



ÉTAT DES LIEUX ET DÉFIS POUR LE PASSAGE À L'ÉCHELLE DES FLEXIBILITÉS DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

L'ASSOCIATION THINK SMARTGRIDS

L'association Think Smartgrids fédère un écosystème d'acteurs qui contribuent à la décarbonation des réseaux : les opérateurs de réseau RTE et Enedis, les principaux industriels et équipementiers français du secteur de l'énergie, de grandes entreprises de services numériques, de nombreuses PME, ETI et startups françaises à la pointe des technologies de l'énergie et du numérique, sans oublier le monde universitaire et de la recherche.

MEMBRES ASSOCIÉS



MEMBRES OBSERVATEURS



MEMBRES PARTENAIRES



Écoles, centres de recherches et laboratoires



SOMMAIRE

- p.5 AVANT-PROPOS**
- p.6 RÉSUMÉ EXÉCUTIF**
- p.8 1. Définition et raison d'être de la flexibilité**
- p.9 2. Une approche coordonnée pour accélérer l'industrialisation des flexibilités**
 - p.9** 2.1 De nombreux acteurs jouent un rôle dans le développement des flexibilités
 - p.10** 2.2 Une forte variabilité du besoin de flexibilité selon les études
 - p.11** 2.3 De multiples cas d'usage en fonction des besoins et adressés par des solutions variées
 - p.14** 2.4 La maturité technico-économique de ces solutions est très hétérogène
 - p.16** 2.5 Le rôle fédérateur de Think Smartgrid
- p.17 3. Panorama des solutions de flexibilité de consommation matures et éclairage sur les gisements associés**
 - p.17** 3.1 Les leviers de flexibilité implicites via le tarif
 - p.18** 3.2 Les leviers de flexibilités via un signal direct d'un acteur tiers
- p.20 4. Les défis identifiés pour un passage à l'échelle des solutions de flexibilité**
 - p.20** 4.1 Les défis prioritaires pour impulser les solutions matures
 - p.21** 4.2 Les défis restant à adresser pour développer les autres solutions
 - p.23** 4.3 Synthèse des défis que rencontre le déploiement de la flexibilité
- p.24 CONCLUSION : LE RÔLE FÉDÉRATEUR DE THINK SMARTGRID**
- p.25 LISTE DES ENTRETIENS MENÉS**

Ce rapport est le fruit d'un travail collaboratif ayant impliqué de multiples parties prenantes. Think Smartgrids remercie tout particulièrement pour leur contribution et relecture les équipes de RTE et Enedis ainsi que tous les membres du groupe de travail flexibilités de Think Smartgrids et toutes les personnes ayant répondu favorablement à nos sollicitations d'entretien, mentionnées à la fin de ce document. Un grand merci enfin aux équipes de Wavestone pour leur appui à la rédaction de ce guide, et à la DGEC pour leur soutien financier.

AVANT-PROPOS



**Xavier
Piechaczyk**

Président de Think Smartgrids.

La sortie des énergies fossiles nécessite une électrification rapide du pays, qui se traduira par une croissance de la consommation électrique en France. Dans le même temps, les capacités de productions renouvelables doivent croître de manière conséquente pour couvrir cette hausse et contribuer à la décarbonation du mix énergétique.

Les réseaux électriques sont au cœur de la réussite du double défi de l'électrification et de la décarbonation de la production. Moderniser et développer les réseaux électriques de transport et de distribution devient donc crucial, et devrait générer des investissements de plusieurs dizaines de milliards d'euros à l'horizon 2035. Outre les enjeux financiers, le surgissement de nouvelles infrastructures électriques de production et de réseau dans les territoires présente un défi important d'acceptabilité.

Aussi, le bénéfice des solutions de flexibilités de consommation est triple : contribuer à l'équilibre du système électrique avec une production plus variable, optimiser le dimensionnement des infrastructures de réseau et de production (avec des effets positifs en matière d'économie et d'acceptabilité), et minimiser les coûts de production et les quantités de gaz à effet de serre qui pourraient être générées par le démarrage d'unités de production supplémentaire (surtout s'il s'agit de moyens carbonés de pointe). Le gain économique estimé à l'échelle du système électrique est aujourd'hui évalué entre quelques centaines de millions et un milliard d'euros par an, à condition d'amorcer un développement significatif des flexibilités de consommation pour en faire une composante à part entière du système électrique.

Malgré de nombreuses initiatives, dont certaines appuyées par les pouvoirs publics, le développement des flexibilités en France reste largement insuffisant. Et de fait, le volume actuellement mobilisable ne suffira pas à assurer l'équilibre offre-demande à l'horizon 2030 si l'électrification est rapide. Le gisement mobilisable est massif, à commencer par le logement résidentiel et les bâtiments tertiaires, qui présentent le plus fort potentiel via le décalage ou la modulation de certains usages.

Ce premier rapport introductif a l'ambition d'apporter un éclairage sur les défis au développement de la flexibilité de la demande, et présente les leviers à disposition pour en accélérer le déploiement. Un second rapport viendra le compléter au cours du premier trimestre 2024, avec des recommandations sur les standards techniques et économiques des solutions souhaitables à déployer, en fonction de la typologie des bâtiments.

Le résultat de ces travaux a pour objectif de contribuer à l'émergence des solutions industrielles de flexibilité à implémenter dans les bâtiments tertiaires. Ces solutions pourraient être expérimentées à l'échelle de territoires entiers, permettant ainsi d'établir un cadre de référence pour l'exploitation technico-économique des flexibilités.

La filière se trouve à un tournant : les besoins de flexibilité sont réels et chiffrés, il convient désormais de se mobiliser à tous les niveaux pour permettre un déploiement rapide, standardisé et à grande échelle de ces solutions afin de les faire contribuer plus largement à l'optimisation du système électrique.

C'est pourquoi Think Smartgrids se mobilise en fédérant les parties prenantes des smart grids afin d'agir dès maintenant, et à tous les niveaux, vers cette ambition commune.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Ce rapport a pour ambition d'éclairer les décideurs, les collectivités, les industriels et le grand public français sur les enjeux des flexibilités pour les besoins du système électrique ainsi que les leviers à actionner pour accélérer leur développement.

Il s'appuie sur des recherches documentaires, sur l'expertise de Think Smartgrids et de ses membres, ainsi que sur de nombreux entretiens menés avec des acteurs clés du secteur.

L'intégration massive des énergies renouvelables intermittentes et décentralisées, les investissements sur le réseau qui en découlent, l'atteinte des objectifs de décarbonation ambitieux fixés par le paquet Fitfor55 ou encore la volatilité des prix de l'électricité sont autant de défis auxquels la flexibilité permet en partie de répondre. Le sujet des flexibilités est complexe, aussi ce rapport n'a pas vocation à étudier les hypothèses d'ici à 2050. Il se concentre sur l'horizon 2035 et permet ainsi d'établir un parallèle avec les scénarios proposés en octobre par RTE dans le [Bilan Prévisionnel 2023](#).

Cette publication du gestionnaire de réseau transport français réaffirmait la nécessité du développement de nos capacités de flexibilité et souligne que deux axes, le pilotage de la consommation et les batteries, seront amenés à jouer un rôle croissant pour la résilience du réseau électrique.

Ce rapport se focalise particulièrement sur ce premier axe qui semble le plus prometteur à court terme, sans manquer de dresser un panorama le plus exhaustif possible des autres solutions.

Il identifie trois leviers de flexibilité matures qui sont à actionner en priorité :

- **Le levier tarifaire**, solution très largement éprouvée par le passé avec des technologies simples et dont les nouveaux agencement technologiques (smart metering notamment) permettent d'entrevoir un potentiel augmenté.
- **L'effacement des industriels** qui présente encore du potentiel à date, et pourrait en présenter davantage encore dans un contexte de relocalisation et d'électrification de l'industrie.
- **L'effacement diffus dans le secteur tertiaire** (immeubles de bureaux, centres commerciaux, bâtiments publics, entrepôts...), qui constitue un potentiel de gisement conséquent et encore peu capté historiquement en raison d'un retour sur investissement insuffisant au regard des technologies nécessaires.

En complément du levier tarifaire, le développement industriel de l'effacement diffus dans le résidentiel, nécessitant le déploiement directement chez les particuliers de technologies de pilotage diverses (compteur communicant, équipements connectés...), peut également être accéléré pour mobiliser le gisement résidentiel sur des besoins d'effacement plus courts, généralement lors des pointes de consommations hivernales.

Dans sa dernière partie, le rapport présente les défis à relever pour un passage à l'échelle des flexibilités. Think Smartgrids a interviewé différents acteurs impliqués, **afin de pointer les défis qu'ils rencontrent très concrètement. Il en ressort que :**

- **Des effets à court terme peuvent être obtenus avec une sensibilisation et des aides provenant des pouvoirs publics ciblées sur les flexibilités implicites et explicites**, pour opérer une transition vers des tarifs à période et l'installation chez les consommateurs de moyens de pilotage associés.
- **L'enjeu principal réside dans le déploiement des flexibilités tertiaire et résidentielle**, en investissant massivement au niveau de l'interopérabilité des équipements; cela implique par conséquent de se pencher urgemment sur les financements et la rémunération des flexibilités de consommation électrique. Il semble pertinent de capitaliser dans un premier temps sur les solutions matures et éprouvées (pilotage du ballon d'eau chaude, des chauffages, de la climatisation et ventilation).

