est illustré sur les figures suivantes. Pour le stockage de grandes quantités d'énergie sur de longues durées, une solution s'impose et possède pratiquement tous

les atouts : il s'agit des réservoirs hydrauliques avec pompage (STEP). Malheureusement, celle-ci est limitée par la géographie et le refus de voir des terres noyées par des retenues d'eau. A ces réservoirs s'ajoutent les gisements de flexibilité du côté de la demande, permis par les ballons d'eau chaude sanitaire, et dont le potentiel est aujourd'hui estimé aujourd'hui à environ 4 GW²⁶.

L'une des seules innovations récentes remarquables est la production de masse à faible coût de batteries lithium-ion, d'abord pour les voitures électriques, mais aussi pour amortir les fluctuations des EnR ou maintenir la fréquence du réseau, malgré la baisse de l'inertie associée à la moindre proportion de générateurs à machines tournantes.

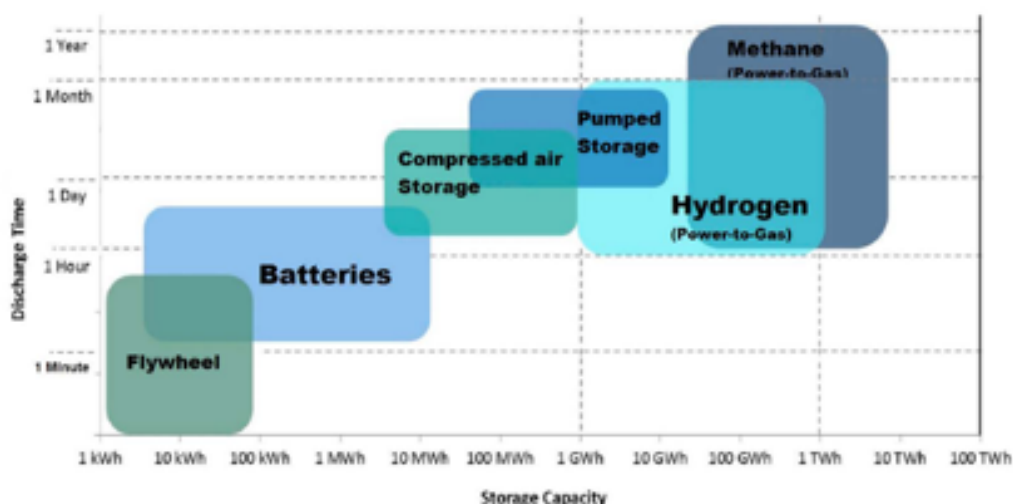


Figure 1 :

Comparaison des différentes technologies de stockage en fonction de leur capacité et de leur temps de décharge (autonomie)

Source : School of Engineering, RMIT University (2015)

Ce graphique illustre l'importance d'intensifier la recherche sur le stockage intersaisonnier. En effet, les technologies de type batteries ne permettent pas de stocker une capacité très importante d'électricité, et leur utilisation répond à une logique de court terme. A contrario, l'hydrogène et le power-to-methane offrent certes des capacités de stockage plus importantes pour des autonomies plus longues, mais sont encore relativement coûteuses et nécessiteront des modèles d'affaires afin d'être rentables dans la durée et d'être considérées comme des moyens de stockage intersaisonniers viables²⁷.

26- Source : Document de travail sur le cadrage des hypothèses sur les gisements de flexibilité de la demande, issu des travaux du groupe de travail « Flexibilité » de RTE.

27- L'Académie des Technologies, dans son rapport de juillet 2020, explicite le rôle de l'hydrogène dans la mise en place d'une économie décarbonée, et fournit des recommandations pour que l'hydrogène contribue positivement à la transition écologique au développement d'une filière industrielle. <http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2020/12/10/14/00/10/ec136763-95ea-409d-92de-4a7d3acb437e/201203%20Hydroge%CC%80ne%20web%20V5%20cdef.pdf> Lien de téléchargement vers le rapport

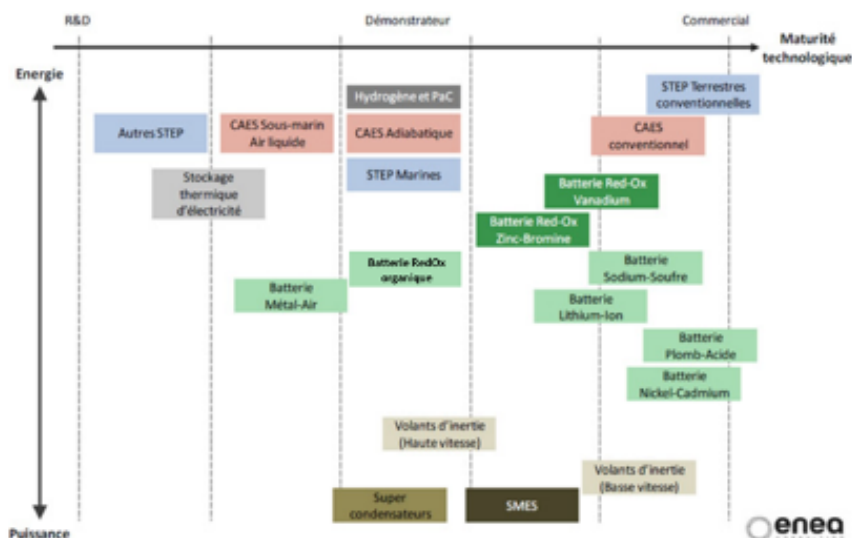


Figure 2 :
Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité

Source : Réalisation d'après CRE et Enea Consulting

Les technologies de stockage de l'énergie ont des niveaux de maturité très hétérogènes : les technologies les plus commercialement matures et qui ont des ratios énergie/puissance élevés sont les STEP terrestres, le stockage à air comprimé, les batteries... Les technologies de type hydrogène en sont encore à des TRL²⁸ de niveau démonstrateur.

Les incertitudes économiques sur les coûts

A ces critères techniques et environnementaux encore soumis à un grand nombre d'incertitudes se greffe une question économique qui est le coût d'industrialisation de ces technologies. Si la baisse générale des coûts des technologies de stockage devrait être très importante d'ici 2030 – jusqu'à -70% en moyenne pour certaines technologies d'après des études menées par le Conseil Mondial de l'Énergie²⁹ – la notion de coût actualisé de l'énergie (LCOE³⁰) reste aujourd'hui utile mais insuffisante. En effet, la comparaison des coûts actualisés des technologies de stockage reste souvent restreinte à l'approche consistant à observer uniquement la technologie dans sa fonction première de stockage. Cette vision est insuffisante car elle ne prend pas en compte les situations spécifiques dans lesquelles le stockage

sera utilisé, par exemple en association ou en synergie avec un système de production solaire photovoltaïque (PV). **Les coûts actualisés de ce stockage avec et sans association à un système PV seront ainsi très différents, la présence d'une telle synergie ayant tendance à faire augmenter les coûts acceptables du stockage.**

En outre, l'utilisation d'un même actif de stockage pour plusieurs applications (arbitrage, transfert de charge, régulation de fréquence...) a aussi tendance à en faire baisser ses coûts actualisés. Le cumul des applications est une tendance qu'il est nécessaire de considérer et que l'on voit apparaître sur certains marchés (États-Unis, Australie...). Dès lors la question de la rivalité des applications ainsi que celle de la propriété d'actifs pouvant rendre différents services est posée.

28- Technology readiness level, en français « niveau de maturité technologique ».

29- Source : Rapport Shifting from cost to value, Conseil Mondial de l'Énergie, 2016.

30- Levelized cost of energy, traduction anglaise de « coût actualisé de l'énergie ».

À noter que pour le stockage, on parlera de LCOS (levelized cost of storage) ou « coût actualisé du stockage ».

La mobilité électrique

Au-delà du stockage stationnaire, le développement de la flexibilité permise par la mobilité électrique et les batteries des véhicules intégrera deux problématiques : la gestion de la demande, qui contribuera à éviter les pointes de consommation, et le lissage de la production EnR. À ce titre, le déploiement des véhicules électriques permettra celui de plusieurs niveaux de flexibilité :

- Celui de la charge intelligente, qui consistera à choisir le moment de recharge afin de déplacer la charge et lisser la courbe de consommation.
- Celui du véhicule-to-home (V2H), qui consistera à lisser davantage la consommation domestique et à servir d'alimentation de secours.
- Celui du V2G, qui consistera à renvoyer l'électricité au réseau de distribution et permettra de créer de la valeur économique en apportant une forme de stockage « fatal » au système sans avoir à investir dans des moyens de stockage stationnaire supplémentaires. Mais reste à savoir quel sera le modèle d'affaires derrière le V2G : qui paiera le surcoût de l'interface entre la voiture et le réseau, à bord de la voiture et dans le logement ? Quid du vieillissement accéléré des batteries au-delà de leur usage premier de mobilité ?

Le problème de valorisation du stockage

En outre, selon le type de service rendu par le stockage, la valeur créée pour le système sera aussi différente : le stockage peut ainsi permettre d'éviter d'investir dans le renforcement des infrastructures de réseau, ou d'insérer de la production EnR variable, ou de mieux faire face aux incertitudes des prévisions d'équilibre offre-demande pour les opérateurs de réseaux. Pour les collectivités territoriales, la valeur du stockage réside dans sa capacité à décarboner leurs flottes à travers les batteries des véhicules électriques. Pour les producteurs de moyens pilotables, le stockage est un moyen d'arbitrage (entre le fait de produire ou au contraire de stocker) et permet d'améliorer la performance du système d'un point de vue opérationnel et environnemental. Enfin, pour les producteurs d'EnR variables, le stockage

facilite l'anticipation d'éventuelles contraintes réglementaires, telles que les obligations de consolider les capacités installées afin de mieux participer aux appels d'offres sur les marchés de l'énergie et d'optimiser leur prix de vente.

Enfin, le développement du stockage comme moyen de flexibilité dans le système électrique sera tributaire de paramètres tels que les **signaux de prix envoyés par le marché** permettant de stimuler les investissements dans certaines technologies, mais aussi du **pouvoir réglementaire et normatif des puissances publiques française et européenne**, et du cadre qu'elles définiront en termes de **standards technologiques et environnementaux, de fiscalité et de mécanismes de soutien** (ex : subventions aux EnR, tarifs de rachat incitatifs, quotas de véhicules thermiques en circulation...). Le cadre réglementaire au niveau européen restera par ailleurs déterminant à court terme, puisque l'Europe interdit par exemple à certains acteurs tels que les gestionnaires de réseaux de devenir opérateurs de stockage.

Lorsqu'il nécessite des investissements lourds, le stockage n'échappe pas à la difficulté que les **signaux de prix sont à trop court terme et trop partiels pour être des incitateurs**. Encore faut-il éviter de constituer des capacités de production trop excédentaires, car la valeur du stockage suppose une certaine rareté. La valeur captée pour la réserve primaire, fortement rémunératrice actuellement, peut être fournie par le stockage électrochimique, mais elle est limitée à une part très faible de la consommation³¹. Trop de stockage diluerait la valeur actuelle. En France, **le mécanisme de capacité** – et en particulier son dispositif de rémunération pluriannuelle pour les nouveaux investissements – a vocation à pallier au moins en partie le manque de signaux de long terme³².

Enfin, un moyen de réduire les besoins de stockage d'électricité serait d'envisager des situations où tous les usages finaux ne seraient pas électrifiés. Des stratégies visant à stocker l'électricité renouvelable en été et la consommer sous forme de gaz bas carbone ou de chaleur en hiver pourraient être envisagées pour certaines applications précises. De la même manière, intensifier les efforts d'efficacité énergétique

31- De l'ordre de 1% selon l'ADEME.

32- Plus de 300 MW de batteries bénéficient aujourd'hui de ce dispositif et seront mises en service dans les prochaines années selon RTE.

permettrait de limiter – toutes choses égales par ailleurs – l'électrification de la demande et ainsi les besoins de stockage en électricité.

