



PLAN DE PASSAGE À L'ÉCHELLE DES FLEXIBILITÉS DANS LES BÂTIMENTS

Recommandations techniques de la filière smart grids France

SOMMAIRE

p.4	1. Préambule
p.7	2. Quels besoins en flexibilité pour le système électrique ?
p.7	2.1. La flexibilité : la valeur ajoutée économique pour le système électrique
p.7	2.2. Des besoins en flexibilité différenciés pour assurer l'équilibre offre-demande à moyen et long terme
p.11	2.3. Des usages modulables et décalables répondant aux différents types de flexibilité
p.14	3. Les signaux économiques à disposition pour le pilotage des consommations et conditions à leur généralisation
p.14	3.1. Piloter les usages par le tarif d'électricité : la flexibilité implicite
p.19	3.2. Piloter les usages via des ordres d'effacement : la flexibilité explicite
p.21	3.3. L'importance des changements comportementaux et le besoin d'accompagnement des consommateurs vers des habitudes de consommation plus flexibles
p.23	4. Quel écosystème de partage de données entre les acteurs de la flexibilité, quels besoins de standardisation et enjeux de gouvernance
p.24	4.1. En France, quel cadre pour les échanges de données nécessaires à la flexibilité et quelle mise à disposition par les acteurs ?
p.30	4.2. Initiatives de framework d'interopérabilité entre acteurs de la flexibilité à l'échelle européenne via l'émergence d'« Energy Data Space » connectés
p.32	4.3. Un besoin d'uniformisation qui doit intégrer à l'échelle locale les enjeux de souveraineté des données générées par les collectivités
p.36	5. Quelles infrastructures pour le pilotage énergétique et l'activation des flexibilités au sein des bâtiments tertiaires > 36kVA ?
p.36	5.1. Plusieurs canaux d'activation de la flexibilité dans les grands bâtiments tertiaires, en fonction de l'usage du bâtiment
p.37	5.2. Les spécificités de l'activation des flexibilités dans les bâtiments tertiaires équipés de BACS
p.47	5.3. Les spécificités de l'activation des flexibilités dans les bâtiments tertiaires non équipés de BACS
p.49	5.4. Concilier l'évolution des usagers vers des pratiques flexibles et le déploiement de technologies adaptées à l'usage du bâtiment
p.51	5.5. La rénovation énergétique du bâtiment, une étape indissociable de la valorisation de la flexibilité des bâtiments
p.52	6. Quelles infrastructures pour le pilotage énergétique au sein des bâtiments résidentiels et petits tertiaires < 36 kVA
p.52	6.1. Sans décret BACS, quel cadre réglementaire pour les petits bâtiments tertiaires et résidentiels ?
p.53	6.2. Quels canaux d'activation de la flexibilité dans les bâtiments tertiaires < 36 kVA et résidentiels ?
p.58	6.3. Quels freins à l'activation des flexibilités dans les petits bâtiments tertiaires et résidentiels ?
p.60	7. Annexe

REMERCIEMENTS

Ce rapport est le fruit d'un travail d'analyse, d'interview terrain et de concertation mené par le groupe de travail flexibilité de l'association professionnelle Think Smartgrids composé de gestionnaires de réseaux, équipementiers, fournisseur d'électricité, opérateurs d'effacement, cabinets de conseil, pôles de compétitivité, entreprises de services numériques.

Think Smartgrids remercie également pour leur temps et leur contribution la FNCCR, le Sydev, Morbihan Energies, l'USEDA, Territoires d'Énergie Flandre, le SIDEC et la région Hauts-de-France.

Enfin, un grand merci à la DGEC pour leur soutien financier.

1. PRÉAMBULE

Le Bilan prévisionnel 2023¹ de RTE est formel. Aux horizons 2030 et 2035, le développement des flexibilités de la consommation électrique est un axe prioritaire pour assurer la sécurité d’approvisionnement et optimiser le fonctionnement technique et économique du système électrique.

Le déploiement des énergies renouvelables, principalement photovoltaïque (PV), éolienne terrestre et offshore, raccordées aux réseaux électriques de transport et de distribution est en marche depuis 20 ans, et va encore s’accélérer sur les 20 prochaines années avec une multiplication par 4 de la puissance PV installée, par 2 de la puissance éolienne terrestre et un passage de 0,5 Gw à plus de 15 Gw d’éolien offshore. La croissance de ces énergies renouvelables dans le mix énergétique est un défi pour les gestionnaires de réseaux électriques, tant sur le plan des raccordements au réseau (investissements en milliards d’€) que sur le plan de la gestion et du pilotage du réseau. En effet, ces nouvelles capacités de production dans le mix énergétique français sont variables, par définition, ce qui en rend le pilotage bien plus complexe que les centrales électriques nucléaires et thermiques facilement pilotables.

D’un système où le pilotage de l’équilibre du système électrique entre l’offre (production) et la demande (consommation) était autrefois majoritairement réalisé par la modulation des capacités de productions à la hausse ou à la baisse, la gestion du système électrique devient plus complexe avec une inertie qui diminue en pourcentage au fur et à mesure que les EnR se déploient, et où le pilotage de la consommation électrique vient jouer un rôle majeur au côté, notamment, du pilotage des capacités conventionnelles de production nucléaire, hydraulique et thermique.

En parallèle de l’accroissement de la production EnR, une électrification massive des usages est engagée afin de réduire nos émissions de gaz à effet de serre (GES). Cela se traduit notamment par le remplacement des véhicules thermiques par des véhicules électriques, le remplacement des chauffages utilisant des énergies fossiles (fuel et gaz) par du chauffage électrique et/ou des pompes

à chaleur, et un plan de transformation massif des industriels très émetteurs de CO₂ vers l’utilisation de process plus électrifiés (exemple des hauts fourneaux utilisant du gaz progressivement amenés à des technologies de fours à arc électrique). Certains de ces nouveaux usages, le véhicule électrique tout particulièrement, additionnés à des usages déjà “pilotes” (ballons d’eau chaude sanitaire, chauffage) sont une réelle opportunité pour la gestion du système électrique, si tant est que ce nouvel écosystème se déploie de manière harmonieuse, concertée et avec une gouvernance installée claire.

Ainsi, faire correspondre la consommation d’électricité à la production décarbonée peut faire économiser au système électrique dans son ensemble de l’ordre de quelques centaines de millions à trois milliards d’euros par an². Cette économie provient des coûts évités par le développement des flexibilités de la demande par rapport à des scénarios où elles ne se développeraient pas et où d’autres leviers de flexibilités devraient s’y substituer, tels que des moyens thermiques de production de pointe ou des batteries. Enfin, cela participe aussi à réduire les émissions de gaz à effet de serre, les centrales électriques utilisées lors des pics de consommation étant en général les plus carbonées.

Pour cela, les flexibilités doivent devenir une composante à part entière du mix électrique, elles doivent donc être aussi fiables que les autres moyens utilisés pour l’équilibre offre-demande. Pour y parvenir, quelques prérequis sont absolument nécessaires et très rapidement, avant 2030 :

- Un vaste programme industriel de déploiement du pilotage de la demande pour passer à l’échelle ;
- Un renforcement des incitations économiques au pilotage ;
- Une mesure des résultats concrets sur la courbe de charge nationale.

Think smartgrids s’est très tôt engagée vers un déploiement industriel de la flexibilité de la consommation électrique dans et avec les territoires, en tentant de mobiliser et d’animer les partenaires dans les territoires sur cette thématique sous peine de ne pas atteindre les objectifs.

Outre cette animation pour informer et guider les orientations technologiques et économiques, l’engagement de l’utilisateur est vital. Cet engagement ne sera réalité qu’à la condition que l’activation des flexibilités se fasse sans dégradation de confort, que les préoccupations des usagers soient comprises et donc partagées et que les acteurs publics, tout échelon politique confondu, comme privés assurent une communication sur le sujet claire et partagée.

Dans son rapport de 2023, réalisé en partenariat avec Schneider Electric, sur le pilotage des bâtiments tertiaires, la CRE indiquait que seulement 6 % des bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m² sont équipés d’un système de pilotage de l’énergie. Le rapport avait alors formulé des recommandations sur les leviers technologiques, économiques et organisationnels à lever pour développer les capacités de flexibilité des bâtiments tertiaires, jusque-là majoritairement inexploitées.

Partie prenante du comité de pilotage en charge d’assurer la mise en œuvre de ces recommandations, Think Smartgrids, dans sa pluralité, porte la voix de la filière smartgrids et contribue à travers ce livre blanc à :

- Identifier et synthétiser les chaînes d’activation et de comptage de la flexibilité de la consommation des bâtiments tertiaires et résidentiels en réponse à un signal externe en provenance des fournisseurs d’électricité, des opérateurs d’effacement nommés agrégateurs commerciaux et des gestionnaires de réseau de transport et distribution ;

- Emettre des recommandations sur les infrastructures les plus adaptées à la typologie et aux usages des différents bâtiments pour réaliser ce service de flexibilité ;
- Identifier les systèmes et données nécessaires et les leviers permettant de favoriser leur interopérabilité ;
- Porter ces synthèses et recommandations auprès des décideurs nationaux et locaux (élus et services, syndicats d’énergie et fédérations) ainsi qu’aux gestionnaires de parcs de bâtiments tertiaire privés en vue d’un accompagnement technique et opérationnel dans le développement de la capacité de flexibilité de leurs bâtiments.

“ Think smartgrids s’est très tôt engagée vers un déploiement industriel de la flexibilité de la consommation électrique dans et avec les territoires, en tentant de mobiliser et d’animer les partenaires dans les territoires sur cette thématique sous peine de ne pas atteindre les objectifs. ”

Ce livre blanc éclaire le lecteur – collectivités, ministères, régulateur, acteurs économiques, investisseurs... – sur le besoin de standardiser les interfaces techniques et les données à échanger

entre les bâtiments (celui qui fournit la flexibilité) et les acteurs du système électrique (fournisseurs d’électricité, opérateurs d’effacement et gestionnaires de réseau). **Ce rapport est également le point de départ d’une marque collective « Flex Ready », fruit d’une collaboration entre les filières électriques et immobilières, permettant, dès 2025, d’identifier les solutions de pilotage réellement flexibles.**

Fruit d’un travail collectif très large de la part de toutes les parties prenantes, ce livre blanc se veut prescriptif si, collectivement, nous souhaitons atteindre les objectifs ambitieux de décarbonation de la France à horizon 2050, qui passe notamment par un déploiement industriel de la flexibilité électrique en France, et en Europe. Le document donne par ailleurs les éléments techniques à développer, puis à déployer pour atteindre cet objectif.

1. RTE, Bilan Prévisionnel, 2023

2. RTE, Bilan Prévisionnel, Chapitre 6 « Equilibre offre-demande et flexibilités », 2023

Think Smartgrids, au travers de son Conseil Scientifique, rappelle également l'importance d'un soutien accru à la recherche et l'innovation dans le développement de la flexibilité de la consommation électrique. Un tel soutien s'avère nécessaire à plusieurs égards car permettrait :

Volet technique et organisationnel :

- D'identifier les solutions techniques de mise en œuvre de nouvelles flexibilités et d'analyser les enjeux d'interactions entre acteurs (TSO-DSO et opérateurs de réseaux – acteurs de marchés) ;
- D'approfondir les techniques de calcul de bilan carbone afin d'évaluer ce que les flexibilités amènent en émissions au vu du matériel hardware et des solutions software déployées.

Volet technico-économique :

- D'identifier des gisements de gains et des business model permettant le développement des flexibilités et une répartition de la valeur ajoutée incitative pour les différents acteurs de la chaîne de valeur ;

- De réaliser a posteriori des études d'impact du point de vue des différents acteurs et des analyses coûts-bénéfices en fonction des différentes typologies de bâtiments.

Volet technico-social : L'optimum économique étant nécessaire mais pas toujours suffisant dans le développement des flexibilités, une attention particulière doit être apportée aux sciences humaines pour :

- L'analyse des leviers de sensibilisation des usagers à des habitudes de consommation adaptées aux moments de disponibilité d'une électricité renouvelable décarbonée et à faible coût marginal. Notamment dans le cadre d'initiatives d'autoconsommation individuelles ou collectives, mais sans se limiter à cette configuration ;
- L'étude des freins et opportunités de ces nouveaux modes de consommation de l'énergie induits par la flexibilité, pour une transition efficace et juste dans le milieu tertiaire et résidentiel.

Network Code on Demand Response

La problématique d'un besoin accru de flexibilité électrique n'est pas qu'un sujet français, c'est bien une actualité du moment au niveau européen, voire mondial, chaque zone ayant des spécificités à son mix électrique. En cours de construction entre l'ACER, ENTSO-E et Eu DSO Entity, le Network Code on Demand Response (NCDR) a pour vocation de clarifier les interactions entre les acteurs de la flexibilité et la quantification de l'offre de flexibilité.

Ce document étant encore dans les premières phases de son développement (son application étant probablement prévue pour 2026/2027), il reste une référence pertinente dans la première analyse des enjeux technologiques d'infrastructures de données (recueil et échanges) alors que de plus en plus de bâtiments s'équipent d'automates.

Des références au Network Code seront donc faites au fur et à mesure du document tout en reconnaissant le caractère encore non officiel de ce Code.

Cet encadré a été rédigé en mai 2024, lors de la soumission de la proposition DSO Entity et ENTSO E à l'ACER. Depuis, l'ACER a apporté des modifications au NCDR propos. Toute mention ultérieure au NCDR fait référence à la version non-révisée par l'ACER.

2. QUELS BESOINS EN FLEXIBILITÉ POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE ?

2.1. LA FLEXIBILITÉ : LA VALEUR AJOUTÉE ÉCONOMIQUE POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

La valeur pour le système électrique de la flexibilité se décline sous deux grandes formes :

- L'économie des coûts d'investissement et d'exploitation des réseaux électriques (de transport et de distribution).

- L'équilibre offre-demande, qui prend en compte l'économie des investissements et d'exploitation des parcs de production et l'économie des coûts du processus d'équilibrage du système électrique (services d'ajustement, des réserves, de réglage de fréquence et de tension).

2.2. DES BESOINS EN FLEXIBILITÉ DIFFÉRENCIÉS POUR ASSURER L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN ET LONG TERME

Dans son Bilan prévisionnel 2023, tous les scénarios présentés par RTE conduisent à un besoin significatif, de l'ordre de plusieurs GW, de nouvelles flexibilités pour assurer la sécurité d'approvisionnement et optimiser le fonctionnement du système électrique.

RTE propose dans le Bilan prévisionnel de définir les flexibilités selon quatre types, au regard des besoins et des temporalités distinctes auxquelles elles se rapportent :

- **Flexibilités structurelles et régulières :** Directement liées aux rythmes du système électrique définis par la structure de la consommation résiduelle. Il s'agit de positionner les arrêts des centrales de production et favoriser la consommation quand l'électricité est bas-carbone et bon marché ;
- **Flexibilités dynamiques :** Elles visent à faire face à des besoins ponctuels à des échéances plus courtes, prévisibles de quelques jours à quelques heures à l'avance, principalement pour pallier la variabilité de la consommation liée aux variations de températures (vagues de froid par ex.) et celle de la production éolienne (en fonction des conditions de vent) ;
- **Flexibilités d'équilibrage :** Pallier les aléas et les variations très rapides de l'équilibre offre-demande dans la fenêtre opérationnelle de RTE (entre 1h à l'avance et le temps réel) pour assurer notamment le réglage de la fréquence ;
- **Flexibilités de sauvegarde :** Faire face aux situations exceptionnelles dans lesquelles l'équilibre offre-demande est menacé, post-marché.

Le service rendu n'étant pas le même, chaque type de flexibilité comporte des conditions de mobilisation (délai de préavis, durée etc), modes de valorisation et besoins en volumes propres, résumés dans l'infographie ci-dessous :

On distingue quatre types de flexibilités pour les besoins de l'équilibre offre-demande :

<p>1</p> <p>Flexibilités structurelles et régulières</p> <p>Positionner les arrêts des centrales de production et structurer la consommation quand l'électricité est bas-carbone et bon marché</p>	<p>2</p> <p>Flexibilités dynamiques</p> <p>Faire face à des besoins ponctuels (vagues de froid ou lorsque la production éolienne est faible)</p>	<p>3</p> <p>Flexibilités d'équilibrage</p> <p>Pallier les aléas dans la fenêtre opérationnelle de RTE (entre 1h à l'avance et le temps réel)</p>	<p>4</p> <p>Flexibilités de sauvegarde</p> <p>Faire face aux situations exceptionnelles, post-marché</p>
--	--	--	--

Besoins décroissants en volume		
A-3 à J-7	J-7 à H-1	H-1 à temps réel
Marchés à termeM	archés SPOT et infra-journalier	Mécanisme d'ajustement et Services système fréquence




Le mécanisme de capacité assure une rémunération complémentaire

Source. RTE, Bilan Prévisionnel, Principaux Résultats, page 25, 2023

Les flexibilités de la demande qui seront développées d'ici à 2030 permettront de lisser la consommation résiduelle (i.e. la consommation restant à satisfaire par les moyens pilotables), particulièrement lors des pics de 7h – 10h et de 18h – 20h, en décalant et modulant les usages usuellement prévus sur ces créneaux vers les périodes où la production bas-carbone et notamment EnR est plus forte.

Les horaires de ces pics de consommation résiduelle étant déjà connus, même si leur intensité peut varier en fonction de facteurs ponctuels (vague de froid etc), les flexibilités structurelles et régulières, couplées à des flexibilités dynamiques bénéficiant de délais d'activation plus courts, seront les plus à même de répondre à ce besoin et représentent par conséquent la majeure partie du volume de capacité de flexibilité à développer.

Pour répondre à ces besoins en flexibilités structurelles et régulières et en flexibilités dynamiques, différentes solutions existent du côté de la production et du stockage (recours à des centrales thermiques, batteries, hydraulique « STEP », modulation de la production nucléaire et écrêtement EnR pour les besoins à la baisse). Les flexibilités de la demande sont présentées comme un incontournable dans le Bilan prévisionnel 2023 et RTE appelle de ses vœux à réunir les conditions de leur passage à l'échelle d'ici à 2030.

3. Enedis, Appel d'offres flexibilité, 2024

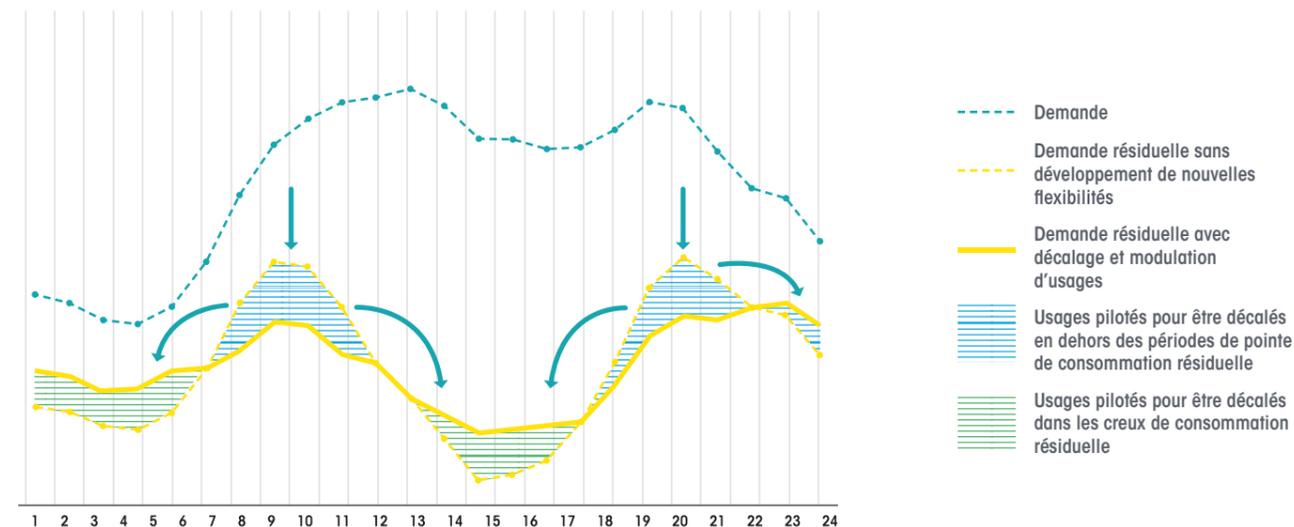
Ce rapport s'intéresse exclusivement aux solutions agissant sur les postes de consommation électrique, et majoritairement sur ceux agissant sur la pointe de consommation électrique au niveau national. À noter que ne seront pas ou peu abordées les solutions d'équilibrage en temps réel, ainsi que les flexibilités servant à la levée de contraintes sur le réseau de distribution (appelées flexibilités locales, cf. appel d'offres Enedis)³.

Ainsi, le pilotage des différents usages dans les bâtiments résidentiels, tertiaires et industriels permettrait :

- Le lissage quotidien de la courbe de charge des consommateurs (report de la demande vers les heures creuses ou lorsque le productible renouvelable est abondant) ;
- La réduction des pointes (minimiser la sollicitation des moyens de production de pointe, souvent carbonés, et minimisation des investissements dans ces actifs) ;
- D'éviter les creux trop importants (minimisation des coûts d'arrêt/redémarrage des moyens de production de base et optimisation du mix énergétique national dans une perspective long terme).

Ces effets peuvent être illustrés comme ci-dessous :

Illustration de décalages et modulations d'usages possibles dans les bâtiments tertiaires et résidentiels pour lisser la consommation résiduelle (projection en moyenne annuelle 2030 dans le scénario « À référence »)



Source. RTE, Bilan Prévisionnel 2023, Chapitre 2 - La consommation, page 82

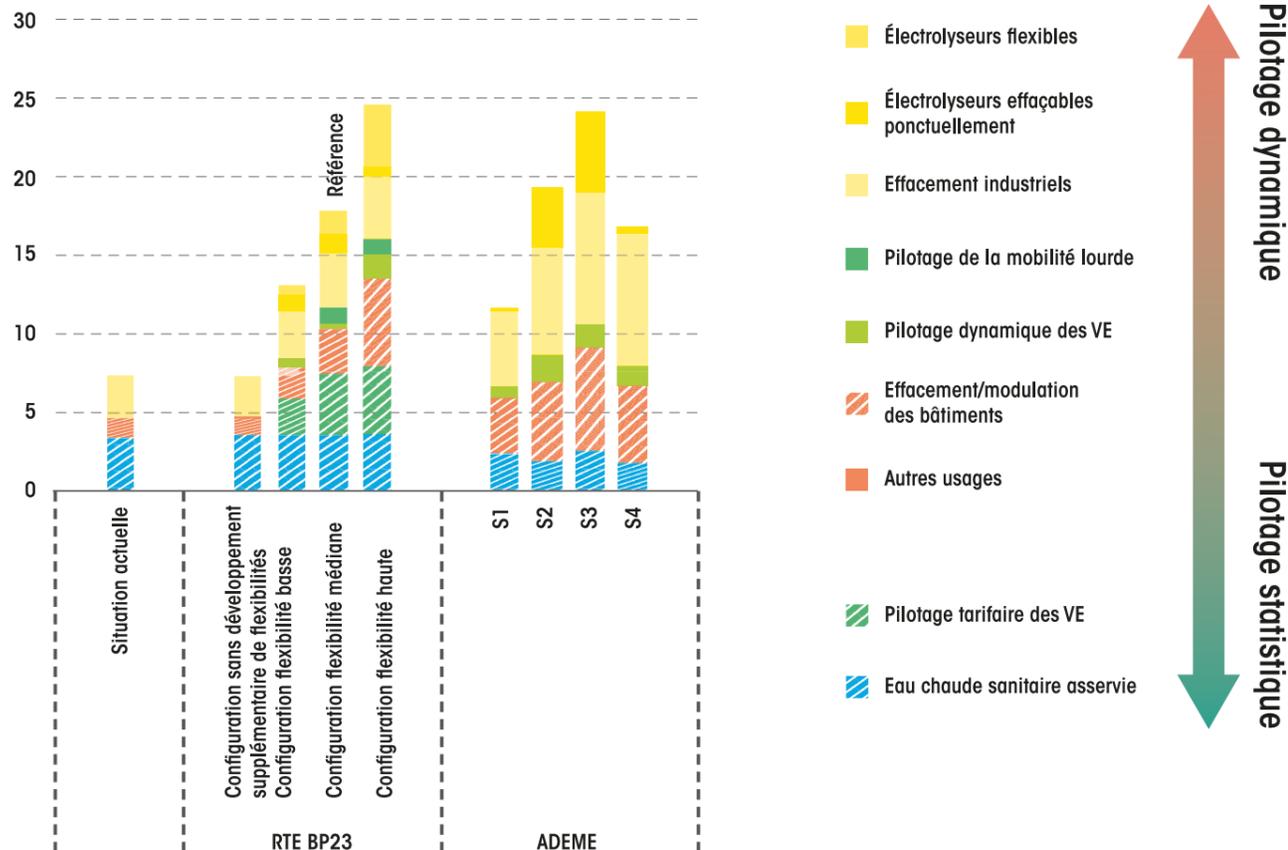
Parmi les gisements de flexibilité en capacité d'être décalés et modulés, les parcs de bâtiments tertiaires et résidentiels, à date relativement peu mobilisés (exception faite des ballons d'eau chaude dans le résidentiel), représentent un fort potentiel d'ici 2030.