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

- **Les interactions entre les acteurs de tous les secteurs doivent être minutieusement coordonnées.** Les technologies de l'information et de la communication et les mécanismes de marché sont clés pour assurer cette coordination et faciliter l'intégration sectorielle.

Un système avec une part de renouvelable dans le mix électrique plus importante ne pourra fonctionner qu'avec une mobilisation élargie et coordonnée de tous les leviers (production, consommation, stockage), ainsi que des infrastructures réseaux dimensionnées de manière smart, utilisant ainsi tous les effets des différents leviers.

Le rôle des pouvoirs publics et du régulateur est fondamental pour créer la dynamique nécessaire, notamment :

- **Fixer des objectifs ambitieux au niveau national** pour accompagner l'effort de transformation du système électrique.
- **Flécher un soutien économique** afin de faire émerger les solutions de flexibilités pertinentes d'un point de vue de l'intérêt collectif est souhaitable, de multiples leviers de flexibilités ont besoin, au démarrage, d'être subventionnés pour déclencher l'impulsion de leur développement, avant de trouver leur propre espace économique.
- **Supporter la transformation et obtenir l'acceptation par les entreprises et le public.**

- **Accompagner, par de futures régulations, la stimulation et l'incitation à l'investissement et l'innovation dans les infrastructures du réseau** pour permettre aux gestionnaires d'exploiter toutes les options de flexibilités possibles, et rendre la flexibilité économiquement viable et compétitive au niveau de la France et de l'Europe.

Parce que le temps est compté, que des incertitudes peuvent encore modifier le contexte (conflits géopolitiques, indisponibilités de matières premières...), il devient urgent que l'usage des flexibilités électriques soit inscrit comme un levier fiable de la gestion d'un système électrique dans son ensemble, en lançant dès maintenant des actions à l'échelle industrielle ou semi-industrielle.

La flexibilité électrique jouera un rôle majeur dans le développement des réseaux électriques intelligents, c'est pourquoi Think Smartgrids s'est saisi de ce sujet prioritaire et publie ce **premier rapport introductif sur les défis au développement de la flexibilité de la demande et les leviers à disposition pour en accélérer le déploiement**. Un deuxième document complètera ce rapport courant 1er trimestre 2024, proposant un état des lieux et des recommandations sur les infrastructures hardware et numériques connectant bâtiments et réseaux, et leur rôle dans le développement des capacités de flexibilité de ces gisements.

Accompagner les acteurs locaux du système électrique dans leur transition énergétique est au cœur des préoccupations de Think Smartgrids, c'est pourquoi, dans un second temps, le résultat de ces travaux servira de base au lancement de projets d'accompagnement de collectivités souhaitant mieux valoriser la consommation de leurs bâtiments, dans l'intérêt du réseau. Ces projets, idéalement à l'échelle de territoires entiers, permettront d'établir un cadre de référence technico-économique pour le développement des capacités de flexibilités et, nous l'espérons, encourageront la généralisation de ces pratiques.

Aux côtés des gestionnaires de réseaux, fournisseurs d'électricité, offreurs de solutions, associations professionnelles, territoires, ... Think Smartgrids propose à tout acteur travaillant et réfléchissant sur ce thème de s'associer à ses travaux et ainsi à mutualiser les contributions, pour passer rapidement, en France, à un déploiement industriel.

1. DÉFINITION ET RAISON D'ÊTRE DE LA FLEXIBILITÉ



Dans un contexte de transition énergétique accélérée par l'urgence climatique, le système électrique fait face à des mutations sans précédent pour accompagner la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le réseau électrique est soumis à de nouvelles contraintes croissantes :

- Les usages de l'électricité augmentent, se diversifient, et imposent le renforcement et le développement du réseau.
- Les énergies renouvelables (EnR), en plein essor, sont intermittentes et par conséquent difficilement pilotables en fonction de la consommation.
- Les particuliers pratiquant l'autoconsommation solaire peuvent réinjecter le surplus d'énergie produite et ainsi rendre le pilotage du réseau électrique plus complexe (on comptait 50 000 installations d'autoconsommation individuelle en 2019 et [Enedis en dénombre près de 400 000 en 2023](#)).
- La hausse des prix de l'électricité incite les usagers à piloter leur consommation d'énergie pour, d'une part, la réduire et, d'autre part, tirer profit des périodes où l'électricité est la moins chère. Cette évolution des modes de consommation a des impacts pour l'ensemble du système électrique, notamment les réseaux, et bénéficiera in fine aux consommateurs finaux.

Afin d'avancer, il est nécessaire de définir la notion de flexibilité :

Une flexibilité est une modulation de la production, du stockage ou de la consommation d'électricité d'un ou plusieurs sites, durant une période donnée et en réponse à un signal extérieur (tarifaire ou d'une autre nature).

La flexibilité est fondamentale pour :

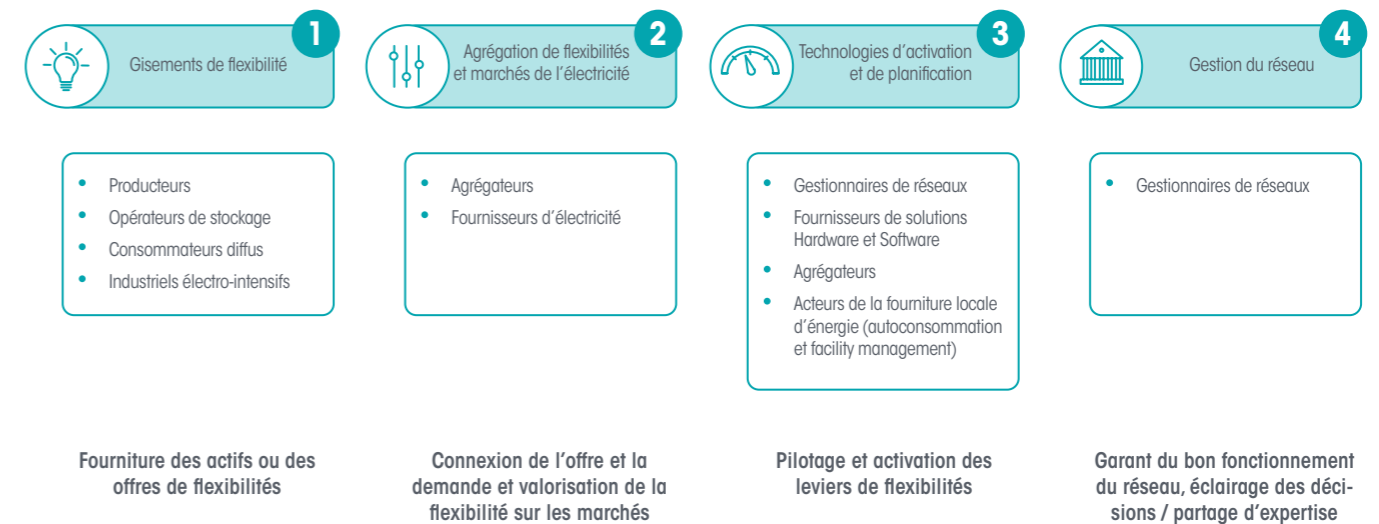
- Satisfaire l'équilibre offre-demande et les autres contraintes du système électrique à tous les horizons temporels.
- Faciliter au moindre coût le raccordement au réseau électrique des nouveaux modes de production (EnR) et permettre la généralisation de nouveaux usages.
- Optimiser les investissements sur le réseau.
- Garantir la résilience du réseau électrique.
- Assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique dans un contexte d'électrification des usages.
- Optimiser le fonctionnement du système électrique tout en maximisant la production bas carbone.
- Réduire la hausse de la facture énergétique du consommateur en lui permettant un pilotage de ses consommations plus optimal.

2. UNE APPROCHE COORDONNÉE POUR ACCÉLÉRER L'INDUSTRIALISATION DES FLEXIBILITÉS

2.1 DE NOMBREUX ACTEURS JOUENT UN RÔLE DANS LE DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS

La capacité de notre système électrique à capter les gisements de flexibilité disponibles dépendra de la précision avec laquelle les rôles, responsabilités et interactions entre les parties prenantes seront définis et encadrés par l'écosystème et le régulateur. Les acteurs jouant un rôle dans le développement des flexibilités sont nombreux, disséminés et avec des contraintes qui leur sont propres.

Il est possible d'identifier ces acteurs en fonction de leur positionnement dans la chaîne de valeur des flexibilités, du gisement à l'activation sur le réseau, tout en prenant en compte les acteurs institutionnels contribuant à la structuration de cet écosystème.



Régulateur, ministères et agences publiques
(Commission de régulation de l'énergie, Ministère de la transition écologique, ADEME)



Encadrement, réglementation, incitations, financement...

Associations, écoles et centres de recherche
(FFNCCR, UCE, Think Smartgrids, Centrale Supélec, Mines ParisTech, ESTP, Gimelec, Ifpeb, SBA, INP Ense3)



Coordination des acteurs, appels à projets...



2.2 UNE FORTE VARIABILITÉ DU BESOIN DE FLEXIBILITÉ SELON LES ÉTUDES

Même si le besoin en flexibilité se précise au fil des études, les leviers de flexibilités à mettre en œuvre ne font cependant pas encore consensus.