2.4

L'EFFACEMENT DE LA DEMANDE

L'effacement de la demande, qui est surtout développé en Europe au niveau industriel³³, consiste, **en cas de déséquilibre ponctuel entre l'offre et la demande d'électricité, à réduire de manière transitoire la consommation physique d'un site ou d'un groupe de sites donnés**. Il est actionné en réponse à un signal externe, par exemple durant un épisode de pointe de consommation. D'un point de vue technique, le mécanisme d'effacement de consommation peut s'apparenter à une substitution de moyens de production d'électricité, qui, en l'absence d'un tel mécanisme, auraient été appelés afin de répondre à la demande³⁴. Il peut être explicite, avec une action extérieure effectuée chez le consommateur (souvent portée par un agrégateur) ou implicite, avec une incitation tarifaire à décaler ses heures de consommations (en fonction de la grille tarifaire proposée par le fournisseur d'énergie).

Toutefois, si l'effacement semble représenter un atout considérable pour le système électrique d'un point de vue technico-économique, il sera malgré tout important d'en renforcer les fondamentaux en termes de **cybersécurité** : utilisation de protocoles permettant le cryptage efficace des consommations, protection des données des consommateurs récupérées par les capteurs contre les intrusions ou le piratage des équipements effaçables. À noter que les objectifs de réduction de la consommation se traduisent aussi par des programmes visant à un meilleur **pilotage de la demande**, ce qui génère également de la flexibilité : consommer moins nécessite donc aussi de consommer mieux, ce qui rend la charge pilotable.

Les entreprises « électro-intensives »³⁵

La filière des effacements industriels représente un gisement de flexibilité particulièrement important, avec un profil de consommation de

base qui peut apporter de la stabilité au système français lors des pointes de consommation. L'industrie française a développé depuis plusieurs années une filière d'effacement mature, avec un potentiel de l'ordre de 5 GW environ, dont seulement 2,5 GW ont été utilisés en 2020 d'après l'ADEME. Mais pousser plus loin peut entraîner des coûts importants : dans le cadre des grands procédés industriels, la qualité du service fourni dépend de la puissance mise à disposition à un moment donné. Certaines machines ne sont pas conçues pour interrompre leur charge de manière rapide et brutale, et le risque sur le procédé de production n'est pas négligeable lors du redémarrage. Les concepteurs d'équipements électro-intensifs doivent ainsi rendre leurs outils plus flexibles (concept de « flexi-conception ») afin de s'effacer ponctuellement tout en garantissant leur fonctionnalité (performance, fiabilité, opérabilité).

Les particuliers

L'effacement explicite de la demande est contractualisé entre un opérateur et les clients finaux, et vise à commander à distance la consommation des appareils dont la charge est substantielle, flexible, et pilotable à distance (chauffage, pompes à chaleur, chauffe-eaux, véhicules électriques via V2G...) sans que ce pilotage n'occasionne une remise en cause de l'usage chez les clients lorsqu'il n'excède pas une plage de quelques dizaines de minutes pour les usages thermiques.

Une autre forme d'effacement électrique pertinente existe sans réduire le confort de chauffage des particuliers, au travers des solutions de type pompes à chaleur (PAC) hybrides, qui combinent une petite PAC électrique, une chaudière à condensation gaz ou fioul, et un système de régulation. L'étude RTE/ADEME sur l'électrification du chauffage à l'horizon 2035 publiée en décembre 2020³⁶ indique que l'installation d'1 million de PAC hybrides en remplacement de PAC électriques permet de réduire la pointe électrique de 1,4 GW, sans augmenter les émissions de CO2 ni le coût d'investissement pour le ménage si un réseau de gaz existe déjà.

33- Les consommateurs industriels jouent actuellement un rôle prépondérant dans le cadre des effacements, comparativement aux consommateurs tertiaires et résidentiels. En revanche, même si l'effacement résidentiel est aujourd'hui moins mobilisé que l'industriel, son potentiel à l'avenir demeure important (de l'ordre de 15 à 20 GW en France selon les estimations de l'agrégateur Voltalis).

34- L'effacement de la demande est d'ailleurs régulièrement traduit en anglais par l'expression demand response ou mécanisme de « réponse à la demande », qui reflète bien l'alternative qu'elle représente aux moyens de production classiques d'électricité (conventionnels ou renouvelables).

35- Bien que l'effacement de la demande soit illustré ici par le cas des entreprises électro-intensives, il ne faut pas oublier les petites et moyennes entreprises ainsi que les collectivités dont la flexibilité de la demande représentera également un gisement indispensable à considérer.

36- Voir rapport de RTE sur l'évaluation de scénarios possibles pour décarboner le chauffage dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2035 (décembre 2020). <https://www.rte-france.com/actualites/evaluation-de-scenarios-possibles-pour-decarboner-le-chauffage-dans-le-secteur-du> Lien vers la publication.

Enfin, les effacements tarifaires, encore appelés « effacements indissociables de la fourniture » (EIF), s'appuient sur des tarifs différenciés selon les périodes de consommation³⁷, et incitent les consommateurs à adapter leurs comportements en conséquence, par exemple en reportant leur consommation sur des périodes de tarification plus faible.

Les bénéfices pour les consommateurs

Les bénéfices des effacements pour les consommateurs sont apportés actuellement par une démarche conjointe consistant à maîtriser l'énergie ainsi que leurs consommations. En effet, les effacements peuvent entraîner un report de la consommation d'énergie. L'installation chez certains consommateurs de boîtiers numériques connectés permet un pilotage détaillé des équipements par l'opérateur d'effacement et un suivi en temps réel des consommations des appareils électriques commandés, ce qui peut entraîner des comportements plus vertueux de consommation raisonnée.

Les bénéfices pour le système électrique

Pour le système électrique, le pilotage de la charge par les opérateurs d'effacement fait le plus souvent appel à des algorithmes intelligents, et permet d'offrir de nombreuses solutions qui s'étendent du temps réel au long terme : services d'ajustement de très faible capacité et très rapides pour le gestionnaire du réseau de transport afin de maintenir la fréquence à 50 Hz et donc l'équilibre offre-demande à tout instant (réserve primaire automatique) ; vente d'énergie effacée au marché de l'énergie (exemple du mécanisme NEBEF) ; vente de disponibilité de puissance au marché de capacité ; ou encore services au réseau de distribution pour aider à résoudre les contraintes réseau. Il faut aussi s'assurer que ce pilotage coordonné, qui vient perturber les hypothèses de foisonnement naturel dans les méthodes de dimensionnement, ne vienne pas créer des congestions là où il n'y en aurait pas eu sans flexibilité. Les blocs d'effacement créés par les opérateurs représentent ainsi une alternative à la production mais aussi aux investissements sur le réseau en matière de déploiement, de renforcement, ou de maintenance des ouvrages

sur le long terme³⁸.

Les bénéfices pour la collectivité

Dans le contexte du mix énergétique actuel, l'effacement permet essentiellement d'éviter la production d'électricité conventionnelle, très souvent carbonée en période de pointe, et donc de contribuer à la diminution des émissions de carbone, à condition que le report des consommations ne se fasse pas sur une tranche horaire fortement carbonée. Il permet par ailleurs d'adapter les consommations à des productions intermittentes dues à l'intégration massive d'EnR dans le système, et donc de faire évoluer et de piloter ces consommations afin qu'elles soient plus flexibles et s'adaptent à la production disponible à instant donné. Cet effet sera amené à progresser avec la pénétration des EnR. Il représente aussi un moyen de gérer la flexibilité du réseau sur une maille locale, par exemple en développant des outils visant à identifier la consommation effaçable sur un périmètre géographique donné, et donc à déclencher un effacement en cas de besoin³⁹. L'enjeu de fiabilité de l'effacement en réponse à un signal est d'autant plus important que la flexibilité est attendue localement ; le cadre de régulation devra permettre d'inciter et de garantir une telle fiabilité dans la durée.

Enfin, du point de vue économique, la présence d'opérateurs d'effacement sur le marché va éviter de la consommation de pointe, et donc de la production de pointe chère. Cela amène à une baisse du prix de marché, qui va elle-même générer des économies pour les fournisseurs qui s'approvisionnent sur les marchés de gros : ceux-ci vont acheter des volumes d'électricité à un prix comparativement moins élevé que s'ils les avaient achetés aux centrales de pointe.

Plus généralement, en termes d'évaluation des bénéfices pour la collectivité, il faut mettre le coût des effacements pour les usagers en regard des économies pour le système électrique. L'enjeu de fiabilité de l'effacement en réponse à un signal est d'autant plus important que la flexibilité est attendue localement : le cadre de régulation devra permettre d'inciter et de garantir une telle

37- C'est par exemple le cas des tarifs de type heures pleines/heures creuses.

38- Noter cependant que le développement du stockage décentralisé et du pilotage de la charge chez les clients raccordés au réseau de distribution peut aussi être à l'origine de congestions sur les réseaux locaux.

39- Ce sont surtout des congestions d'injection qui vont survenir sur les réseaux de distribution : ceci implique de symétriser la gestion des congestions en injection et en soutirage.

fiabilité dans la durée.

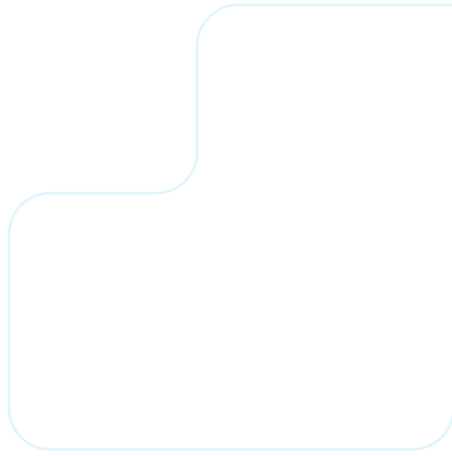
2.5

L'AMÉLIORATION DES PRÉVISIONS DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION

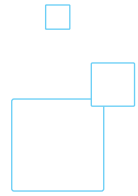
Elle ne représente pas un moyen de flexibilité en tant que telle mais un levier permettant d'agir comme un réducteur du coût global des flexibilités.

Le développement croissant des EnR intermittentes comme substituts potentiels des moyens de production pilotables existants, tels que les centrales nucléaires ou thermiques, pose le problème de leur **prévisibilité**. Ainsi, le profil de production très saisonnier des éoliennes (qui produisent plus en hiver qu'en été) peut représenter des variations d'énergie d'amplitudes très importantes par rapport à la demande au niveau européen⁴⁰. De ce fait, la pénétration croissante des EnR dans le système électrique génère des aléas beaucoup plus significatifs, à travers une prévisibilité moindre de la demande à l'horizon annuel, des cycles de gestion journalière et hebdomadaire beaucoup plus estompés, et des périodes de tension du système beaucoup plus étendues (ex : pointes de consommation en hiver). Même si la capacité à prévoir la production des EnR variables à court terme – par exemple de la veille pour le lendemain – reste convenable, elle repose, lorsqu'on dépasse un horizon de quelques jours, sur des méthodes de prévision essentiellement probabilistes. Plus la capacité à prévoir les EnR variables sera bonne, plus il sera aisé pour les acteurs du marché (producteurs, gestionnaires de réseaux de transport et de distribution...) d'assurer l'équilibrage du système en temps réel.

40- La disponibilité des EnR intermittentes reste cependant faible : en France le taux de charge moyen d'une éolienne, qui représente le rapport entre le nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale de l'éolienne et le nombre d'heures d'une année, est d'environ 20% à 25%. Celui du PV est aux alentours de 15%.



3 RESSOURCES, SERVICES ET QUESTIONS COMPLÉMENTAIRES



3.1

LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ DESTINÉS À RENDRE DES SERVICES AU RÉSEAU

Les moyens de flexibilité visant à rendre des services au réseau peuvent être regroupés en trois catégories : les flexibilités liées à la **modulation de la puissance** (en consommation et en production), celles visant à apporter un **soutien au réseau** (*grid support*), et celles visant à apporter de l'**inertie artificielle** (*grid forming*).