Pour plus d'informations quantifiées sur les gisements de flexibilité de la consommation d'électricité, consulter le « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », publié en Octobre 2024 par RTE, Think Smartgrids, Enedis, Gimelec et IGNES⁴.

4. RTE, Think Smartgrids, Enedis, Gimelec, Iignes, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », 2024

Dans son rapport sur le pilotage des bâtiments tertiaires⁵, la CRE et Schneider Electric estiment que « le déploiement de [...] solutions de pilotage pourrait représenter jusqu'à 6 GW en période de pointe pour les bâtiments tertiaires ». De leur côté les scénarios de RTE et l'ADEME dressent le constat suivant :

Puissances effaçables ou modulables en 2030 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes



Source : RTE, Bilan prévisionnel 2023, Chapitre 2 - La consommation, page 91

De son côté, la Commission d'enquête du Sénat portant sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050 estime qu'« en matière d'effacement, le potentiel existe [...] dans le secteur diffus, ce qui prendra du temps pour le mobiliser. Ce potentiel serait d'environ 15 GW en France en 2030 voire 20 GW en 2033/2035⁶. »

Pour répondre à ce besoin de flexibilité, l'effacement de la demande et la modulation à la hausse sont des leviers privilégiés. Pour rappel, selon le code de l'énergie⁷ un effacement de consommation se définit comme « l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée

à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée ».

L'effacement peut avoir pour effet d'augmenter la consommation du site de consommation effacé avant ou après la période d'effacement. La part de consommation d'électricité effacée qui n'est pas compensée par ces effets et qui n'est pas couverte par de l'autoproduction est une économie d'énergie.

5. CRE, Rapport de la CRE sur le pilotage des bâtiments tertiaires, 2023
 6. Sénat, « Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 », 2024
 7. Légifrance, Code de l'énergie articles I271-1 à I271-4, 2015

2.3. DES USAGES MODULABLES ET DÉCALABLES RÉPONDANT AUX DIFFÉRENTS TYPES DE FLEXIBILITÉ

Pour permettre de développer les GW nécessaires de nouvelles flexibilités de la demande, l'enjeu est d'associer à chaque type de flexibilité un panel d'usages capables d'être décalés, modulés (à la hausse ou à la baisse) ou effacés selon les conditions propres à ce type de flexibilité (délai de prévenance, engagement de service, durée d'activation etc).

On différencie ainsi 3 grandes catégories d'effacement pour les usages électriques des bâtiments :

- **Les consommations « décalables »**, qui peuvent être stockées ou bénéficient d'une capacité d'inertie afin de décaler la charge à un moment plus opportun pour le réseau : ballons d'eau chaude, recharge de véhicules électriques, voire les CVC (Chauffage, Ventilation, Climatisation) et systèmes de froid négatif (< -20°C) ;

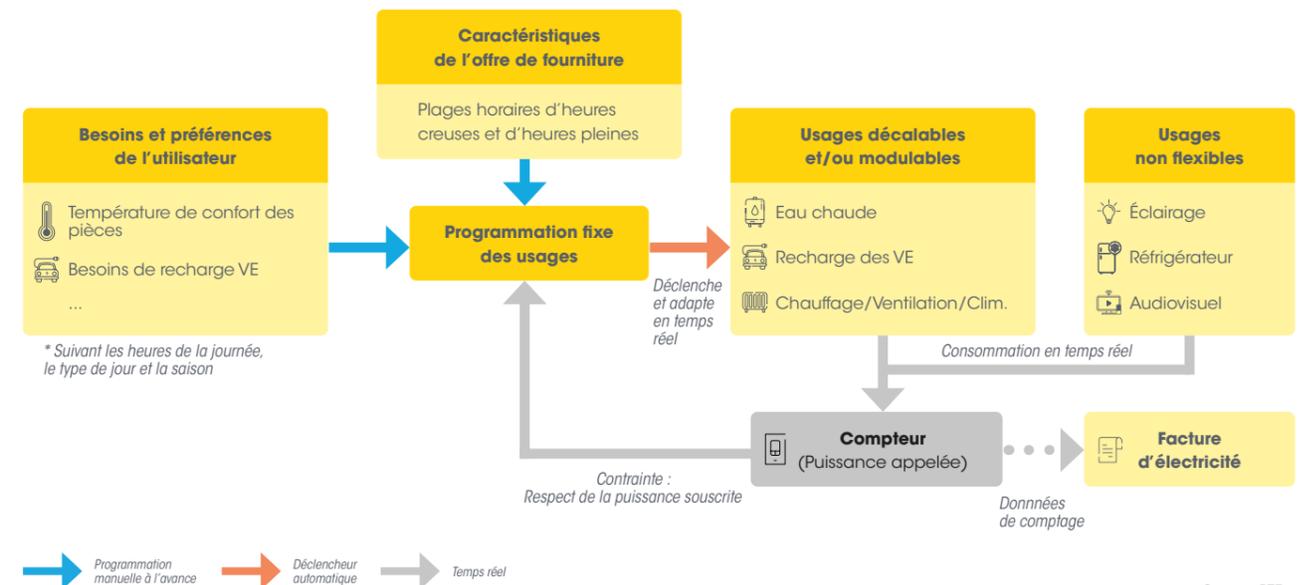
- **Les consommations « modulables »** dont le niveau peut être réduit sur un temps limité sans coupure complète pendant les pics de consommation (7h – 11h, 18h – 20h) : CVC et systèmes de froid négatif (< -20°C), recharge de véhicules électriques ;
- **Les consommations « effaçables »** enfin, qui peuvent être drastiquement réduites, selon un signal-prix sur certains jours. Il s'agit alors de fournir des efforts supplémentaires (baisser le chauffage plus fortement qu'à l'accoutumée, par exemple de 2°C), ou de mettre en place des organisations spécifiques (passer en télétravail par exemple).

Pour chaque site de consommation, il s'agit ainsi de rapprocher les usages électriques et leurs caractéristiques des offres de service valorisant la capacité à décaler, moduler ou effacer une consommation, tout en tenant compte des préférences et du niveau de confort attendu par les occupants. **Les outils de gestion technique du bâtiment permettent de rendre ce type de pratique simple à mettre en œuvre au quotidien.**

2.3.1. La flexibilité structurelle et régulière

Il s'agit de définir une programmation de routine des usages électriques du bâtiment, qui minimise la facture d'électricité grâce à une optimisation globale des appareils pour placer l'essentiel de sa consommation décalable pendant les heures creuses, sans rogner sur le confort des occupants.

Une programmation fixe, qui minimise la facture d'électricité grâce à une optimisation globale des appareils pour consommer aux heures décarbonées, sans rogner sur le confort



Source : RTE

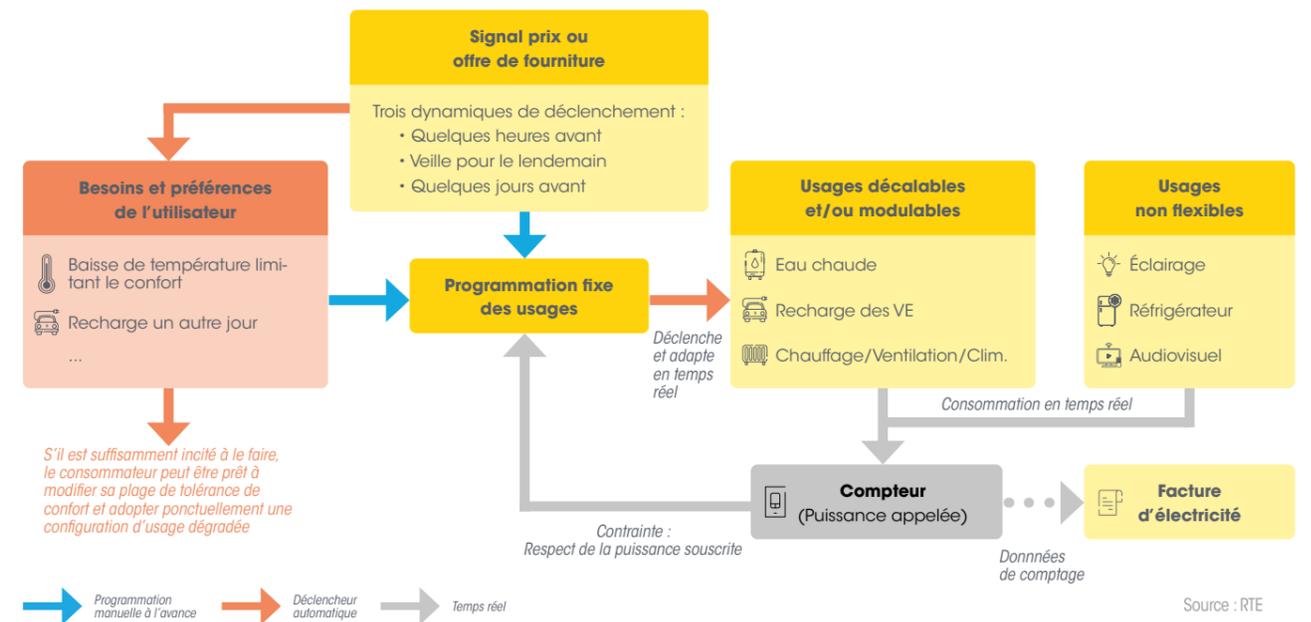
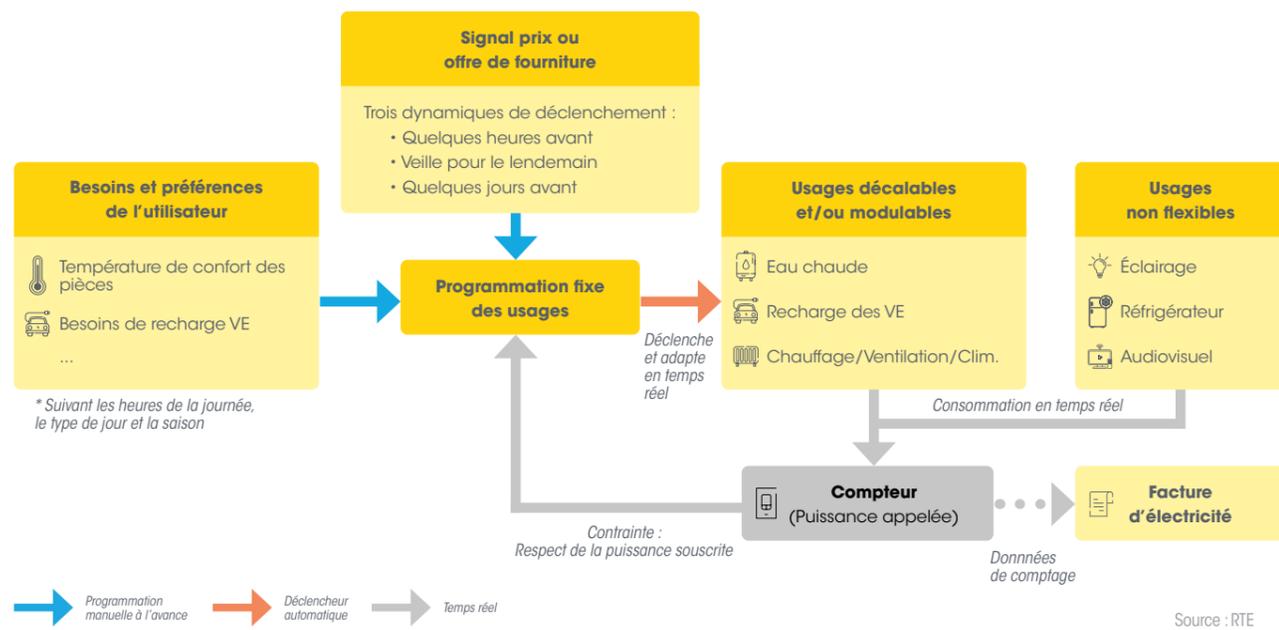
Les conditions de réussite de déploiement de ce besoin de flexibilité impliquent que le bâtiment soit équipé d'un système de pilotage des consommations électriques susmentionnés (prérequis au pilotage des consommations électriques).

2.3.2. La flexibilité dynamique

Ce type de flexibilité vise avant tout à optimiser plus finement le placement de la consommation au quotidien. La programmation des usages peut ainsi varier de manière dynamique, dans des plages autorisées prédéfinies par le consommateur donc sans dégrader le confort des occupants, avec un délai de prévenance pouvant aller de quelques jours jusqu'à quelques heures à l'avance.

Ces deux premiers cas d'usage (flexibilité régulière et structurelle et flexibilité dynamique) correspondent aux flexibilités du quotidien, ils peuvent être mis en place tous les jours pour consommer au meilleur moment.

La programmation varie dynamiquement, dans des plages autorisées prédéfinies par le consommateur, sur un signal prix envoyé par un acteur de marché, avec un délai de prévenance de quelques jours à quelques heures à l'avance



2.3.4. La flexibilité de sauvegarde ou le mode « alerte EcoWatt »

En cas de crise pour l'équilibre du système électrique, c'est le signal EcoWatt qui informe les consommateurs du besoin d'écogestes (la flexibilité de sauvegarde). Dans ce cas, il s'agit de basculer sur une programmation manuelle ou sur l'activation automatique d'un plan d'action spécifique prédéfini par le consommateur pour baisser au maximum son appel de puissance pendant les heures d'alerte EcoWatt signalées la veille par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité.

quelques heures à quelques jours à l'avance). L'action est manuelle ou automatique, selon les infrastructures déployées et le degré d'automatisation du processus.

Pour un passage à l'échelle, l'objectif est d'automatiser au maximum la relation de fonctionnement entre le signal déclencheur et l'usage final. L'objectif de ce rapport est de décrire le plus précisément possible ces interfaces qui rendront automatique l'activation ou l'arrêt d'un usage.

Un usage flexible, qui réduit, module, décale, voire s'arrête de fonctionner est ainsi la conséquence directe d'un signal ou d'une information reçue de l'extérieur, dans un délai de prévenance plus ou moins long selon qu'il s'agit de réagir à un signal « statique » (type heures creuses, généralement définies pour une longue période) ou dynamique (pouvant faire varier les plages d'activation de la flexibilité dans un délai allant de

Dans la prochaine partie nous nous attacherons à définir les deux types de signaux de modulation de la consommation nécessaires à l'activation de ces flexibilités. Il s'agit du tarif provenant du fournisseur d'électricité d'une part, et du signal de modulation d'un usage en provenance d'un opérateur d'effacement.

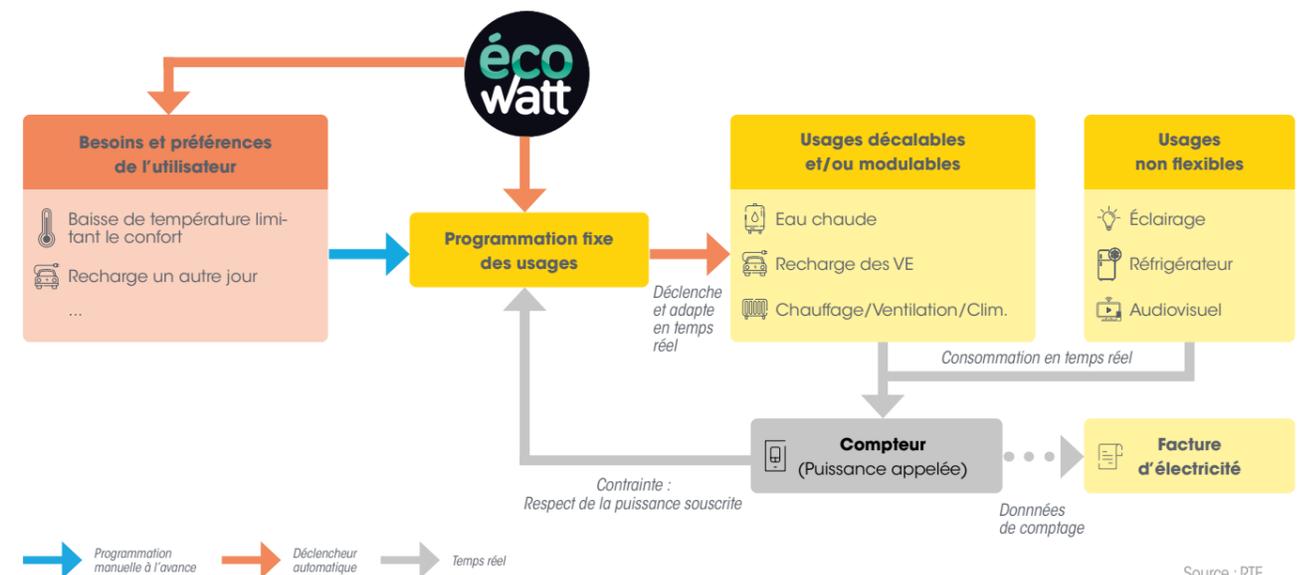
2.3.3. La flexibilité d'équilibrage, ou le mode « effacement jour de pointe »

Ce type de flexibilité vise à réduire la consommation d'un site pendant quelques heures, les jours plus tendus pour le système électrique, pour réduire les pointes de consommation résiduelle nationale.

La programmation des usages flexibles change également dynamiquement, dans des plages autorisées et prédéfinies par le consommateur, sur la base d'un signal prix émis par un acteur de marché (fournisseur ou opérateur d'effacement), avec un délai de prévenance de quelques jours à quelques heures à l'avance.

« La programmation des usages flexibles change également dynamiquement, dans des plages autorisées et prédéfinies par le consommateur, sur la base d'un signal prix émis par un acteur de marché [...] »

Ce mode de flexibilité peut entraîner une dégradation ponctuelle du confort de l'utilisateur avec une contrepartie financière plus forte que dans le cas d'une flexibilité du quotidien qui, elle, se pratique tous les jours pour déplacer des quantités d'énergie un peu moins importantes.



3. LES SIGNAUX ÉCONOMIQUES À DISPOSITION POUR LE PILOTAGE DES CONSOMMATIONS ET CONDITIONS À LEUR GÉNÉRALISATION

3.1. PILOTER LES USAGES PAR LE TARIF D'ÉLECTRICITÉ : LA FLEXIBILITÉ IMPLICITE

L'intégralité de la filière s'accorde sur le fait que les plus gros gisements de flexibilité sont concentrés sur des actions simples d'optimisation des consommations électriques, que nous qualifierons donc de structurelles (cf 2.2). Ainsi, on considère qu'une part très importante du volume de flexibilité nécessaire peut être mobilisée via des offres tarifaires (aussi appelées flexibilités implicites) : réduction de consommation en volume, optimisation structurelle de la forme de la courbe de charge via des signaux tarifaires fixes.

Dépendantes du comportement des consommateurs, et de leurs capacités à s'équiper en systèmes de pilotage des consommations (du programmeur manuel à l'automate plus évolué et connecté), ces offres de flexibilité implicite permettent d'inciter économiquement les clients à flexibiliser

leur consommation, en la décalant vers les heures les moins chères voire à supprimer des consommations aux heures les plus chères (sans report).

Deux grandes familles d'offres tarifaires flexibles peuvent être identifiées :

- Les offres de flexibilité structurelle et régulières ;
- Les offres de flexibilité dynamique.

Nous proposons d'analyser la construction de ces offres tarifaires et les conditions à leur généralisation pour encourager une plus grande flexibilité des habitudes de consommation.

3.1.1. Comment sont construits les tarifs d'électricité ?

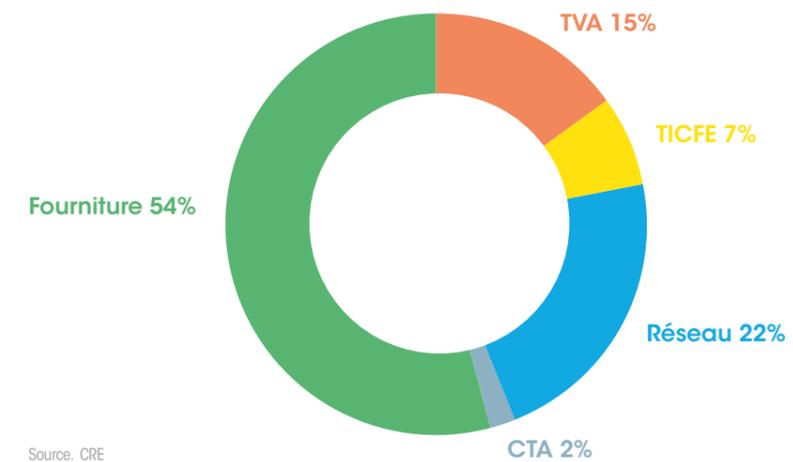
De manière générale, un prix de vente a plusieurs fonctions :

- **Fonction de couverture des coûts** : Le prix permet au fournisseur de recouvrir ses coûts, en particulier :
 - Les coûts variables d'approvisionnement, à court terme ;
 - Les coûts de fonctionnement (coûts fixes annualisés) à moyen terme ;
 - Les coûts d'investissement et la rémunération des investisseurs, à moyen et long terme.
- **Fonction d'incitation du consommateur** : d'inciter le consommateur à réduire sa facture, en incitant ce dernier à consommer au moment où le coût est le moins élevé ;
- **Fonction de couverture des risques et d'une marge commerciale** : Répercuter au client les risques auxquels est exposé le fournisseur (en particulier les risques liés aux différences entre la consommation réalisée versus la consommation prévisionnelle du client, cette différence fait l'objet d'achats/ventes au prix de marché) et assurer une marge commerciale pour le fournisseur.

Les prix de l'électricité définis dans les tarifs proposés en contrat unique⁸ – hors contrat CARD⁹ – par les fournisseurs d'électricité comprennent :

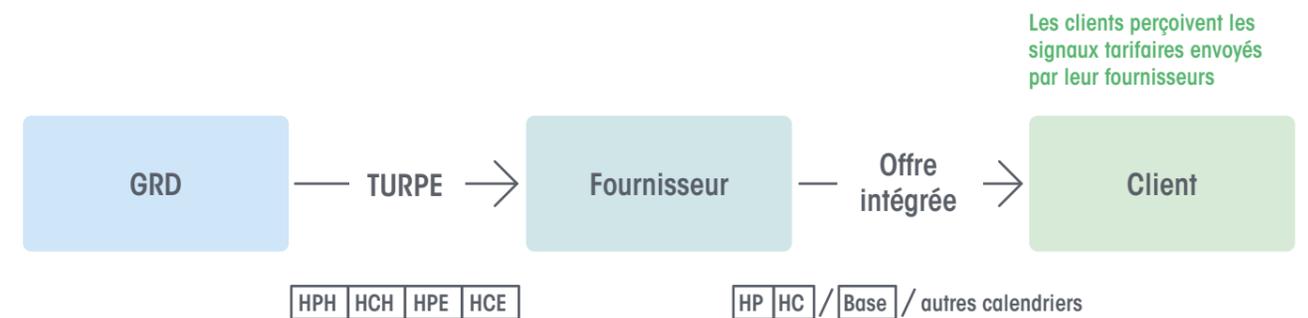
- Une part acheminement (le TURPE) ;
- Une part fourniture (coûts de commercialisation, marge du fournisseur et coûts d'approvisionnement en énergie) ;
- Une part fiscalité constituée de :
 - **La contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**. La Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières ;
 - **Le tarif d'accise sur l'électricité** : le tarif de l'accise sur l'électricité (anciennement nommée TICFE - Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), est intégré en tant que recette au budget de l'Etat. Son niveau est fixé à 21€/MWh à partir du 1er février 2024 pour les particuliers et assimilés et à 20,5 €/MWh pour les entreprises ;
 - **La TVA**, qui s'applique à hauteur de :
 - 5,5 % sur l'abonnement et la CTA et 20 % sur la part proportionnelle (y compris le tarif d'accise sur l'électricité), pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ;
 - 20 % sur l'ensemble de la facture, pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

À titre d'exemple, au 1^{er} février 2024, la répartition des différents postes de coût dans le montant total du tarif régulé de vente d'électricité aux clients résidentiels est présentée dans la figure ci-dessous :



3.1.2. La prise en compte de l'horsaisonnalité du TURPE dans les offres

Le signal tarifaire reçu via le compteur électrique par le consommateur final est celui du fournisseur d'électricité. Ainsi le tarif de réseau « TURPE » est encapsulé dans celui du fournisseur dans la majorité des cas pour le résidentiel et le tertiaire (contrats uniques) :



À l'heure actuelle, pour ce qui concerne le calendrier distributeur, il existe environ 70 plages d'heures creuses au niveau national et localement, 4 plages différentes sont disponibles¹⁰ :

- Pour le segment BT > 36 kVA, les nouveaux utilisateurs se voient affecter la période 22h-6h en heures creuses dans 88 % des communes desservies par Enedis, ou d'autres périodes de 8 heures creuses nocturnes dans les autres communes ;
- Pour le segment BT ≤ 36 kVA, il existe une grande variété de régimes d'heures pleines/heures creuses différenciés permettant de répartir les consommations des utilisateurs.