À titre d'exemple, dans l'étude la plus récente, le Bilan Prévisionnel 2023, des bouquets concurrents sont proposés afin de tenir les trajectoires souhaitées par les pouvoirs publics. **Les capacités attribuées aux différents leviers de flexibilité au sein de ces bouquets varient, parfois grandement, en fonction de l'évolution du coût des technologies et de leur trajectoire de déploiement :**

- Le besoin en batterie varie de 0 à 20 GW supplémentaires.
- Le besoin en nouveau thermique varie de 0 à 5 GW supplémentaires.
- Le besoin en flexibilité des bâtiments tertiaires varie du simple au décuple entre un scénario « bas » sans plan massif de déploiement d'équipement de pilotage (GTB) et un scénario « haut » porté par une application massive du décret tertiaire qui impose le déploiement de GTB.

Pour autant, une trajectoire médiane de référence émerge et identifie les besoins en capacité de flexibilité suivants :

	Consommation	Flexibilités de consommation	Batteries	Thermique	STEP
2023	440 TWh	4 GW	~ 700 MW	18 GW	5 GW
2030	535 TWh	6,5 GW	1 GW	14 GW	5,5 GW

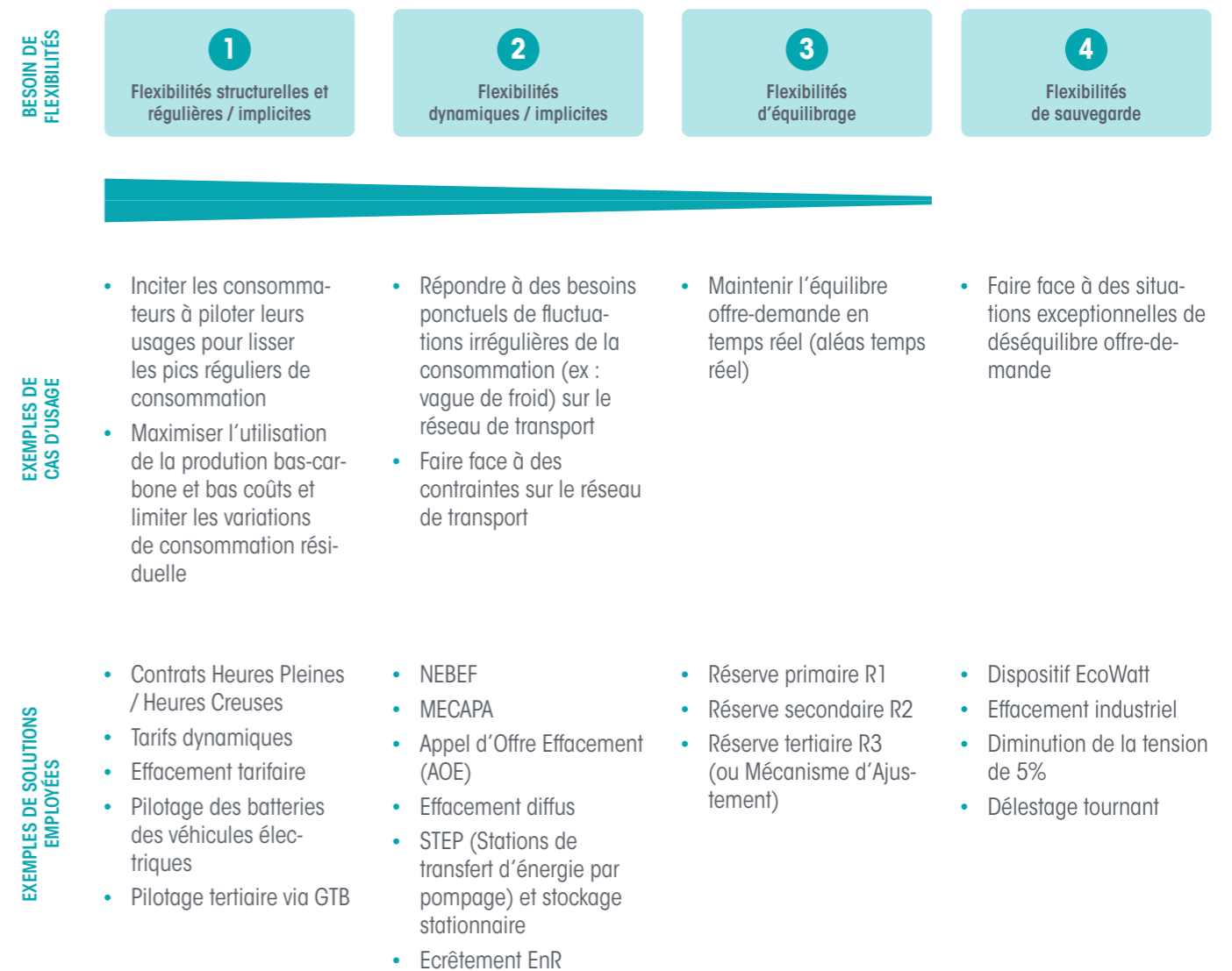
Source : Chiffres fournis par RTE

Les hypothèses de ce rapport se baseront sur les besoins de flexibilités tirés du scénario de référence du Bilan Prévisionnel 2023.

2.3 DE MULTIPLES CAS D'USAGE EN FONCTION DES BESOINS ET ADRESSÉS PAR DES SOLUTIONS VARIÉES

Le [Bilan Prévisionnel 2023](#) de RTE soulève un besoin de **4 types de flexibilités**, qui peuvent se matérialiser au niveau de la **Production** ou de la **Consommation**.

La figure ci-dessous liste des exemples de solutions employées pour répondre à ces besoins flexibilité pour chacun de ces types, **elles sont brièvement explicitées dans la suite de cette étude.**



Il existe une dernière catégorie de « flexibilités réseaux », à la main des gestionnaires de réseaux : il s'agit des flexibilités qui peuvent servir à lever des contraintes transport, ou des contraintes et congestions sur le réseau de distribution.

Même si l'intensification du déploiement des solutions existantes est nécessaire, il faut également penser à de nouveaux dispositifs réglementaires, économiques et potentiellement technologiques pour accompagner les contraintes nouvelles qui apparaîtront sur le système électrique.

De manière globale, la transformation attendue du système électrique pourrait impliquer l'apparition de nouveaux cas d'usage.

Les flexibilités structurelles et régulières

À l'horizon 2030, la partie prépondérante des capacités additionnelles de flexibilités qu'il faudra mobiliser pour assurer l'équilibre offre-demande et positionner la consommation d'électricité lorsque cette dernière est bas-carbone et bon marché **concerneront des plages horaires anticipables car cycliques, correspondant à des habitudes de consommations ou des aléas de productions prévisibles (nucléaire, solaire pendant les heures d'ensoleillement etc.)** Ces besoins en flexibilités structurelles pourront être assurés via divers leviers, décrits ci-dessous.

Le tarif d'électricité est le levier d'activation majeur à développer pour les flexibilités structurelles. **Tout en assurant une protection du consommateur face à une trop grande volatilité de prix, il est possible d'inciter les consommateurs à piloter davantage leurs usages via un tarif d'achat d'électricité intéressant, tout en rendant service au système électrique :**

- Proposer deux tarifs différents en fonction des contraintes sur l'équilibre offre demande et inciter économiquement la consommation en dehors des pics quotidiens (le matin et le soir), avec les **Contrats Heure Pleines/Heures Creuses**.
- Proposer un tarif plus bas durant la journée et inciter économiquement à consommer lorsque la production renouvelable est structurellement plus haute (pendant les heures de soleil par exemple), avec les **Heures Pleines/Heures Creuses dynamiques et Heures Creuses Solaires**.

Il s'agit d'inciter économiquement par exemple à :

- Recharger la batterie des véhicules électriques en Heures Creuses.
- Mieux piloter les usages du bâtiment de manière à privilégier les plages tarifaires "heures creuses/super creuses" et éviter ainsi les périodes de pointe.

Les flexibilités dynamiques

Pour répondre à des besoins ponctuels de fluctuations irrégulières de la consommation plus difficilement anticipables, (ex : vague de froid), plusieurs catégories de leviers de flexibilités sont envisageables. Tout d'abord, le recours à des tarifs dynamiques qui consisteraient à :

- Proposer un tarif directement lié au marché de gros de l'électricité.
- Inciter économiquement à consommer moins lors des jours de tension sur l'équilibre offre demande en hiver en échange d'un tarif plus bas tout le reste de l'année, avec les **offres à pointe mobile (dont fait partie l'offre TEMPO) ou l'Effacement tarifaire**.

Un autre levier est l'agrégation de capacités d'effacement au travers de contrats incitatifs permettant ainsi :

- De tirer parti de la flexibilité des consommations des secteurs résidentiel et tertiaire avec **l'Effacement diffus**, en combinant par exemple plusieurs petites unités pilotées (typiquement des radiateurs électriques, pompes à chaleur ou véhicules électriques) en une plus large appelée **Virtual Power Plant (VPP) « résidentielle »**.
- De recourir **au stockage stationnaire** pour stocker de l'énergie et la restituer selon la demande. Les **STEP**, par exemple, composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, permettent de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible. Lorsque la demande augmente, elles restituent de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur.
- Utiliser les capacités d'**effacement des industries**.

À noter que certains leviers ci-dessus peuvent également intervenir au service de mécanismes de réserve répondant à un besoin de flexibilité d'équilibrage en quasi temps-réel.