Les flexibilités liées à la modulation de puissance regroupent, coté consommation, les **charges industrielles et domestiques** qui sont pilotables et modulables, les **véhicules électriques** (notamment les V2G), ainsi que les moyens de **stockage stationnaire**. Du côté de la production, elles s'articuleront autour des productions totalement ou partiellement contrôlables telles que les EnR variables, ainsi que les moyens de stockage stationnaire et mobile. Cette catégorie de flexibilités concerne les infrastructures de transport et de distribution, et s'étend du très court terme au long terme.

Les flexibilités visant à apporter un soutien au réseau (*grid support*) assimilent les usages à des sources de puissance active et réactive et vont jouer un rôle de fonction support, c'est-à-dire en agissant sur le réglage de la tension et de la fréquence qui doit se faire en temps réel. Elles concernent les productions totalement ou partiellement contrôlables, ainsi que le stockage stationnaire et mobile. La question est alors de savoir comment ces moyens seront pilotés en temps réel, voire en J-1, et d'articuler les services que ces usages rendent au réseau dans la planification des investissements (moyens de production, infrastructures de réseaux...) sur le long terme.

Les flexibilités visant à apporter du *grid forming*, c'est-à-dire à injecter de l'énergie cinétique « synthétique » supplémentaire sur le réseau afin de limiter les chutes de fréquence en temps réel, assimilent quant à elles les usages à des sources de tension contrôlables qui n'ont pas besoin de référence de tension et qui pourront être déconnectées du réseau (ex : *microgrids*). Elles concernent essentiellement les moyens de production et de stockage associés à d'autres types de flexibilités permettant d'adresser des services réseau en temps réel.

3.2

L'IMPORTANCE DES ÉCHELLES SPATIALES ET TEMPORELLES

Les performances de ces mécanismes vont très largement dépendre des échelles spatiales et temporelles auxquelles ils sont mis en œuvre.

Du point de vue spatial, le principal défi consiste à articuler les services rendus **depuis la maille des usages individuels et domestiques jusqu'à celle du réseau de transport européen**, par exemple dans le cadre d'équilibrage des flux sur la plaque européenne interconnectée via les importations et les exportations transfrontalières d'électricité. Du point de vue temporel, ces flexibilités devront articuler tant des mécanismes proches du temps réel que des décisions dont les effets vont s'étendre sur plusieurs décennies, en passant par les échéances intermédiaires de la gestion prévisionnelle des ouvrages.

Les défis liés à l'échelle du temps réel

Concernant le temps réel et les impératifs de sûreté des personnes et des équipements, ainsi que la stabilité du réseau, les principaux défis vont alors concerner :

- La gestion de l'inertie dans les réseaux, étant donné que l'augmentation de l'électronique

de puissance associée aux EnR diminue l'inertie du système électrique en augmentant le taux de changement de fréquence⁴¹ et les creux de tension.

- L'évolution des plans de protection des réseaux, basés en grande partie sur la détection des courants de court-circuit des machines synchrones, et qui deviennent inopérants avec une large pénétration d'électronique de puissance. La révision des plans de protection des réseaux devra ainsi s'adapter « en temps réel » à l'activation de moyens de production/stockage (soutirage-injection) décentralisés, et protéger leurs interfaces d'électronique de puissance beaucoup plus fragiles que les machines tournantes conventionnelles.
- L'effort technique et économique permettant de gérer la contrôlabilité et la prédictibilité des EnR variables, et de limiter l'incertitude qu'elles génèrent.

Les défis liés à l'échelle du court/moyen terme

Concernant la gestion prévisionnelle à court et moyen terme qui va rassembler à la fois les mécanismes de contrôle de la veille pour le lendemain jusqu'à l'échelle de la minute pour la conduite du réseau, les principaux défis s'articuleront autour de :

- L'incertitude résiduelle associée à la contrôlabilité et la prédictibilité limitée des EnR intermittentes⁴². Ce défi sera d'autant plus important dans les zones non interconnectées (ZNI) de type insulaire, où le potentiel de déploiement des EnR est important en raison de l'isolement et des mix de production souvent carbonés.
- Le besoin d'energy management systems⁴³ (EMS) qui permettront de créer des synergies entre plusieurs systèmes de type production EnR et stockage.
- Le besoin d'algorithmes de contrôle pour gérer la variabilité des EnR, avec des situations spécifiques aux codes de réseau (grid codes) et aux normes réglementaires de chaque pays.

Les défis liés à l'échelle du long terme

Enfin, concernant le long terme et les décisions d'investissement, le principal défi sera la planification des investissements liés à l'intégration des EnR et des nouveaux usages (ex : mobilité électrique) sur les infrastructures de réseau. Les verrous à débloquent concerneront alors :

- Les incertitudes liées à la prévision des productions EnR et de la demande, qui sont croissantes au-delà d'une période de quelques jours, mais décroissantes à mesure que l'échelle spatiale augmente en raison de l'effet de foisonnement.
- L'intégration des flexibilités dans les décisions d'investissement, ces modèles étant confrontés par ailleurs à un besoin réglementaire auquel il sera nécessaire de répondre. À ce titre, le Clean Energy Package (CEP) de 2019 fixe un cadre concernant l'accès aux services de flexibilité par les gestionnaires de réseaux.
- L'intégration des modèles socio-économiques et la quantification du risque associé à la flexibilité.
- La frontière de plus en plus floue entre les différentes échelles de réseaux électriques (transport, distribution) et le besoin croissant de coordination entre les opérateurs de ces infrastructures.

3.3

LA PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS, LA STIMULATION DE L'INVESTISSEMENT PRIVÉ PAR LE MARCHÉ ET LE RÔLE DE LA TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LE DÉPLOIEMENT DES FLEXIBILITÉS

Des possibilités d'investissements à coordonner avec les marchés

L'ouverture depuis près de 20 ans du marché de gros et de détail à la concurrence a fait émerger une multitude d'acteurs en charge des moyens de production : les investissements dépendent maintenant des décisions d'acteurs de plus en plus nombreux et décentralisés, sur la base de

41- Traduit de l'anglais *rate of change of frequency*.

42- Rappelons que les variabilités des sources d'énergie renouvelable ne sont pas toutes égales : hors incident d'exploitation, les marées sont prédictibles pour les hydroliennes, de même que le solaire est prédictible la nuit puisque la production est nulle. Les centrales hydrauliques au fil de l'eau, le vent et la houle sont, quant à eux, en partie prévisibles. En revanche, le solaire l'est beaucoup moins durant la journée.

43- Un energy management system représente, au sens large, en un ensemble d'outils numériques utilisés pour surveiller, contrôler, piloter, et optimiser les performances d'un système électrique. À l'échelle du foyer, une de ses applications consiste à piloter des systèmes énergétiques locaux afin d'optimiser une production décentralisée (type panneaux PV) avec un usage de type véhicule électrique ou encore un système de stockage type batterie résidentielle.

leurs anticipations propres, et ils doivent être incités par des signaux de prix. Leur rentabilité peut évoluer considérablement en fonction de paramètres tels que la volatilité des marchés, leur liquidité, l'occurrence des pics de prix (difficiles à prévoir), le risque régulateur, ou encore l'évolution du prix des autres combustibles utilisés dans la production d'électricité (charbon, gaz, pétrole).

De ce fait, les mécanismes des marchés de l'électricité ont été mis en place pour faire émerger la meilleure utilisation des moyens de production sur la plaque européenne, afin de permettre aux différents producteurs de faire face à la consommation. Compte tenu de la forte diversité des coûts variables des équipements, les prix de l'électricité demeurent très sensibles à la consommation des clients (qui n'interviennent pas sur le marché de gros) et aux volumes offerts par les acteurs, eux-mêmes dépendant d'incertitudes telles que le degré de prévisibilité des EnR intermittentes. Le prix d'équilibre de l'électricité formé sur le marché a vocation à rémunérer l'ensemble des offres faites par ces acteurs, ce qui donne lieu à un profit pour les moyens de production les plus compétitifs⁴⁴. Ce profit doit également permettre de rémunérer l'ensemble des charges de ces actifs. Or, en situation de tension, par exemple lors des pointes de consommation, ce sont des moyens de production comparativement plus chers qui sont appelés (centrales thermiques).

Les imperfections du marché et leurs conséquences

Dans un marché en théorie parfait dans lequel les consommateurs seraient rémunérés s'ils acceptaient de réduire leur consommation en période de pointe, un équilibre naturel serait trouvé à travers le choix d'un effacement volontaire réalisé par les « derniers » consommateurs à alimenter. Ce mécanisme permettrait de révéler des prix très élevés correspondant à l'utilité pour les consommateurs dans ces situations de tension, et servirait de base pour que les producteurs engagent des investissements dans la construction de nouveaux équipements. Cependant, la réalité

du marché est différente aujourd'hui : dans les faits, les échanges s'établissent entre les fournisseurs après mobilisation de l'ensemble des moyens de production. La seule solution pour le gestionnaire du réseau de transport est alors de lancer des opérations de délestage afin d'aboutir à l'équilibre offre-demande en période de tension extrême, ce qui peut concerner l'ensemble des clients. En d'autres termes, **les mécanismes de marché actuels sont largement orientés sur des décisions de court terme**, et les prix de l'électricité qui en découlent soulignent un point de tension crucial qui est la question du **dimensionnement du parc de production face aux pointes de consommation**. En France, des solutions récentes telles que le mécanisme de capacité et ses dispositifs de contractualisation pluriannuelle constituent des premiers éléments de réponse à ce problème, mais leurs effets devront être mesurés sur la durée. L'enjeu de dimensionnement du parc de production reste réel et déterminera la qualité du service pour la collectivité, l'objectif étant de trouver un équilibre entre les coûts à mettre en œuvre pour construire les moyens de pointe et la perte pour la collectivité associée à la défaillance du système.

Dans ce contexte, les moyens de flexibilité nécessaires à la stabilité du réseau, au pilotage technique du système électrique européen, et à la garantie d'une qualité d'alimentation optimale pour tous les consommateurs ne seront disponibles que si leur développement est économiquement anticipé et coordonné à tous les horizons de temps et entre tous les acteurs. Il existe donc un véritable besoin de « programmation » de ce développement afin de mettre en œuvre les solutions qui permettront d'intégrer plus d'EnR intermittentes dans le système européen⁴⁵, au moindre coût et en baissant les émissions. L'intégration de ces EnR et la moindre sollicitation des moyens thermiques se reflèteront par des coûts qui seront de plus en plus fixes. La question est donc de savoir :

- D'une part, comment financer ces coûts d'investissement à long terme. En effet, sur le marché à court terme, les prix de l'électricité ont une tendance à baisser, et les signaux du

44- Il s'agit de la rente qualifiée « d'infra-marginale » pour les moyens de production d'électricité ayant les coûts variables les moins élevés selon l'ordre de préséance économique.

45- La programmation pluriannuelle de l'énergie représente un premier élément de réponse à cet enjeu.

marché ne donnent d'indications que sur un horizon temporel de quelques jours, ce qui ne pourra pas motiver les investissements lourds et de longue portée.

- D'autre part, comment trouver des leviers permettant de valoriser les moyens de flexibilité afin d'inciter les différents moyens de production – y compris les EnR intermittentes – à fournir la flexibilité nécessaire au système.

Plus le taux de pénétration de ces EnR sera important dans le mix, plus leur valorisation économique sur les marchés de l'électricité risque de chuter, et cette baisse de la valeur ne pourra pas être compensée uniquement par une hausse de paramètres exogènes tels que le prix du carbone.

Une réforme nécessaire de la tarification

La tarification du système électrique doit avant toute chose en **refléter ses coûts**, c'est-à-dire intégrer tous les services rendus par le système électrique à ses parties prenantes (producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseaux...).