Ce caractère variable du TURPE ne se répercute donc pas directement sur tous les clients résidentiels et petits tertiaires <36kVA, en effet :

- Si le fournisseur propose des offres HP/HC alors dans 94%¹¹ des cas ils suivent le signal HC/HP du turpe ;
- 13 M de clients ont une offre de fourniture répercutant les HC TURPE sur les 31 M de clients ayant des HC TURPE ; ce qui veut aussi dire que pour 18 M de clients disposant d'HC TURPE¹², le fournisseur ne suit pas le calendrier distributeur ;
- 58% des offres de fourniture d'électricité n'ont pas de signaux horaires¹³ (tarif base).

8. Contrat unique : majorité des contrats d'électricité en France

9. CARD : contrat d'accès au Réseau de Distribution. Pour les contrats en soutirage, il est souvent dédié aux entreprises qui ont de fort besoin en consommation et en puissance d'électricité. Le client a alors deux factures, l'une pour la part réseau, l'autre, de son fournisseur, pour la part fourniture.

10. Consultation publique de la CRE N°2023-13

11. Source CRE

12. Source Enedis

13. Source CRE

Le fournisseur peut décider de calquer ses offres (calendrier fournisseur) sur le calendrier distributeur ou non. Il peut même décider de lier les calendriers, ainsi toute modification de plage d'HC/HP du TURPE sera répercutée automatiquement dans le calendrier fournisseur.

C'est ainsi que malgré un calendrier TURPE distributeur déjà horosaisonnalisé, le client peut ne pas avoir d'incitation à décaler des usages car le tarif de son fournisseur est un tarif base. Le fournisseur n'est en effet pas obligé de suivre le signal TURPE.

La situation est similaire pour la majeure partie des clients tertiaires qui disposent d'un contrat unique avec leur fournisseur, portant à la fois sur la fourniture et l'acheminement.

Se pose donc la question de l'intégration des signaux HP/HC tarifaire du TURPE dans l'offre tarifaire du fournisseur et de la faisabilité, pertinence et compréhension pour le client du tarif total final. Sur ce point, se référer aux conditions économiques nécessaires au développement de la flexibilité détaillées dans le cadre du « Baromètre des flexibilités de la consommation électrique¹⁴ ».

Cependant, la classification temporelle des options horosaisonnalisées du TRV (tarif régulé de vente du fournisseur) est souvent assez proche du tarif réseau TURPE, car construit historiquement en entreprise intégrée (production-distribution-fourniture), donc avec une certaine cohérence entre tarif fournisseur et TURPE. Il s'agit notamment des options base (tarif identique toute l'année) et HP/HC, Tempo et Eclairage public.

Puis, même si cela représente une infime part du marché, il existe de nouveaux calendriers fournisseur, par exemple l'offre « Charge'Heures » (anciennement « Heures Super Creuses »), avec pour conséquence une dissymétrie entre les heures creuses ou super creuses du fournisseur et les HC/HP TURPE du distributeur.



RECOMMANDATIONS DE TSG

A compter du 1er août 2024, l'horosaisonnalité du tarif de réseau de distribution, engagée dans le cadre de l'exercice TURPE¹⁵, est généralisée à la totalité des clients BT ≤36 kVA (hormis clients non Linky) avec le passage à 4 plages temporelles (HP/HC et Saison Haute/Saison Basse). Pour les clients du marché d'affaires (BT>36 kVA & HTA), les options tarifaires à 4 ou 5 classes temporelles (HP/HC, Saison Haute/Basse + Pointe) sont déjà effectives sur la

totalité du parc. En janvier 2024, il restait pour autant 11,6 millions de clients à basculer vers ces options 4 postes du TURPE. Dès lors, afin de répondre efficacement et durablement aux enjeux du système électrique (EOD) et des réseaux, tout en assurant une meilleure lisibilité pour le consommateur final, une articulation renforcée entre les structures tarifaires des réseaux et des offres de fourniture est à rechercher.

3.1.3. Les offres de flexibilité structurelle

Ces offres appelées aussi « offres tarifaires horosaisonnalisées » (« Time of Use rate » ou TOU dans la littérature anglo-saxonne), consistent à créer une incitation tarifaire à moduler la consommation pendant les créneaux horaires définis à l'avance, pour répondre aux besoins structurellement prévisibles du système électrique.

Il s'agit plus exactement d'établir au moins 2 plages de prix de fourniture en les associant à des créneaux horaires différents, définis à l'avance, reflétant la différence de prix structurelle sur

le marché de gros de l'électricité en fonction de la période de consommation.

Une offre de ce type-là plus connue en France est l'option « Heures pleines / heures creuses » du tarif Bleu réglementé d'EDF, mais il existe également des offres de marché, de même type (avec une différence de prix selon le moment de la consommation) par exemple offres « Électricité Promo » d'Alpiq, « Heures Eco » de Total Energies ou encore « Zen Fixe » ou « Vert électrique » d'EDF.

14. RTE, Think Smartgrids, Enedis, Gimelec, Ignes, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », 2024
15. CRE, Délibération N°2024-42, 2024

Une grande partie de la flexibilité de la demande résidentielle et tertiaire peut être captée grâce à ce type d'offres, notamment car elles bénéficient d'un haut niveau d'acceptabilité grâce à leur simplicité (facilité à comprendre) et leur faible niveau de risque (possibilité de bénéficier de tarifs moins chers durant certaines périodes sans s'exposer au prix de marché spot volatiles).



RECOMMANDATIONS DE TSG

Les offres de flexibilité structurelle (de type HP / HC) sont bien adaptées pour répondre aux besoins de flexibilité structurelle. A titre d'exemple, selon RTE, le potentiel d'effacement des chauffe-eaux électriques à accumulation, asservis pour 75% des foyers au signal tarifaire HP / HC, représente aujourd'hui une puissance estimée à près de 10 GW en pointe à minuit.¹⁶

L'enjeu aujourd'hui est de :

- Renforcer l'attractivité de ces offres ToU de type « HP/HC », par rapport aux offres « Base », et d'adapter les plages de ces offres non seulement au nouveau contexte d'équilibre du système électrique, tout en tenant compte des enjeux locaux des réseaux, (HC solaire du fait de l'augmentation de la production PV, saisonnalisation des plages, différenciation jours ouverts/non ouverts ...) mais également à la capacité d'adaptation des usagers (particulièrement vrai dans les contrats pour professionnels, ou les plages peuvent varier sensiblement d'un contrat à l'autre) ;
- Asservir les équipements électriques flexibles (chauffage, eau chaude sanitaire, véhicule électrique) au signal tarifaire pour que les clients puissent tirer pleinement le bénéfice de ces offres avec un effort moindre. A cet effet plusieurs solutions existent, telles que décrites dans les parties 5 et 6.

3.1.4. Les offres de flexibilité dynamiques

Il s'agit des offres tarifaires répondant aux besoins moins prévisibles du système, nécessitant la transmission au client d'un signal dynamique reflétant la tension de l'équilibre offre demande du système électrique à court voire très court terme, entre quelques heures et quelques jours à l'avance, ce qui correspond à l'horizon de prévisions météo et permet d'anticiper les décalages et modulations ponctuelles de consommation.

Plusieurs types de signal peuvent être utilisés :

- Prix des marchés de gros de l'électricité (soit le prix SPOT J-1 ou le prix intrajournalier (mécanisme d'ajustement) voire prix services système pour les flexibilités les plus réactives) ;
- Signal « de pointe » reflétant la situation de tension sans nécessairement communiquer un prix (par exemple jours PP1 signalés par RTE, jours Tempo signalés par RTE ...).

À noter toutefois que le gain économique de ce type d'offre est fortement corrélé à la potentielle baisse de confort acceptée par l'adhérent ; ce dernier étant incité par exemple lors des jours TEMPO rouge à baisser sa consommation plusieurs heures d'affilé.

16. RTE, Bilan prévisionnel 2023 chapitre 2 « La consommation », P77, 202415. CRE, Délibération N°2024-42, 2024

3.1.4.1. Offres de flexibilité dynamique répercutant aux consommateurs un signal prix de marché de l'électricité

Ce type d'offre reflète très bien les besoins du système électrique en flexibilité, grâce à une transmission quasi-directe au client du signal prix issu des marchés de gros d'électricité.

Aujourd'hui seuls 7 pays européens disposent d'une telle offre : le Danemark, l'Estonie, la Finlande, la Norvège, l'Espagne, la Suède, les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

Il est cependant à noter l'existence d'une obligation réglementaire en Europe imposant que tous les fournisseurs de plus de 200 000 clients proposent une offre dynamique à un client qui en fait la demande. La CRE dans sa délibération n°2021-135 du 20 mai 2021

a précisé que répondent à cette obligation « les offres dont le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50%, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou infra-journalier), et qui reflètent les variations de ces prix de marché à minima au pas horaire ».

Toutefois dans sa délibération n°2022-215 pour une période transitoire de 3 ans (jusqu'au 01/07/2026), la CRE a élargi la définition des offres répondant à la contrainte réglementaire aux offres de flexibilité dynamique basées sur un signal de tension du marché mais n'exposant pas nécessairement directement le client au prix CT du marché, mécanisme détaillé dans la partie suivante.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Les offres de flexibilité tarifaire à prix SPOT horaire (« Real Time Pricing ») qui vise à répercuter sur les consommateurs le prix horaire des marchés de gros, bien qu'étant l'offre la plus incitative au déplacement de consommation, est très inadaptée pour les clients de milieu et bas de portefeuille : ces offres reportent tous les risques sur les clients¹⁷ (en les exposant à un risque de volatilité forte des prix).

A noter que des tarifs additionnant une part tarifaire en bandeau « flat » et une part tarifaire indexée sur le marché SPOT pourraient exister pour certains clients électro-intensifs capable d'un pilotage fin de leurs usages, ce type d'offre n'étant que très peu proposé à date. Ces éléments laissent penser que le développement de ces offres pourrait plutôt s'adresser à des clients très avertis, donc uniquement le haut de portefeuille.

3.1.4.2. Offres de flexibilité dynamique basées sur un signal de tension du marché mais n'exposant pas directement le client au prix CT du marché

Pour répondre à la demande de protection des consommateurs, il s'avère pertinent de promouvoir des offres dynamiques protectrices utilisant un signal de prix dynamique (reflétant les tensions du système et donc lié au signal spot) mais moins volatile que les signaux du marché de gros (SPOT en J-1 ou infrajournalier, ajustement...).

La France a, depuis de nombreuses années, développé des offres de ce type, basées sur un signal de pointe mobile, mais avec des prix prédéfinis facturés au client (prix élevés en période tendue et prix moins chers le reste de l'année).

On parle ici des offres « de pointe mobile » (« Critical peak pricing » ou CPP en anglais) permettant au client de répondre à des tensions ponctuelles sur le marché avec un horizon de prévisibilité assez court (de quelques jours à quelques heures), tels que les aléas climatiques (vagues de froid) ou à des situations de congestion sur le réseau. Ces offres sont composées de deux grilles de prix : l'une pour les jours « normaux » et l'autre, pour les jours de pointe.

Le prix de l'électricité pour la grille « jours normaux » est inférieur à celui des prix des offres horosaisonnalisées. Le prix correspondant aux « jours critiques » est sensiblement plus cher, comparé au prix pour les jours « normaux ». Le fournisseur peut choisir ces jours en fonction de son anticipation de l'état du système électrique ou d'un signal externe (ex : signal RTE, prix de marché), avec une prévenance du client la veille (via SMS ou directement sur l'afficheur du compteur).

Selon plusieurs sources (VASAETT, Brattle Group), un facteur de 3 à 5 entre les paliers de base et de pointe serait nécessaire pour encourager l'efficacité de ces offres.

Les offres de ce type présentes actuellement en France sont notamment l'option TEMPO du TRV, l'offre « Zen Flexible » d'EDF et l'offre « Heures Eco-plus » de Total Energies. L'option « Effacement des Jours de Pointe » ou EJP du tarif Bleu d'EDF est en extinction. Ces offres bénéficient d'un certain engouement, selon la CRE, le nombre total des clients résidentiels et tertiaires ayant souscrit en 2022 à une offre TEMPO ou EJP était d'environ 727 000, avec la puissance souscrite cumulée dépassant 10 GW. Cette puissance souscrite est une variable utile dans l'hypothèse où elle peut être en partie effacée.

Plus récemment et à l'occasion de la crise énergétique débutée en 2022, toujours dans la catégorie des EIF (Effacement Indissociables de la fourniture), une alternative aux offres avec un poste pointe mobile cher s'est développée chez les principaux fournisseurs : des « offres bonus » (PTR «Peak Time Rebate»). Le client dispose d'une grille de prix de type option Base, ou option Heure Pleine/Heure Creuse, et se voit proposer en plus par son fournisseur, pendant quelques jours dans l'année, d'abaisser sa consommation en échange d'un bonus (rémunération pour chaque baisse au sein d'une journée sur des heures tendues, ou bien pour une baisse globale pendant X jours tendus au sein d'un hiver, ...).



RECOMMANDATIONS DE TSG

Notons enfin que s'il existe des offres de pointe mobile correspondant aux jours de l'année de plus forte consommation et de prix les plus élevés, il n'existe pas encore aujourd'hui d'offre basées sur les périodes de prix les plus bas correspondant aux jours et plages horaires de plus forte production ENR et de prix très bas, voire négatifs.

Or ces offres (communément appelées par la profession «heures creuses solaires») pourraient se développer, notamment en s'appuyant sur les fonctionnalités des compteurs communicants (dont Linky), et ainsi concentrer les consommations flexibles (batterie, eau chaude sanitaire, recharge des véhicules électriques) sur les périodes les moins chères et ainsi de contribuer à l'optimisation du système électrique.

3.2. PILOTER LES USAGES VIA DES ORDRES D'EFFACEMENT : LA FLEXIBILITÉ EXPLICITE

La flexibilité explicite fait référence à l'effacement, la modulation ou le décalage d'une consommation par un usager en réponse à un ordre émis directement par un acteur tiers, appelé opérateur d'effacement, avec lequel il a contracté à l'avance. En 2022, la capacité d'effacement explicite certifiée sur le mécanisme de capacité s'élevait à 3,3 GW¹⁸.

La rémunération accordée à l'usager et les conditions, durée et délai d'activation auquel accepte de répondre l'usager sont définis au sein d'un cahier de charges en amont de la signature du contrat.

À la différence de l'effacement tarifaire, où l'usager décide de lui-même d'adapter sa consommation, ou non, en fonction des incitations financières offertes par son offre de fourniture, l'effacement explicite suppose un engagement plus marqué de l'usager. (Les dérogations restent toutefois possibles par l'usager final).

Cependant, ces effacements sont directement gérés par l'opérateur d'effacement sur des usages flexibles pour ne pas trop impacter le consommateur sur le marché de masse dans son quotidien et sans nécessité d'action, de suivi ou de connaissance spécifiques de sa part ce qui permet d'un côté de ne pas transférer de risques vers le consommateur.

17. Dans une étude réalisée pour une organisation de consommateurs européens, Cambridge Econometrics estime qu'un consommateur français moyen au tarif bleu avait une facture annuelle de 2 000 € en 2020 comme en 2021. S'il avait adopté un tarif temps réel, sa facture aurait été de 1 200 € en 2020 et de 3 800 € en 2021, soit une fourchette de -40%/+90% €. L'extrapolation de cette étude en 2022 montrerait un risque encore plus grand.

18. RTE, Bilan Prévisionnel, volet consommation p79, 2023

On peut distinguer 2 typologies d'acteurs :

- **L'agrégateur technique** (parfois appelé **primo-agrégateur**), en charge d'agréger les usages flexibles au sein d'un grand nombre de bâtiments (tertiaire ou résidentiel) et de les optimiser en fonction des opportunités de rémunérations offertes par les effacements de consommation ou par les offres tarifaires (flexibilité implicite) des gestionnaires, soit :
 - Par l'installation de leurs propres infrastructures hardware et logicielle de pilotage des usages (détaillées en partie 5 et 6) ;
 - Via la connexion à des infrastructures préalablement installées : connexion directe à des systèmes de pilotage, opération complexe nécessitant de travailler avec de multiples acteurs (intégrateurs, équipementiers etc), ou déploiement de solutions logicielles pour agréger divers usages unitaires déjà installés.
- Le métier d'un opérateur d'effacement (aussi appelé agrégateur commercial) consiste à valoriser via les mécanismes de marchés les agrégats de flexibilité contractés par les agrégateurs techniques partenaires. Le rôle est d'identifier les marges de flexibilité d'un équipement ou d'un bâtiment dans son ensemble, décider des modalités de sollicitation en fonction d'une capacité à prévoir, et d'identifier les mécanismes sur lesquels les valoriser. Comme tous les acteurs intervenants sur les marchés de gros, les opérateurs d'effacement ont également une obligation réglementaire de garantir le système électrique, tel que défini dans le code de l'énergie.

“ L'effacement explicite répond ainsi à un besoin de flexibilité plus dynamique du réseau en s'adaptant à des délais de prévenances plus courts, allant de quelques jours à quelques heures. ”

Pour pallier la possibilité de contre ordre pouvant amener certains usagers à ne pas baisser leur consommation dans les conditions demandées par les opérateurs d'effacement, ces derniers se reposent sur le foisonnement diffus de leur parc de client effaçables et une connaissance de leurs historiques de consommation (et utilisant de plus en plus de machine learning) pour réduire les incertitudes des capacités de consommation qu'ils sont capables de piloter.

Ces 2 compétences sont parfois opérées par un seul acteur.

Les offres à poste horosaisonnier (ToU ou HP/HC) permettent de décaler les consommations de façon structurelle sur des horaires ou l'électricité est majoritairement moins chère et/ou décarbonnée, ie des offres de flexibilité structurelle implicite. La flexibilité explicite quant à elle permet de répondre à des phénomènes exogènes plus ponctuels (ex : vague de froid) nécessitant de décaler de façon plus importante les consommations en dehors des pics.

L'effacement explicite répond ainsi à un besoin de flexibilité plus dynamique du réseau en s'adaptant à des délais de prévenances plus courts, allant de quelques jours à quelques heures.

Exemple de projet :

La plateforme GOFLEX, lancée par la FNCCR (dans le cadre du programme ACTEE), RTE, le GIMELEC et l'IFPEB, permet d'évaluer les gisements de flexibilité dans le tertiaire. La plateforme, qui fait le lien entre l'offre et la demande, ie entre gestionnaires de bâtiments tertiaires et opérateurs de flexibilités (fournisseurs et opérateurs d'effacement), permet une évaluation du gisement et la mise en contact des acteurs à des fins de valorisation. Les collectivités, par exemple, peuvent se servir de l'outil.

3.3. L'IMPORTANCE DES CHANGEMENTS COMPORTEMENTAUX ET LE BESOIN D'ACCOMPAGNEMENT DES CONSOMMATEURS VERS DES HABITUDES DE CONSOMMATION PLUS FLEXIBLES

Nous l'avons vu dans les deux sous-chapitres ci-dessus que l'aspect prix est fondamental dans la réussite du déploiement de la flexibilité électrique. Néanmoins, le volet prix doit s'accompagner d'une communication forte sur les besoins de changement comportementaux.

3.3.1. Le tarif dynamique et la transformation des pratiques : faire en sorte que l'énergie "compte"

Un tarif dynamique répond à une ontologie particulière, qui catégorise à travers le signal prix les usages à un instant T comme "intelligents, dans le sens asservis au prix" ou pas. Cela conduit à une négociation des pratiques quotidiennes en modifiant sa consommation énergétique, et dans un laps de temps court, conférant à cette consommation un caractère "exceptionnel" (bien que possiblement fréquent).

Un point négatif conséquent du tarif dynamique montre cependant que l'ontologie dans lequel il se place attribue certes une dimension de rareté de l'énergie, elle ne compromet pas nécessairement l'illusion d'abondance de la ressource, car la frugalité demandée est temporaire et "résolue" par la flexibilité¹⁹. La pertinence d'une offre tarifaire dynamique, ontologiquement, ne garantit donc pas systématiquement une baisse de la consommation énergétique à long terme ; les éléments de communication autour de la sobriété énergétique restent donc tout aussi importants que la mise en place de tarifs incitatifs pour réduire les consommations ; cette réduction sera alors basée sur un changement des comportements des individus.

Le succès d'une offre tarifaire dynamique dépend donc de modes de vie déjà changeants et du degré de "disruption" déjà supportés par les consommateurs. La chercheuse Yolande Strengers suggère que cette redéfinition temporaire des pratiques de consommation de l'électricité est beaucoup mieux acceptée dans une société flexible, où les routines quotidiennes sont beaucoup moins rigides.

À l'inverse, il convient d'envisager les limites de la désignation du consommateur d'énergie comme acteur principal dans la baisse et la «bonne» consommation.

Au final, Il convient d'insister sur l'importance de l'interdisciplinarité (technologie/prix et sciences humaines et sociales/comportement), outil clé au succès du développement de la flexibilité électrique de consommation, car permettant par exemple de mieux cibler les capacités des individus et d'anticiper les évolutions comportementales.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Des études socio-économiques et comportementales, ainsi qu'une communication transparente autour de la sobriété énergétique et des avantages économiques apparaissent comme essentiels au développement de ces nouvelles habitudes de consommation, en particulier dans le résidentiel.

19. Chappells & Shove, p140, 2004

3.3.2. L'autoconsommation : un levier d'accroissement et de valorisation des comportements flexibles

De nombreux projets d'autoconsommation collective ne visent pas uniquement une production locale d'énergie renouvelable, mais aussi cherchent à inciter les participants à prendre une part active dans la transition énergétique par la **flexibilité**.

En France, une étude du PUCA (Plan Urbanisme Construction Architecture, service interministériel rattaché au ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires) publiée en novembre 2022 et qui analyse les opérations d'autoconsommation (ACC) existantes remarque : « **l'efficacité énergétique est un élément commun très présent dans l'ensemble des opérations d'ACC que nous avons pu étudier, (...) principalement identifiée (...) comme une action de déplacement de consommation, et ce afin de maximiser le taux d'autoconsommation de l'opération. (...)** ». L'étude mentionne aussi le **potentiel de ces opérations pour faire prendre conscience du rôle du réseau de distribution** qui sécurise l'alimentation en énergie et améliorer la connaissance du fonctionnement du système électrique, tout en soulignant les efforts de sensibilisation nécessaires sur la durée pour maintenir cette dynamique.

Le rôle pivot de l'autoconsommation collective comme levier de flexibilité est également identifié par les collectivités et les syndicats d'énergie, en plus d'autres avantages (lutte contre la précarité énergétique, vecteur d'acceptation des EnR, inclusivité des ménages ou bâtiments les moins dotés).

Le potentiel flexible des usages/consommations est exploité dès la conception des projets d'autoconsommation collective. Le schéma de production doit intégrer pleinement la modélisation de la consommation. Les retours d'expérience montrent que les membres de communautés d'énergie cherchent à adapter leur consommation pour la faire coïncider à la production renouvelable locale, faisant de l'acceptabilité des comportements flexibles un corollaire du succès. Notons enfin que l'accès aux données du site est un prérequis au projet et sert de levier au déploiement de la flexibilité.

Compte tenu de son moindre recours au réseau et de sa contribution potentielle à réduire les pointes, l'ACC bénéficie d'un **TURPE spécifique (tarif plus bas sur flux autoproduits)**. En effet le gain pour le réseau s'opère quand la production et la consommation sont synchrones sur les périodes les plus chargées pour le réseau – **c'est une condition indispensable pour que les pointes soient réduites, sans que cela soit 100% garanti. Cependant, ce TURPE spécifique n'a attiré que très peu de souscriptions**. Pourtant d'après une étude d'Enedis sur 160 consommateurs en ACC, la souscription à cette option est préférable la plupart du temps au vu de la facture TURPE classique du point de vue économique.

“ **L'efficacité énergétique est un élément commun très présent dans l'ensemble des opérations d'ACC que nous avons pu étudier, [...] principalement identifiée [...] comme une action de déplacement de consommation, et ce afin de maximiser le taux d'autoconsommation de l'opération. [...]** ”

4. QUEL ÉCOSYSTÈME DE PARTAGE DE DONNÉES ENTRE LES ACTEURS DE LA FLEXIBILITÉ, QUELS BESOINS DE STANDARDISATION ET ENJEUX DE GOUVERNANCE

Comme nous le verrons lors de la description des chaînes d'activations des flexibilités en parties 5 et 6, **différentes données sont nécessaires pour rendre le service de flexibilité et assurer le contrôle a posteriori, lorsque pertinent et nécessaire**.