Les flexibilités d'équilibrage

En effet, en complément des flexibilités précédemment évoquées, et pour maintenir l'équilibre offre-demande en **temps réel**, des mécanismes de réserve, agrégant plusieurs leviers de flexibilité activables rapidement, existent :

- **Réserve primaire R1**, européenne, activée automatiquement en quelques secondes en cas de déséquilibre production/consommation. Elle permet d'arrêter la dérive de la fréquence.
- **Réserve secondaire R2**, européenne, activée automatiquement en quelques minutes **après la réserve primaire, pour faire revenir la fréquence à sa valeur nominale et ramener les échanges aux frontières**.
- **Réserve tertiaire R3 (ou Mécanisme d'Ajustement)**, activée manuellement par RTE via des offres des acteurs, soit pour compléter les réserves précédentes, soit pour s'y substituer et anticiper un déséquilibre à venir.

Les flexibilités de sauvegarde

Pour faire face à des situations exceptionnelles de déséquilibre Offre Demande, des solutions de sauvegarde, hors des mécanismes de marché, peuvent être déployées, afin de se prémunir, par des incitations à la sobriété voire des coupures ciblées et programmées, contre un black-out généralisé.

Tout d'abord, le levier principal est la communication massive auprès des consommateurs français d'alertes en cas de tensions trop fortes sur le réseau, afin de les inciter à limiter leur consommation sur les périodes de pic de la demande en activant le **dispositif EcoWatt**.

D'autres solutions sont également envisagées :

- **Effacer certains industriels** ayant souscrit à des contrats permettant de diminuer temporairement leur consommation en contrepartie d'un dédommagement financier (mécanisme dit d'interruptibilité).
- **Diminuer de 5% la tension** de consigne sur une zone géographique déterminée en sortie des transformateurs des postes sources.
- Procéder **à des coupures temporaires, localisées et tournantes**, lors de forts pics de consommation.

Une réflexion est en cours pour expérimenter une limitation temporaire de la puissance de certains particuliers pour une période de 2h.

Les flexibilités de réseaux

Afin d'optimiser la planification et la conduite de leur réseau, les GRD et RTE peuvent :

- Aujourd'hui, établir des contrats avec des acteurs privés locaux pour générer de la flexibilité. **La contractualisation se fait directement entre le gestionnaire de réseau et l'acteur, suite à la sélection de l'acteur par un Appel d'Offre.**

- Demain, avec d'autres acteurs, stocker l'énergie dans la batterie des véhicules électriques, puiser et redistribuer cette énergie vers le réseau électrique au moment le plus opportun, selon les contraintes réseau avec le **V2G (Vehicle-to-Grid)**.

Afin de favoriser l'intégration des EnR, il est également possible de :

- Proposer aux producteurs d'EnR (éoliens et/ou photovoltaïques) de réduire les travaux de génie civil et donc les investissements lors du raccordement (renforcement de réseau, mutation de transformateurs) en contrepartie d'écrêtements ponctuels limités de leur production d'électricité renouvelable, avec les **ORA (Offre de Raccordement Alternative)**.
- **Stocker l'énergie dans la batterie des véhicules électriques** lorsque la production renouvelable est élevée.
- Recourir à **l'Effacement diffus** ou industriel pour diminuer la demande aux moments clés et dans une zone donnée pour compenser l'intermittence de la production renouvelable.
- Transformer l'électricité excédentaire en un vecteur stockable (par exemple, l'hydrogène) avec le **Power-to-X**.



2.4 LA MATURITÉ TECHNO-ÉCONOMIQUE DE CES SOLUTIONS EST TRÈS HÉTÉROGÈNE

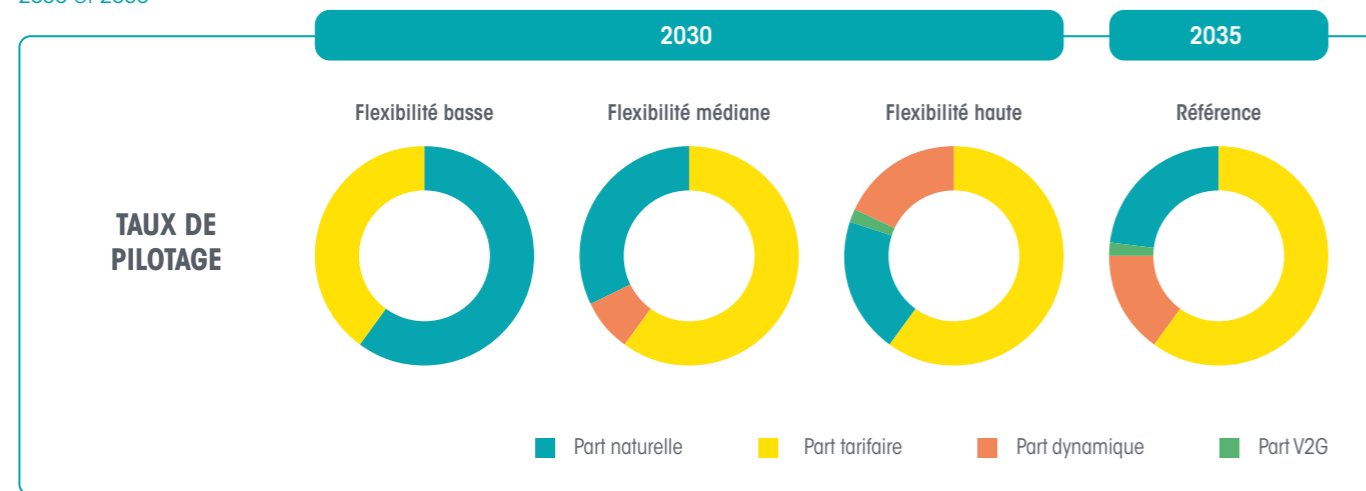
Si certaines de ces solutions sont matures et éprouvées (ces solutions sont abordées plus bas), certaines doivent encore s'affirmer. **Le manque de maturité de certaines solutions peut s'illustrer avec 2 cas :**

- Le Vehicle-To-Grid
- Le Power-to-Gas transformant, par électrolyse de l'eau, l'électricité d'origine renouvelable en hydrogène vert

En effet, le pilotage des véhicules électriques deviendra une réelle opportunité au fur et à mesure que le parc installé grandira (RTE estime que 42% du parc de véhicules légers sera électrifié en 2035, contre seulement 2% en 2023). La part des véhicules pilotés via un mode V2G bidirectionnel pour rendre service au réseau devrait cependant rester marginale d'ici à 2030, au profit d'un mode de pilotage tarifaire permettant aux usagers de recharger leurs véhicules lorsque la production est bas-carbone et peu chère.

Le volet consommation du BP 2023 illustre cette faible part prévue du V2G :

Hypothèses de nombre de véhicules pilotés et de bornes de recharge pilotables dans les différentes configurations considérées en 2030 et 2035



Les technologies Power-to-Gas via hydrogène sont quant à elle en phase de développement et nécessitent la mise en place d'infrastructures complexes. Les acteurs doivent encore rendre son usage économiquement viable et améliorer les rendements sur toute la chaîne de valeur.

Concernant l'effacement diffus dans le secteur résidentiel, il s'agit d'un gisement important à développer dans les années à venir. Rendu possible aujourd'hui par les technologies matures de pilotage diverses (compteur communicant, équipements connectés, ...) le développement industriel de cette flexibilité en est encore à son balbutiement, même si certains acteurs ont d'ores et déjà déployé plusieurs centaines de milliers d'objets pilotés. De par son volume mobilisable par unité très faible (de l'ordre de la centaine de watts), le nombre à agréger doit être suffisamment conséquent et le prix de l'équipement très faible pour une accélération du déploiement de ce potentiel d'effacement diffus. En outre, peu d'équipements domestiques sont encore nativement pilotables, ce qui renforce le besoin de communication autour du développement de l'effacement diffus.

Pour autant, les flexibilités seront nécessaires au fonctionnement du système électrique pour faire face aux enjeux de décarbonation de l'économie française et de souveraineté énergétique. **L'accélération souhaitée de la décarbonation et de la réindustrialisation du pays entraînera une augmentation rapide de la consommation d'électricité d'ici 2035.** La consommation devrait évoluer d'environ 450 TWh aujourd'hui à 615 TWh en 2035, selon RTE.

La capacité de production devrait évoluer sur le même horizon de 395 TWh à 660 TWh, selon le scénario de référence du Bilan Prévisionnel 2023. **D'après les prévisions, cette capacité de production devrait néanmoins être insuffisante pour absorber les pics de consommation.**

Les hypothèses industrielles sont incertaines et il y a un risque de retard sur l'augmentation des capacités de production dû notamment aux contraintes sur les chaînes d'approvisionnement (RTE estime par exemple la production de l'éolien en mer entre 25 TWh et 65TWh en 2035).

Le renforcement du parc devra par ailleurs s'accompagner d'un **renforcement du réseau** dont le coût est élevé ; RTE chiffrerait en 2019 à 33 milliards d'euros l'investissement nécessaire sur le

réseau de transport à l'horizon 2035, Enedis à 96 milliards d'euros sur le réseau de distribution d'ici 2040. Les montants annoncés côté RTE seront probablement revus à la hausse dans le prochain Schéma Décennal de Développement de Réseau à paraître en 2024.

Les enjeux sociétaux d'acceptabilité et les impacts environnementaux liés aux travaux de renforcement et à la construction de nouvelles infrastructures ne sont pas anodins comme le montre le projet de construction d'une nouvelle ligne électrique aérienne de 400 000 volts par RTE, reliant la commune de Jonquières-Saint-Vincent dans le Gard à la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer, dans les Bouches-du-Rhône.