La tendance à vouloir favoriser l'émergence de « bonnes » solutions en manipulant le levier offert par le tarif d'acheminement n'est pas à prendre à la légère et devra se faire en concertation et en bonne intelligence avec toutes les parties prenantes du système. Ainsi, on peut supposer qu'un système électrique de plus en plus flexible devra nécessairement conduire à une réforme de la tarification de l'acheminement : en effet, le prix de l'électricité devra prendre en compte la valeur de cette flexibilité et rémunérer le service qu'elle rend au système. Dans un avenir proche, avec le développement des technologies numériques, une tarification de l'électricité en temps réel serait envisageable. De même, bien qu'une innovation à l'échelle locale telle que l'autoconsommation ne soit pas un facteur de flexibilité en soit, il sera nécessaire d'en tenir compte dans la tarification. Le tarif d'acheminement (TURPE) devrait en théorie être augmenté pour les autoconsommateurs qui bénéficient d'une garantie d'accès au réseau en cas d'une défaillance de leur installation, mais qui ne participent au financement du réseau que lors

des soutirages⁴⁶. Dans le cas contraire, un cercle vicieux risque de se mettre en place, au sens où le système devra faire face à une hausse du nombre de clients autoconsommateurs qui ne paieront principalement l'électricité qu'en fonction du volume d'énergie soutirée – c'est-à-dire très peu – et à une répercussion corollaire des coûts de réseau sur les autres clients, qui paieront l'essentiel des coûts fixes. L'autoconsommation accroît par conséquent l'incertitude pour les gestionnaires de réseau et exige des marges supplémentaires de flexibilité.

Le niveau et la structure actuelle du TURPE, essentiellement basé sur un **ratio énergie-puissance d'environ 80/20**⁴⁷, sont également des éléments à questionner dans la tarification de l'électricité, le coût d'accès au réseau étant avant tout fonction de la puissance souscrite et non de l'énergie soutirée. Si la structure du futur TURPE 6 semble confirmer la hausse de la part puissance, il faut cependant noter que ce rééquilibrage du ratio énergie-puissance ne bénéficiera pas forcément à certains usages : en effet, dans le cas des usages électro-intensifs, privilégier la puissance à l'énergie dans le tarif, toutes choses égales par ailleurs, risque d'obérer les signaux permettant d'accroître l'efficacité énergétique, et de réduire l'intérêt des solutions efficaces⁴⁸. **Le ratio énergie-puissance dans le tarif doit donc s'accompagner d'une réflexion selon les types d'usages et l'élasticité-prix de la puissance appelée par ces usages.** Pour une grande partie des usages domestiques (résidences secondaires, ménages défavorisés...), la puissance appelée est très peu sensible au prix de l'électricité et légitime une hausse de la part puissance dans le tarif. Ceci est moins vrai pour les entreprises industrielles électro-intensives. Tout en considérant l'un des piliers du tarif d'acheminement qui est son unicité sur tout le territoire national (principe du « timbre-poste »), il serait à terme sans doute nécessaire de prendre en compte l'externalité négative liée au fait que les EnR variables sont en règle générale produites sur les territoires propices à leur développement (conditions météo favorables), et non nécessairement là où se situe la consommation de masse, ce qui implique

46- Et éventuellement des injections en cas de configuration d'autoconsommation partielle ou d'injection sur le réseau de la totalité de l'énergie autoproduite.

47- Ce ratio est beaucoup plus favorable à la puissance qu'à l'énergie dans d'autres pays européens où le tarif d'acheminement reflètera essentiellement les coûts d'accès au réseau en raison de profils d'utilisation des réseaux très différents et de coûts d'utilisation des réseaux très différenciés. Un cas notable est celui des Pays-Bas, où 100% du tarif d'acheminement est déterminé par un ensemble de coût fixes (coûts de raccordement du client au réseau) et capacitaires (coûts liés à la disponibilité du réseau par rapport à la puissance maximale souscrite par le client). Source : Rapport de la Commission Européenne sur la structure du tarif d'acheminement pour les gestionnaires de réseaux en Europe (2015).

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF

48- Un exemple est l'usage du chauffe-eau thermodynamique, plus efficace que son homologue à résistance électrique.

d'acheminer l'énergie produite sur de longues distances et donc de renforcer les réseaux d'électricité qui la transportent.

3.4

LES CAPACITÉS OFFERTES PAR LE NUMÉRIQUE

La distribution de l'intelligence de contrôle

Le déploiement à grande échelle de moyens de production décentralisés nécessite un développement parallèle des systèmes d'information, des échanges de données, et de contrôle, afin de pouvoir mobiliser efficacement des dispositifs de flexibilité. L'apport des technologies numériques représente à cet égard un atout considérable, en ce sens qu'il permet de piloter certains moyens de production (ex : hydraulique) de manière beaucoup plus fine et au plus proche du temps réel, ce qu'il n'était pas possible de faire auparavant. De la même manière, le pilotage des EnR variables exigera des échanges d'information aux horizons de temps les plus pertinents entre les différents sites de production.

L'ouverture des marchés européens à la concurrence depuis deux décennies a naturellement conduit à une libéralisation massive, tant du côté de la production que de la fourniture de services énergétiques. La transition numérique qui s'est greffée à ce processus d'ouverture a accentué la mise sur le marché d'innovations technologiques permettant de valoriser les moyens de flexibilité : capteurs et remontée de données à un pas de temps plus fin, réseaux intelligents (smart grids), compteurs intelligents, dispositifs de contrôle-commande améliorés...⁴⁹

La cybersécurité

La nouvelle donne énergétique va comprendre les technologies de production et de stockage, la décentralisation des moyens de pilotage et de contrôle, et la croissance de leurs possibilités d'interaction. La pénétration du numérique va faciliter cela et permettre de nouveaux usages, mais augmente le risque d'exposition à des cyberattaques. Le phénomène d'hyper-numérisation va en effet soulever de nombreux

enjeux en matière de sécurité pour la gestion des infrastructures critiques du système, dont la continuité de l'activité est indispensable. Il y a donc une nécessité à renforcer les protocoles permettant de sécuriser les communications de données essentielles au bon fonctionnement des infrastructures électriques, afin de se protéger contre des risques de défaillance causés par des failles de cybersécurité, et qui pourraient, dans les cas extrêmes, conduire à un black-out.

Dans la lignée des différentes crises qui ont jalonné la précédente décennie (crise immobilière, financière, économique, sociale⁵⁰, et enfin sanitaire), la possibilité d'une « crise numérique » catalysée par les synergies grandissantes entre technologies numériques et infrastructures électriques n'est pas à exclure, notamment dans un contexte où les données énergétiques se multiplient de manière exponentielle.

Le risque de captation de valeur par des opérateurs étrangers

La transition numérique a également pour conséquence d'accroître la dépendance européenne vis-à-vis des fournisseurs étrangers d'équipements. L'hégémonie de certains acteurs tels que les GAFAM et les BATHX⁵¹, par rapport aux infrastructures logicielles, aux normes applicatives qu'ils déploient dans le monde entier et à leur maîtrise de l'intelligence artificielle, accentue d'autant plus le risque d'une conquête de l'Europe par ces acteurs, a fortiori dans un monde dominé par l'économie de la donnée, et où les données personnelles sont devenues le terreau de la société d'information qui nous entoure. Le problème de captation de valeur par ces opérateurs étrangers, qui profiteraient de l'ouverture du marché de l'énergie européen pour capter ces données, proposer de nouveaux services innovants et devenir une sorte d'interface incontournable entre les consommateurs finaux et les opérateurs historiques, est donc bien réel. Il réaffirme la nécessité de consolider à la fois la souveraineté technologique et la compétitivité industrielle de la France par rapport à la recherche sur le stockage, les technologies de flexibilité et de production bas carbone, et les innovations autour des réseaux et des services.

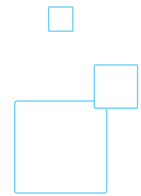
49- Il faut rappeler cependant que le smart ne se fait pas toujours uniquement avec des technologies nouvelles. Un exemple concret est celui des protocoles de communications utilisés dans la gestion du système électrique : la mise à jour de la technologie TCFM (télécommande centralisée à fréquence musicale), déjà utilisée dans les années 1960 dans la gestion du parc nucléaire français et utilisée par Enedis pour l'envoi du signal HP/HC pour les ménages non encore équipés du compteur intelligent Linky, a permis à certains projets démonstrateurs de moduler la portée logique des télécommandes de manière à répondre aux besoins de flexibilité du système.

50- Il est fait référence ici à la crise des « Gilets jaunes » de 2018-2019 et ses racines avec le secteur de l'énergie.

51- GAFAM : Google, Amazon, Facebook, Apple, Microsoft pour les États-Unis ; BATHX : Baidu, Alibaba, Tencent, Xiaomi, Huawei pour la Chine



4 LES BESOINS ET PRIORITÉS DE RECHERCHE



Les réflexions menées par le groupe de travail ont fait émerger un certain nombre de priorités de recherche. Cela s'est fait en concertation avec l'alliance ANCRE, dont la vision est exposée en **Annexe 1**. En même temps, le groupe a essayé de faire ressortir brièvement les enjeux et les conditions d'exécution souhaitables de ces recherches. Pour plusieurs d'entre elles, il y a des enjeux de propriété intellectuelle et de normalisation qui sont la clé des futures positions de l'industrie française et sont garantes de la protection du savoir-faire des entreprises françaises.

D'autres priorités, qui touchent au fonctionnement opérationnel du réseau électrique, doivent être menées en interaction étroite avec les opérateurs et se soumettre à une discipline de confidentialité. Certaines mêmes, qui touchent à la sécurité nationale, doivent s'astreindre au secret.

Autrement, et parfois sur des parties des mêmes sujets, il y a au contraire intérêt à ouvrir, pour bénéficier des travaux menés à l'étranger et contribuer à notre positionnement international.

Les analyses précédentes le montrent : le réseau électrique est un véritable système, avec des paramètres techniques, économiques, sociaux, environnementaux, internationaux, politiques dont la variabilité et les effets ne font que croître en même temps que le nombre d'acteurs et l'ouverture des marchés européens.

Cela a évidemment des conséquences sur la manière de conduire les recherches. De façon générale, celles-ci doivent être plus interdisciplinaires et donner lieu à des coopérations plus étroites entre la recherche publique, les entreprises et les pouvoirs publics.

4.1

LA NUMÉRISATION DU SYSTÈME

Faciliter la pénétration des outils numériques dans un système électrique de plus en plus décentralisé permettra de mobiliser de nouveaux leviers de flexibilité (réseaux intelligents, pilotage de la charge, V2G...) ainsi que de nouveaux produits et services permettant de valoriser ces flexibilités sur les marchés de l'électricité en Europe, en utilisant notamment des protocoles de communication adéquats dans les infrastructures système afin de remonter les données à un pas de temps plus fin. Le numérique jouera ainsi un rôle crucial dans les services qu'il sera possible de fournir au réseau et qui seront fortement associés à la mise en place de systèmes d'information et de pilotage : équilibrage prévisionnel, réglage de tension et fréquence, prévention de la chute d'inertie... **Les technologies numériques fournissent aux opérateurs du système une capacité à mieux anticiper le pilotage des flexibilités en temps réel**, ce qui a également pour corollaire des bénéfices tels que la diminution des congestions sur les réseaux de distribution et le déploiement de dispositifs de charge intelligente pour les véhicules électriques.

La décentralisation du contrôle et du pilotage

Elle implique le déploiement de capteurs, de logiciels et d'interfaces par des méthodes issues de **l'analyse des données et de l'intelligence artificielle**, afin de mieux observer et de mieux contrôler le réseau. Il s'agit aussi de développer la recherche sur des postes de distribution numériques plus intelligents, et sur l'interopérabilité des nouveaux composants et leur adaptation au réseau existant.

Il y a de forts enjeux de **propriété intellectuelle et de maîtrise industrielle des technologies numériques**, mais aussi de maîtrise des marchés, de normalisation, et de sécurité nationale (par exemple autour des échanges de données sensibles entre infrastructures).

La cybersécurité

Les évolutions technologiques du numérique doivent également prendre en compte les besoins en matière de **cybersécurité** et de **lutte contre la cybercriminalité**. Il s'agit d'un enjeu de sécurité nationale, afin de garantir la protection des ouvrages physiques, celle des communications entre les infrastructures, mais aussi celle des données qui seront produites, traitées et échangées entre tous les acteurs du système, sans oublier les solutions numériques fondées sur l'usage des algorithmes (coffres-forts numériques, *blockchain*...).