Ces données sont collectées et émises par 3 grandes catégories d'acteurs, qui disposent chacun de stratégie propre quant à leur gouvernance et mise à disposition auprès de l'écosystème :

- Les gestionnaires de réseaux (GRT, GRD) qui **disposent des données de consommations issues de la chaîne de comptage** et peuvent eux-mêmes **véhiculer des signaux non-commerciaux dans le but de sauvegarde du système électrique** (type éco-watt), voire d'informations autres (type productions décarbonées via EcoWatt) et commerciaux (transmission des index des grilles fournisseurs via le compteur) ;
- Les acteurs du marché (fournisseurs et opérateurs d'effacement) qui pour permettre la flexibilité, implicite et explicite, **transmettent des données « ou signaux » prix vers un récepteur, le bâtiment ou la maison individuelle** ;
- Les agrégateurs techniques regroupent tous les acteurs et technologies (chaîne de comptage, GTB aussi appelé BACS -en référence au décret -, systèmes de pilotage des consommations petits tertiaires, HEMS) permettant d'actionner des usages agrégés à l'échelle d'un ou plusieurs bâtiments en fonction de signaux prix. **Ils détiennent l'information sur la capacité de flexibilité de leur parc d'usages en temps réel. Ces acteurs et technologies diffèrent grandement suivant la typologie du bâtiment, nous les détaillerons en parties 5 et 6.**

NCDR : S'ajouteraient à cette liste la typologie d'acteurs déterminée par le NCDR, avec une terminologie différente :

- CU : controllable unit. Ressource ou ensemble de ressources (stockage, ressource énergétique distribuée, unité de demande) derrière un PDL. Il s'agit des usages flexibles dans notre livre blanc ;
- CU operator : : acteur responsable du contrôle des "controllable units", peut être le client offrant sa flexibilité ou agit en son nom en utilisant les CU sous son contrôle. Il s'agit d'un nouvel acteur pour l'écosystème européen, appelé Agrégateur technique en français dans notre livre blanc ;

- Le Service Provider (SP) est un participant au marché fournissant des services d'équilibrage ou locaux issus d'au moins une CU. Il peut être un fournisseur ou opérateur d'effacement par exemple.

Les recommandations de TSG dans les échanges de données peuvent s'aligner avec les impératifs du texte en considérant que :

- Les CU operators (agrégateurs techniques) sont les gestionnaires d'un portefeuille d'actifs permettant la flexibilité, par exemple un équipementier d'EMS. Un CU operator peut être gestionnaire d'un portefeuille de batteries, mais aussi, si Flex-Ready, de BACS ou d'un parc de bâtiments. Ainsi le NCDR tend à standardiser les échanges de données par API, qui est aussi le cas de notre livre blanc.

Pour permettre le passage à l'échelle et limiter les situations de non-interopérabilité au sein des chaînes d'activation de la flexibilité, il est donc nécessaire :

- De faire un état des besoins de partage de données entre les différents acteurs de l'écosystème pour la flexibilité implicite et explicite ;
- D'identifier les données manquantes pour l'activation des flexibilités et de mettre en avant les besoins d'interopérabilité en s'appuyant sur des règles et standards existants.

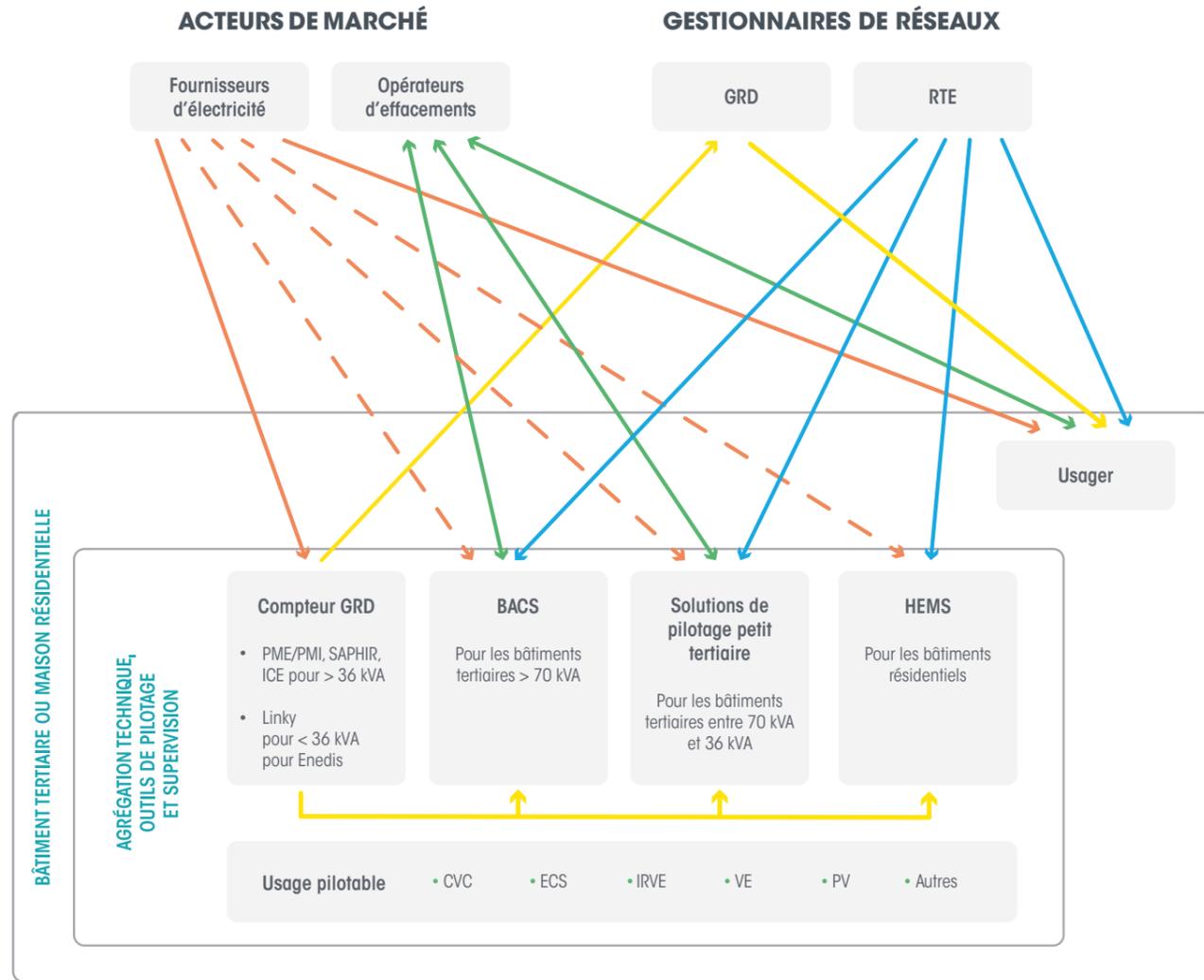
À noter que ce rapport n'a pas pour objet de détailler l'utilisation des données dans le cadre des différentes méthodes du contrôle du réalisé. Il existe des instances pour cela (RTE, Enedis, CRE, ...). Ce sujet pourrait toutefois être abordé par Think Smartgrids dans un autre rapport, notamment compte tenu des discussions autour du sous-comptage.

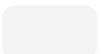
Le NCDR prévoit dans l'article 19 différentes méthodes de mesure du réalisé en fonction des typologies d'infrastructures de flexibilité. Il définit les pratiques à adopter dans le cadre de la sous-mesure, qui peut être validée, in fine, par un compteur intelligent ou un système de comptage propre à l'opérateur d'effacement sous réserve de certaines conditions et prérequis. La possibilité évoquée dans le NCDR de faire appel à plusieurs fournisseurs (multi-fournisseurs) aura aussi un impact sur les marchés de valorisation de la flexibilité.

4.1. EN FRANCE, QUEL CADRE POUR LES ÉCHANGES DE DONNÉES NÉCESSAIRES À LA FLEXIBILITÉ ET QUELLE MISE À DISPOSITION PAR LES ACTEURS ?

Récapitulatif des échanges de données dans le cadre de l'activation des flexibilités

Le schéma n'est pas exhaustif, sont mis en avant les échanges de données clés dans le contexte de ce livre blanc



 Échange de données existant à date, parfois hétérogènes d'un cas à l'autre
 Échange de données non-existant, nécessaire à la flexibilité de la demande
 Acteurs de la chaîne de valeur des flexibilités de la demande

Détails des échanges de données avec renvoi vers les parties du rapport correspondantes :

FLEXIBILITÉ IMPLICITE

Données tarifaires

- **Emetteur** : Fournisseur d'électricité
- **Récepteur** : Compteur, usager
- Via le compteur :
 - **Contenu** : Calendrier tarifaire 1,2,3 etc, sans €/kWh ou message court pour info prix ou annonce pointe mobile (même si pas utilisé à date)
 - **Comment** : Via SI d'Enedis (accessible par SGE ou DataConnect) puis pilotage TIC
- Vers l'utilisateur :
 - **Contenu** : €/kWh
 - **Comment** : Via contrat et espace client

Données tarifaires **Inexistant à date**

- Vers le BACS, Solutions de pilotage petit tertiaire et HEMS :
 - **Contenu** : €/kWh heures par quart d'heure sur les 48 prochaines heures, puissance souscrite, eqCO2/kWh (optionnel)
 - **Comment** : API et identification par log-in PDL via requête envoyée aux fournisseurs

FLEXIBILITÉ EXPLICITE

Données d'ordre d'effacement

- **Emetteur** : Opérateur d'effacement
- **Contenu** : Profondeur d'effacement à la hausse ou à la baisse, durée, préavis, rémunération, etc
- **Comment** :
 - Vers le BACS : connexion au cas par cas, mode opérationnel hétérogène à date
 - Besoin d'une API standardisée contenant (€ payé au client ou équivalent, pas de temps 15 minutes)
 - Vers les solutions de pilotage petit tertiaire et HEMS : logiques partenariales entre éditeurs de logiciels et agrégateurs
 - Besoin d'une API standardisée (€ payé au client ou équivalent, pas de temps 15 minutes)
 - Via infrastructure propriétaire

Capacité d'effacement disponible

- **Emetteurs** : BACS, Solutions de pilotage des consos
- **Récepteur** : Agrégateur commercial
- **Contenu** : Profondeur d'effacement disponible, délai d'activation, nombre d'activations possibles etc
- **Comment** :
 - Depuis le BACS : API des équipementiers non standardisée
 - A standardiser
 - Depuis les solutions de pilotage petit tertiaire : API non standardisée
 - A standardiser

Données EcoWatt

- **Emetteur** : RTE
- **Contenu** : Usager, BACS, solution de pilotage petit tertiaire, HEMS
- **Contenu** : Signal de tension très forte sur l'EOD, flexibilité de sauvegarde
- **Comment** :
 - Vers la BACS, Solutions de pilotage petit tertiaire et HEMS : via API publique
 - Vers l'utilisateur : via Sms et application EcoWatt

COMPTAGE

Données de comptage

- **Emetteur** : Compteur GRD
- **Récepteur** : SI GRD, outil de pilotage et supervision
- **Contenu** : Données de consommation, de production, données contractuelles et données techniques
- **Comment** :
 - Vers le SI GRD : Infrastructure chaîne de comptage
 - Vers les BACS, solutions de pilotage petits tertiaires et HEMS : sortie TIC

Informations de consommation

- **Emetteur** : SI GRD
- **Récepteur** : usager
- **Contenu** : Données de consommation, de production, données contractuelles et données techniques disponible à J+1
- **Comment** :
 - SGE Tiers : API partenaire (protocole SOAP)
 - DataConnect : API publique TIC

Ci-dessous nous détaillerons la façon dont chacun de ces acteurs met à disposition ses données, et les canaux de communications utilisés.

4.1.1. Les données des gestionnaires de réseaux de transport

RTE met principalement à disposition un vaste panel de données publiques accessible en « open data » et agrégées à l'échelle nationale et régionale sur l'état du système pour faciliter la prise de décision politique.

Parmi ces données, le signal EcoWatt, développé suite à la crise énergétique de 2022, avertit des moments de tensions fortes sur l'équilibre offre-demande et des moments où la production est décarbonée, incitant à privilégier la consommation pendant ces heures vertueuses.

Initialement communiquée directement aux gestionnaires de bâtiments via une application, des SMS et des campagnes de communication ont été mis en place par RTE. EcoWatt expose désormais **une API publique, ouverte à tous les acteurs**, et dont le fonctionnement est largement documenté²⁰ pour permettre l'adaptation des **agrégateurs techniques de façon automatisée**.

Une API (pour Application Programming Interface) est une interface développée par un acteur pour simplifier l'accès à ses données via internet par des acteurs tiers.

L'API peut être soit « publique », alors l'acteur qui expose l'API et donne accès à ses données la met à disposition de n'importe quel acteur, ou bien être « partenaire » et l'acteur qui expose l'API ne le fait qu'à des acteurs triés sur le volet.

Exemple d'API : l'application ECOWATT a été conçue sur l'un des 3 modèles les plus répandues en termes d'API : API REST. Il s'agit d'un échange de données entre un serveur et un client, les données étant structurées par le serveur (ici RTE). Le client n'a pas de besoin de connaissances fortes au préalable pour interagir avec l'API, la structure des verbes d'actions étant simples d'une part, et en nombre très limité d'autre part (5). Dans le cas de Ecowatt, le seul verbe GET est utilisé « pour lire une ressource ».

RTE est également en charge de mettre à disposition les données de consommation des électro-intensifs.

4.1.2. Les données des gestionnaires de réseau de distribution

Les données provenant des compteurs servent à établir les factures des clients, mais aussi à l'efficacité du réseau électrique de distribution.

Pour attester de la réalisation du service d'activation des flexibilités décrit précédemment, il est nécessaire de faire remonter les données de consommation/production et contractuelle depuis les usages, via le compteur jusqu'au système d'information du gestionnaire de réseaux. **Le recueil du consentement du client est obligatoire pour que ses données remontent dans le système d'information d'Enedis.**

NCDR : Dans le cas d'hypothétique sous-mesure dans l'article 33a5 du NCDR :

- le GRD définit les règles d'usage de ces données et la qualité des mesures de comptage ;
- ENTSO-E et EU DSO Entity doivent développer une méthode de labellisation de ces données de sous-comptage. L'article 33A prévoit un cadre pour valider et juger de la qualité des données des DMD (appareils de sous-mesures excluant les compteurs du GRD) ;
- Les CU operators (opérateurs de portefeuille de BACS/HEMS par exemple) sont responsables de l'acquisition de mesure pertinentes et doivent mettre à disposition les données de mesures pour les gestionnaires de réseau. Cela peut se faire sur une interface standardisée dédiée aux calculs de la sous-mesure.

20. RTE, Guide d'Utilisation API EcoWatt, 2023

Les données hébergées dans ce système d'information sont **mis à disposition des fournisseurs de services (fournisseurs d'électricité, bureaux d'études, start-ups, ESN, collectivités, exploitants, bailleurs etc) par Enedis via 2 plateformes**, en fonction du segment client :

Plateforme	Segment de client	Périmètre de données	Gestion des droits d'accès des fournisseurs de services	Récupération des données
Data Connect	Clients résidentiels ou petits producteurs raccordés au réseau BT < 36kVa via compteur Linky	Données de consommation et de production en J+1, données contractuelles et données techniques	Le fournisseur de service doit faire demander à chaque client de lui donner l'accès à ses données	Accès à la plateforme via requête API publique
SGE Tiers	Tous les clients résidentiels ou petits producteurs raccordés au réseau BT < 36kVa via compteur Linky Clients marchés d'affaire raccordés au réseau BT > 36kVa via compteurs ICE ou Saphir	Toutes les données de consommation et de production, contractuelle et techniques en J+1. Pour les clients > 36kVa, la collecte de la courbe de charge se fait une fois le consentement du client collecté. Toutes les données du segment marché d'affaire, la collecte est systématique.	Une fois que le fournisseur de service a été déterminé par Enedis comme éligible à utiliser SGE Tiers, ce dernier a accès aux données de TOUS les clients ayant fournis leur consentement à ce qu'Enedis stocke leur donnée dans leur système d'information. En 2023, 94 fournisseurs d'énergies et 580 fournisseurs de services ont accès à SGE.	Accès à la plateforme via requêtes API partenaire (protocole SOAP) nécessitant des développements informatiques poussés

Les données de consommation/production et contractuelles sont également disponibles en temps réel directement via la sortie TIC des compteurs, nous détaillerons les possibilités permises dans le cadre de l'activation des flexibilités dans les parties 5 et 6.

À noter qu'Enedis permet également aux fournisseurs de services d'enrichir leurs services avec des données

anonymes publiques Enedis via la plateforme OpenData. Les GRD connaissent une très forte croissance des demandes d'activation des mesures de courbes de charges des PRM (notamment suite aux fortes hausses de prix de l'électricité sur les marchés de gros), 20% des courbes de charges étant mesurées en 2022 et une estimation à 50% d'ici 2025²¹.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Dans ce contexte, des systèmes simples (Linky + signal tarifaire HC) peuvent suffire pour l'essentiel du gisement de flexibilité (ECS et électroménager). **En revanche, les évolutions réglementaires et la complexification des systèmes de pilotage conduit à une multiplication des demandes et leur volumétrie conduisent à des développements supplémentaires dans les SI des GRD dont les coûts sont supportés par l'ensemble des consommateurs.**

La question d'une priorisation des demandes au regard de leurs enjeux se pose. La collecte et la remontée des données depuis les compteurs au sein des bases de données Enedis a également un coût environnemental, cette centralisation nécessitant que les données soient déplacées là où les traitements s'exécutent. Ces échanges de données et leur stockage consomment de l'énergie leur juste utilisation nécessite donc d'être optimisée au maximum²².

21. Présentation ENEDIS, Ateliers CRE : « Accessibilité et valorisation des données de l'électricité »

22. Pour plus d'informations sur les pistes d'optimisation de l'impact environnemental des données collectées par les infrastructures smart grids voir le livre blanc de Think Smartgrids « Pour une sobriété numérique appliquée aux smart grids »

En parallèle de la collecte des données de consommation issues des GRD, certains acteurs ont la possibilité d'exploiter les données de sous-mesure via les infrastructures matérielles qu'ils ont eux-mêmes installées au sein de leur parc de bâtiment. Néanmoins, pour la valorisation des flexibilités sur

les mécanismes de marché, les données des GRD sont les données de référence. Le sujet de la sous-mesure fera l'objet de travaux complémentaires au sein des groupes de travail de Think Smartgrids en 2025.

4.1.3. Les données tarifaires issues des fournisseurs

La lisibilité, l'accessibilité et l'adaptation des solutions de pilotage aux plages tarifaires négociées entre les fournisseurs d'électricité et les clients jouent un rôle clé dans le développement et l'adaptation de la flexibilité implicite. C'est d'autant plus vrai dans le cadre d'offres tarifaires plus variables que celles historiquement proposées et adoptées.

Pour les clients particuliers, les contrats diffèrent peu d'un client à l'autre, les offres étant généralement publiquement accessibles. Cependant, dans le cadre des contrats de clients professionnels et gestionnaires de parcs de bâtiments, les contrats de fourniture sont le fruit de négociations bien plus poussées et ne sont connues que des clients et des fournisseurs.

Historiquement le fournisseur transmet les données tarifaires de 3 façons :

- Via les SI d'Enedis et in fine le compteur, apparaît seulement les plages tarifaires associées aux tarifs et non les €/kWh, ce qui est particulièrement propice aux tarifs horosaisonnalisés type HP/HC ;
- Via l'espace client des usagers, les contrats et €/kWh y sont alors communiqués directement ;
- Enfin, les signaux liés aux offres dynamiques à pointe mobile sont communiqués directement aux clients en J-1 via sms ou l'application de son fournisseur.

Dans une optique de passage à l'échelle, l'enjeu est donc de généraliser l'asservissement d'un plus grand nombre d'usages aux données tarifaires. Historiquement, les solutions de pilotage (notamment les ballons d'eau chaude) peuvent être asservis aux compteurs via le contact sec des compteurs marché de masse (LINKY). Nous aborderons certaines spécificités dans les parties 5 et 6 dédiées aux infrastructures. Il est intéressant de noter que des « messages courts » peuvent également être transmis via la TIC (la fiabilité de la réception en temps réel par le client reste cependant à prouver), et pourraient contenir des informations prix plus précises voire des annonces de période de pointes mobiles, cependant cette fonctionnalité n'est pas utilisée à date.

À date, des informations contractuelles plus exhaustives (€/kWh par exemple) ne sont disponibles que via les espaces clients des usagers, cependant ce canal ne permet aucune automatisation des équipements de pilotage et nécessite un investissement temps de l'utilisateur trop fort (reporter les informations tarifaires de son contrat manuellement sur son système logiciel de pilotage ou l'application lui permettant de piloter son ECS, thermostat ou IRVE) pour être suffisant dans le cadre du développement de tarifs plus variables.

Quelques fournisseurs d'électricité proposent un accès aux données tarifaires stockées sur leur cloud via des API partenaires non standardisées et des formats de données non uniformisés (fichiers PDF, Excel etc) et donc propres à chaque fournisseur d'électricité. Certains exploitants ont recours à des solutions de conversion de PDF vers des formats de données plus manipulables mais ces méthodes ne sont pas optimales pour le passage à l'échelle ou dans le cadre d'un changement de fournisseur car obligeant le gestionnaire et exploitant à mettre à jour la configuration informatique de son BACS pour s'adapter.

“ Dans une optique de passage à l'échelle, l'enjeu est donc de généraliser l'asservissement d'un plus grand nombre d'usages aux données tarifaires. Historiquement, les solutions de pilotage (notamment les ballons d'eau chaude) peuvent être asservis aux compteurs via le contact sec des compteurs marché de masse (LINKY). ”



RECOMMANDATIONS DE TSG

Pour optimiser les usages énergétiques à l'échelle des bâtiments avec des tarifs structurels plus dynamiques que les offres historiques, il est nécessaire que les données liées aux contrats de fourniture, aujourd'hui uniquement disponibles, et en partie seulement, via le compteur (ou les SI GRD), soient désormais accessibles et donc exposées de façon standardisée par les fournisseurs d'électricité, via des API fournisseurs, à destination des outils et/ou logiciels de pilotage des consommations d'électricité (BACS, solutions de pilotage petit tertiaire, HEMS, ...).

L'objectif est de limiter les besoins en développement informatique, et donc le coût final de la flexibilité, et de faciliter l'accès à ces données pour les gestionnaires de bâtiments ou fournisseurs de services (agrégateurs techniques, exploitants, etc) en charge de parc soumis à des contrats chez divers fournisseurs.

Les données des fournisseurs d'énergies nécessaires aux solutions de pilotage pour adapter les consommations sont les suivantes :

- Le prix (en €/kWh) en fonction des périodes de la journée ;
- La puissance souscrite (kVA) ;
- L'empreinte carbone (tonne équivalent CO₂) du portefeuille du fournisseur, information qui serait donc différente de celle agrégée transmise par RTE au travers de Ecowatt (CO₂/kWh à la maille France).

En annexe, un travail préliminaire de structuration d'API est proposé afin de servir de base d'échange.

Dans le même temps, un travail est mené via la marque collective Flex Ready pour définir les prérequis techniques et organisationnels des solutions de pilotage (notamment BACS) capables, à la réception de ces signaux standardisés, de moduler ou décaler des usages de manière automatisée, selon les scénarii programmés par le gestionnaire du bâtiment.

Plus d'informations sur les BACS Flex Ready en partie 5.

NCDR : Selon l'article 27 b3, le service provider (donc participant au marché, un fournisseur par exemple) doit aussi fournir, sur requête du GRD ou GRT, la localisation des services énergétiques locaux de flexibilité.

Les GRD et GRT devant juger de la préqualification du SP (article 35) comme compatible avec les règles et besoins du marché de flexibilité, il y a un besoin établi de formatage des échanges de données entre gestionnaires de réseau et SP (article 78 et 33b). Une timeline est prévue pour une standardisation nationale des critères IT et de communications de la part du SP. Ce sujet n'est pas adressé dans notre livrable.

4.1.4. Les données des opérateurs d'effacement

Les opérateurs d'effacement opérant déjà sur le marché de la flexibilité exposent déjà les données servant à la réalisation des effacements de consommation. Il s'agit pour eux d'être capable de communiquer le moment et la durée de l'effacement ainsi que la puissance à effacer aux opérateurs techniques en charge de mobiliser les sites flexibles.

En fonction des sites et de la stratégie de l'opérateur (spécificités du BACS installé, chaîne d'activation reposant sur une architecture intégrée installée par l'opérateur, opérateur d'effacement faisant appel à des agrégateurs techniques multiples etc) les canaux de transmissions et le format des données peut grandement varier.

La standardisation des échanges de données via la création d'une API standardisée entre les opérateurs d'effacement et les BACS/solutions de pilotage petits tertiaires/HEMS fait déjà l'objet d'une collaboration entre les différents acteurs de la filière au sein de la marque collective Flex Ready.

Plusieurs initiatives à l'échelle française existent et les travaux menés dans le cadre du NCDR à l'échelle européenne vont aussi dans le sens de cette standardisation.

4.1.5. Pour une architecture d'échange de données au sein des bâtiments sobre et de confiance

Dans le cadre des recommandations formulées par la CRE pour développer la flexibilité au sein des bâtiments tertiaires à l'échelle nationale, figurait « la création d'un cadre numérique de confiance dédiée à la filière Énergie, au service des acteurs du bâtiment et des réseaux énergétiques ».

La SBA (Smart Buildings Alliance) a mis en place un cadre de référence R2S (Ready to Service), socle qui définit les exigences d'un smart building, bâtiment ouvert et communicant, prêt pour les services. Des principes d'architectures simplifiées et interopérables, sous IP, avec une ouverture des données tant à l'intérieur que l'extérieur sans renier sur les enjeux de cybersécurité sont ainsi décrits pour permettre le développement de nouveaux services, tel que la flexibilité de consommation par exemple.