En permettant d'absorber les pics de consommation et faciliter l'intégration des nouveaux modes de production (en particulier EnR intermittentes) sur le réseau, un mix de flexibilités adaptées est identifié comme un ensemble de solutions pertinentes pour accompagner l'accélération de l'électrification et de la décarbonation de la France.

Un deuxième bénéfice des flexibilités est d'accélérer le raccordement des EnR et de la décarbonation de l'économie voire de décaler les travaux de renforcement et les coûts et besoins en matières premières associés. Cette étude ne traite pas le sujet dans son intégralité, mais cherche plutôt à orienter les priorités vers des « Quick wins », des solutions déjà matures et facilement déployables.

Parmi les solutions matures et facilement déployables, nous pouvons identifier :

- **Le levier tarifaire** car « relativement » peu contraignant pour le consommateur, étant lié au contrat de fourniture ; il a par ailleurs été très largement éprouvé par le passé avec des technologies simples.
- **L'effacement des industriels** est aujourd'hui bien développé mais présente encore du potentiel (en particulier dans un contexte de relocalisation et d'électrification de l'industrie).
- **Le gisement d'effacement diffus dans le secteur tertiaire** (immeubles de bureaux, centres commerciaux, bâtiments publics, entrepôts...) est conséquent et encore peu développé, seul 6% des bâtiments de plus de 1000m2 étant équipés de GTB, équipement clé pour permettre une optimisation énergétique pertinente, le chiffre étant encore plus bas pour les bâtiments de superficie inférieure. Un plan d'action coordonné est nécessaire, même si ce gisement devrait croître progressivement grâce au déploiement massif des GTB imposé par le Décret BACS pour les bâtiments équipés d'un système de chauffage ou de climatisation d'une puissance nominale utile > 290 kW.

En complément du levier tarifaire, le développement industriel de l'effacement diffus dans le résidentiel, nécessitant le déploiement directement chez les particuliers de technologies de pilotage diverses (compteur communicant, équipements connectés...), peut également être accéléré pour mobiliser le gisement résidentiel sur des besoins d'effacement à la pointe plus courts.

Pour atteindre les besoins en flexibilités identifiés, le déploiement de ces solutions doit s'accélérer tout en accompagnant le développement et l'expérimentation de nouveaux leviers et cas d'usage de flexibilités.

2.5 LE RÔLE FÉDÉRATEUR DE THINK SMARTGRID

Présidée par Xavier Piechaczyk, Président du Directoire de RTE, l'association professionnelle **Think Smartgrids** regroupe au sein de ses membres les divers acteurs français contribuant au développement de réseaux électriques plus intelligents : gestionnaires de réseaux, startups et PME de l'IT et de l'électrotechnique, fabricants de matériel, entreprises de services numériques, mais aussi centres de recherche, universités et grandes écoles d'ingénieurs, associations et pôles de compétitivité, ainsi que que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et la Direction Générale Énergie et Climat (DGEC).

L'association a pour vocation de fédérer et développer l'écosystème français, au service du consommateur, de l'attractivité des territoires et de la transition énergétique. **Son objectif est de contribuer au passage à l'échelle des solutions smart grids utiles pour l'intérêt général** et d'aider la filière française à prendre sa place parmi les plus grands acteurs mondiaux.

“ **Pour répondre aux besoins de la filière, Think Smartgrids s'appuie sur un Conseil scientifique et plusieurs Commissions et Groupes de travail, présidés par des personnalités reconnues du secteur. Les membres partenaires et associés peuvent intégrer ces groupes et commissions en fonction de leurs activités et centres d'intérêts** ”

La flexibilité électrique étant amenée à devenir une composante à part entière de notre mix énergétique et un facteur clé de l'équilibre de notre système électrique, l'association a placé ce sujet dans ses priorités de travail 2023-2025. La coordination entre les acteurs et la concrétisation d'un plan de déploiement partagé représentent 2 des défis clés rencontrés par l'écosystème. **La représentativité large de ses membres, la position centrale de l'association en tant qu'organe de collaboration et sa forte connexion avec les acteurs locaux de la transition énergétique (collectivités locales, syndicats d'énergie et gestionnaires de réseaux) place Think Smartgrids comme acteur facilitateur du passage à l'échelle des leviers de flexibilités.**

Aux côtés des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs d'énergie, des offreurs de solutions hardware et software, des associations professionnelles en lien avec l'énergie (Gimélec, SBA ...) et des territoires, nous proposons ainsi de coordonner l'accompagnement des acteurs locaux dans le déploiement de solutions de flexibilités en structurant un plan d'action et une communication adhoc.

Beaucoup d'initiatives et de littératures existent sur le thème des flexibilités. Mais ce sujet, devenu crucial aujourd'hui, nécessite de se fédérer : c'est pourquoi Think Smartgrids propose aux acteurs de s'associer à ses travaux et à mutualiser les contributions.

” Pour nous éclairer dans la création de notre plan d'action, le travail de synthèse et d'analyse réalisé dans ce rapport introductif sur la base de nombreux interviews¹, nous a permis de dresser un aperçu des solutions de flexibilités les plus matures et des défis à leur généralisation.

1. Liste des interviewés disponibles page 25

3. PANORAMA DES SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DE CONSOMMATION MATURES ET ÉCLAIRAGE SUR LES GISEMENTS ASSOCIÉS

Les valeurs de gisement évoquées dans cette partie sont illustratives et se basent sur des estimations encore en cours de consolidation. Think Smartgrids a pour ambition de poursuivre l'animation des acteurs de la filière pour produire des estimations fiables des gisements de flexibilités.

3.1 LES LEVIERS DE FLEXIBILITÉS IMPLICITES VIA LE TARIF

Incitation par le prix : offres tarifaires et pilotage des usages

La mise en place de tarifs reflétant la situation du système électrique (forme de tarif dynamique) est le levier principal déployable à court terme pour développer les capacités de flexibilité des bâtiments résidentiels et tertiaires.

Des solutions de flexibilités implicites incitant le consommateur à différer ses usages pour profiter d'un prix de l'électricité avantageux n'ont plus besoin de faire leurs preuves. C'est notamment le cas de l'activation des ballons d'eau chaude en heures creuses qui est aujourd'hui généralisée et automatisée. Les incitations à la sobriété diffusées l'hiver dernier ont même permis de dégager du potentiel de flexibilité sans incitation tarifaire.

L'intérêt de ces incitations tarifaires réside notamment dans le fait qu'elles présentent moins d'enjeux d'acceptabilité que pour les flexibilités explicites car adossées à des contrats de fourniture d'électricité, même si l'installation d'équipements de pilotage capables d'interpréter ces tarifs dynamiques reste un prérequis pour espérer un changement significatif des courbes de charge par rapport à un tarif à prix fixe.

Fin 2022, selon les données de la CRE, on compte :

- **65 % des volumes consommés par les consommateurs résidentiels** correspondant à des offres à différenciation horo-saisonnières (offres heures pleines/heures creuses, weekend, effacement, etc.).
- **Environ 14 millions d'offres HP/HC** (pour les offres tarifaires régulées et dérégulées).
- **Environ 640 000 offres dynamiques** à plusieurs postes horo-saisonniers (TEMPO et EJP).

Le gisement des offres HP/HC est de 5GW en 2023 selon les données de EDF. En émettant une hypothèse de croissance de 50% des contrats HP/HC (selon les estimations de RTE) et en supposant une optimisation du réglage des HP, le gisement potentiel serait de 9 GW.

Fin 2023, ces offres à tarification dynamique sont commercialisées par EDF, ENGIE et Total Energies, conformément à l'obligation fixée par l'article L. 332-7 du code de l'énergie. Le nombre de consommateurs disposant d'offres tarifaires valorisant la flexibilité de la consommation représentent aujourd'hui environ 60% selon la CRE et devrait croître d'après les prévisions faites par RTE dans son BP2023. De plus, environ le potentiel d'effacement implicite grâce aux offres à tarification dynamique est estimé à environ 600 MW par les acteurs le pratiquant.

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques (VE) est une opportunité complémentaire de développement de la flexibilité implicite. Le pilotage de la recharge sous la forme d'un pilotage statique, est le premier levier à considérer car sa généralisation est la plus accessible. Le pilotage dynamique de la recharge des véhicules (en V1G) dans lequel la charge s'adapte aux signaux du système électrique (effacement, prix de marché en J-1...) est le second levier accessible, nécessitant un équipement permettant de recevoir ce signal. Enfin, la charge bidirectionnelle permet de charger et décharger la batterie en fonction des besoins du système, tout en respectant les besoins de mobilité. Le gisement est néanmoins plus faible. Notons cependant que le V2G ne représenterait qu'une très faible part des batteries pilotées en 2035 selon RTE.

Les usagers ont naturellement tendance à recharger leurs véhicules en heures creuses pour profiter d'un tarif avantageux, même manuellement si leur borne n'est pas pilotée. Il n'y a par ailleurs pas de frein technologique pour développer un réseau de bornes asservies aux heures creuses : les technologies de recharge intelligente existent et, pour les bornes non pilotées, les travaux d'asservissement sont mineurs (en comparaison à l'installation de la borne).