Les priorités de recherche doivent porter sur l'identification et la maîtrise des risques liés à la vulnérabilité d'un système électrique de plus en plus numérisé, sur la résilience de ce système (restauration du fonctionnement en cas de défaillance), sur la protection et la confidentialité des données. Il serait également bon de trouver des solutions techniques afin que certains acteurs puissent assurer un rôle de tiers de confiance.

La défense des chaînes de valeur

Elle répond à des enjeux d'**emploi** et de **souveraineté technologique**, amplifiés par une récession mondiale sans précédent. Elle sera par ailleurs indispensable dans un système électrique de plus en plus décentralisé, avec un nombre croissant d'acteurs qui regrouperont des grandes entreprises, mais aussi des start-up et des laboratoires de recherche. Ces acteurs auront vocation à entretenir des liens étroits avec d'autres systèmes énergétiques, de la production jusqu'au compteur, et avec d'autres secteurs (télécommunications, équipementiers, entreprises de solutions numériques...).

Il faudra identifier les zones sensibles au développement de ces chaînes de valeur, ainsi que les possibilités de coopération, par exemple à travers le montage de plateformes permettant de partager les connaissances et les données.

On le voit, les interactions entre la conception et la réalisation de ces priorités, le caractère interdisciplinaire des travaux, la nécessité de coopération entre des acteurs plus nombreux et plus variés rendent indispensable une approche systémique de la flexibilité qui permet des complémentarités, voire des hybridations, entre différents vecteurs d'énergie et usages⁵².

L'Annexe 2 du présent rapport détaille les principaux enjeux liés au numérique dans le développement des flexibilités pour le système électrique.

4.2

LA MODULATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Dans le cadre du rajeunissement du parc nucléaire, et une fois la décision du gouvernement prise à l'horizon 2022-2023 quant à un éventuel programme de nouveaux réacteurs nucléaires, il faudra veiller à ce que ces potentiels nouveaux réacteurs puissent, comme leurs prédécesseurs, ajuster leur production aux fluctuations journalières et hebdomadaires de la demande. Pour l'éolien et le photovoltaïque, il s'agit d'étudier les conditions d'injection et de coupure, et de mettre au point l'électronique de puissance correspondante. Or, chaque fois qu'il est question d'électronique de puissance, il y a de forts enjeux de propriété intellectuelle et de maîtrise industrielle.

4.3

LE RENFORCEMENT DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES

Un des buts de la flexibilité est justement de minimiser les besoins de renforcement. Cependant, la création de lignes haute tension sur de longues distances sera nécessaire pour bénéficier du foisonnement géographique permis par les ouvrages électriques. Le problème reste aujourd'hui l'acceptabilité sociale des infrastructures à haute tension. L'enterrement des lignes grâce à du courant continu (technologie HVDC) représente un coût non négligeable, qu'il sera nécessaire de comparer avec des solutions alternatives telles que le stockage, également coûteuses.

52- L'usage du gaz ou de la chaleur peuvent par exemple apporter de la flexibilité supplémentaire au système électrique.

4.4

LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE À COURT ET À LONG TERME

Pour le stockage de courte durée, en accord avec les orientations du plan batteries, il faut se concentrer sur deux types de marchés :

- Les **batteries stationnaires** qui serviront de tampon aux EnR variables et aideront à maintenir la qualité de tension-fréquence.
- Le **véhicule électrique**, et sa contribution à la flexibilité par une interconnexion bidirectionnelle au réseau (V2G).

Compte tenu de la masse industrielle investie sur les batteries lithium-ion, c'est d'abord à cette filière qu'il faut se consacrer pour contrer la domination asiatique. La recherche doit être étroitement liée à l'amélioration des procédés. Il faut encore gagner en coût, mais aussi améliorer les performances (capacité, temps de charge, nombre de cycles, possibilité de seconde vie...), mieux décarboner la fabrication, et recycler les matériaux.

Le besoin d'améliorer les performances peut justifier un changement de filière, si le saut est assez important. C'est dans cette perspective qu'il faut maintenir les recherches d'abord exploratoires sur d'autres filières que le lithium-ion.

Pour le stockage intersaisonnier, il n'y a pas encore à l'horizon 2035 de solution économiquement viable. Cependant, le plan hydrogène et les expérimentations de Power-to-X peuvent contribuer significativement à la décarbonation et à la flexibilité du système électrique, à condition de trouver des débouchés économiques (modèles d'affaires). La France a de forts atouts industriels, et c'est un domaine où les coopérations avec l'Allemagne peuvent être structurantes. Pour l'avenir, la maîtrise d'un « hydrogène décarboné » au coût le plus bas possible est un enjeu de première grandeur. C'est l'objet du plan hydrogène présenté par le gouvernement français le 8 septembre 2020 et portant sur 7 G€, presque concomitamment et en coordination avec les initiatives allemandes (7 G€) et communautaires⁵³.

La viabilité économique des technologies de stockage de long-terme nécessitera une approche multi-services.

4.5

L'EFFACEMENT DE LA DEMANDE

Les priorités de recherche devront porter sur les conditions d'injection et de coupure, sur les protections à mettre en place contre les courts-circuits, ainsi que sur la maîtrise de l'électronique de puissance associée. Là encore, les enjeux de propriété intellectuelle et de maîtrise industrielle devront être pris en compte.

4.6

LE DÉVELOPPEMENT ET L'EXPLOITATION DE RÉSEAUX PLUS FLEXIBLES MAIS TOUT AUSSI FIABLES

L'enjeu est de maintenir la qualité du courant aussi bien en tension qu'en fréquence, à travers la modulation de puissance en soutirage et en injection (du très court terme au long terme), le grid support, ainsi que le grid forming. Cela ne sera possible qu'à travers le déblocage de verrous :

- **Techniques** : intégration systémique de solutions déjà matures en technologies d'information et de communication ; architectures mixtes AC/DC justifiées par le développement important d'usages en courant continu (PV, véhicule électrique, stockage) ; déploiement de compensateurs synchrones améliorés ; création d'inertie artificielle, par exemple via l'utilisation de machines synchrones ou d'oscillateurs virtuels ; conception de services système rapides tels que le bridage du productible EnR pour le soutien de fréquence ; stockage multi-services à différentes échelles temporelles.
- **Économiques** : définition de nouveaux modèles d'affaires permettant de raisonner en coût total (CAPEX + OPEX) ; mise en place d'expérimentations (coopératives énergétiques locales, V2G, stockage...).
- **Réglementaires** : mise en place d'un cadre permettant le développement concret des solutions à différents niveaux, du laboratoire

53- Sources : <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france> ; <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/lhydrogene-le-pari-a-9-milliards-de-lallemagne-1210019> ; https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_20_1259 : pour l'UE le plan de la Commission mentionne les évaluations de l'IRENA de 2020, qui estime les investissements cumulés dans l'hydrogène de source renouvelable dans une fourchette de 180 à 470 G€ d'ici 2050 et de 3 à 18 G€ pour de l'hydrogène faiblement carboné d'origine fossile

vivant (living lab) à l'industrialisation ; évolution des normes et développement de nouvelles ; règles de fonctionnement de plateformes de flexibilités locales permettant l'interaction entre toutes les parties prenantes ; réflexion sur l'accès et l'utilisation des données au niveau européen.

4.7

LA MODÉLISATION ÉCONOMIQUE À DIFFÉRENTES ÉCHELLES SPATIALES ET TEMPORELLES

La flexibilité implique un transfert de risque : on renonce à la sécurité garantie par des matériels à réponse rigide au profit d'un pilotage plus souple et globalement plus efficace. Le défi majeur est la maîtrise de ce risque, c'est-à-dire que les différents apporteurs prennent la responsabilité de la fiabilité des solutions de flexibilité. Pour que les modélisations technico-économiques puissent donner de la valeur à la flexibilité, il est nécessaire de définir ce qu'elle fournit comme services au système électrique, avec des incertitudes inévitables. La prise en compte de ces incertitudes par les scénarios à couvrir (incertitude de la production et sur la consommation) à toutes échelles spatiales et temporelles est un élément clé.

Les besoins vont donc s'articuler autour :

- Du développement de **modèles prédictifs de variabilité des EnR** .
- De la capacité à **modéliser les flexibilités et à les insérer dans les plans d'investissement** sur le long terme, sans oublier les modélisations au niveau des futures architectures de marché et/ou de la régulation des prix de l'énergie lorsque ces prix n'envoient actuellement pas les bons signaux.
- De la **quantification du risque associé aux prises de décisions**, d'autant que la frontière devient floue entre les différentes échelles spatiales (du réseau de transport jusqu'à l'utilisateur) et les différents vecteurs énergétiques (électricité, chaleur, gaz). Lorsqu'on descendra à la maille de l'utilisateur, il faudra compléter l'approche technico-économique par une modélisation comportementale intégrant les SHS⁵⁴.

Ces recherches devront être menées de manière opérationnelle, en liaison étroite avec les entreprises et les pouvoirs publics, mais également de manière académique afin de participer aux échanges internationaux sur les problèmes et les solutions, relatifs notamment à la décarbonation des systèmes énergétiques.

4.8

LES MÉCANISMES DE MARCHÉ

Il s'agit de réduire les externalités négatives induites par les imperfections des marchés actuels et par les méthodes historiques de tarification de l'électricité (niveau et structure). Tout cela dans un paysage énergétique tributaire du degré d'ouverture du marché européen, de la concurrence accrue entre fournisseurs, de l'émergence des autoconsommateurs, ou encore des effets plus ou moins redistributeurs des tarifs de l'électricité : comment maintenir des éléments de cohésion sociale et de redistribution comme l'est aujourd'hui la péréquation tarifaire, tout en traduisant les coûts réels d'investissement et d'exploitation ?

Il faudra identifier les zones sensibles au développement de ces chaînes de valeur, ainsi que les possibilités de coopération, par exemple à travers le montage de plateformes permettant de partager les connaissances et les données.

On le voit, les interactions entre la conception et la réalisation de ces priorités, le caractère interdisciplinaire des travaux, la nécessité de coopération entre des acteurs plus nombreux et plus variés rendent indispensable une approche systémique de la flexibilité qui permet des complémentarités, voire des hybridations, entre différents vecteurs d'énergie et usages⁵⁵.

54- Sciences humaines et sociales.

55- L'usage du gaz ou de la chaleur peuvent par exemple apporter de la flexibilité supplémentaire au système électrique.

5 LES ATTENTES VIS-À-VIS DES POUVOIRS PUBLICS, DE LA RECHERCHE PUBLIQUE ET DES ENTREPRISES

5.1

VIS-À-VIS DES POUVOIRS PUBLICS

Les pouvoirs publics auront à prendre à très court terme (d'ici 2023, échéance de la prochaine PPE) un ensemble de décisions qui conditionneront l'avenir des moyens de flexibilité dans le système électrique français, et les programmes de recherche qui en découleront. Ces choix concernent :

- **Le mix électrique de production français**, compte tenu des ressources naturelles disponibles, de la sécurité liée à leur exploitation, de leur rentabilité économique, et naturellement de leur propension à contribuer à la décarbonation du système. Les décisions relatives à la part des EnR intermittentes et du nucléaire dans le mix (en prenant en compte la rénovation du parc actuel par les éventuelles nouvelles générations de centrales nucléaires) seront déterminantes. Elles devront être adossées à des décisions prises à un niveau européen sur le rôle technique des interconnexions comme moyens de flexibilité dans un système qui intègre de plus en plus d'EnR imprévisibles et fatales.
- **Le renforcement de « repères de long terme »**, qui permettront d'envoyer des signaux aux marchés de l'énergie et de susciter ainsi un regain d'intérêt pour les investissements dans les moyens de flexibilité. À plus forte raison dans une conjoncture économique où les marchés risquent à très court terme de se contracter et où les enjeux du plan de relance économique seront primordiaux.
- **Le renforcement de normes et règles d'accès** permettant de mettre en visibilité et de rentabiliser les actifs de flexibilité qui ont de

la valeur, avec entre autres une adaptation des architectures de marché et/ou des grid codes sur lesquels il serait souhaitable d'avoir des discussions approfondies au niveau européen. La France doit ainsi être en mesure de porter une position dans les instances de normalisation européennes et internationales.