Dans cette optique, il est possible de réduire la complexité des échanges, et donc leur coût et leur empreinte énergétique, grâce à la mise en œuvre d'une couche réseau du bâtiment dédiée à la communication et l'échange de données entre les équipements et les services. Pour plus de détails sur la conception en infrastructures réseau et télécom, se rapprocher de la SBA.

“ La SBA a mis en place un cadre de référence R2S, socle qui définit les exigences d'un smart building, bâtiment ouvert et communicant, prêt pour les services. ”

4.2. INITIATIVES DE FRAMEWORK D'INTEROPÉRABILITÉ ENTRE ACTEURS DE LA FLEXIBILITÉ À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE VIA L'ÉMERGENCE D'« ENERGY DATA SPACE » CONNECTÉS



RECOMMANDATIONS DE TSG

Les initiatives se basant sur une utilisation des données de consommation énergétiques, parfois sensibles, se multiplient à l'échelle des métropoles, des départements ou des régions et sont portées par des acteurs aux motivations variées (collectivités, syndicats d'énergies, gestionnaires de réseaux, entreprises de services, cloud providers etc) entraînant un risque de **non-interopérabilité de ces initiatives entre elles**.

Cependant, pour **contribuer à valoriser le passage** à l'échelle des flexibilités, ces multiples initiatives doivent :

- **Reposer sur des définitions et une ontologie partagée** de l'écosystème de la flexibilité permettant d'assurer une certaine interopérabilité et **pertinence économique** ;
- **Se baser sur des plateformes de données** respectant les réglementations en matière de protection des données et de consentement des utilisateurs.

L'ontologie, suivant la définition donnée par Semantic Web, correspond à une description explicite d'un domaine - par exemple le domaine smartgrid - visant à parvenir à une compréhension commune du domaine pour les humains et les ordinateurs.

Une ontologie se compose de classes et de leurs propriétés. L'ontologie complète un modèle de données avec l'ensemble des connaissances techniques qui caractérisent le domaine (par exemple, le contenu d'un corpus de référentiels techniques de sûreté).

Depuis plusieurs années, la commission européenne s'attache à définir un tel cadre, en effet, en mars 2023, le plan d'action européen « Transition numérique du système énergétique » appelait à lancer d'ici 2024 le déploiement d'un espace européen commun des données relatives à l'énergie et de garantir une gouvernance solide de cet espace, sous la forme d'un cadre européen coordonné pour le partage et l'utilisation des données énergétiques.

Un tel « Energy Data Space » permettra l'émergence de services innovants capables de faciliter l'accès au marché de gros de plus de 580GW de ressources énergétiques flexibles²³, soit 90% des besoins globaux de flexibilité des réseaux électriques de l'UE.

Cet « energy data space » permettra d'assurer que ces nouveaux services respectent certains principes tels que :

- la souveraineté des données de l'UE ;
- la conformité aux réglementations telles que le RGPD, le Data Governance Act et le Data Act ;
- des transactions de données de confiance, encadrées contractuellement et traçables ;
- la cybersécurité et la confidentialité des données ;
- l'acceptation par les consommateurs ;
- l'interopérabilité.

Dans le rendu de la mission flash dédiée aux bâtiments tertiaires, la CRE encourageait la création d'un tel cadre numérique de confiance dédié à la filière Énergie, au service des acteurs du bâtiment et des réseaux énergétiques. Ce cadre d'interopérabilité des données de l'énergie, qui devra s'appuyer sur les référentiels européens, permettra la création de services innovants, à commencer par la flexibilité, en exploitant des données nouvelles et multiples en garantissant les notions de propriété de la donnée, de la maîtrise de l'identité, du consentement à utiliser la donnée.

Les évolutions récentes du cadre réglementaire ont déjà préparé le terrain :

- Le « Data Act », règlement sur les données²⁴ de 2022 qui fixe dans tous les secteurs économiques les conditions d'accès et d'utilisation des données générées par les usagers. Le règlement fixe notamment des normes d'interopérabilité pour la réutilisation des données entre les acteurs ;
- Le « Data Governance Act », règlement sur la gouvernance des données de septembre 2023, vise à favoriser la disponibilité des données en renforçant les mécanismes de partage des données et en créant davantage de confiance dans les intermédiaires de données. Le règlement définit un nouveau rôle, celui de Service d'Intermédiation de la donnée.

La Commission a ainsi lancé un groupe de travail « Data for Energy » (D4E) au sein du « Smart Energy Expert Group » en charge de la définition de mécanismes d'interopérabilité²⁵ entre différentes initiatives d'« Energy Data Space » et regroupant la Commission, les États membres et les parties prenantes publiques et privées. Parmi les cas d'usages dont le groupe D4E souhaite en priorité décrire les acteurs, les processus et les flux de données pertinents figure « les services de flexibilité pour les marchés et les réseaux énergétiques ». Par la suite, l'objectif du groupe de travail D4E est de créer des appels à projets finançant des initiatives de flexibilité.

Pour ce faire, le groupe de travail D4E pourra s'appuyer sur les nombreuses initiatives de Common European Energy Data Space (CEEDS) existantes (Projet Eddie, Projet OmegaX mené par Gaia X, Enershare, Synergies, Data cellar, Projet Equigy menés par 6 TSO aux Pays-Bas)

Grâce à sa structuration du système électrique, la France a déjà bien avancé dans les energy data space. En effet les gestionnaires de réseaux (Transport et Enedis pour la distribution) ont d'ores et déjà développé leur data space comme évoqué dans les chapitres 4.1.1 et 4.1.2. Il reste la question des Energy data space locaux dans lesquels devront être basculées les données énergétiques (bâtiments, éclairage public, voire feux de signalisation, autres énergies ...).

C'est sur cet axe précis que Think Smartgrids peut accompagner les collectivités locales, notamment grâce à son interfaçage avec la maille européenne.

NCDR : Les gestionnaires de réseau européens se posent aussi comme architectes majeurs de la standardisation des données énergétiques à des fins de flexibilité.

La création de "Flexibility registers" annoncée par le NCDR déboucherait en un système d'information permettant l'enregistrement, la qualification, la préqualification des fournisseurs de services de flexibilité, leur produit, leur vérification, leur compatibilité avec les enjeux du réseau pour assurer la bonne livraison du service de flexibilité local et d'équilibrage.

Ce registre (FR) permettrait la mise à disposition des données nécessaires aux acteurs concernés et la localisation" et évaluation du service de flexibilité sur le réseau par les gestionnaires de réseau. Son asservissement aux conditions nationales garantit une uniformité des informations du registre.

L'implication des acteurs dans les échanges de données sont décrits dans le texte et reste à être validée par l'ACER.

23. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552>, p4

24. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A68%3AFIN>

25. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/43b8d2d1-6975-11ee-9220-01aa75ed71a1/>

4.3. UN BESOIN D'UNIFORMISATION QUI DOIT INTÉGRER À L'ÉCHELLE LOCALE LES ENJEUX DE SOUVERAINETÉ DES DONNÉES GÉNÉRÉES PAR LES COLLECTIVITÉS

Alors qu'un besoin d'harmonisation et d'ouverture est clairement établi au niveau européen, il peut être **peu pertinent** d'ouvrir toutes les données de chaque territoire **pour des raisons de souveraineté et de sobriété** d'information.

Chaque territoire définit sa stratégie propre, selon sa politique d'aménagement/énergétique/climatique (Sraddet, etc) et en fonction de ses ressources. La collectivité, dans sa trajectoire de politiques publiques, a besoin de collecter des données, et de les transmettre potentiellement aux aménageurs dans son plan d'aménagement territorial.

4.3.1. Le problème de la fragmentation de l'accès aux données de consommation selon les territoires

La collecte de la courbe de charge active l'enregistrement des données puis sa transmission récurrente et historique (2 ans maximum) selon les prestations du GRD :

- **Via un tiers :**
 - Supérieur à 36 kVA : La collectivité peut disposer d'une donnée via un tiers habilité par Enedis sur SGE Tiers. Le tiers peut activer la collecte des courbes de charge pour les tarifs C1 à C4. Le processus d'habilitation est chronophage et les données soumises à consentement du client ;
 - Inférieur à 36 kVA : Pour le compteur Linky, c'est au tiers de faire la demande ponctuellement sur son espace via Dataconsoelec par mail, avec mandat du client et carte d'identité du demandeur.
- **Portail Collectivité d'Enedis :**
 - Enedis a développé un portail client dédié aux collectivités, leur permettant d'accéder à différents services, dont le suivi des données énergétiques de consommation et de production de leur patrimoine, service dénommé « Espace Mesures et Services » (mise à disposition des données de la veille sur une profondeur maximale de 36 mois).
 - Les collectivités peuvent notamment :
 - Accéder en toute autonomie à la vision globale de leur patrimoine mais également au pilotage de leurs compteurs grâce à des tableaux de bord sur mesure ;
 - Suivre les consommations par site au pas de 5 ou 30 min selon le type de comptage
 - Télécharger des rapports à la carte (données de mesures brutes) ou utiliser des modèles de rapports ;
 - Programmer des alertes de consommation ou de production générant des notifications par mail.

- **Prestataire extérieur :**
 - Beaucoup de collectivités font alors appel à des prestataires pour agréger les flux de consommation à travers un logiciel. Ces plateformes de services permettent une remontée d'informations plus rapides que les interfaces GRD (moins de 24h) et un accompagnement à l'interprétation des données. Elles permettent aussi la remontée de données de sources multiples (BACS, compteur communicant en direct, système d'information du GRD, fournisseur). **Ces plateformes sont cependant coûteuses si seulement utilisées à l'échelle d'une petites communes. Leur usage mutualisé a des mailles intercommunales plus grandes et en intégrant du suivi multi-usage s'avère plus pertinent.**

“ **Enedis a développé un portail client dédié aux collectivités, leur permettant d'accéder à différents services, dont le suivi des données énergétiques de consommation et de production de leur patrimoine, service dénommé « Espace Mesures et Services »** ”

Face à ce problème de fragmentation de l'accès à la donnée selon les territoires, certains syndicats d'énergie ont décidé de rendre ce service à leurs collectivités via des logiciels centralisés à la maille du syndicat (souvent maille du département) de récolte et de centralisation des données.

Certains syndicats proposent par la suite différents services basés sur ces données :

- Le SyDev, envisage d'investir dans des infrastructures data lake propriétaire regroupant les données de consommation énergétique mais également liés à d'autres cas d'usages opérés par les syndicats d'énergie ;
- L'USEDA, dans l'Aisne, en plus d'une liste de bâtiments à équiper par priorité, propose une stratégie de moyen terme via la coordination d'un groupement d'achat d'énergie. Le syndicat dispose alors des données de consommation de

tous les bâtiments des membres du groupement. Par l'outil du syndicat USEDARoc, un module d'analyse de la consommation de ces bâtiments est à disposition de l'élu – en fonction du PDL, l'outil communique la surface et la typologie du bâtiment pour ensuite permettre des "benchmarks énergétiques" au service de la politique locale sur le bâtiment dont les usages sont à piloter. Un maire peut par exemple comparer la consommation énergétique d'une école de sa commune en comparaison à celles d'autres communes du département, et orienter son choix de pilotage en fonction.

De telles solutions de stockage et valorisation des données dépendent des moyens humains et techniques des syndicats et les données pas ne sont pas toujours fiables ou à jour. Cela résulte parfois en une perte de temps pour les collectivités qui doivent faire un suivi Excel en parallèle.

4.3.2. Le besoin d'un interfaçage entre aménageur et acteur de la flexibilité pour des politiques énergétique et d'aménagement cohérentes

Il convient pourtant d'aider les collectivités dans l'appui au déploiement foncier et à l'urbanisation.

En effet, les prescriptions énergétiques des cahiers des charges ne précisent que trop peu les solutions de visualisation, de pilotage, voire de quantification ou contrôle quant à de potentielles dérives.

Fort de ce constat, les aménageurs doivent se doter de plateforme informatique à l'échelle du territoire pour suivre les politiques publiques de la collectivité (recensant : bâtiments neufs dotés de solutions de pilotages IoT, bâtiments anciens à doter de capteurs de mesure, harmonisation des données remontées etc) afin de mesurer gisements, potentiels et suivi des actions en matière de sobriété énergétique et développement industriel de la flexibilité électrique, monitorer la performance énergétique des bâtiments, voire suivre des projets d'ACC.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Une telle plateforme à disposition de l'aménageur, similaire à l'initiative Base de Donnée Nationale des Bâtiments²⁶ mais comportant également des informations sur les solutions de pilotage déployée, est un premier pas pour évaluer les efforts de performance

énergétique du tissu foncier local. Cette performance énergétique, basée notamment sur une bonne visibilité des données de consommation, est un pré-requis à tout plan de déploiement de flexibilités.

26. <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/base-de-donnees-nationale-des-batiments/>

4.3.3. Les aides à disposition des collectivités pour gérer leurs données

Il existe une initiative de la **Banque des territoires pour faciliter les plans stratégiques des collectivités et lutter contre la fragmentation numérique** en effectuant un parcours data en fonction de la maturité des collectivités sur les questions du numérique. La banque des territoires met également à disposition de l'ingénierie dans les collectivités pour cartographier les données bâtimentaires disponibles afin de prioriser les rénovations (comme avec **PrioRéno, développé avec Enedis**) dans les collectivités.

Pour les plus petites collectivités, d'autres idées peuvent naître en utilisant par exemple :

- Le portail Open data sur 1600 petites villes (fréquentations/vacances...) afin d'orienter les solutions d'effacement diffus ;

- Petites villes de demain : mises à disposition de données par Enedis afin de mieux connaître ses consommations électriques pour les optimiser. Ce partenariat avec Enedis pluriannuel permet de produire une cartographie des données énergétiques à l'échelle de la ville - à mettre à disposition pour les aménageurs par exemple ;
- Certaines communes comme l'agglomération Lens-Liévin ont fait le pari des **services mutualisés** en transition énergétique, via une mutualisation de l'ingénierie technique, financière et juridique des communes membres à travers des mandats de maîtrise d'ouvrage. Ce montage juridique permet un engagement facilité des communes sous-dotées.

4.3.4. Gaia X : un exemple d'harmonisation européenne compatible avec des stratégies de gouvernance des données décentralisées ?

Toutes les données territoriales sont inextricablement liées à des besoins politiques et donc d'une vision particulière du rôle des pouvoirs publics auprès des citoyens (vulnérabilités climatiques, financières, sociales : par exemple, quel degré de précarité énergétique ? Quelle politique de l'habitat ? Quelles avancées sur l'ACC ?).

Consentir et demander une remontée conséquente de données de consommation au sein d'une plateforme centralisée à la maille nationale voire européenne implique fortement le lien de confiance entre les pouvoirs publics et les citoyens qui y voient une intrusion dans la vie privée. Il est assez peu probable que les collectivités acceptent d'héberger leurs données à des mailles autres que locales. Aussi il est impératif que les standards développés localement se confèrent au cadre réglementaire en cours d'élaboration au niveau national et européen

Gaia X, fédération d'entreprises qui recense les solutions cloud sécurisées, part du constat que le partage de données entre organisations est actuellement limité par des technologies propriétaires, non transparentes et non interopérables qui n'offrent pas le niveau de confiance nécessaire.

L'association œuvre donc pour définir de façon transparente des standards et labels de confiance applicables aux solutions de plateformes d'échange et de partage des données européennes existantes répondant à divers critères :

- Conformité avec le règlement européen sur les données ;
- Confiance et transparence octroyées aux différents participants ;
- Sécurité et protection de la vie privée
- Interopérabilité (agnostique vis-à-vis des solutions Cloud utilisées) ;
- Performance et capacité d'évolution à plus grande échelle.

Il est à noter que les standards de facto de Gaia-X permettent le déploiement de services d'échanges de données ou chaque acteur reste maître de sa donnée (et de ses services), qu'il peut stocker sur un cloud sécurisé de son choix, et mettre à disposition de ses partenaires au travers de transactions de données de confiance, supportées par un contrat, une licence d'utilisation et le cas échéant, la gestion du consentement.

“ Gaia X, fédération d'entreprises qui recense les solutions cloud sécurisées, part du constat que le partage de données entre organisations est actuellement limité par des technologies propriétaires, non transparentes et non interopérables qui n'offrent pas le niveau de confiance nécessaire. ”

Des technologies européennes, comme celle de l'entreprise française Dawex, sont déjà opérationnelles et permettent d'orchestrer de tels échanges de données ou de services de données, en connectant des environnements hétérogènes qui restent sous le contrôle des participants à l'espace de données. Ces technologies permettent l'interfaçages de bases de données et de systèmes applicatifs existants, et évitent de reconstruire une base de données centralisée. Un catalogue fédéré de produits et services de données, des services de transaction sécurisés, ainsi que des outils de gouvernance de l'espace de données, permettent de gérer des écosystèmes complexes et évolutifs.

La plateforme AgdataHub utilisée par plus 90 000 utilisateurs et développée selon les recommandations Gaia-X pour sécuriser les échanges entre les détenteurs de données agricoles et les entités souhaitant développer des services pourrait servir de modèle à une plateforme « Energy Data Space ».

Il reste à s'assurer que Gaia X, dont le but est l'adoption d'un cloud européen de données souverain à une maille locale, encadré par un ensemble de règles de sécurité, ne soit pas uniquement une initiative d'adoption du cloud en Europe. L'intrusion indirecte des GAFAM dans les groupes de travail via Digital Europe démontre pourtant une volonté plus commerciale que politique de la fédération, en laissant aux mains des Américains la couche logiciel d'un tel cloud. Or, Gaia X ne profitera pas aux collectivités, ni à la compétitivité européenne et française si les acteurs considèrent déjà perdue la "bataille du cloud" au profit des GAFAM.

5. QUELLES INFRASTRUCTURES POUR LE PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE ET L'ACTIVATION DES FLEXIBILITÉS AU SEIN DES BÂTIMENTS TERTIAIRES > 36KVA ?

5.1. PLUSIEURS CANAUX D'ACTIVATION DE LA FLEXIBILITÉ DANS LES GRANDS BÂTIMENTS TERTIAIRES, EN FONCTION DE L'USAGE DU BÂTIMENT

De nombreuses dénominations existent pour définir ces offres (GTB, EMS, gestionnaires d'énergie etc). Par souci de simplification, nous avons utilisé dans la suite du document la dénomination suivante :

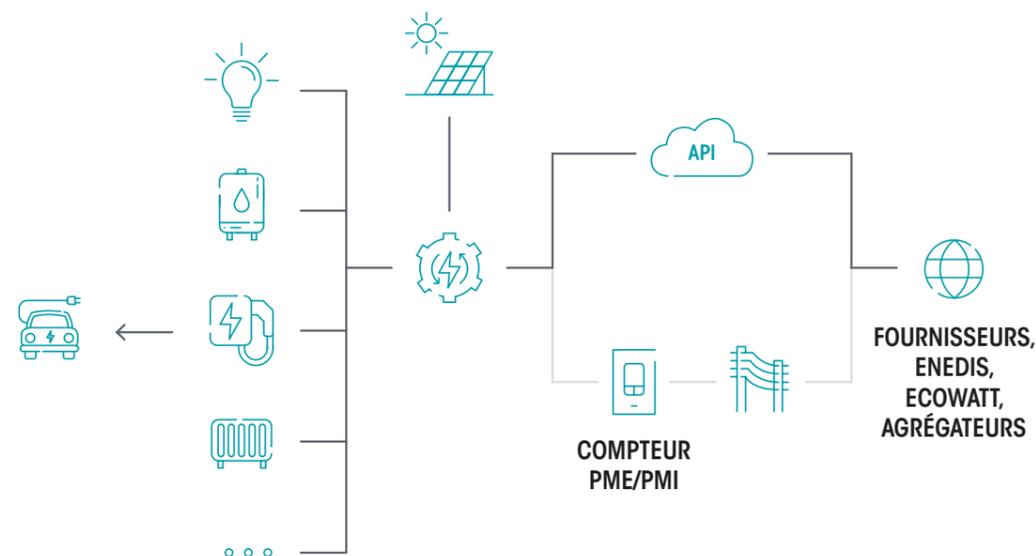
- BACS dans le cas de bâtiments tertiaires >70 kVa soumis et équipés de solutions BACS conforme au décret (voir Partie 5.2) ;
- Solutions de pilotage petit tertiaire dans le cas des bâtiments tertiaires compris entre 70 et 36 kVa et non-équipés de solutions centralisées aussi complexes que les BACS mais de logiciels pilotant quelques usages (bornes IRVE, thermostats connectés, unités de production solaire etc) (voir Partie 5.3) ;
- HEMS, pour les infrastructures existantes au sein des bâtiments résidentiels (voir Partie 6).

Plusieurs types d'infrastructures alliant matériel (capteurs et actionneurs) et solutions logicielles (transmettant un ordre de modification des consignes et assurant l'équilibre des charges) existent pour les bâtiments tertiaires.

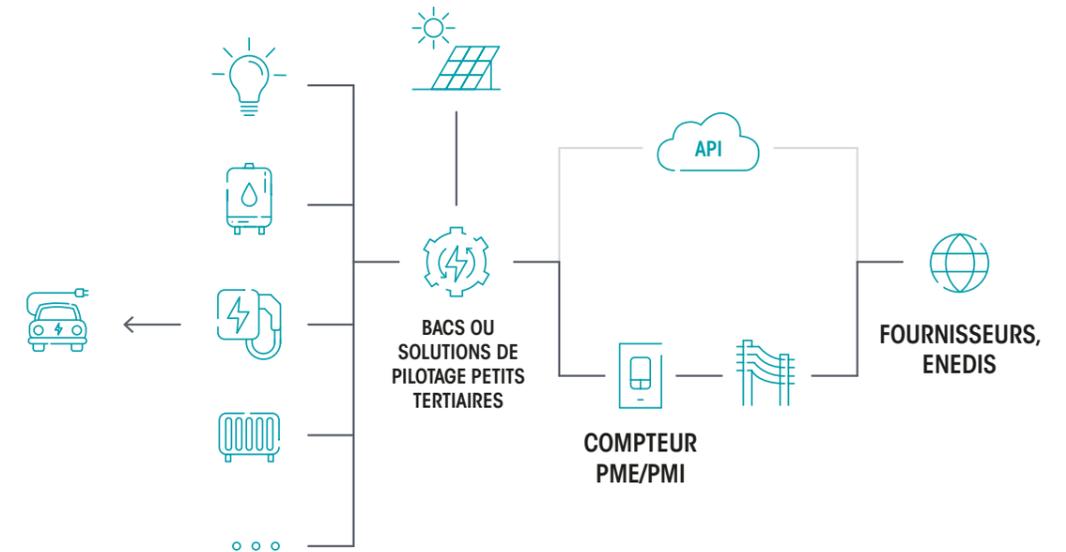
Dans le cadre des bâtiments tertiaires, la réception d'un signal de flexibilité par un BACS ou solutions de pilotage des consommations d'énergie peut se faire via 2 méthodes distinctes :

- Via internet lorsque les solutions y sont connectées. La connexion se fait alors via API vers les clouds des fournisseurs ou opérateurs d'effacement ;
- Via la chaîne de comptage >36 kVa et la sortie TIC du compteur marché d'affaire. Il est alors nécessaire de développer une interface entre la solution de pilotage du bâtiment et le compteur pour décoder la TIC. En outre seuls les fournisseurs d'électricité ont accès à la chaîne de comptage.

Ordre via cloud et API à travers le BACS (>70 kVa) ou solutions de pilotage des consommations d'énergie (<70 kVa et >36 kVa)



Ordre via TIC et chaîne de comptage à travers le BACS (>70 kVa) ou solutions de pilotage des consommations d'énergie (<70 kVa et >36 kVa)



En complément certains usages du bâtiment peuvent ne pas être intégrés à l'infrastructure principale du bâtiment (notamment les sources de production renouvelable ou encore les parkings d'IRVE dans certains cas).

Ces derniers sont alors souvent pilotés par des logiciels propriétaires et non reliés aux BACS, il est important de rappeler que la vertu d'un pilotage global (ie intégrant tous les usages : CVC, IRVE ... et ENR) du bâtiment est aujourd'hui reconnue notamment via les travaux de la mission flash de la CRE ou le décret BACS.

5.2. LES SPÉCIFICITÉS DE L'ACTIVATION DES FLEXIBILITÉS DANS LES BÂTIMENTS TERTIAIRES ÉQUIPÉS DE BACS

Qu'est-ce que le décret BACS ?

Le décret BACS (20 juillet 2020) pour « Building Automation & Control Systems » détermine les moyens permettant d'atteindre les objectifs de réduction de consommation fixés par le décret tertiaire²⁷.

Cette réglementation impose de mettre en place un système d'automatisation et de contrôle des bâtiments. Elle concerne tous les bâtiments tertiaires non résidentiels, pour lesquels le système de chauffage ou de climatisation, combiné ou non à un système de ventilation, a une puissance nominale supérieure à 290Kw d'ici le 1er janvier 2025, et supérieure à 70Kw d'ici le 1er janvier 2027.

5.2.1. Le BACS, définition et fonctionnement

Un BACS est un système qui régule de manière optimisée les usages énergétiques du bâtiment en fonction des nécessités de confort et d'usage des occupants (pour consommer le juste nécessaire en évitant le gaspillage).