La filière est en plein essor :

- **Le coût des batteries est en baisse** (93.2 €/kWh en 2023 contre 1 239 €/kWh en 2010)².
- **Les infrastructures de recharge se déploient rapidement** (l'année 2022 a été marquée par une forte augmentation du nombre de points de recharge publics qui a progressé de 53%)³.
- **Les VE ont une meilleure autonomie et la filière est soutenue par les politiques à travers les subventions**, incitant les usagers à se tourner vers le VE : Enedis prévoit 17 millions de VE en circulation en 2035, dont plus de la moitié pilotés par le tarif.

Sur la base d'échanges menés avec Enedis, en supposant que 80% des bornes seront pilotées en 2035 et en considérant les différences de puissance selon les bornes installées, le gisement de flexibilité lié au pilotage tarifaire de la batterie du VE pourrait représenter 8 GW en 2035.

Pilotage par le prix : HP / HC solaire

Des gisements sur le pilotage du prix restent à adresser comme de nouveaux tarifs à période (exemple : HP/HC solaire).

L'installation de panneaux photovoltaïques s'accélère (la capacité installée en 2023 pourrait dépasser celle record de 2021, à savoir 2,57GW installés sur l'année)⁴ et doit encore s'accélérer (RTE estime que le rythme minimal d'installation doit être de 4 GW/an pour atteindre les objectifs de décarbonation).

Le pic de production solaire est situé autour de 14h, et le profil de la courbe de production s'en retrouve impacté. L'énergie sera de plus en plus abondante à cette période, ce qui remet en question le modèle HP/HC actuel qui incite les usagers à consommer de préférence la nuit. Cette incitation à consommer de nuit restera encore vraie, mais devrait être complétée à l'avenir par des incitations à consommer lors des pics de production solaire.

La généralisation d'une offre HP/HC solaire incluant potentiellement une notion d'Heure Super Creuse permettrait d'absorber ce pic de production en incitant financièrement les consommateurs (particuliers ou non) à décaler eux-mêmes leurs usages lorsque la production solaire est élevée. Le potentiel de ce levier est directement lié à la capacité solaire installée, et dépendra des scénarios choisis par les politiques publiques. Dans son scénario de référence du Bilan Prévisionnel 2023, RTE estime que la capacité du parc solaire atteindra 65 GW en 2035, contre 15,7 GW début 2023.



3.2 LES LEVIERS DE FLEXIBILITÉS VIA UN SIGNAL DIRECT D'UN ACTEUR TIERS

Effacement industriel

Les technologies utilisées pour piloter l'effacement d'un site sont mûres et facilement déployables.

Le cadre légal est défini, tout comme le modèle économique : les industriels sont rémunérés pour la quantité d'énergie éfçaçable mise à la disposition du système électrique. Les mécanismes d'Appel d'Offre existent depuis plusieurs années, et même si des ajustements de ces mécanismes restent discutés, ils sont connus et utilisés par la plupart des industriels. Cette rémunération permet aux industriels d'économiser 2 à 15% sur leur facture d'électricité⁵.

Si l'effacement industriel est aujourd'hui bien développé, il reste encore du potentiel. Le gisement d'effacements est de 3 GW en 2023 et devrait atteindre 4 GW en 2035 d'après RTE. Cet unique GW supplémentaire à l'horizon 2035 peut paraître faible en comparaison du potentiel d'autres solutions, mais il a l'avantage d'être facilement activable. L'électrification des industriels mentionnée précédemment pourrait augmenter ce gisement.

Effacement explicite des bâtiments tertiaires

Si la consommation des industriels est relativement constante (ce qui se traduit par un profil de consommation en bandeau), la consommation du tertiaire présente des pics de consommation qui s'additionnent aux pics existants dans les autres secteurs, accentuant ainsi les sollicitations ponctuelles du réseau.

Avec des technologies de pilotage adéquates, les pics de consommation du tertiaire peuvent être lissés, de façon assez indolore, sans impact sur le confort ou l'activité économique. Ces technologies existent, sont matures et facilement déployables (comme les GTB). Le prix de ces technologies est variable selon les bâtiments mais le retour sur investissement est avantageux en raison de la hausse des prix de l'énergie.

En comparaison à l'usage de la flexibilité explicite dans le domaine résidentiel, l'impact sociétal est moindre et l'acceptabilité meilleure car engendrant moins de craintes que pour les particuliers, ces solutions n'impactant pas leur lieu de résidence. De plus, le volume de bâtiments à équiper est moins important.

Pourtant, selon la CRE, seulement 6% du parc français de bâtiments est aujourd'hui équipé de systèmes de pilotage. Le potentiel est donc réel :

- Le nombre de bâtiments de plus de 1 000 m² équipés d'installations de gestion technique (GTB) devrait être multiplié par 10 d'ici 2035.

- Le nombre d'Offres d'Effacement Explicites pourrait être multiplié de 3 à 10 fois d'ici 2035⁶.

300 000 bâtiments devraient donc être équipés de GTB en 2035, dont 50% seront pilotés. En prenant une hypothèse de valeur moyenne d'un effacement quelques dizaines de kW, le gisement du tertiaire explicite serait de 4 GW. Des solutions émergent pour impulser ce développement comme Goflex, une base pour proposer des services d'effacement.

Pour appréhender ce gisement diffus de flexibilité, RTE, le programme ACTEE/FNCCR et le GIMELEC lanceront début 2024 la plateforme GOFLEX, qui permettra à tous les bâtiments tertiaires de France de calculer leur capacité d'effacement selon une méthodologie commune élaborée par le GIMELEC et qui fait aujourd'hui référence. Une initiative destinée à accélérer la rencontre entre l'offre et la demande et donc l'essor des pratiques de flexibilité dynamique.

Effacement explicite dans le résidentiel

L'effacement résidentiel consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un grand nombre de logements, de façon à diminuer la demande. Le secteur résidentiel représentant 33% de la consommation électrique intérieure et en particulier le chauffage électrique des bâtiments représentant plus de 40% de la consommation de pointe en France, l'effacement dans le secteur résidentiel représente un gisement important de flexibilité. En modulant les équipements électriques les plus énergivores, l'effacement diffus offre aux ménages la possibilité de mieux maîtriser leur consommation et leur facture énergétique, et ainsi de participer aux efforts nationaux de sobriété énergétique.

Rendu possible aujourd'hui par les technologies de pilotage diverses (compteur communicant, équipements connectés, ...), le développement industriel de cette flexibilité peut encore être accéléré.

Déjà environ 200 000 consommateurs disposent d'offres d'effacement explicites. A horizon 2030, RTE envisage entre 400 000 et 1,5 million de consommateurs disposant d'offres explicites dans sa trajectoire médiane de référence, et jusqu'à 3 millions dans la trajectoire haute⁷.

Les mécanismes de marché ont été ouverts à la participation des effacements diffus et des discussions sont en cours entre les acteurs sur la façon dont une évolution réglementaire pourrait contribuer ou non au développement de ce levier.

2. <https://www.overe-france.org/le-prix-des-batteries-lithium-ion-a-chute-de-87-en-moins-de-10-ans/>

3. <https://fr.statista.com/statistiques/1052382/vehicule-electrique-point-recharge-disponible-france/>

4. <https://www.lechodusolaire.fr/1-72-gw-de-puissance-installee-a-la-fin-du-premier-trimestre-2023/>

5. <https://www.usinenouvelle.com/article/l-effacement-un-outil-de-regulation-du-reseau-electrique-indispensable-mais-sous-exploite.N2044222>

6. RTE Bilan Prévisionnel 2023

7. Ibid

4. LES DÉFIS IDENTIFIÉS POUR UN PASSAGE À L'ÉCHELLE DES SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ

Ce chapitre se fonde sur les interviews d'un ensemble d'acteurs (liste disponible page 25) membres et non-membres de l'association Think Smartgrids (producteurs, transporteurs, distributeurs, agrégateurs, régulateurs, constructeurs) afin de mettre en exergue les défis qu'ils considèrent comme majeurs pour le passage à l'échelle des flexibilités.

Cette approche, qui ne cherche ni l'exhaustivité, ni à dresser un panorama complet des problématiques, a en revanche l'avantage de pointer les difficultés rencontrées très concrètement par les différents acteurs.

Dans ce cadre, Think SmartGrids classe les défis remontés par les acteurs en deux catégories :

- **Les défis prioritaires car clés pour un passage à l'échelle des solutions matures évoquées précédemment.** Tous les leviers nécessaires pour lever ces défis sont connus et accessibles, et les gisements associés sont pertinents.
- **Les défis qui semblent de deuxième ordre, mais dont la prise en compte est nécessaire** pour accompagner les nouveaux cas d'usage dans le cadre de la transformation du système électrique.

4.1 LES DÉFIS PRIORITAIRES POUR IMPULSER LES SOLUTIONS MATURES

Certains des défis présentés dans cette partie peuvent également concerner des solutions moins matures.

Défis économiques

- **Les incitations tarifaires (dans le cadre des leviers de flexibilité implicite) sont insuffisantes pour accompagner les consommateurs à des changements d'usages.**

Les offres à option Base (du TRV et des offres de marché) à prix fixe toute l'année et toute la journée, n'incitent pas les consommateurs à modifier leurs habitudes. Il serait donc pertinent de réfléchir à des conditions de remplacement progressive de cette option Base par des offres à postes de prix horosaisonniers (par exemple HP/HC, HP/HC solaire, ...), à condition que cette transition soit réalisée de façon coordonnée pour l'ensemble des offres du marché, en prévoyant les délais nécessaires pour l'ensemble des acteurs afin de se préparer à cette évolution importante.