- **Une coordination nationale des investissements** qui permettra à terme de planifier l'intégration croissante des EnR d'ici 2035 mais aussi au-delà, les nouveaux usages sur le réseau (ex : V1G, V2G, V2H...), ainsi que les différents services rendus au système par les différents moyens de flexibilité (réglage de tension et de fréquence, gestion de l'équilibre offre-demande...) en fonction des échelles spatiales et temporelles les plus adéquates.
- Le renforcement de l'action publique en cours sur les **mesures d'efficacité et de sobriété** énergétique pour tous les secteurs de l'économie.

5.2

VIS-À-VIS DE LA RECHERCHE PUBLIQUE

La réputation de la recherche publique française en matière industrielle n'est plus à faire, que ce soit sur les moyens de production d'électricité ou la gestion des infrastructures d'acheminement. Cependant, dans un contexte économique incertain et menaçant, imprégné de l'arrivée de nouveaux acteurs asiatiques à la pointe de la technologie, elle doit être complétée par **plus de transdisciplinarité entre les sciences de l'ingénieur, les sciences économiques, et les SHS**. La recherche en économie et en modélisation permettra de prévoir et de suivre l'activité

du système électrique à tous les niveaux, de dimensionner les investissements en matière de flexibilité, d'éclairer le fonctionnement du marché et les pouvoirs publics, et d'identifier les modèles d'affaires les plus rentables pour les industriels sur le long terme.

Les réflexions du groupe de travail ont fait remonter le besoin d'une **coordination accrue et tripartite entre la recherche publique, les acteurs privés, et les pouvoirs publics**. Cette coordination devra notamment permettre de faire valoir la position et le savoir-faire français en matière de recherche sur l'énergie au sein des discussions européennes. La participation à des **programmes de recherche européens** tels que *Horizon Europe* ainsi qu'à des partenariats (coprogrammés, cofinancés, ou institutionnalisés)⁵⁶ devra renforcer les bases scientifiques et technologiques des pays membres et contribuer au bon fonctionnement d'un réseau électrique européen intrinsèquement solidaire et qui dépasse le périmètre de l'Europe politique. Ceci tout en concrétisant les priorités politiques stratégiques de l'Union Européenne en matière de sécurité d'approvisionnement, de décarbonation, et d'énergies renouvelables.

5.3

VIS-À-VIS DES ENTREPRISES

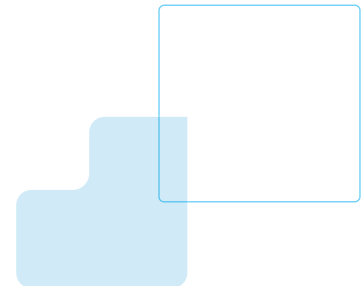
L'innovation technologique, les nouvelles règles de marché, et les évolutions de la réglementation intensifient la concurrence européenne et internationale et donnent lieu à l'apparition de nouveaux métiers et de nouveaux entrants à l'amont comme à l'aval de la chaîne de valeur.

La coopération entre acteurs français est indispensable pour renforcer la compétitivité industrielle de la France et permettre une adéquation entre :

- **Les technologies** qui seront conçues, expérimentées sous forme de démonstrateurs, puis amenées à maturité sur les nouveaux équipements, les nouveaux moyens de production, de stockage, et de pilotage du système ;
- **Les processus industriels** de production permettant de faire face à une demande de pointe qui risque d'être plus contraignante et nécessitera la mise en place de procédés

plus flexibles dans leur conception et leur exploitation ;

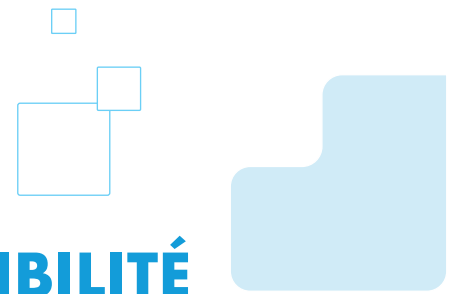
- Le développement de **modèles économiques innovants** basés sur les évolutions du système électriques (offres vertes, offres d'effacement, tarification plus adaptée...) et rentables sur le long terme.



56- Les partenariats du programme Horizon Europe se subdivisent en trois types : (i) les coprogrammés sont effectués sur la base de protocoles d'accord ou d'accords contractuels et définissent les engagements de toutes les parties et les objectifs du partenariat ; (ii) les cofinancés sont régis par la contribution financière à un programme sur la base de l'engagement financier des partenaires ; et (iii) les institutionnalisés font intervenir la participation et la contribution financière des États membres et sont mis en œuvre dans le cas où les autres formes de partenariats sont inadéquates.

ANNEXE 1

LA VISION D'ANCRE SUR LA PROBLÉMATIQUE DE LA FLEXIBILITÉ SYSTÉMIQUE



Le système énergétique actuel résulte d'un certain nombre de choix techniques et économiques historiques pris dans un contexte en opposition avec les nouvelles motivations écologiques et citoyennes (volonté d'une consommation plus locale et maîtrisée). Il serait extrêmement coûteux de changer le système global qui doit donc devenir plus flexible, c'est-à-dire être capable de s'adapter et de relever différents défis à tous les niveaux de l'échelle spatiale et temporelle :

- **Horizon long terme (supérieur à dix ans) :** intégration des productions renouvelables et des nouveaux usages (tels que le véhicule électrique et les communautés locales d'énergie), développement de la production d'hydrogène bas-carbone pour réduire les émissions des secteurs industriels et des transports et des véhicules lourds notamment, mise en place d'indicateurs environnementaux (plus larges que l'impact carbone) en prenant en compte l'ensemble du cycle de vie des technologies dans la prise de décisions d'investissements et de déploiement des technologies;
- **Horizon court/moyen terme (de la demi-journée à cinq ans) :** grande variabilité de la production renouvelable impliquant une contrôlabilité et une prédictibilité limitées ;
- **Horizon très court terme (inférieur à l'heure) :** diminution de l'inertie du réseau électrique due à l'augmentation de l'électronique de puissance associée aux EnR augmentant le RoCoF (*rate of change of frequency*) et les creux de fréquence.

Pour répondre à ces défis, le GP⁵⁷ 10 ANCRE « Réseaux et stockage » a identifié trois axes de développement importants : le couplage entre les différents réseaux d'énergie via le *Power*

to X, l'évolution des méthodes et solutions technologiques utilisées pour le développement des réseaux électriques et le renforcement de l'implication des usages et des usagers dans l'optimisation du système global.

1. Interactions entre les différents réseaux d'énergie via le P2X

Un moyen de flexibilité peut être apporté par l'hydrogène qui présente un fort intérêt comme vecteur intermédiaire à l'interconnexion des réseaux d'énergie (électricité, gaz, chaleur, carburants) en participant à la cogénération via des piles à combustible ou au *Power to X* » où X représente soit de l'électricité (*Power to Power*), soit du méthane de synthèse (*Power to Gas*), soit du carburant de synthèse (*Power to fuel*), voire des composés organiques (*Power to Chemical*). Ces technologies pourraient également permettre de stocker de l'électricité à grande échelle (stockage intersaisonnier) aider à rendre le système énergétique plus flexible.

- **Le « *Power to Power* »** consiste à convertir un excédent d'électricité en hydrogène par électrolyse puis à reconvertir cet hydrogène en électricité via une pile à combustible en cas de demande accrue, moyennant un rendement très médiocre de la chaîne énergétique. Une première possibilité consiste à utiliser un électrolyseur et une pile à combustible fonctionnant à basse température comme dans le cas du projet MYRTE en Corse. Dans ce cas, deux systèmes distincts (électrolyseur et pile à combustible) sont alors nécessaires augmentant de fait le coût d'amortissement des équipements. Pour pallier la nécessité d'un double équipement, la solution de l'électrolyse haute température qui permet un fonctionnement réversible

en mode pile à combustible SOFC peut apparaître séduisante, d'autant plus si de la chaleur fatale énergétiquement gratuite peut être disponible sur le site d'installation. La société allemande Sunfire a mis en exploitation un tel démonstrateur sur un site de Boeing en Californie.

- **Le « Power to Gas »** consiste soit à injecter directement de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel soit à le convertir en méthane de synthèse à partir de CO₂ à l'aide d'un réacteur de méthanation comme, par exemple, dans le cas du projet Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer.
- **Dans le cas du « Power to Fuel » ou du « Power to Chemical »**, la synthèse chimique à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone permet alors de réaliser des composés chimiques organiques de synthèse qui peuvent être soit des carburants de synthèse, appelés aussi « **e-fuels** » comme le diesel ou le kérosène, soit des molécules organiques à haute valeur ajoutée.

Le principal verrou technico-économique est que les technologies « *Power to X* » ne sont pas assez matures et les infrastructures coûteuses. Il y a donc un besoin de recherche et de démonstration important pour valider l'intérêt technique et économique de ces solutions et en particulier celle du stockage intersaisonnier. Dans ce contexte, l'ANCRE a émis les recommandations suivantes :

- **Développement de briques technologiques à hautes performances à TRL élevés** (électrolyseurs, réacteurs de synthèse de méthane, pompe à chaleur de forte puissance),
- **Développement de stratégies de pilotage intelligent des différents réseaux** (gaz, électricité et chaleur) pour optimiser les modèles techniques et économiques autour du « *Power to X* » pour estimer sa viabilité sur le long terme,
- **Exploitation des retours d'expériences des projets nationaux et internationaux.**

2. Dimensionnement et exploitation d'un réseau électrique flexible

Le réseau électrique peut devenir plus flexible en intégrant plusieurs solutions, dont :

- **La modulation de puissance en soutirage et en injection** (du très court terme au long terme).
- **Le *grid support*** : soutien au réglage de tension et de fréquence grâce à l'utilisation d'usages se comportant comme des sources de puissances actives et réactives (du très court terme au long terme),
- **Le *grid-forming*** : utilisation d'usages se comportant comme des sources de tension contrôlables ne nécessitant pas de référence de tension et permettant ainsi le fonctionnement en microgrid déconnecté du réseau principal (temps réel).

Le niveau de développement de ces solutions est assez inégal en raison de verrous techniques, socio-économiques et réglementaires, le dernier étant un des principaux freins à leur développement. En ce qui concerne les verrous techniques, on peut citer en particulier : (1) **les incertitudes** croissantes avec le temps mais décroissantes lorsque l'échelle spatiale augmente en raison de l'augmentation du foisonnement (productions EnR, véhicules électriques et réglementation entre autres) ; (2) **la variabilité des EnR** rendant leur contrôlabilité et leur prédictibilité limitées sans efforts techniques et économiques conséquents ; (3) **l'intégration des modèles de flexibilités** (horizon court terme) dans les décisions d'investissement (horizon long terme) et **la quantification du risque** associé à une prise de décision ; (4) **la frontière de plus en plus floue entre les différentes échelles spatiales** (du transport jusqu'à l'utilisateur) et **énergétiques** (électricité, chaleur et gaz) ; (5) **l'adaptation et l'interopérabilité des nouveaux composants** au réseau existant ; (6) la **gestion** complexifiée de **l'inertie**. Ces verrous technologiques se complexifient dès lors que l'action de l'utilisateur (directe ou indirecte) est considérée, nécessitant l'intégration de modèles socio-économiques pouvant être difficiles à coupler aux modèles physiques et mathématiques comme par exemple l'adhésion sociale. Enfin, les normes et réglementations sont inadaptées et/ou non stabilisées ce qui creuse un fossé important entre

la maturité d'une solution technologique et son industrialisation à grande échelle. Bien que de nombreux projets démonstrateurs existent, les résultats et retours d'expérience sont peu utilisés dans les démonstrateurs suivants et pour faire évoluer la réglementation.