Pour ce faire il permet la mise en réseau informatique d'équipements électriques afin d'en faciliter l'analyse des consommations et de les superviser en adaptant leur programmation. Ainsi, le BACS joue donc un rôle clé dans sa capacité à agréger les usages et les superviser dans une optique de MDE.

27. Décret tertiaire : Promulguée fin 2018, la loi ELAN a inscrit au Code de la construction et de l'habitation une obligation de réduire la consommation énergétique des bâtiments tertiaires (> 1000m²). La réglementation exige une réduction de la consommation d'énergie finale de 40% d'ici 2030, 50% d'ici 2040, et 60% d'ici 2050.

Plus précisément, un « Building Automation Control System » (BACS) ou « système d'automatisation et de contrôle des bâtiments tertiaires » peut être défini de 3 façons :

- Le « BACS normatif » défini via la norme ISO 52120 qui stipule qu'un BACS est un système permettant de piloter les usages électriques d'un bâtiment pour réaliser des économies d'énergies. La norme fixe également qu'un système BACS est attribué une classe (A, B, C ou D). Ces classes offrent des niveaux d'efficacité et fonctionnalités différents mais ont de commun qu'elles assurent :
 - La mise en réseau informatique reliant les équipements électriques d'un bâtiment à un poste de gestion permettant d'en centraliser et coordonner le pilotage via notamment une programmation horaire des équipements ;
 - La mise en place de boucles de rétroaction qui vont collecter les informations sur les usages réels des équipements, grâce aux capteurs constituant le réseau informatique, les analyser et modifier en conséquence les consignes de programmation.
- Le « BACS réglementaire » défini via le décret idoine qui stipule que les BACS conformes à la réglementation, et donc devant être installés sur les bâtiments tertiaires d'une puissance nominale >70 kW, doivent être de classe C (tel que défini par la norme) mais doivent également :
 - Disposer d'une fonctionnalité de gestionnaire d'énergie et permettre le suivi et l'analyse des consommations via une représentation graphique des consommations et production ;
 - Être inspecté à l'installation et tous les 5 ans (le « commissioning »), ou tous les 2 ans si des changements ont été effectués sur l'installation ;
 - Les bâtiments devant se soumettre aux décrets tertiaires et BACS peuvent bénéficier d'une dérogation, en cas de « temps de retour sur investissement inférieur à dix ans ». **Il est important de noter qu'à ce stade, aucun suivi et ou sanction n'est prévu en cas de manquement au décret BACS. Un tel manquement peut par ailleurs être dû à une mauvaise formation des acteurs.**

5.2.2. Opportunités et limites de l'activation des flexibilités par la connexion des BACS à la sortie TIC de la chaîne de comptage affaire marché

Pour rappel, les bâtiments reliés à un Point de Livraison (PDL) BT > 36 kVA sont équipés de compteurs PME – PMI (520 000 installés), et de compteurs SAPHIR et ICE pour le HTA (36 000 installés), généralement rassemblés au sein du terme « compteurs marché d'affaire ».

- Les « BACS solutions » qui correspondent aux offres commercialisées par équipementiers qui peuvent comporter des fonctions additionnelles, ou à l'inverse faire abstraction de certaines fonctions définies par la norme et le décret BACS. La terminologie de ces offres peut grandement varier en fonction des stratégies propres aux services R&D et marketing des entreprises, on se retrouve ainsi avec de nombreuses appellations (BACS, GTC, GTE, Supervision, Hypervision, EMS) répandues dans le langage courant du secteur mais auxquelles ne sont rattachés aucune définition normative ou réglementaire partagée.

L'obligation d'installation des solutions de pilotage BACS au sein des bâtiments tertiaires >290 kW pour répondre aux objectifs de baisse de la consommation énergétique amène donc les gestionnaires et usagers à s'intéresser aux autres façons de rentabiliser ces infrastructures.

Dans ce sens, la flexibilité offre de nouvelles opportunités de valorisation économique à travers :

- Les mécanismes d'effacement explicite. La fiabilité de cette valorisation se traduit par des AOE ouverts par RTE chaque année dont tous les candidats ont pu se porter lauréats ;
- L'adaptation à des tarifs plus variables récompensant le positionnement des consommations à des moments plus opportuns pour l'EOD ;
- L'optimisation de l'autoconsommation à l'échelle du bâtiment.

Cette valeur acquise par les agrégateurs est ensuite redistribuée selon leur politique commerciale entre les différents acteurs en gré à gré :

- Gestionnaire (property asset manager) ;
- Prestataires de facility/energy management ;
- Locataires.

La sortie Télé Information Client (TIC) des compteurs marchés d'affaires donne accès à des données en temps réel uniquement directement depuis le compteur via une connectique filaire.

L'activation et l'accès à la TIC est à demander auprès d'ENEDIS.

La TIC a l'avantage de délivrer en temps réel différentes données :

- Des trames « courtes », environ toutes les secondes, pour la diffusion des flux d'énergie en consommation et en puissance : index d'énergie active/réactive/apparente associés aux 2 calendriers indépendants gérés par le compteur (calendrier Distributeur, calendrier Fournisseur), puissances maximales atteintes, tangente phi, etc ;

Dans le cadre de la flexibilité explicite, il n'est pas possible pour les opérateurs d'effacement de véhiculer un signal d'effacement à un BACS à travers la chaîne de comptage marché d'affaire pour des raisons techniques et de cybersécurité ; passer via un cloud et une API est donc nécessaire.

Dans le cadre de la flexibilité implicite, en connectant directement les BACS à la TIC, il serait possible pour les exploitants d'adapter les BACS aux informations tarifaires utilisées pour la facturation (HP/HC plus dynamiques et aux offres à pointes mobiles) sans forcément nécessiter une connexion à internet. Cela permettrait également de recevoir en temps réel la puissance disponible au PDL avec surveillance pour ne pas dépasser la puissance souscrite, qui pour le cas du marché d'affaires est une puissance souscrite surveillée (pas de déclenchement en cas de dépassement, mais facturation supplémentaire).

Maximiser l'utilisation de la TIC dans le cadre de la flexibilité implicite est pertinent, compte tenu des millions

- Des trames « longues », environ toutes les « n » minutes (« n » étant paramétrable entre 1 et 5 minutes), pour la diffusion des données contractuelles associées aux 2 calendriers Distributeur et Fournisseur : période tarifaire en cours, puissance souscrite, horadates des début et fin de la période tarifaire dynamique (pour les sites ayant souscrit une offre de fourniture avec période mobile), etc.

de compteurs déjà déployés. Cependant, les conditions d'asservissement des BACS à la TIC sont spécifiques au marché français, or les constructeurs développent des solutions de pilotage des usages normalisées à l'échelle européenne voire internationale. Par ailleurs cet asservissement ne permet pas d'intégrer les données en € et en CO2 qui sont aujourd'hui incontournables comme éléments de motivation. C'est pourquoi les chaînes d'activation s'organisent nécessairement autour des API comme SGE tiers notamment pour récupérer les périodes tarifaires.

Il convient de préciser que la solution ne réside pas automatiquement dans l'arbitrage « TIC vs API », mais dans la normalisation des données communiquées et dans le développement des convertisseurs de protocole.

Le canal des API reste une solution souhaitable dans une situation d'urgence de fluidification des communications pour exploiter le gisement des flexibilités et ce à l'échelle supranationale.

5.2.3. Opportunités et limites à l'activation des flexibilités par les BACS via connexion aux clouds partenaires et API

5.2.3.1. *A cause de modèles de données non harmonisés, de solutions partenaires et de BACS non connectés, l'activation des flexibilités par API est aujourd'hui limitée*

Le risque est fort qu'un certain nombre de bâtiments tertiaires, qui pourraient valoriser leur capacité de flexibilité, s'équipent de solutions de BACS certes pensées pour permettre des économies d'énergies « nativement » via une meilleure gestion des équipements, mais pas nécessairement en capacité d'interpréter les signaux de flexibilité externes (ce qui nécessite une connectivité) et de déclencher des scénarii énergétiques en conséquence dans le bâtiment, en partie à cause d'une coordination difficile entre exploitant, usagers, gestionnaires du bâtiment etc (voir 5.2.4).

Premièrement, les solutions propriétaires vendues par certains équipementiers empêchent des acteurs externes, type agrégateurs techniques et ou commerciaux, de correctement s'approprier l'infrastructure informatique du BACS voire d'envoyer des ordres de modification des consignes directement aux automates de télégestion, venant ainsi grandement limiter les capacités de flexibilité dynamique du bâtiment dans les faits.

En effet, l'opérateur d'effacement ne se contente pas de récupérer un signal et de le valoriser, mais nécessite un accès et une connaissance précise du fonctionnement des différents équipements : la localisation d'un équipement de chauffage, par exemple, dans une pièce est essentielle au pilotage basé sur la présence/vacances et degré de confort.

Dans le cas d'équipementiers en charge de la gestion des installations qu'ils déploient (intégration, contrat d'exploitation et d'assurer l'adéquation des offres tarifaires avec les consommations) ce suivi plus simple, mais c'est rarement le cas.

Les agrégateurs, par exemple, se reposent sur des protocoles existants variés et non uniformisés comme le BACNET avec des données en unité assez révélatrices (degré celsius pour le chauffage, nom du point de donnée assez explicite). Deux modèles américains de représentation de la donnée (haystack, brics) permettent de faciliter l'identification et la localisation des automates. **Ce "zoning" des points de données est indispensable pour la prise en compte du confort de l'occupant mais pourtant difficile à cause d'un manque de suivi dans le temps avec l'intégrateur informatique et généralement d'une méconnaissance du process du client (confort, ou process industriels) et des contraintes associées.**

L'agrégateur chargé de valoriser la donnée peut détecter aussi dans ce cloud les données du BACS sans savoir quel automate est identifié. **Les équipementiers doivent donc s'atteler à cette uniformisation pour permettre à l'intégrateur de créer les zones et d'associer chaque équipement à une zone dans le bâtiment.**

Il existe donc une multitude de protocoles propriétaires pour garantir la communication des données disponibles, **mais il n'existe actuellement pas de protocole d'interopérabilité et de modèle de donnée majoritairement adopté et garanti au niveau européen pour ces systèmes.**

NCDR :

Le groupe de travail européen WG 21 TC57 (notamment via les normes IEC 62746 Open ADR et IEC 62325) travaille actuellement à la définition du modèle de donnée et **des protocoles d'échange standardisés pertinents** pour traiter la relation entre les Balancing Responsible Party et SP (opérateurs d'effacement et fournisseurs), les CU Operator (agrégateurs techniques) et les Local Consumer Energy Manager (clients flexibles).

D'après le NCDR proposé par ENTSO E et EDSO Entity, les CU operators (agrégateurs techniques de flexibilité : gestionnaires de portefeuilles de BACS/GTB, bâti...) et fabricants de "ressources techniques" (comme des BACS par exemple) doivent garantir que leurs clients flexibles (s'ils en représentent) peuvent :

- Changer de CU operator ;
- Utiliser leur CU sans CU operator.

On insiste donc sur une interopérabilité et standardisation des données entre CU operators, et donc **l'ouverture des données des portefeuilles de BACS pour des transferts de pouvoir de la part des clients flexibles.**

Le NCDR envisage également, dans son article 30, que dans l'année suivant son entrée en vigueur soit évalué par EU DSO Entity et ENTSO E **le profil à risque des CU operators (et donc gestionnaires de portefeuilles de GTB, gestionnaire d'énergie du logement...) pour des raisons de cybersécurité.**

L'article 33 dispose en outre que les clients flexibles doivent pouvoir changer de Service Provider (SP = fournisseur, opérateur d'effacement) pour valoriser leurs CU. L'article 33b dispose que ce "switching" doit être permis par une **interface standardisée de communication entre petits CU et SP.**

Deuxièmement, la majeure partie des BACS n'étant pas connectés à internet (le décret BACS n'y contraignant pas), **l'agrégateur technique est chargé de faire remonter dans un cloud les données bâtimentaires, qui ensuite fait redescendre les données dans le bâtiment via une API.** Certains acteurs prévoient des solutions qui remontent automatiquement les données du BACS/automates sur ledit cloud, **mais cela reste très rare sur le parc existant.** Les gestionnaires de bâtiments préfèrent également parfois garder leurs coordonnées en local pour des raisons de cybersécurité.

Faute d'agrégateurs techniques pour effectuer ce travail, **la capacité « native » des bâtiments équipés de BACS à recevoir et s'adapter à des signaux tarifaires ne passant pas via la TIC est donc limitée.** Cela diminue également la capacité d'effacement du bâtiment directement via un opérateur d'effacement, car pour pouvoir équilibrer les charges et répondre à une demande d'effacement, les opérateurs d'effacement ont besoin de recevoir en cloud to cloud (plateforme BACS – opérateur d'effacement) :

- Données profondes du bâtiment : données d'historique de consommation, de température intérieure extérieure, comportement thermique, occupation, données de prévision de production si disponibles, données des éventuels équipements de stockage (batterie) ;
- Données classiques : puissance souscrite, puissance effaçable (profondeur d'effacement disponible, délai d'activation, nombre d'activation possible par jours etc), delta courbe de charge prévue par le GRD et courbe de charge constatée à la maille du poste source (dans le grand tertiaire).



RECOMMANDATIONS DE TSG

Pour répondre à ce besoin de lisibilité pour les gestionnaires de bâtiment souhaitant s'équiper de BACS en mesure de s'adapter à un signal tarifaire ou bien de valoriser leur potentiel de flexibilité, la filière a lancé la marque collective Flex Ready.



Flex Ready est une marque permettant d'identifier les solutions de pilotage capables d'optimiser la consommation d'énergie des bâtiments tertiaires, en lien avec des signaux standardisés issus des acteurs du système électrique (voir 4.1.2, 4.1.3 et 4.1.4 et 4.1.5) :

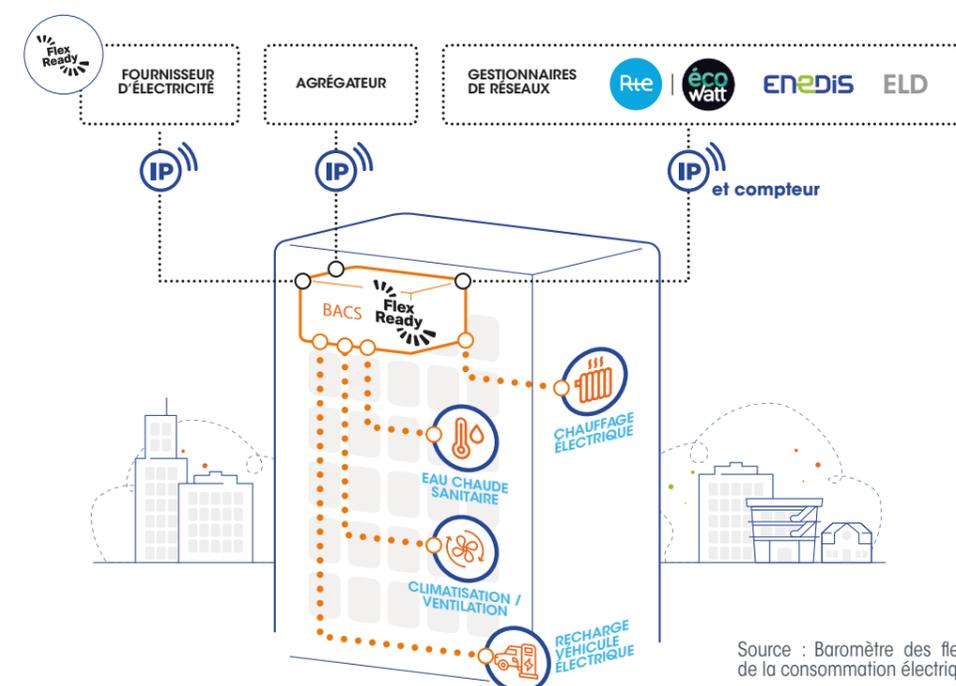
- Fournisseur d'électricité (émetteur du signal, nommé FE dans la suite du document) ;
- Opérateurs d'effacement (émetteur du signal, nommé OE dans la suite du document) ;
- Gestionnaires de réseaux d'électricité (émetteur du signal, nommé GR dans la suite du document).

Un premier référentiel BACS « Flex Ready » est en cours d'élaboration et fait notamment l'état des données et formats utiles à la mise en œuvre de la flexibilité par

le BACS et à la bonne adoption par le gestionnaire de bâtiment :

- L'horloge : pour l'adaptation des consignes selon le pas de temps standardisé (15 mn minimum), échangeant des données en bidirectionnel.
- La puissance maximum instantanée (kW) : le calcul de la puissance instantanée ;
- Le prix (en €/kWh) : la réception et interprétation des prix de l'électricité émis par le fournisseur d'énergie en fonction des périodes de la journée ;
- La puissance souscrite (kVA) : la réception et interprétation de la puissance souscrite reçue du fournisseur d'énergie ;
- Empreinte carbone (tonne équivalent CO₂) : la réception et interprétation des informations CO₂ en fonction des périodes de la journée.

A la réception de ces données via des canaux standardisés (chaîne de comptage ou API), le BACS « Flex Ready » est en mesure de moduler ou décaler des usages de manière automatisée, selon des scénarii programmés par le gestionnaire de bâtiments. Deux paramètres principaux sont à prendre en compte dans le fonctionnement d'un BACS flex-ready : la capacité du BACS à établir une prévision de ses consommations futures, par usage dont IRVE et le choix du gestionnaire de bâtiment de s'engager sur des scénarii de flexibilité, l'arbitrage étant essentiel entre les signaux reçus :



Source : Baromètre des flexibilités de la consommation électrique, p38

RECOMMANDATIONS DE TSG

Compte tenu de la multiplicité des protocoles propriétaires, se défend l'idée d'API standardisées au niveau européen que les BACS « Flex Ready » seraient en mesure d'interpréter.

De telles API, dotées d'un cadre de référence, permettrait de fixer un processus partagé entre les acteurs et une stabilité en cas de changement de fournisseurs ou d'opérateur d'effacement, en se connectant directement aux BACS.

De telles API «Flex Ready» sont en cours de construction au sein la marque, notamment concernant les échanges entre OE et BACS Flex Ready reposant sur la norme IEC 62746-4. Une première proposition d'API similaire pour les échanges en FE et BACS Flex Ready est disponible en annexe.

NCDR : Concernant cette API standardisée du référentiel (BACS) FLEX READY, selon la terminologie européenne et les travaux menés par l'IEC :

- Le CU operator, devant mettre à disposition des données sur l'offre de flexibilité (identification, quantification, localisation) sur le registre de flexibilité, doit être capable à travers une API de fournir un message ascendant vers le fournisseur et l'opérateur d'effacement ;
- Une telle API native peut s'aligner sur la norme internationale IEC 62746-4 pour garantir une interopérabilité minimale. Cette norme couvre principalement le modèle de données à échanger en cloud to cloud ;

- L'API doit permettre les messages bidirectionnels entre CU et SP (donc entre BACS et fournisseurs):
 - Dans le cadre de la flexibilité explicite, le CU operator peut par exemple émettre un message "bid/offer" (le prix qu'il assigne à son offre de flexibilité) ;
 - Dans le cadre de la flexibilité implicite, le fournisseur émet un message "commodity and price" (signal tarifaire issu du fournisseur).

Flex ready ne nécessite pas que le BACS fournisse sa capacité de flexibilité de manière prévisionnelle, mais cette option est bien entendu possible pour les BACS les plus évoluées. Ainsi le SP pourrait fournir cette information au CUO qui aurait la responsabilité de l'activation ou pas. Ces fonctionnalités évoluées nécessitent d'intégrer des briques d'IA aux BACS.

5.2.3.2. Définir un réseau de communication en fonction du cas d'usage pour une communication optimale entre système de pilotage des consommations d'énergie et les armoires de télégestion

Ces signaux reçus et envoyés par les BACS ou autres systèmes de pilotage, sur le terrain, doivent faire appel à des réseaux IoT. Choisir tel ou tel réseau de communication de données dépend à la fois du territoire et de l'usage visé.

L'USEDA, syndicat d'énergie de l'Aisne, a ainsi établi une nomenclature : en fonction du coût d'investissement et du type de donnée utile au pilotage visé, la technologie utilisée ne doit pas être la même au risque de compromettre la qualité du signal. Un enjeu principal de la capacité à recevoir et interpréter un signal de flexibilité est donc le choix de la technologie dans le partage des paquets de données.

En effet, le signal en temps réel des flexibilités dépend de l'efficacité de la technologie de communication, laquelle dépend de l'usage - certains territoires ayant développé un maillage en LoRa, il peut être tentant de baser tout pilotage sur ce réseau, alors qu'il n'est pas le plus adapté pour

communiquer les données. En partant ainsi du cas d'usage et du bâtiment, le syndicat USEDA dans l'Aisne estime que **pour piloter un BACS, la technologie IP (internet) est nécessaire, alors que le réseau LoRa ne permet pas un pilotage fin.** En effet, selon l'USEDA le LoRa ne permet pas un envoi fluide et précis de plannings et de trames temporelles, à la différence d'autres technologies. Il convient toutefois de savoir quand le temps réel est nécessaire, ce qui n'est pas dans le cadre des flexibilités étudiées dans ce rapport un besoin récurrent, mais plutôt ponctuel voire très ponctuel.

De même, par pragmatisme, le syndicat à travers son application USEDARoc préconise une infrastructure GSM pour ses armoires de télégestion (éclairage public et chauffage). Les infrastructures GSM étant amorties par de très nombreux usages et les besoins en data étant très faibles sur le périmètre du syndicat, les coûts d'exploitation sont très faibles (par exemple, pour une connexion de chaudière).

RECOMMANDATIONS DE TSG

Il convient donc de déterminer quelle technologie de communication est la plus adaptée pour chaque usage, afin d'éviter un envoi de données lacunaires ou mal supportées par le canal, qui ne permet pas le pilotage malgré la présence de l'infrastructure physique.

5.2.4. Quelles limites organisationnelles, humaines et économiques au pilotage des BACS

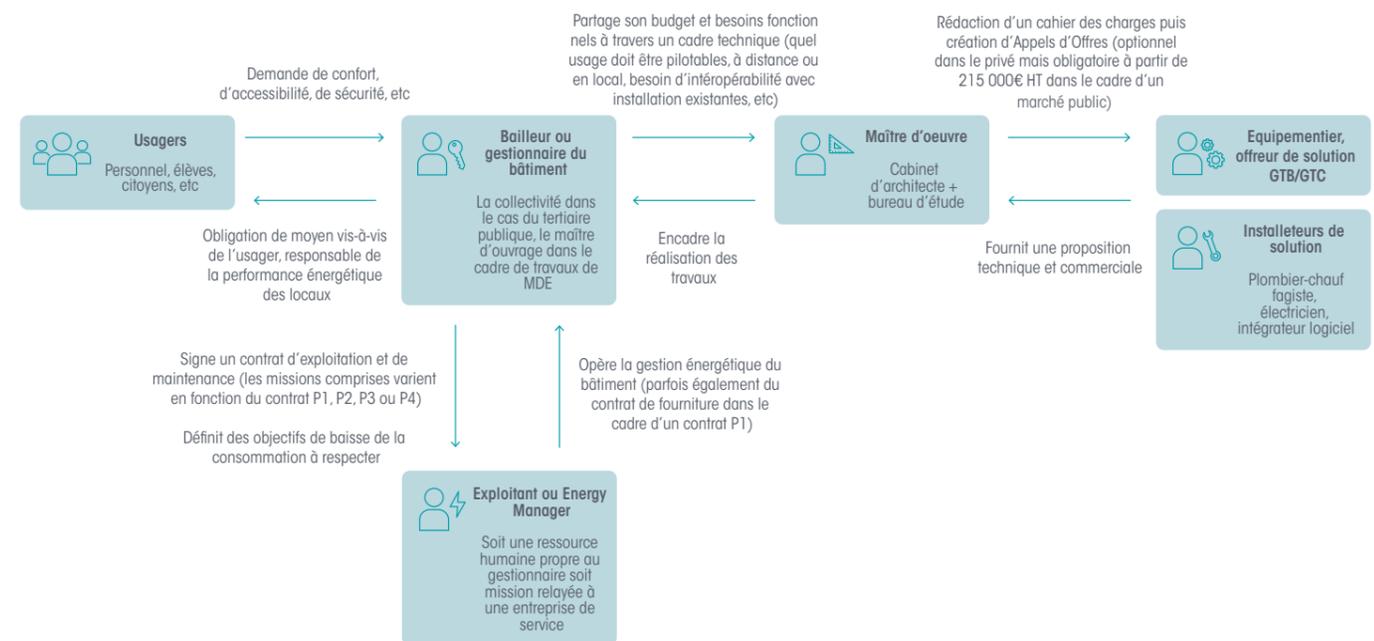
5.2.4.1. Une chaîne d'acteur complexe, changeante et hétérogène d'un parc de bâtiment à un autre qui rend difficile l'exploitation dans le temps des BACS

La capacité d'une infrastructure à permettre à un bâtiment de valoriser son potentiel de flexibilité sur les marchés dépend très largement des chaînes d'acteurs nécessaires à l'exploitation de cette infrastructure. **Or, bien souvent c'est dans la compréhension des enjeux propres aux relations entre**

ces différents acteurs que se trouve les principaux freins à l'activation des flexibilités dans les bâtiments tertiaires.