Les consommateurs ont toutefois besoin de stabilité, des tarifs trop dynamiques (exemple : des tarifs variables toutes les heures comme en Suède) peuvent être un frein à l'essor de la flexibilité de la consommation. Les futurs tarifs doivent ainsi être incitatifs tout en restant lisibles et adaptés aux profils des consommateurs, dans l'esprit des tarifs à période.

- **Le soutien public est nécessaire** pour accélérer le déploiement des flexibilités et permettre l'essor nécessaire à la transition énergétique.

En particulier, les consommateurs qui souhaiteraient piloter leurs équipements en fonction des périodes tarifaires devront faire face à des coûts d'installation (pilotage par fil pilote, équi-

pements connectés, main d'œuvre...). Assurer l'intégration de capacité de pilotage normalisé aux nouveaux équipements le plus tôt possible permettra de limiter les coûts d'accès pour les consommateurs souhaitant participer à des mécanismes d'effacement.

Un meilleur ciblage des soutiens public visant à faire émerger les solutions de flexibilités pertinentes d'un point de vue de l'intérêt collectif est souhaitable. En effet, de multiples leviers de flexibilités ont besoin, au démarrage, d'être subventionnés pour déclencher l'impulsion de leur développement, avant de trouver leur propre espace économique.

Défis technologiques

Le déploiement des technologies pour développer la flexibilité diffuse résidentielle et tertiaire doit encore s'accélérer.

- **À date, la majorité des équipements domestiques (hors ballons d'eau chaude sanitaire (ECS)) et les GTB des bâtiments tertiaires ne sont pas directement connectés aux compteurs communicants**, ce qui peut nécessiter l'installation d'équipements tiers (gestionnaires d'énergie, Émetteur Radio Linky (ERL)...) entre les compteurs et les appareils. Ces boîtiers fonctionnent déjà bien pour le pilotage des radiateurs électriques, mais leur installation est encore trop peu répandue et nécessite un investissement supplémentaire, bien que limité et en partie subventionné.

Le manque de normalisation entre les équipements pilotables, les capteurs et les émetteurs de signaux limite par ailleurs l'interopérabilité et la généralisation du pilotage de la consommation.

L'interopérabilité est un sujet majeur pour la généralisation du pilotage de la consommation. C'est pourquoi le Décret BACS, applicable pour les bâtiments tertiaires de plus de 1000m² en fait désormais une obligation.

Le décret BACS (Building Automation & Control Systems) doit faciliter l'atteinte des objectifs de réduction de consommation fixés par le décret tertiaire. Il impose la mise en place d'un système d'automatisation et de contrôle des bâtiments à différents horizons, horizons variables selon la puissance des systèmes de chauffage et de climatisation installés.

La problématique a été constatée dans les GTB historiquement installés où chaque bâtiment devait être « paramétré » au cas par cas. **De plus, les technologies employées sont complexes** et ne permettent pas l'interprétation de signaux simples. Afin de favoriser le déploiement des GTB, de nouvelles solutions plus simples à paramétrer sont aujourd'hui proposées. Cette tendance doit se poursuivre.

4.2 LES DÉFIS RESTANTS À ADRESSER POUR DÉVELOPPER LES AUTRES SOLUTIONS

Défis économiques

- Le pilotage de la consommation est aujourd'hui uniquement envisagé à la baisse. La valorisation du pilotage d'une consommation à la hausse doit aussi être envisagée ; il s'agit d'anticiper une consommation électrique lorsqu'il y a un surplus d'EnR, comme par exemple démarrer un appareil électrique dans l'après-midi (recharge de voiture électrique, machines à laver, chauffage) lorsque la production solaire est encore abondante.

La valorisation de la flexibilité d'une consommation à la hausse est sans doute un sujet à instruire (un bac à sable est en cours dans le cadre du NEBEF, le MA ne fait l'objet d'aucune expérimentation à date) au même titre que ce qui est fait pour valoriser les baisses de consommation, et ce sur les différents mécanismes existants (Mécanisme d'ajustement et NEBEFF). Tout reste cependant à construire pour déployer ce modèle : cadre légal, subventions, rémunération éventuelle...

Les normes juridiques doivent jouer un rôle sur ces deux sujets. D'une part, pour permettre l'accès aux données générées par les bâtiments (API) à tous les fournisseurs de services, potentiellement en échange d'une rémunération au profit des équipementiers. D'autre part, pour contraindre les fabricants à intégrer l'interprétation de signaux simples de pilotage (ON/OFF) dans les équipements.

- **Concernant la mesure effective d'une flexibilité, plusieurs acteurs soulignent les limites de la méthode du « double rectangle » pour le contrôle du réalisé.** Cette méthode, qui consiste à effectuer des mesures 2h avant et après l'effacement, est critiquée en particulier dans le tertiaire où les méthodes sont parfois imparfaites, et où il n'y a aucune consommation avant 8h.

Une prise en compte globale (et non instantanée) des efforts réalisés par le site sur une plus longue période serait plus adaptée. L'évolution de ces méthodes de calcul est déjà en discussion entre les acteurs concernés.

Défis réglementaires

- **Le manque de connaissance des flexibilités témoigne d'une communication et d'une sensibilisation autour du sujet aujourd'hui insuffisante.** Des solutions éprouvées peinent à s'affirmer par manque de médiatisation, que ce soit pour les particuliers ou le secteur tertiaire. [Le rapport de la mission Flash de la CRE](#) sur le pilotage des bâtiments tertiaires fait partie des documentations qui favorisent la montée en compétence des acteurs.

- **Les acteurs ont besoin de stabilité dans le cadre des Appels d'Offres Effacement (AOE)**, en particulier dans la rémunération et le cahier des charges. Des AOE sur de longues périodes et une rémunération par des prix moins volatils inciteraient les acteurs à s'engager. Par ailleurs, l'incertitude sur le maintien de ce mécanisme au-delà de 2025 n'est pas propice aux investissements dans la filière. D'autres mécanismes de flexibilité que les Appels d'Offres Effacement pourraient être imaginés pour inciter davantage le segment Industriel à électrifier ses usages.

Pour ce qui concerne l'effacement dans le diffus, le modèle économique qui tend à se développer gagnerait aussi à être démocratisé, notamment au travers de communication explicative du fonctionnement et des gains associés pour le client et le système électrique.

Dans le tertiaire, le retour sur investissement est plus avantageux. Le sujet du modèle économique ne se pose pas.

Défis technologiques

- Lorsque toutes les unités de production décarbonées fonctionnent déjà à plein régime, les unités de production carbonées (comme les centrales à gaz ou charbon) sont sollicitées pour répondre à une hausse de la demande. **Afin d'éviter le recours à de telles sources d'énergies polluantes, certains gestionnaires de réseau brident structurellement leurs parcs de production EnR** afin de garder une certaine marge de production à la hausse, comme c'est le cas aux Pays-Bas. Les parcs EnR ainsi bridés ne fonctionnent (par exemple) qu'à 80% de leur capacité maximale la plupart du temps, et leur plein potentiel est libéré lors des périodes de forte demande afin de rétablir l'équilibre, sans émissions de CO2. **La pérennité de cette solution reste à prouver :**
- Le parc doit être surdimensionné afin de satisfaire la demande en configuration « bridé », entraînant des coûts supplémentaires.
- Le bridage des EnR nécessite l'installation de technologies de pilotage et donc de nouveaux investissements.

Si cette solution paraît peu adaptée et complexe à mettre en œuvre pour le cas de la France, les solutions de raccordements dits « intelligents », éprouvées dans le cas de raccordement au réseau haute tension mais dont trop peu de développeurs se saisissent aujourd'hui, pourraient être étendues au réseau électrique basse tension sous réserve d'une étude de faisabilité et d'une analyse coût-bénéfice positive pour la collectivité. L'assiette de projets potentiels serait ainsi agrandie aux très nombreux projets de déploiement de panneaux solaires de puissance installée inférieure à 250 kVA.

- **Bien que le potentiel de flexibilité associé au pilotage intelligent de la recharge des VE soit important, les batteries des VE ont également leurs propres contraintes.** Un véhicule pouvant être débranché à tout moment, ce type de stockage est aujourd'hui moins fiable pour le service réseau qu'une batterie stationnaire en raison d'un parc encore trop restreint. Concernant la technologie du V2G, outre le volet financier à prendre en compte, le vieillissement prématuré des batteries des VE est aussi à considérer par le nombre accru de cycles de charge / décharge.

Défis réglementaires

- **Plusieurs régulations de l'accès au marché peuvent sembler discriminantes pour certains acteurs.** L'accès à la réserve secondaire est limité pour certains moyens compte tenu des spécifications techniques des appels d'offres, ce qui peut rendre la participation de nouveaux

entrants difficile. Les agrégateurs sont donc contraints de contribuer à la réserve primaire, plus limitée en quantité, ou alors aux autres marchés de l'équilibre offre demande, moins rémunérateurs. Ouvrir le marché aux petits systèmes (comme les agrégateurs) et aux opérateurs de stockage serait plus égalitaire, tant que les contraintes techniques de sécurité sont satisfaites.