Ainsi les recommandations émises par le groupe de travail peuvent être classées en cinq catégories par ordre décroissant de priorité et de potentiel de déploiement :

- **Mise en place d'un cadre réglementaire** permettant le développement concret des solutions à différents niveaux, du living lab et démonstrateurs à l'échelle 1 jusqu'à la réplication sur les terrains socio-économiques. Ce cadrage doit définir des règles claires pour tous les acteurs de la chaîne, être flexible et évolutif au fur et à mesure des retours d'expérience. Il doit en particulier définir les **différents modèles d'affaires des solutions de flexibilités** afin de pouvoir raisonner en TOTEX pour estimer leurs impacts économiques et les solutions à mettre en place pour les rendre compétitives (coopératives énergétiques locales, V2G bidirectionnel, stockage entre autres). Le rapport « *The smartEn Map PROSUMERS 2020* » met en avant le manque de souplesse de la réglementation dans le développement des flexibilités à tous les niveaux du réseau électrique dans plusieurs pays européens dont la France. Il doit également permettre l'évolution des normes existantes et/ou la mise en place de **nouvelles normes** au fur et à mesure des retours d'expérience permettant ainsi de définir un cadre pour les prochains démonstrateurs. Il doit également définir des règles de fonctionnement pour le **développement de plateformes de flexibilité locale** permettant un échange entre les parties prenantes comme cela est fait dans d'autres pays européens. Un dernier volet important est le cadrage sur **l'accès et l'utilisation des données** par les différents acteurs dans un but d'optimisation globale tout en protégeant la vie privée des usagers.
- **Développement d'outils numériques** de modélisation, simulation, optimisation et de systèmes d'information afin de pouvoir gérer les problématiques d'optimisation systémique. En particulier, le développement

d'approches probabilistes mixtes est nécessaire face au niveau d'incertitudes élevé. La volumétrie croissante des données obtenues grâce notamment au développement de compteurs communicants nécessite le développement de **méthodes issues de l'analyse de données et de l'intelligence artificielle** pour améliorer l'observabilité et le contrôle du réseau mais aussi d'affiner les hypothèses usuelles prises dans les décisions d'investissement. La **modélisation comportementale** doit être couplée aux modèles existants et futurs dès lors que l'on descend à l'échelle de l'utilisateur. Enfin la **modélisation de l'impact environnemental des technologies** doit être intégrée aux prises de décisions sous une forme économique ou d'indicateur de performance au même titre que les temps moyens de coupure par exemple.

- **Développement de solutions technologiques déjà matures via des démonstrateurs** : plusieurs solutions sont déjà matures mais nécessitent des phases de tests et de normalisation avant de pouvoir être déployées. On peut citer : (1) **l'intégration systémique** (architecturer les solutions déjà matures par rapport aux systèmes d'information, aux technologies de communication et d'information et à la conversion entre autres); (2) **les technologies HVDC** (courant continu haute tension) pour pouvoir maîtriser des flux entre les différentes régions et soutenir les réseaux haute tension en courant alternatif; (3) **la création d'inertie artificielle** grâce par exemple à l'utilisation de machines synchrones ou d'oscillateurs virtuels (plusieurs démonstrateurs en cours); (4) **le stockage multi-services** dont le coût d'investissement peut être rapidement rentabilisé par la fourniture de services à différentes échelles temporelles et pour différents acteurs de toute la chaîne énergétique; (5) **les services système rapides** comme le bridage du productible EnR pour avoir une réserve primaire pour le soutien de fréquence; (6) **vehicle-to-Grid (V2G)** bidirectionnel dont certains enjeux restent autour de la conversion, de la compacité et de l'intégration au niveau des véhicules (en AC voire en DC).

- **Développement de solutions en rupture avec les méthodes historiques : les outils de planification** de réseaux d'énergie doivent intégrer une vision multi-systèmes, multi-échelles et multi-énergies **intégrant** les actions et **contraintes opérationnelles** des solutions de flexibilité dans une vision long terme. De plus, les choix historiques faits dans un contexte donné ne doivent pas rester figés et il faut donc investiguer des solutions d'**architectures mixtes AC/DC** justifiées par le développement important des usages en DC (photovoltaïque, véhicule électrique et stockage). La vision centralisée du réseau électrique doit également évoluer vers une vision plus décentralisée pouvant conduire à une « **clusterisation** » du réseau (microgrids connectés ou non), c'est-à-dire le groupement d'usages qui vont pouvoir rendre des services de type *grid support* ou *grid forming*).

3. Flexibilité par les usages

Les différents rapports scientifiques démontrent qu'il existe a priori un potentiel de flexibilité via les usages (c'est-à-dire au niveau du bâtiment ou du quartier) de près de 18 GW en France selon l'ADEME qui sera mobilisé pour rendre des services au réseau et gérer l'incertitude associée à l'utilisateur afin que celui-ci consomme l'énergie au moment où celle-ci est disponible. Tout cela dans un contexte de complexité, d'incertitude liée à la prévision des EnR intermittentes, de non-foisonnement à des échelles très locales, et plus généralement de nouveaux équilibres du système énergétique à mi-chemin entre centralisation et décentralisation. L'un des objectifs de la flexibilité par les usages et d'aller vers une approche de type smart, c'est à dire adapter la production à la consommation avec des technologies innovantes, d'une échelle très locale vers une échelle très globale, est pour résoudre des problèmes tels que le *demand side management*, le *load matching* et le *demand response*, entre autres, et *in fine* aller de plus en plus vers des *smart energy communities*. Cela va permettre d'augmenter le taux d'EnR variables et transformer le consommateur en prosumer sur plusieurs vecteurs d'énergie (électricité, gaz et chaleur à l'échelle du bâtiment). La flexibilité par

les usages va aussi diminuer les contraintes sur les réseaux en limitant les renforcements dont les conséquences sont des investissements très lourds pour les collectivités et des externalités négatives pour les habitants. La nécessité de développer les solutions de flexibilité par les usages se justifie par : (1) **des arguments physiques** : les bâtiments et les véhicules deviennent de plus en plus performants (la consommation du bâtiment devient plus sensible au comportement de l'utilisateur) ; (2) **des raisons pratiques** : la proximité spatiale entre production et consommation à l'échelle d'un même site (par exemple, panneau photovoltaïque sur une toiture qui alimente un ballon d'eau chaude dans la maison) ; (3) **des questions éthiques et juridiques** liées à la donnée, le RGPD et la protection des données appartenant au consommateur ; (4) **des raisons politiques et démocratiques** : l'implication des collectivités et des citoyens capables de se mobiliser pour leur territoire, et l'émergence de lois comme celles sur l'autoconsommation en France ou les communautés énergétiques locales (citoyennes et renouvelables) au niveau européen ; (5) **l'opportunité de créer de nouvelles valeurs par la gestion des EnR à l'échelle locale** et dans un contexte où les circuits courts se développent de plus en plus ; (6) **la question de l'appropriation** et de la consommation d'une énergie dont l'utilisateur est propriétaire et celle de **l'implication et adhésion citoyenne** individuelle et collective dans les processus d'investissement, de gestion et de gouvernance.

Les principaux verrous identifiés sont de deux types : (1) verrous technico-économiques liés à la **rétribution des services fournis au réseau par la flexibilité des usages** dans un contexte de complexification des systèmes qui sont de plus en plus interconnectés (besoins plus élevés de résilience et de cybersécurité dans les réseaux) ; (2) verrous sociaux liés à **l'appropriation et l'acceptation des technologies** par l'utilisateur final.

Les recherches à mener pour permettre le déploiement de solutions potentielles de flexibilité sur les usages s'articulent autour : (1) **de la modélisation sous incertitudes et à différentes échelles temporelles** de la production, de la demande des utilisateurs, des

flux de réseaux et des prix de l'énergie; (2) **des modèles financiers** concernant le portage des investissements et les mécanismes qui vont faire émerger le *prosumer* compte tenu des barrières financières actuelles ; (3) **du comportement des usagers**, pour aller par exemple vers un jumeau numérique de l'habitant permettant de mieux analyser son comportement et de tester des solutions ; (3) **du pilotage**, pour aboutir à une optimisation tant du côté de l'utilisateur que du producteur ; (4) **une approche de type interdisciplinaire** en passant du « laboratoire système » dans lequel on monte actuellement des prototypes, au *living lab* où on va retrouver des individus, des organisations, des entreprises et des collectivités qui visent à utiliser et à s'approprier ces nouvelles technologies, jusqu'à mener des expériences sur le terrain, en ayant ainsi aussi l'opportunité d'étudier les questions et tensions quant aux problématiques d'implication et d'adhésion de tous les acteurs ; (5) **du numérique** : réseaux numérisés et cybersécurité associée, solutions numériques algorithmiques (du coffre-fort numérique à la blockchain afin de gérer les problèmes liés au RGPD, à la confidentialité des données, et la nécessaire émergence de solutions techniques et d'acteurs pour assurer le rôle de tiers de confiance), émergence de l'*open source*, de l'*open hardware*, ou de l'*open science* et transition vers un Internet de l'énergie ; (6) **des synergies avec d'autres réseaux**: les réseaux de télécommunication, les réseaux d'Euro (acteurs et modèles économiques allant de l'investissement jusqu'à l'exploitation), les réseaux juridiques et réglementaires, et les réseaux sociaux (qui seront adossés aux communautés énergétiques et qui auront vocation à partager de l'énergie).

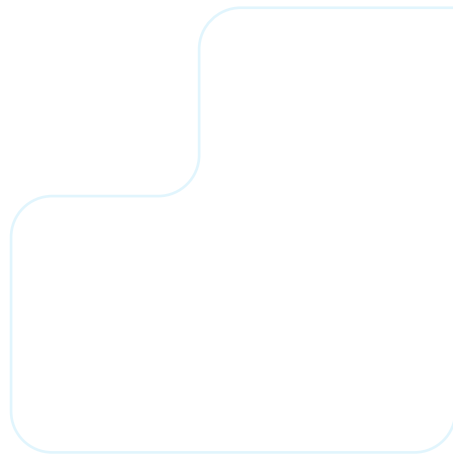
Ainsi les recommandations émises par le groupe de travail sont les suivantes :

- **Développement de travaux de R&D** dans le domaine de **l'autoconsommation individuelle** (qui a atteint un bon niveau de maturité, en particulier dans le tertiaire), et **collective et des communautés locales d'énergie** regroupant des grandes entreprises et des start-ups pour travailler sur des **composants et des systèmes multi-**

énergie de production et de stockage à l'échelle collective,

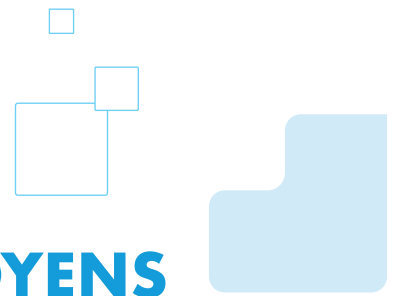
- **Développement d'outils logiciels de gestion et de supervision** compatibles avec les directives du RGPD : plateformes numériques de services, développement de l'industrie des services de l'énergie, cybersécurité, entre autres.
- **Développement de modèles associés à la flexibilité des usages** : économiques, mais également sociaux, territoriaux et citoyens, et de se pencher sur les évolutions réglementaires encore indispensables. L'ensemble devant connaître un espace de déploiement et d'innovation grâce en particulier aux nouvelles directives européennes sur les marchés de l'énergie instituant d'un point de vue conceptuel juridique et réglementaire les concepts de Communautés Énergétiques Citoyennes et de Communautés d'Énergie Renouvelables⁵⁸.
- **Évolution vers une approche de type « systèmes sociotechniques »**, basée sur les SHS (observation et compréhension des perceptions et des tensions) et la proposition d'une offre de solutions technologiques éclairées visant à gérer la complexité, à impliquer tous les acteurs (individuels et collectifs, aussi bien nouveaux qu'historiques).

58- Directive (UE) 2018/2001 du parlement européen et du conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, instaurant le concept de CER ("Communautés d'Énergie Renouvelables"). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
 Directive (UE) 2019/944 du parlement européen et du conseil du 5 juin 2019, instaurant le concept de CEC (Communauté Énergétique Citoyenne). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>



ANNEXE 2

LES ENJEUX DU DÉPLOIEMENT DU NUMÉRIQUE DANS LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ



1. Transition numérique et système énergétique : une révolution durable pour l'ensemble des acteurs

En synergie avec la décentralisation des moyens de production, la décarbonation du mix et des usages, et le phénomène de démocratisation⁵⁹, la transition numérique constitue l'une des ruptures les plus impactantes du système énergétique, et se décline à travers un ensemble d'outils et d'innovations technologiques : intelligence artificielle, solutions de traitement et de stockage de la donnée à grande échelle (ex : data centers), objets connectés en tout genre, réseaux de télécommunication nouvelle génération, *cloud* ou *edge computing*, *blockchain*, économie du *smart*...