La construction et l'exploitation des bâtiments tertiaires impliquent une palette très large d'acteurs aux objectifs, moyens, compétences et enjeux commerciaux distincts.

La relation liant ces acteurs peut être résumée avec ce schéma :



Les entretiens menés avec les syndicats d'énergies et collectivités ont mis en exergue que la question des ressources humaines dédiées à la gestion des bâtiments est un sujet crucial pour garantir l'utilisation efficace des solutions de pilotage installées, pour plusieurs raisons :

- La maintenance des installations n'est que très rarement opérée par les équipementiers, installateurs ou intégrateurs informatiques, faute de personnel possédant le temps ou les compétences techniques pour la gestion énergétique des bâtiments, le gestionnaire de bâtiment étant donc contraint de passer par un exploitant ou des ressources humaines propres qui n'a bien souvent pas l'historique du bâtiment ;

- C'est pourquoi la **gestion énergétique est régulièrement mutualisée entre plusieurs bâtiments voire communes et déléguée à un exploitant.** Cependant, la définition d'un contrat d'exploitation et de maintenance adapté au parc immobilier nécessite une **compréhension fine des enjeux de MDE**, pas toujours maîtrisée par les collectivités ;
- Plus largement, les plus grands bâtiments tertiaires changeant régulièrement de gestionnaire, le **suivi dans le temps des installations et du plan de comptage énergétique s'avère souvent insuffisant.**

Le rôle clé des syndicats d'énergie

En complément des acteurs décrits ci-dessus, les syndicats d'énergie apportent une expertise aux collectivités dans la gestion énergétique des bâtiments tertiaires publics.

Suite à l'annonce du plan de sobriété, les collectivités ont ainsi lancé un plan volumineux de diagnostic énergétique pour identifier les bâtiments les plus à risque. Dans ce cadre certains syndicats d'énergie (comme le Sydev) fournissent un catalogue d'outils, comme passerelle entre techniciens et élus :

- **Soutien financier à l'installation de solutions de pilotage** : apporte une aide à la définition du cadre technique transmis au maître d'œuvre pour l'installation de solutions de pilotage et maîtrise de l'énergie de bâtiments tertiaires, conseil sur les propositions techniques et commerciales, puis, si la proposition correspond aux prérequis techniques demandés par le Sydev, une aide financière via subvention est accordée. Le choix final du prestataire appartient à la collectivité ;
- **Outil pour suivi des consommations d'énergie** : financé par le Sydev, les communes intéressées peuvent accéder via un logiciel à un suivi agrégé des consommations et facturations à l'échelle de leur bâtiment, commune et PDL ;
- **Outils de pilotage et de supervision des données** : l'exemple de l'outil développé par l'USEDA témoigne de la capacité des syndicats à proposer des outils adaptés aux besoins des collectivités.



RECOMMANDATIONS DE TSG

L'enjeu est donc **d'impliquer horizontalement les acteurs directs de bâtiment** (technicien > responsable bâtiment > responsable Conseiller en Energie Partagée des communes ou des questions énergie) pour accélérer l'adéquation du fonctionnement des solutions de pilotage installées au besoin en flexibilité. **Car vécu de ces acteurs intermédiaires, l'effacement est souvent vu comme une solution court-termiste et subie**, pas forcément corrélée à une demande des personnels, d'où un manque d'intérêt palpable.

La nomenclature des responsabilités et niveau de formation travaillée par l'Alliance Immobilière pour la Convergence Numérique (AICN) devrait permettre une **bonne communication et implication entre ces acteurs et les nombreux prestataires (exploitants, opérateurs d'effacement etc)**. Sa référence par contractualisation entre les parties prenantes est un gage de succès dans la compréhension mutuelle.

5.2.4.2. Une interface pas nécessairement adaptée aux compétences des gestionnaires de bâtiments

La réglementation impose que les bâtiments tertiaires concernés par le décret BACS intègrent une interface de suivi des consommations pour faciliter leur utilisation par les gestionnaires de bâtiments.

Dans la réalité, à cause d'un accompagnement insuffisant des gestionnaires de bâtiments, il est fréquent que les BACS historiquement installés ne disposent pas d'interface

graphique de suivi. La collectivité, maître d'ouvrage, ne précise en général pas dans les cahiers des charges les interfaces humaines machines souhaitées pour la solution BACS choisie, et se retrouve donc à la livraison du BACS avec une interface pas forcément maîtrisée et donc sous-exploitée et insuffisante pour optimiser la consommation, et encore moins pour valoriser la flexibilité.



RECOMMANDATIONS DE TSG

La filière smart grids plaide pour un effort de communication plus soutenu auprès des gestionnaires de bâtiments et maîtres d'ouvrage pour assurer que les BACS installées

répondent aux exigences du décret BACS et soient Flex Ready dans les cas où le gestionnaire souhaite valoriser la flexibilité de son bâtiment.

5.2.4.3. Une sous-estimation des coûts liés aux moyens humains nécessaires pour l'exploitation des BACS, notamment pour les collectivités.

Comme expliqué précédemment, la collectivité, en tant que maître d'ouvrage, passe commande au maître d'œuvre en charge de la partie technique, lequel émet son offre et permet la création du marché de travaux. Cette commande publique résulte d'un budget d'investissement, voté par la commune, qui oriente ce déploiement.

Mais bien souvent, le budget défini par le maître d'ouvrage (gestionnaire du bâtiment) **ne prend pas en compte les frais d'exploitation** (maintenance, pilotage via exploitant ou ressource propre, coût énergétique etc) du bâtiment sur le long terme, pourtant cruciaux pour exploiter le potentiel de la BACS, **faute d'interface adaptée et de compétences propres au sein des collectivités**.

Faute d'évaluation des coûts exhaustive, il est très rare que les bureaux d'études réalisent des calculs de rentabilité en amont des projets d'installation de BACS afin de définir le retour sur investissement sur le long terme, pourtant nécessaire dans le cadre du décret BACS pour bénéficier d'une dérogation. **L'étude de rentabilité n'est par ailleurs pas obligatoire**.

En outre, le maître d'œuvre, une fois la BACS posée, ne s'assure pas de l'optimisation des sondes ou capteurs et il n'existe pas d'obligation à surveiller la connectivité de la BACS et son adaptation aux équipements par les poseurs et intégrateurs.

Outre un budget qui ne couvre finalement qu'un aspect technique et court-termiste d'un déploiement pourtant orienté sur le long terme, et un manque de suivi suite à l'installation des BACS, **on note un recours accru à des prestataires pour assurer l'exploitation, ce qui peut se traduire par un écart grandissant entre réalité du terrain et objectif de conformité des contrats**. En effet, les contrats d'exploitation et de maintenance, selon leur place dans la nomenclature (P1, P2, P3...) garantissent l'entretien des installations. Dans le cas d'un déploiement de BACS, la commune peut ainsi choisir de payer l'exploitant pour qu'il devienne titulaire à sa place du contrat d'énergie, la commune peut alors décider d'assortir à cette **externalisation du contrat de fourniture à une offre d'intéressement** : la commune et l'exploitant fixent un objectif d'économie d'énergie. En cas d'atteinte de l'objectif, l'exploitant récupère une part du bénéfice.



RECOMMANDATIONS DE TSG

L'addition de clauses d'intéressement vers davantage de flexibilité au contrat d'exploitation permettrait d'inciter exploitants et gestionnaires à mettre au point un plan de valorisation de la capacité de flexibilité des bâtiments. Les conditions, critères d'évaluation et objectifs formulés au sein de ces clauses restent à définir. Comme mentionné précédemment, le travail mené actuellement par l'AICN sur la définition des rôles et responsabilités viendra enrichir cette réflexion.

À noter que le référentiel BACS Flex Ready s'intéresse non seulement aux prérequis techniques pour qu'un BACS puisse être « flexible » mais que l'intégration de prérequis organisationnels, sur la base des travaux menés actuellement par la filière, est également envisagée.

Finalement, cette tendance à l'externalisation, à la sous-traitance, à la délégation des tâches peut mener à une sous-estimation des besoins de pilotage et des moyens RH de la collectivité.

Cette sous-estimation des coûts doit être mise en perspective des difficultés d'estimation des gains apportés par la flexibilité sur le moyen et long terme, à cause :

- **Du manque de visibilité à long terme sur la rentabilité apportée par les dispositifs de soutien public aux flexibilités décarbonées** (Appel d'Offre Effacement devenu AO Flexibilités Décarbonées) opérés par RTE. L'impossibilité pour les acteurs de s'engager sur des contrats pluriannuels et la refonte du mécanisme de capacité prévu pour 2026 complexifie la capacité des acteurs à projeter leur investissement sur moyen/long terme ;
- **Des contrats proposés aux gestionnaires par les fournisseurs** ne permettant pas systématiquement de bénéficier de tarifs propices à la flexibilité.

“ **Finalement, cette tendance à l'externalisation, à la sous-traitance, à la délégation des tâches peut mener à une sous-estimation des besoins de pilotage et des moyens RH de la collectivité.** ”

Pour mieux appréhender les coûts liés à l'exploitation des BACS, il est possible de :

- Intégrer dans le budget global de l'opération le coût lié à l'installation et l'exploitation d'un BACS en conformité avec le cadre de référence BACS FLEX READY tel que décrit en 5.2.3.1. De l'autre côté, un BACS Flex Ready minimiserait également les coûts d'opérations manuelles par une automatisation de l'interface. Un calcul coût-bénéfice serait à mener ;
- Permettre, dans la contractualisation, la mention à un cadre de référence Flex Ready, ou l'usage de la marque Flex Ready ainsi que le référentiel de missions et responsabilités permettant à sa bonne implémentation et évolutivité. Ce référentiel d'organisation contractuelle fait partie du cadre de référence Flex Ready et est au cœur des travaux de l'AICN ;
- Financer les postes et la montée en compétence pour une réelle analyse des besoins de la collectivité en termes d'équipement coûteux, et de disposer d'assez de ressources humaines pour en assurer la maintenance et le pilotage.²⁸ Des partenariats avec la FNCCR pourraient accélérer la montée en compétences des agents publics ;
- Des outils tels que le l'USEDARoc, développés par le syndicat d'énergie, peuvent permettre aux élus de petites communes sans ingénierie de piloter des usages en mutualisant les coûts des infrastructures numériques.

5.3. LES SPÉCIFICITÉS DE L'ACTIVATION DES FLEXIBILITÉS DANS LES BÂTIMENTS TERTIAIRES >36 KVA NON ÉQUIPÉS DE BACS

5.3.1. Des solutions de pilotage usage par usage nécessitant parfois une intelligence centralisée à l'échelle du bâtiment

De nombreux bâtiments tertiaires non soumis au décret BACS (donc d'une puissance comprise entre 70 kVa et 36 kVa) ne disposent pas d'infrastructures matérielles de pilotage des usages centralisées type BACS, mais sont plutôt équipés de solutions de pilotage usage par usage (thermostats connectés, IRVE etc) voire de sources de productions solaires ou de stockage.

Dans la réalité du cycle de vie de ces bâtiments tertiaires et dans une optique de nécessité de pilotage des usages les plus énergivores (IRVE, CVC, ECS) des problèmes d'équilibre des charges et de compatibilité des solutions de pilotage peuvent se poser, lorsque par exemple, un bâtiment s'équipe de solutions modulaires de CVC ou thermostats pilotables via une application propriétaire différente pour chaque équipementier, puis quelques années plus tard de bornes de recharge pilotables. Ces différentes solutions sont généralement pilotables à distance via des applications smartphones qui ne prennent pas en compte les consommations et productions des autres usages au sein du bâtiment.

Il devient alors parfois nécessaire de recourir à une « intelligence » à l'échelle du bâtiment pour équilibrer les charges de ces différents usages (particulièrement lorsque des unités de production solaire sont également installées sur le bâtiment), ce que permettent les solutions logicielles de pilotage des consommations d'énergie (communément appelées gestionnaires d'énergie petits tertiaires).

À la disposition des gestionnaires ou exploitants, ces solutions sont des systèmes automatisés qui rendent intelligibles et interprétables les données énergétiques de consommation et production d'un bâtiment ou site industriel via des visualisations graphiques, outils de suivi en temps réel et solutions d'analyse de la qualité de l'énergie.

L'interprétation de ces données doit faciliter la gestion des ressources énergétiques consommées et produites par un bâtiment, dans les limites imposées par son contrat de fourniture, sa puissance souscrite et les contraintes éventuelles du réseau, optimiser la consommation énergétique et ainsi pour en réduire les coûts, notamment en évitant les surdimensionnements de puissance maximale du compteur.

Pour fonctionner, le gestionnaire d'énergie est paramétrable selon différents critères : les plages tarifaires, les conditions météorologiques, les profils de charge, le confort des consommateurs, la production du bâtiment, l'impact CO2 de l'électricité consommée.

Cependant il est fréquent que des problèmes d'incompatibilité existent entre ces solutions logicielles et les infrastructures matérielles préalablement installées. Pour éviter cela, Think Smartgrids et l'association professionnelle IGNES milite pour un parcours simplifié des clients en recommandant l'installation dans un premier temps d'une solution logicielle de pilotage des usages puis graduellement, lorsque pertinent, de solutions matérielles de pilotages/production/stockage usage par usage. Ces logiciels seraient donc soumis à une obligation de mise à jour afin de garantir l'intégration des nouveaux usages pilotables dans son système.

Cependant, de manière similaire aux BACS, ces solutions sont principalement pensées pour répondre à un besoin de maîtrise de l'énergie (MDE) à l'échelle du bâtiment, et non à un besoin de flexibilité.

“ **Cependant il est fréquent que des problèmes d'incompatibilité existent entre ces solutions logicielles et les infrastructures matérielles préalablement installées.** ”

²⁸. Des exemples dans le Finistère ont montré la possibilité, par le syndicat d'énergie, d'un accompagnement du déploiement des BACS en amont et en aval : analyse fonctionnelle, échanges plus fréquents avec le maître d'ouvrage afin que celui-ci connaisse l'interface de pilotage à la réception du chantier...



RECOMMANDATIONS DE TSG

Pour limiter les risques d'installations de solutions non adaptées aux besoins, une communication plus claire sur les solutions de pilotage des consommations d'énergie en mesure de recevoir des signaux d'activation tarifaires et d'opérateurs d'effacement doit être déployée et la création de label, similaire à la marque Flex Ready, pour aider les consommateurs doit être généralisée.

Au même titre que les solutions BACS, ces solutions doivent :

- Être en mesure de recevoir des signaux du fournisseur d'électricité, de l'opérateur d'effacement et des gestionnaires de réseaux ;
- Envoyer des consignes de programmation des usages en fonction de signaux de flexibilité provenant du réseau, de l'opérateur d'effacement et du fournisseur (minimum requis) ;
- Suivre la puissance appelée par le bâtiment par usage et par zone, en plus du suivi de la consommation d'énergie consolidée a posteriori (minimum requis) ;
- En option, communiquer la capacité d'effacement du bâtiment et d'attester de la réalisation de ce dernier via la mise à disposition de ses données grâce à une API standardisée. (optionnel).

5.3.2. Pour les plus petits bâtiments ne nécessitant pas d'intelligence centralisée, garantir la capacité des applications propriétaires à recevoir des signaux de flexibilité implicite

Il est également important de noter que ces solutions de pilotages modulaires proposées par les équipementiers sont accompagnées d'application accessibles via smartphone ne

pouvant pas interpréter les signaux tarifaires des fournisseurs, ou les ordres d'effacement des opérateurs.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Pour maximiser les infrastructures d'usages connectés déjà déployées (types IRVE, radiateurs et thermostats connectés et tout autre équipements électrique énequivore pilotable) il est nécessaire de :

- Encourager les équipementiers à permettre la réception de signaux d'activation tarifaires ou d'opérateurs d'effacement ;
- Encourager les partenariats entre agrégateurs et équipementiers pour ouvrir l'accès à leur application de pilotage et faciliter l'agrégation de ces usages au sein de parcs.

5.4. CONCILIER L'ÉVOLUTION DES USAGERS VERS DES PRATIQUES FLEXIBLES ET LE DÉPLOIEMENT DE TECHNOLOGIES ADAPTÉES À L'USAGE DU BÂTIMENT

Nous venons de voir que l'activation des flexibilités doit reposer sur des infrastructures en capacité de faire varier la courbe de charge des usages en réponse à un signal externe (qu'il provienne des fournisseurs, opérateurs d'effacement ou gestionnaires de réseaux).

Le « parcours client », c'est-à-dire l'implication demandée à l'utilisateur dans l'activation de ces flexibilités, la valeur ajoutée qu'il peut espérer percevoir et l'impact qui en résultera sur son confort doit être au centre de la construction de ces chaînes d'activations :

- Dans le cadre de la flexibilité implicite et de l'apparition de tarifs plus dynamiques, **l'automatisation des usages aux offres tarifaires souscrites par l'utilisateur représente le principal enjeu ;**
- Dans le cadre de l'effacement explicite, **les efforts demandés aux usagers pour l'adoption doivent être actés en amont au sein d'un cahier des charges liant usagers et le bailleur ou l'opérateur énergétique et définissant les besoins minimums et limites acceptables des efforts prêts à consentir par les usages** (température de chauffe, décalage voire modification des usages).

Comme détaillé en partie 3, les besoins en flexibilité sont de 3 types : régulière, structurelle et de sauvegarde. Certaines caractéristiques des bâtiments vont déterminer leur capacité à répondre, à ces besoins de flexibilité :

- Critères humains ou organisationnels :
 - La présence de personnel dédié à la gestion énergétique du bâtiment et à même de faire le suivi dans le temps de plan de déploiement de flexibilités ;

- La fonction du bâtiment (école, commerce, bureaux, restauration, complexes médico-sociaux etc). Selon celle-ci, les attentes et besoins de ses usagers ont un impact fort sur le potentiel de flexibilité qui peut y être déployé ;
- L'intégration du bâtiment sur un site : un collège couvre plusieurs bâtiments, comme une opération d'autoconsommation collective qui peut valoriser la flexibilité de plusieurs d'entre eux. La notion de site doit être explorée selon différents critères (périmètre, type...).

• Critères techniques :

- Le niveau d'équipement : présence ou non d'une intelligence à l'échelle du bâtiment (type BACS) et nombre d'usages intégrés ;
- La taille du bâtiment et la possibilité de mesurer par zone les activités des usagers dans les espaces pour des réductions de consommation ciblées ;
- L'infrastructure numérique du bâtiment et son appartenance ou non à un cadre numérique de confiance (par exemple, s'il est labellisé R2S) ;
- Le niveau de performance énergétique du bâtiment : il sera bien plus efficace d'anticiper les périodes de chauffe dans un bâtiment en profitant d'une forte inertie thermique (bâtiments RE2020 ou RT2012 par exemple) ;
- La présence ou non d'IRVE, dont le potentiel de flexibilité dynamique est très important, et leur connexion, soit directement au BACS, soit opérée par un acteur tiers, soit complètement dissociée du bâtiment et rattachée à un compteur dédié ;
- La présence ou non de sources de productions renouvelables décentralisées, rarement intégrées aux BACS.



RECOMMANDATIONS DE TSG

À la lumière de ces critères humains, organisationnels et techniques, le passage à l'échelle de la flexibilité des bâtiments tertiaires doit nécessairement passer par un travail minutieux d'identification des chaînes d'activation des flexibilités. Ce travail doit s'inscrire dans une campagne nationale de sensibilisation sur les besoins de maîtrise de l'énergie dans les bâtiments tertiaires.

Un tel travail de coordination entre les différents acteurs de la chaîne de valeur des flexibilités est le plus à même de concilier acceptation par les usagers de pratiques plus flexibles et juste niveau de déploiement d'infrastructures.

5.4.1. Quelle flexibilité pour les bureaux et commerces ?

Pour des informations quantifiées sur le parc de bâtiments des bureaux et commerces, consultez le « Baromètre des flexibilités de consommation électrique »²⁹.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Il apparaît que les bureaux et commerces peuvent :

- Représenter des gisements de flexibilité structurelle via :
 - la souscription de contrats plus incitatifs (cf parties 3.1.3 et 3.1.4) ;
 - la connexion des BACS à internet via des API pour recevoir les informations tarifaires en intrajournalier ;
 - la construction et l'implémentation de scénarios au sein du BACS : mode réduit/coupé le soir et la nuit, par zone, selon les planning réunions, télétravail, vacances, cantine (bureaux) et horaires d'ouverture au public (commerces) ;
 - le raccordement des IRVE aux BACS et une gestion optimisée en grappe.
- Mettre en œuvre de la Flexibilité dynamique de façon facilitée dans le cadre de l'exploitation du bâtiment :
 - La construction et l'implémentation de scénarios adaptés au sein du BACS ;
 - Le décalage de la recharge des IRVE ;
 - La réduction de l'éclairage (extinction d'une ampoule sur 2 par exemple) ;
 - Le décalage ECS en jouant sur le stockage thermique par inertie du bâtiment ;
 - La prise en compte des capacités de production locales et le recours potentiel à de l'autoconsommation.
- Répondre à des besoins de flexibilité de sauvegarde via :
 - L'intégration de l'API EcoWatt au sein du BACS et la construction et l'implémentation de scénarios adaptés.

5.4.2. Quelle flexibilité pour les bâtiments d'enseignements équipés de BACS ?

Pour des informations quantifiées sur le parc de bâtiments d'enseignements, consultez le « Baromètre des flexibilités de consommation électrique ».³⁰



RECOMMANDATIONS FILIÈRE

Pour les écoles équipées de BACS, il est alors naturel de privilégier la flexibilité structurelle :

- Gros gisement d'efficacité énergétique par la flexibilité structurelle et la visibilité offerte par les plannings scolaires : mode réduit/coupé soir, nuit, WE, vacances et par zone inoccupée gymnase, cantines, ... ;
- Promouvoir le déploiement de capteurs de présence et de système de pilotage EMS capables de recevoir des signaux des fournisseurs d'électricité.

Mais peu de place à la flexibilité dynamique :

- Peu de moyens humains et des compétences techniques parfois entravées par un suivi dans le temps incomplet et des injonctions de non altération de l'intégrité des équipements des écoles ;
- Inertie thermique peu performante et besoin de conserver le confort des élèves donc CVC peu effaçable à moins d'un travail important de communication et de prise en compte des usages quotidiens important (communiquer aux usagers la survenue des opérations, les résultats de ces opérations, leurs bénéfices pour le bâtiment, le réseau etc) ;
- Faible présence d'IRVE.

Dans le cadre de la flexibilité de sauvegarde, la mise en place d'un scénario EcoWatt Rouge « test » pour sensibiliser et éduquer apparaît pertinent.

5.5. LA RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DU BÂTIMENT, UNE ÉTAPE INDISSOCIABLE DE LA VALORISATION DE LA FLEXIBILITÉ DES BÂTIMENTS

Dans ce rapport, nous nous intéressons prioritairement à la façon dont les usages des bâtiments tertiaires et résidentiels peuvent être mobilisés pour répondre aux besoins de flexibilité.

Aussi, il est important de **rappeler** que le déploiement de technologies dans les bâtiments pour permettre une industrialisation de l'usage de la flexibilité **doit s'accompagner d'une politique d'efficacité énergétique et de rénovation énergétique massive**. Un bâtiment peut en effet être techniquement un gisement de flexibilité tout en étant une passoire thermique.

Le développement de la flexibilité est donc complémentaire au nécessaire besoin de réduction des consommations de manière générale. L'IFPEB³¹, dans un rapport publié en 2022 rappelait que « **réaliser des opérations de flexibilité permet de s'intéresser à ses consommations électriques, de mieux les comprendre en vue de les optimiser** » et donc par prolongement d'étudier les besoins de rénovation thermique. A l'inverse, **la réalisation d'audit énergétique en vue de rénovation énergétique permettrait également de réaliser des audits sur la capacité de flexibilité des bâtiments**.

29-30. RTE, Think Smartgrids, Enedis, Gimelec, Iignes, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », 2024

31. https://www.ifpeb.fr/wp-content/uploads/2022/03/211004_FLEXMDE_Synthese_VF.pdf

6. QUELLES INFRASTRUCTURES POUR LE PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE AU SEIN DES BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS ET PETITS TERTIAIRES < 36 KVA

6.1. SANS DÉCRET BACS, QUEL CADRE RÉGLEMENTAIRE POUR LES PETITS BÂTIMENTS TERTIAIRES ET RÉSIDENTIELS ?

C'est un fait : les Français pilotent peu leur consommation énergétique hors le ballon d'eau chaude. C'est le principe de « consommer moins » qui a servi de guide au cadre réglementaire des 20 dernières années dans les réglementations et aides des bâtiments (RT2012 puis RE2020, RT existante, DPE, CEE, MaPrimeRenov'...) ou encore dans les réglementations produits (ecodesign...).

Aussi, les signaux tarifaires qui se répercutent dans les offres des fournisseurs sont encore peu incitatifs à la flexibilité. C'est pourquoi l'allègement du coût de la facture énergétique est surtout synonyme de maîtrise de sa consommation.

Les conditions du consommer mieux ne sont pas encore réunies mais une nouvelle dynamique semble se dessiner.