- **Le compteur Linky, dont le déploiement en France par Enedis s'est terminé en 2021, représente la première brique indispensable au réseau intelligent, « smartgrids ».** Outre ses fonctionnalités améliorant le service pour l'utilisateur final et pour Enedis, il apporte également des bénéfices pour développer les flexibilités : recueil des données, transmission de signaux tarifaires pour piloter les usages, contrôle du réalisé... Ci-dessous quelques pistes de réflexion :

Concernant les données : le compteur permet de collecter des données à des pas journaliers, horaires, voire inférieurs. Les acteurs de la flexibilité ont besoin de données pour pouvoir proposer des services : ils peuvent ainsi s'appuyer sur les données des compteurs, en respectant les règles du RGPD (règlement général sur la protection des données), et les prescriptions de la CNIL (commission nationale informatique et libertés). Il conviendrait de poursuivre le dialogue entre les acteurs afin de lever les éventuelles barrières au développement de services basés sur les données de la courbe de charge des utilisateurs.

Pour le pilotage, le compteur communicant, via une sortie TIC (télé information client) ou le contact sec (tout ou rien), est en mesure de piloter des équipements ; c'est par exemple le cas des ballons d'eau chaude qui sont asservis à ce contact sec on/off, qui permet de démarrer le ballon d'eau chaude aux enclenchements des heures creuses. Des études prospectives pourraient être menées en concertation avec les acteurs (agrégateurs et fournisseurs d'électricité notamment) pour réfléchir à enrichir les informations contenues dans la TIC.

Pour ce qui est du contrôle du réalisé, le compteur utilisé est celui qui mesure ce qui s'est effectivement passé à l'interface entre « le réseau électrique » et « le site ». Il est donc bien l'élément fondamental du contrôle. Certains acteurs pointent néanmoins le cas d'un effacement de consommation (arrêt de la recharge, arrêt du chauffage, ...) qui pourrait ne pas être vu à l'interface avec le réseau car noyé parmi d'autres usages, ce qui peut arriver par exemple lorsqu'un autre équipement fait une forme de contre-réglage au sein du site. Un service serait alors rendu par un acteur, mais non valorisable car non observé "vu du réseau". Potentiel frein au développement de l'effacement, ce sujet mérite d'être instruit sans préjuger des conclusions.

- **L'incompatibilité entre certains mécanismes est mise en avant par certains acteurs, car ils estiment qu'elle les empêche de valoriser leurs actifs de façon optimale.** L'appartenance d'un actif à deux périmètres de réserves distincts n'est par exemple pas permise par les règles des Services Systèmes (SSY). Il est également impossible de participer à la fois aux SSY et aux AOE. **Ce point soulevé par les acteurs est à instancier de leur côté afin que RTE puisse évaluer le besoin éventuel d'évolution.**

Pour relever ce défi, les règles de gestion des actifs doivent être clairement définies et leur suivi rigoureux. Si un actif est « consommé » pour satisfaire un premier mécanisme, il doit immédiatement être retiré de la liste des actifs éligibles pour contribuer à un second mécanisme.

4.3 SYNTHÈSE DES DÉFIS QUE RENCONTRE LE DÉPLOIEMENT DE LA FLEXIBILITÉ

La réussite du déploiement des flexibilités passe par une stratégie avec des effets à plusieurs horizons de temps.

Des effets à court terme peuvent être obtenus avec une sensibilisation et des aides provenant des pouvoirs publics ciblées sur les flexibilités implicites et explicites, pour opérer une transition vers des tarifs à période et l'installation au sein des bâtiments tertiaire et résidentiel de moyens de pilotage associés. **L'enjeu est aussi bien au niveau de l'interopérabilité des équipements que des financements et rémunérations, bien que les technologies de pilotage des usages des bâtiments et des IRVE associées soient matures et que la réglementation sur les bâtiments tertiaires aille dans le bon sens. Il faut donc capitaliser en premier sur les solutions matures et éprouvées (pilotage du ballon d'eau chaude, des chauffages, etc.).**

Sur le long terme, il est primordial de se fixer des objectifs ambitieux au niveau national pour accompagner l'effort de transformation du système électrique. **Les interactions entre les acteurs de tous les secteurs doivent être minutieusement coordonnées et centralisées pour assurer cohérence et efficacité.** Les technologies de l'information et de la communication et les mécanismes de marché sont clés pour assurer cette coordination et faciliter l'intégration sectorielle.

Dans le cadre du 1^{er} guichet du bac à sable réglementaire, EDF mène une expérimentation visant à optimiser l'utilisation d'une batterie en la faisant participer à plusieurs services. EDF souhaite hybrider une batterie avec un moyen de production pour fournir un service au sein d'un premier périmètre de réserve et agréger cette même batterie avec d'autres actifs pour fournir un autre service au sein d'un second périmètre de réserve. La batterie doit pouvoir basculer d'un périmètre à l'autre de façon dynamique afin d'offrir sa flexibilité au marché qui en a le plus besoin. À chaque instant, le stockage ne fait partie que d'un seul périmètre de réserve.

En outre, un système incluant plus de renouvelables ne pourra fonctionner qu'avec une mobilisation élargie et coordonnée de tous les leviers (production, consommation, stockage) et si les infrastructures réseaux sont développées intelligemment.

Pour atteindre rapidement les capacités de flexibilité nécessaires, il sera crucial de flécher un soutien économique pour accélérer le développement des solutions de flexibilité ayant un fort potentiel de valeur ajoutée pour la collectivité. Le futur système énergétique ne pourra exister que s'il est supporté par les politiques et accepté par les entreprises et le public au vu des impacts de cette transformation sur la société et l'économie. Il est tout aussi impératif de pouvoir combiner les sources de rémunération des flexibilités pour atteindre la rentabilité et inciter les acteurs à s'engager.

Les futures régulations doivent stimuler et inciter l'investissement et l'innovation dans les infrastructures du réseau pour permettre aux gestionnaires d'exploiter toutes les options de flexibilités possibles et rendre la flexibilité économiquement viable et compétitive au niveau de la France et de l'Europe.

CONCLUSION : LE RÔLE FÉDÉRATEUR DE THINK SMARTGRIDS

Comme mentionné précédemment, la position centrale de Think Smartgrids au sein de l'écosystème français, la pluralité des compétences apportées par nos membres sur l'intégralité de la chaîne de valeur smart grid et la présence d'institutions publiques comme la CRE, la DGEC et la DGE au conseil d'administration, en tant que membres observateurs, **font de l'association un acteur propice pour accompagner l'industrialisation de ces solutions.**

Depuis plusieurs mois, et à travers un groupe de travail dédié, l'association œuvre à faire émerger au sein de l'écosystème smart grids un consensus autour des leviers de flexibilités à développer pour les besoins de l'équilibre offre-demande et du réseau électrique.

Ce travail collaboratif a permis la publication de ce premier rapport introductif, visant à poser le cadre de notre analyse, apporter un constat sur les besoins, défis et leviers à disposition, et tracer les premiers éléments d'une feuille de route pour le passage à l'échelle des solutions de flexibilité.

Dans les mois qui viennent, l'association proposera un plan d'action pour la généralisation des leviers de flexibilité implicites via le tarif et explicites via pilotage direct par un acteurs tiers. Ce plan d'action reposera notamment sur un **état des lieux théorique et empirique des infrastructures hardware et software nécessaires au développement des flexibilités dans les bâtiments tertiaires et résidentiels.**

Sur la base de cette analyse et dans le cadre de ce plan d'action, Think Smartgrids souhaite réaliser un projet de passage à l'échelle de solutions de flexibilité de la demande avec des territoires stratégiques et moteurs de leur transition énergétique au niveau local. **L'objectif de ce projet sera d'aider quelques territoires à identifier la pertinence environnementale, à quantifier la création de valeur économique, et ainsi établir le cadre de référence technico-économique du déploiement des leviers flexibilités les plus matures nécessaires à l'équilibre offre-demande national.**

En interaction forte avec les acteurs du système électrique, ce projet pilote aura vocation à être répliqué, avec les évolutions nécessaires, à tous les territoires intéressés et enclencher une croissance du niveau local jusqu'au national des capacités de flexibilités du système électrique français.

LISTE DES ENTRETIENS MENÉS

ACTEUR RENCONTRÉ	NOM ET PRÉNOM	FONCTION DU CONTACT
Voltalis	Benjamin Bailly	Head of Markets & Innovation
Tilt	Guillaume Louat	Co-founder
Tiko	Romain Benquey	Regulatory and public affairs specialist
Energy Pool	Jennifer Corradi	Regulatory affairs
GE Vernova	Jean-Luc Roy	Innovation and partnerships Leader Grid Automation - Grid Solutions
ABB	Sébastien Meunier	Vice-président relations institutionnelles
	Philippe Adam	Directeur Europe - segment Utilities et Renouvelables
Schneider Electric	Jean Wild	New Energy Landscape influence, education and standardization lead
EDF R&D	Fabien Bricault	Responsable du programme R&D « Perspectives Energetiques »
	André Nekrasov	Chercheur expert
Clean Horizon	Corentin Baschet	Responsable étude de marché
Fractal Energy	Fabien Berger	Co-founder & CEO
Fabelsi	Fabien Choné	Président
ADP	Thomas Le Bonhomme	Responsable Pôle « Production - Distribution »
CRE	Antoine Desbordes	Chargé de mission Smart Grids
Engie	Guillaume Lehec	Directeur



Think Smartgrids – Tél : +33 1 42 06 52 50 – contact@thinksmartgrids.com
www.thinksmartgrids.fr - @ThinkSmartgrids