Ces nouveaux « totems » s'inscrivent dans une économie du numérique qui a évolué depuis plus de deux décennies : d'une vision très centrée sur le secteur de l'informatique, les systèmes d'information et le commerce électronique aux débuts de l'Internet grand public à la fin des années 1990, vers un numérique qui s'oriente aujourd'hui de plus en plus vers **les nouvelles technologies de l'information**, de la communication et l'économie des réseaux sociaux. Le numérique est devenu un levier de transformation à part entière des processus opérationnels pour la quasi-totalité des entreprises industrielles et tertiaires, et utilise principalement un « carburant » qui est la donnée. Donnée qui prend tout son sens aujourd'hui dans le secteur de l'énergie, puisqu'il s'agit de la transformer en **information**, puis en véritable connaissance (par exemple des profils client), c'est-à-dire en **outil d'aide à la décision** tant pour les dirigeants d'entreprises que pour la puissance publique. Ceci notamment dans l'optique de concevoir de nouveaux modèles économiques et

de proposer des produits et services aussi bien innovants pour les clients que rentables pour les entreprises et l'État. Le numérique a ainsi eu pour conséquence de conduire à l'émergence de nouvelles compétences et de nouveaux métiers dans l'ensemble de la chaîne de valeur du système électrique : agrégateurs, opérateurs de flexibilité, fournisseurs de solutions d'*energy as a service* (EaaS) ou de plateformes, nouveaux processus dans les métiers des gestionnaires de réseaux (ex : comptage à un pas de temps plus fin, gestion d'infrastructures numérisées, contrôle commande et pilotage intelligent...).

Les réflexions du groupe de travail sur les moyens de flexibilité ont fait émerger des enjeux liés au numérique que nous proposons de regrouper sous la typologie suivante : enjeux techniques, économiques, sociaux, environnementaux, et réglementaires.

2. Enjeux techniques

Le numérique est tout d'abord un **levier incontournable de pilotage de la consommation**, que ce soit au niveau domestique (ex : charge des ballons d'eau chaude sanitaire) ou au niveau des actifs décentralisés type batteries des véhicules électriques. Il est également au cœur du métier des agrégateurs, à travers les outils qu'ils utilisent : boîtiers domestiques, capteurs sur les objets, centrales électriques virtuelles... Il sera aussi l'un des leviers pour la conception de sites industriels de production électro-intensifs plus flexibles (flexi-conception).

Au niveau de la production, un système électrique où s'insèrent de plus en plus de moyens non pilotables nécessitera un rôle plus accru de **systèmes de supervision et de contrôle**, et

59- Nouvel « équilibre social » dans la relation entretenue par la société civile vis-à-vis de l'énergie, et propension pour le citoyen à (re)devenir une partie prenante à part entière du système énergétique et à réaliser ses propres choix de manière plus autonome. Par exemple en matière de production et/ou de consommation d'énergie : volonté d'autoproduire/autoconsommer, de s'approvisionner en électricité verte, de mieux maîtriser certains usages de l'énergie afin de l'économiser et de lutter contre le changement climatique, de s'équiper d'outils permettant de mieux équilibrer le bilan énergétique de son foyer, etc...

un développement parallèle des systèmes d'information et d'échange afin de mobiliser de manière efficace les dispositifs de flexibilité existants.

Le numérique joue aussi un rôle essentiel dans l'ensemble des services qu'il est possible de fournir au réseau, qui sont tributaires de la mise en place de systèmes d'information et de pilotage :

- **Équilibrage prévisionnel, réglage de fréquence et de tension, prévention de la chute d'inertie** provoquée par une pénétration plus forte d'EnR variables, *grid support, grid forming...*
- Capacité à **anticiper le pilotage des flexibilités en temps réel, voire en J-1**, ce qui suppose une grande fiabilité dans les données de prévision et donc la possibilité d'avoir des remontées de données à un pas de temps plus fin. À noter que cet enjeu de temps réel doit également prendre en compte l'obstacle lié au stockage d'un nombre de plus en plus exponentiel de données : quels moyens technologiques ? Quel ratio coût/bénéfice pour le système dans son ensemble ? Quelle limite à l'empreinte environnementale des flexibilités au regard de l'enjeu énergétique qu'elles adressent ?
- **Diminution des congestions sur les réseaux de distribution ; proposition par les GRD d'offres de raccordement alternatives** avec des limitations ponctuelles d'injection selon les contraintes des ouvrages.
- **Déploiement de dispositifs de charge intelligente pour les véhicules électriques**, à travers l'optimisation de la charge au niveau des périodes de la journée au cours desquels cette charge peut limiter les appels de puissance simultanés et en grand nombre.

Enfin, la question de l'évolution des **protocoles de communication** entre infrastructures connectées sera déterminante, un équilibre devant être trouvé entre le besoin de progrès technique en matière d'innovation numérique et la gestion du risque associé pour les acteurs du système.

3. Enjeux économiques

Ils concernent principalement :

- **Le modèle de tarification de l'électricité et de l'évolution de sa structure (ratio puissance/énergie)** qui devra refléter davantage les coûts d'accès au réseau, et qui pourra être facilité par les fonctionnalités offertes par le compteur intelligent.
- **L'impact des signaux de prix** favorisés par l'accès aux technologies de l'information : besoin de faire remonter les signaux de rareté⁶⁰ en temps réel et d'inciter à l'investissement dans des ressources flexibles.

4. Enjeux sociaux

Un système électrique plus flexible apporte des bénéfices sociaux non négligeables en ce sens qu'il contribue à **réduire les disparités dans le monde en matière de sécurité d'approvisionnement, de tensions sur les installations, ou encore d'inégalité par rapport à l'accès à l'énergie**. Notamment dans un contexte mondial où les besoins énergétiques ont été multipliés par dix depuis la fin de la Première Guerre Mondiale, et où la population a triplé. Outre la réduction progressive des coûts technologiques, les solutions de flexibilité sont aussi stimulées par la numérisation du système qui permet des échanges d'information plus rapides. La transition numérique joue donc un rôle indirect sur la réduction des disparités énergétiques permise par la flexibilité.

À cela s'ajoute un enjeu autour de l'acceptabilité des populations : la flexibilité peut, dans certains cas, représenter une alternative à de nouveaux moyens de production ou à de nouvelles infrastructures d'acheminement qui pourraient susciter une hostilité des populations locales. Il est évident que le pilotage des équipements existants permis par les technologies numériques, tant côté production que consommation, contribue à renforcer ces questions d'acceptabilité.

5. Enjeux réglementaires

Ils concernent essentiellement la **garantie de sécurité des infrastructures physiques et des données** échangées dans un système de plus en plus numérisé, mais aussi les questions éthiques et juridiques qui y sont liées : cybersécurité,

60- Par exemple les signaux de prix qui reflètent les périodes de tension sur le système électrique.

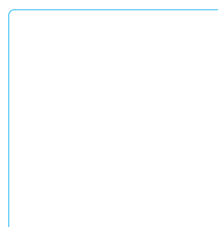
cryptage des données, consentement des clients, protection de la vie privée, confidentialité des informations et des communications, rôle de tiers de confiance de certains acteurs...

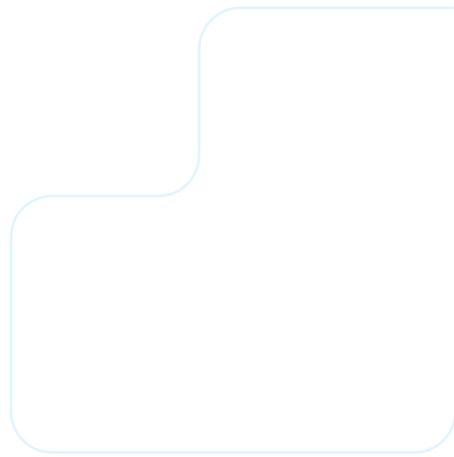
6. Enjeux environnementaux

La question de la **répartition de la valeur entre donnée et énergie** est aujourd'hui bien réelle : les composants numériques et les technologies de l'information utilisées dans la gestion de ces composants semblent adopter une **trajectoire de consommation de plus en plus énergivore à mesure que la connectivité augmente**. À long terme, ceci peut présager une trajectoire d'empreinte environnementale des usages du numérique qui risque de diverger fortement des objectifs de la transition énergétique :

- **Sa part dans les émissions de gaz à effet de serre pourrait augmenter d'ici 2030**, certains usages (blockchain par exemple) présentant des croissances très élevées avec des recherches pour une meilleure sobriété numérique, visant à les réduire.
- Les questions de **réparabilité**, de recyclage des composants et de traitement ultime des déchets numériques se posent également.

Le déploiement des moyens de flexibilités doit donc s'inscrire dans un cadre de réflexions qui considèrent un numérique plus responsable, tant au niveau de la production des équipements que des usages associés en aval.

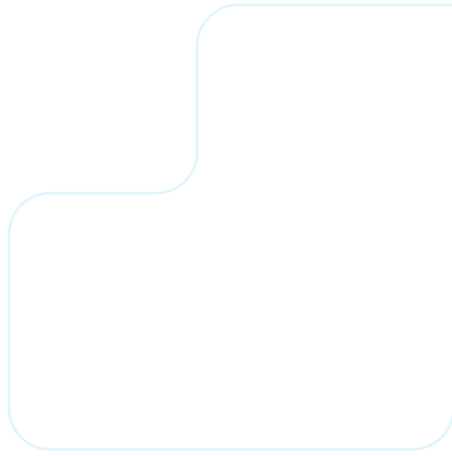




GLOSSAIRE



- AC/DC** : alternative current/direct current (courant alternatif/continu)
- AIE** : Agence internationale de l'énergie
- ANCRE** : Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
- ANRT** : Association nationale de la recherche et de la technologie
- BATHX** : Baidu, Alibaba, Tencent, Huawei, Xiamo
- CAPEX** : capital expenditure (coûts d'investissements)
- CCG** : centrale à cycle combiné au gaz
- CEP** : Clean energy package
- DSO** : distribution system operator (gestionnaire du système de distribution)
- EaaS** : energy-as-a-service
- EIF** : effacement indissociable de la fourniture
- EMS** : energy management systems
- EnR** : énergies renouvelables
- GAFAM** : Google, Amazon, Facebook, Apple, Microsoft
- GP** : groupe programmatique (de l'ANCRE)
- GRD** : gestionnaire du réseau de distribution
- GW** : gigawatt = 10⁹ watts (unité de mesure de la puissance électrique)
- HP/HC** : heures pleines/heures creuses
- HVDC** : high-voltage direct current (courant continu haute tension)
- Hz** : hertz (unité de mesure de la fréquence électrique)
- J-1** : journée de la veille
- Li-ion** : lithium-ion
- NEBEF** : notification d'échanges de blocs d'effacement
- OPEX** : operational expenditure (coûts d'exploitation)
- P2X** : power-to-X (mécanisme de conversion de l'énergie électrique vers une autre forme d'énergie)
- PAC** : pompe à chaleur
- PPE** : (loi de) programmation pluriannuelle de l'énergie
- PV** : (énergie solaire) photovoltaïque
- RoCoF** : rate of change of frequency (taux de changement de fréquence)
- RTE** : Réseau de transport d'électricité
- SHS** : sciences humaines et sociales
- STEP** : station de transfert d'énergie par pompage
- TAC** : turbine à combustion
- TRL** : technology readiness level (niveau de maturité technologique)





anRT

ASSOCIATION NATIONALE
RECHERCHE TECHNOLOGIE

33 rue Rennequin
75017 - PARIS
Tél : +33(0)1 55 35 25 50
com@anrt.asso.fr
www.anrt.asso.fr