Avec les nouveaux usages qui se propagent rapidement (mobilité électrique, PAC, climatisation, appareils ménagers connectés, production, stockage...), les utilisateurs ont besoin des solutions techniques à même de maîtriser leur facture d'électricité sans rogner sur leur confort.

Le cadre européen a posé le déploiement des systèmes intelligents comme un pré requis aux solutions de pilotage énergétique. « Afin d'aider les consommateurs à participer activement aux marchés de l'électricité, les systèmes intelligents de mesure que les États membres doivent déployer sur leur territoire devraient être interopérables et capables de fournir les données nécessaires pour les systèmes de gestion d'énergie des consommateurs » stipule la directive électricité 2019 du Clean Energy Package.

Pour saisir le gisement de flexibilité dans le résidentiel, le pilotage peut se faire soit en utilisant les capacités constructives des compteurs Linky déjà largement déployés (pilotage par contact sec, idem ECS aujourd'hui ou TIC demain), soit, lorsque pertinent environnementalement ou financièrement, à travers des solutions de pilotage de type HEMS.

Généraliser les BACS aux secteurs du petit tertiaire et résidentiel est couteux et donc non pertinent (cf. rapport de la mission flash de la CRE de 2023). Ainsi, les gestionnaires d'énergie du logement paraissent plus pertinents. Aussi, la nouvelle directive EPBD met l'accent sur la capacité des bâtiments neufs à réagir aux signaux extérieurs et à adapter leur consommation, leur

production, ou encore le stockage d'énergie, favorisant ainsi une utilisation plus intelligente et durable des ressources énergétiques. Elle doit entrer en application au plus tard le 1er janvier 2030.

En revanche, il y a bien quelques incitations règlementaires au pilotage pour les bâtiments non assujettis au décret BACS, bien que le pilotage ne soit pas corrélé à un objectif de flexibilité.

Les professionnels du bâtiment qui contrôlent la chaudière lors de l'entretien annuel doivent vérifier la présence ou non des systèmes de pilotage et proposer un accompagnement au déploiement de ce système au vu de son intérêt (arrêté du 21 novembre 2022 relatif au contrôle et entretien des chaudières et systèmes thermodynamiques). Les accompagnateurs rénov sont aussi soumis à une obligation de sensibilisation (arrêté du 21 décembre 2022 relatif à la mission d'accompagnement du service public de la performance énergétique de l'habitat).

Cependant, certains points noirs règlementaires persistent :

- Tout d'abord, le RE2020 ne concerne que le logement neuf alors qu'en 2050, 80% du parc sera déjà existant ;
- Alors que la notion de confort de l'occupant est centrale dans le secteur tertiaire et résidentiel (et notamment un des points les plus importants dans le déploiement de la flexibilité), on note un point aveugle de la réglementation sur le confort d'été. Il est admis que le pilotage du chauffage reste l'usage le plus représenté dans les textes et les produits. Or, l'automatisation de certains équipements (volets, stores...) permet de lutter contre les vagues de chaleur et permet d'éviter l'utilisation énergivore de la climatisation :
 - La RE2020 n'y fait pas référence, ni les aides à la rénovation, alors que la consommation d'électricité par la climatisation couvre la moitié de l'année ;
 - Le DPE n'offre pas de gain de performance en cas de pilotage pour l'adaptation aux vagues de chaleur.

6.2. QUELS CANAUX D'ACTIVATION DE LA FLEXIBILITÉ DANS LES BÂTIMENTS TERTIAIRES < 36 KVA ET RÉSIDENTIELS ?

Il existe une multitude de possibilités techniques pour piloter les équipements électriques dans le résidentiel et le petit tertiaire. Mais dans les faits, ce pilotage pour la flexibilité est très peu répandu et dépend de plusieurs facteurs :

- De l'existence ou non d'un HEMS et son rattachement à un ou plusieurs usages ;
- De la connexion du compteur à l'un ou plusieurs des équipements de la maison (usages) ;
- Du moyen de transmission des signaux : Contact Sec, TIC (ERL ou filaire), API ;
- Les signaux reçus par un équipement peuvent être une combinaison de ces moyens ;
- De la capacité des équipements à recevoir et comprendre tout ou partie des signaux ;
- Du type d'actionnement des équipements : coupure d'alimentation électrique, décalage temporel (on/off) ou modulation de puissance (adaptation de la puissance au kW près).

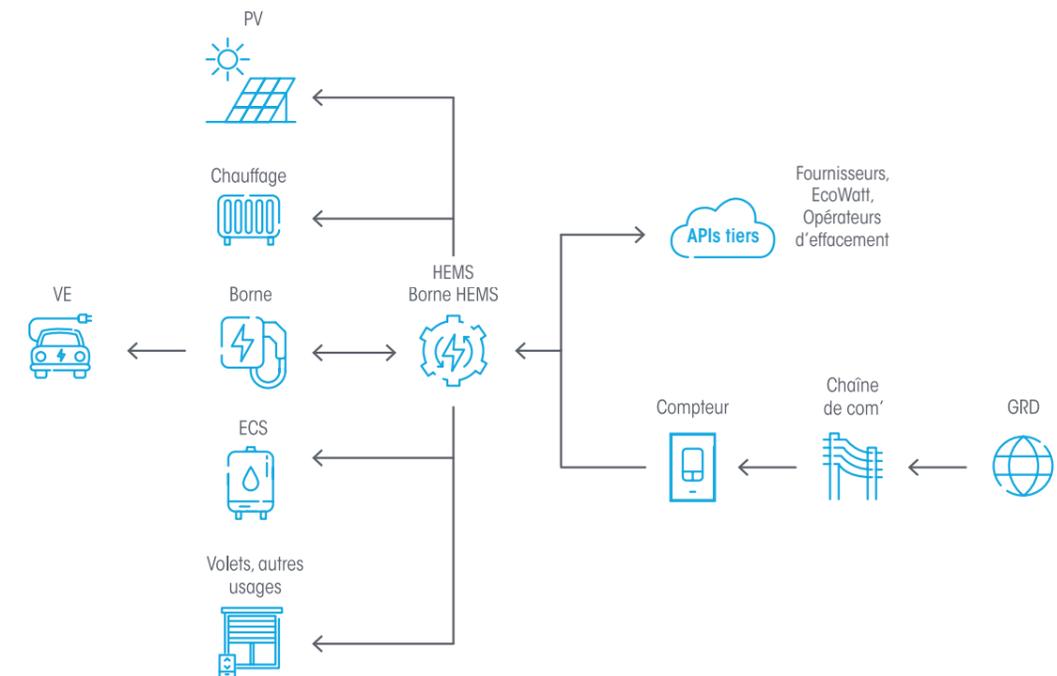
Le gisement de flexibilité est exploité selon deux grandes variables :

- L'existence ou non d'un HEMS, qui remplace la GTB dans le petit tertiaire et résidentiel. L'HEMS peut être relié ou non au compteur et recevoir ses signaux, et/ou ceux d'une API. Il pilote ensuite les équipements ;
- L'utilisation et la connectivité du compteur (Linky) aux équipements (si "Linky-ready"). Les équipements peuvent recevoir les signaux d'une API ou non et le compteur permet le pilotage des équipements.

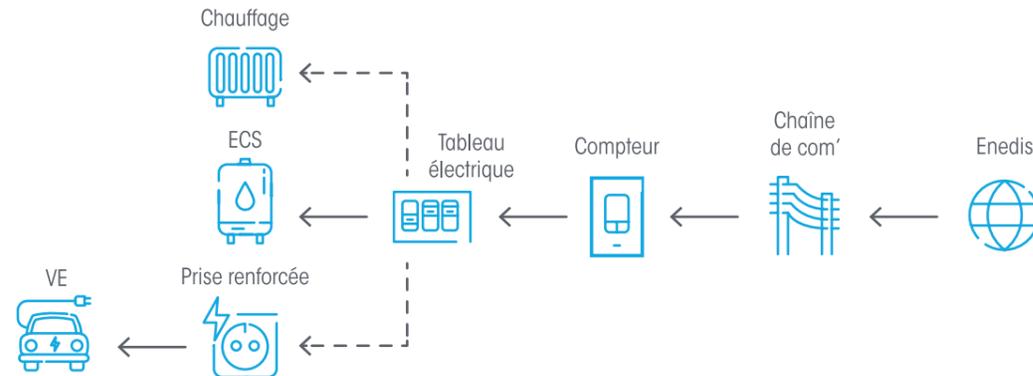
A la différence du grand tertiaire, et comme précisé ci-dessus, il n'y a pas de cadre réglementaire très structuré comme avec le BACS pour un déploiement de HEMS.

Voici quelques configurations possibles avec ou sans HEMS :

La réception du signal de flexibilité dans les bâtiments résidentiels et tertiaires < 36 kVA équipés HEMS



La réception du signal de flexibilité via la chaîne de comptage dans les bâtiments résidentiels et tertiaires < 36 kVA non-équipés d'HEMS



6.2.1. Les spécificités du pilotage via le compteur Linky, principalement dans le cadre du pilotage tarifaire

Le compteur Linky permet de piloter jusqu'à 8 usages. **Dans la pratique, le « quasi » seul pilotage qui est à date effectif est celui du ballon d'eau chaude sanitaire.** En effet, lors du déploiement des compteurs Linky (période 2015-2021), les installations résidentielles déjà équipées de contacteur jour/nuit permettant le pilotage des ballons d'eau chaude par les anciens compteurs ont été reconduites.

Pour piloter d'autres usages, **il est obligatoire de déployer dans le tableau électrique un système capable de lire les contacts sec virtuels du compteur. Très peu d'installations de ce type ont été déployées**, alors que le marché s'oriente aujourd'hui plus sur un pilotage des usages via les API et en limitant les câblages des maisons existantes.

La connexion de la sortie TIC du compteur à l'outil de pilotage de ces usages est toutefois très intéressante pour un pilotage « optimisé ». En effet, la TIC des compteurs est capable d'émettre toutes les 2 sec une information sur la puissance instantanée soutirée, ce qui pour un gestionnaire d'énergie peut permettre de privilégier tel ou tel usage, sans nécessiter une augmentation de la puissance souscrite par exemple ou de faire disjoncter l'installation.

La TIC permet la lecture d'autres données dans des cas d'usage variés, comme l'optimisation de l'autoconsommation. On s'intéresse ici au cas du pilotage tarifaire de la consommation en résidentiel avec HEMS. Cette solution est mature et déjà disponible sur le marché.

Les clients en résidentiel individuel équipés de HEMS, pilotant certains usages (ballon d'eau chaude, véhicule électrique, pompe à chaleur), peuvent en théorie se baser sur les données temps réel de la TIC pour piloter et optimiser ces usages en fonction de la puissance disponible et des périodes tarifaires.

À partir des données "temps réel" de la TIC, le HEMS :

- Optimise la consommation ;
- Calcule en temps réel la puissance disponible ;
- **Le pilotage selon le contrat fournisseur via la TIC :**
 - Scénario 1 : **contrat HP HC**, TIC standard : identification des périodes tarifaires, suivi des puissances maximum journalières = pilotage du chauffe-eau à partir du contact sec.
 - Scénario 2 : **contrat TEMPO**, TIC standard : identification des périodes tarifaires, pilotage du chauffe-eau à partir du contact sec + **identification des pointes mobiles + couleur du lendemain et début et fin de pointe mobile.**

Le pilotage permet ici le respect du non-dépassement de la puissance de coupure. **Cette puissance de coupure est égale à la puissance de référence, celle souscrite par le contrat fournisseur.**

Enedis peut en effet réguler la puissance de coupure mais pas la puissance souscrite.

Le comptage intelligent permet l'asservissement des usages électriques aux offres à pointe mobile

Les tarifs historiques TEMPO et EJP sont programmés dans les compteurs Linky.

Il affiche le type de la journée J et J+1 pour ces tarifs et permet également l'asservissement des appareils électriques à piloter selon la plage tarifaire.

Par exemple, le calendrier tarifaire TEMPO comporte 6 postes tarifaires, qui sont ventilés dans 6 index différents. Les jours blancs et rouges sont activés via des pointes mobiles :

- Heures Creuses Jour bleu (HCJB) → index tarifaire fourniture 1
- Heures Pleines Jour bleu (HPJB) → index tarifaire fourniture 2
- Heures Creuses Jour blanc (HCJW) → index tarifaire fourniture 3
- Heures Pleines Jour blanc (HPJW) → index tarifaire fourniture 4
- Heures Creuses Jour rouge (HCJR) → index tarifaire fourniture 5
- Heures Pleines Jour rouge (HPJR) → index tarifaire fourniture 6

Le compteur intègre une horloge temps-réel et peut donc basculer librement les postes via la configuration du tarif, et selon la préprogrammation de la pointe mobile (envoyée la veille).

Rien n'interdit aux fournisseurs de définir un nouveau tarif hors TRV avec des calendriers spécifiques basés par exemple sur le même principe que TEMPO.

Après leur implémentation dans le SI d'ENEDIS, ces tarifs permettront de piloter le basculement des équipement électriques asservis via des pointes mobiles.

De surcroît, la TIC Linky dispose d'un champ « message court », à la main des fournisseurs, qui pourrait servir à véhiculer des informations de prix.

Les spécificités de l'activation des flexibilités via le gestionnaire d'énergie du logement.

Le HEMS est un système. Il a une dimension physique et une dimension numérique.

Un tel système libère l'occupant de la gestion des charges électriques en fonction des variations de prix de signaux tarifaires ou des opportunités des mécanismes de flexibilité sans rogner sur ses habitudes de confort.

Le HEMS peut anticiper, pour chaque période de la journée, les besoins de l'occupant, les tarifs fournisseurs qui s'appliquent, la météo (production PV), les ordres de flexibilité dynamique (effacement). Il ajuste ainsi les programmations en fonction des scénarios calculés, puis il pilote en temps réel les charges énergétiques du bâtiment.

Ainsi, le HEMS optimise la facture globale du consommateur (consommer moins et mieux) au niveau du PDL. Il maîtrise ainsi la puissance totale appelée à l'échelle du logement et lisse les charges pour ne pas dépasser la puissance de coupure.

Ses fonctions peuvent être résumées en 4 catégories :

1. Une passerelle du logement avec l'extérieur :
 - Il collecte des informations de l'intérieur du logement (état, mesures des équipements, du compteur du PDL) et de l'extérieur du logement (tarifs fournisseur, calendriers fournisseur, ordre de flexibilité dynamique, météo...);
 - Il met des informations à disposition de tiers (après consentement du client).
2. Une optimisation de la facture et du confort du client :
 - Il définit une programmation qui optimise le confort de l'habitant à moindre coût (€/CO₂);
 - Il interagit avec les intelligences des équipements ;
 - L'occupant peut reprendre la main à tout moment.

3. Contrôle/commande des équipements techniques du logement :

- Il envoie des ordres aux usages à charge électrique et autres équipements ;
- Il maintient le programme déployé localement en cas de perte de fonctionnement de la passerelle.

4. Interface avec l'utilisateur :

- Il affiche des mesures, des programmes lancés, des prix cumulés des consommations ;
- Il donne la possibilité à l'occupant de prendre la commande des usages.

Dans les faits, les fonctions décrites ci-dessus du HEMS sont limitées aujourd'hui en raison de l'absence de transmission automatique et standardisée d'information depuis les fournisseurs et opérateurs d'effacement.

“ **Le HEMS peut anticiper, pour chaque période de la journée, les besoins de l'occupant, les tarifs fournisseurs qui s'appliquent, la météo, les ordres de flexibilité dynamique.** ”

Avantage d'un HEMS : même si à date le nombre d'équipements à piloter est limité, cela permettra de faciliter l'extension du pilotage à des appareils ajoutés ultérieurement.

1. Le gestionnaire d'énergie du logement gère nativement la complexité du pilotage de multiples équipements et des signaux de flexibilités issus de multiples sources ;
2. L'occupant dispose d'un accès centralisé et digital aux programmes de pilotage tous ses équipements. Il peut reprendre le contrôle sur les consignes de programmation ;
3. L'occupant a la liberté de rendre disponible tout le potentiel de flexibilité son logement. Il peut tout aussi bien décider de maintenir en fonctionnement un ou plusieurs usages jugés prioritaires et de ne rendre disponible que la puissance restante ;
4. Le gestionnaire d'énergie du logement veille à ce que le cumul des puissances des équipements en fonctionnement ne dépasse pas la puissance souscrite du logement.



RECOMMANDATIONS DE TSG

Dans l'optique de généralisation de la flexibilité, deux grandes options s'offrent aux utilisateurs finaux. Une communication plus claire sur les possibilités techniques des gestionnaires d'énergie du logement (HEMS) à date ainsi que sur les capacités de pilotage de la chaîne communicante Linky sont nécessaires et primordiales.

Il est nécessaire :

- Concernant la chaîne de communicante Linky : elle permet aujourd'hui le déploiement de la flexibilité implicite grâce aux HC/HP pour l'usage du ballon d'eau chaude. Il convient d'étudier les possibilités de pilotage des autres usages grâce au compteur ;

- Concernant les HEMS : il serait souhaitable qu'un HEMS puisse recevoir et d'interpréter des signaux extérieurs provenant du fournisseur, de l'opérateur d'effacement ou du réseau afin de retranscrire ces consignes sur les usages.

Le travail d'API Fournisseur «Flex Ready» proposé en annexe pourrait servir de base d'échange à la structuration d'une telle API.

6.2.2 . La question des standards et de l'interopérabilité des équipements domestiques

Piloter les usages domestiques peut être techniquement faisable, à condition d'une certaine interopérabilité des équipements définis par des protocoles ou des API standardisées. Dans le cas des équipements domestiques, de nombreuses initiatives ont déjà vu le jour. Ces protocoles ou structures data sont notamment utilisées dans les business modèles des opérateurs d'effacement en résidentiel qui peuvent ainsi recevoir les données auxquelles ils n'ont pas accès avec le compteur Linky.

Le passage à l'échelle est, à date, limité car les opérateurs d'effacement doivent en effet déployer une infrastructure spécifique de pilotage des usages, soit parce que l'usage n'est nativement pas connecté. Dans ce second cas, les échanges ont démarré entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs de matériels finaux (radiateurs, ECS, ...) afin de connecter directement, sans déploiement de matériel complémentaire, les EMS des opérateurs d'effacement aux gestionnaires d'énergie du logement s'ils existent ou aux API des équipementiers. L'usage d'un gestionnaire d'énergie dans un logement permet au client final de concilier les besoins de flexibilité électrique et ses besoins d'usages (confort, charge du véhicule, stockage ou production).

Il est important que les constructeurs d'équipements, dont la charge peut offrir un potentiel de flexibilité, mettent à disposition une interface d'échange qui les rendent interopérables avec des services de flexibilité, à la fois pour communiquer les informations qui donnent leur potentiel et pour recevoir des consignes de flexibilité.

Des infrastructures propriétaires intégrées sont également possibles et viables. Il est cependant important de noter que certaines infrastructures intégrées, ne nécessitant pas une ouverture totale des matériels, existent et sont viables. C'est notamment le modèle adopté par Voltalis qui décide soit d'installer au sein des logements son propre boîtier afin de piloter les radiateurs électriques, PAC ou ECS, soit d'adopter une logique partenariale avec certains équipementiers afin de pouvoir s'y connecter.

Dans certaines collectivités, comme en Vendée avec l'appui du syndicat d'énergie, peuvent se créer des groupements d'intérêt public avec le Sydev numérique pour déployer massivement des objets connectés dans les bâtiments inférieurs à 1000 m². Les infrastructures propriétaires en lora wan (capteurs...) peuvent ainsi verser dans un puits de données mutualisées les données des collectivités souveraines. La mutualisation

des données des petites collectivités, dans les EPCI par exemple, permet aussi de miser sur un hébergement plus sobre en énergie. Cette mutualisation de données sur différentes in-

“ **Il est important que les constructeurs d'équipements, dont la charge peut offrir un potentiel de flexibilité, mettent à disposition une interface d'échange qui les rendent interopérables avec des services de flexibilité.** ”

frastructures propriétaires qui part d'une initiative locale sur le petit tertiaire devrait se généraliser dans les collectivités, notamment sur les bâtiments publics.

L'utilisation du réseau lora, en revanche, n'est pas dépourvue de défauts et peut également être une barrière à la mutualisation des données.

6.3. QUELS FREINS À L'ACTIVATION DES FLEXIBILITÉS DANS LES PETITS BÂTIMENTS TERTIAIRES ET RÉSIDENTIELS ?

Le compteur Linky, via la TIC, permet un pilotage de certains équipements, mais des freins subsistent à l'heure actuelle malgré la maturité des solutions :

Freins "historiques"

- Si le pilotage historique des ballons d'eau chaude a fait ses preuves, la possibilité offerte par le compteur Linky de **piloter plusieurs usages n'a jamais été déployée**, pour plusieurs raisons :

- D'une part le pilotage du simple ballon d'eau chaude était suffisante, le pilotage du second grand usage à piloter (le chauffage électrique) étant réalisé soit au niveau des thermostats, soit par une régulation locale ;
- D'autre part, les offres des **fournisseurs d'électricité n'ont pas été conçues pour un pilotage de plusieurs usages** avec les HC/HP.



RECOMMANDATIONS DE TSG

La massification des solutions de pilotage énergétique dans les logements et dans le petit tertiaire (équipements connectés, HEMS...) sera accélérée par la création d'offres fournisseurs porteuses de signaux tarifaires plus incitatifs pour provoquer des décalages de consommation et un accès facilité à ces données (cf partie 4.1.3).

Dans le contexte d'un parc résidentiel extrêmement diffus, l'utilisation des compteurs par le fournisseur pour véhiculer des signaux tarifaires sur plusieurs usages est également un enjeu central pour limiter l'équipement en matériel additionnel, particulièrement à l'heure où le pilotage des consommations d'électricité devient crucial :

- pour des questions de sobriété ;
- pour les besoins de gestion des pointes de consommation ;

- pour faire correspondre la production locale à une consommation.

Néanmoins, il existe de plus en plus d'équipements nativement connectés dans le petit tertiaire et résidentiel, et standardiser ces solutions de pilotage, pour les rendre capables de s'interfacer en API aux fournisseurs d'électricité, opérateurs d'effacement et gestionnaires de réseaux aurait tout son sens.

Cependant, la généralisation de cette connexion par API doit être garantie par une analyse coûts-bénéfice face à la solution TIC, tout comme la sécurisation des données à caractère commercial.

Freins "techniques" en absence de tout dispositif HEMS

- Comme mentionné précédemment les conditions d'asservissement des solutions de pilotage des usages à la TIC sont spécifiques au **marché français** et moins flexibles que lorsque les données sont accessibles directement via internet et une API dédiée. Or les constructeurs ont tendance à développer des solutions de pilotage des usages normalisées à **l'échelle européenne voire internationale** ;
- Les solutions de pilotage via les contacts secs ont également **une limite sur le nombre d'équipements à piloter (jusque 8)** avec une contrainte de distance (ERL ou filaire) ;
- Enfin, l'asservissement des usages (de type HC/HP) via **le compteur ne prend pas en compte les préférences et besoins de confort de l'utilisateur**, ce qui peut pénaliser ce moyen de pilotage ;
- Les informations transmises par la TIC standard du compteur Linky ne permettent pas aux équipements de programmer un pilotage suivant l'offre fournisseur en vigueur sur le PDL en aval duquel sont installés ces équipements :
 - La TIC ne transmet pas l'information qui permet d'identifier le modèle de calendrier fournisseur qui est programmé sur le compteur ;

Concernant la flexibilité explicite, l'opérateur d'effacement ne peut pas utiliser la même infrastructure de comptage que le fournisseur d'énergie ; il développera donc un autre moyen pour piloter les usages.

Des opérateurs d'effacement en résidentiel et petit tertiaire comme Voltalis ont par exemple **développé un business model décorrélé du compteur en se basant sur des équipements**

- Le libellé du calendrier programmé sur un PDL ne peut être connu que via un service de données Enedis hors TIC (via SGE) ;
- La TIC donne les libellés des index fournisseurs, mais la dénomination des libellés reste à la main du fournisseur. Pour un même modèle de calendrier, le libellé d'un même index peut varier d'un fournisseur à l'autre ;
- Les tarifs du contrat fournisseur (abonnement €/kW et variable par poste en €/KWh) ne sont pas communiqués par la TIC ;
- Enedis propose 8 modèles de calendriers fournisseurs qui sont programmés par les fournisseurs sur 99% des PDL BT<36kVA. Les fournisseurs utilisent ces modèles mais peuvent modifier les libellés des calendriers et les libellés des index ;
- Il n'est donc pas possible pour un équipement connecté à la TIC d'exploiter ses informations pour réaliser une programmation automatique suivant le calendrier fournisseur en vigueur.
- En outre, en résidentiel, tous les clients français ne sont pas encore équipés du compteur Linky (ou compteur communicant). **C'est notamment le cas des zones non couvertes par Enedis (5% du territoire).**

communicants modulaires via un protocole zigbee, selon un modèle domotique IoT. Les outils communiquent vers une gateway centrale, une box équipée de puces carte sim qui communique les données à Voltalis en 4G. L'opérateur sécurise donc ses données en ne dépendant pas du réseau Wi-Fi (basculement possible en Wi Fi si le client est en zone blanche). **Les gestionnaires d'énergie du logement, eux, sont propriétaires et non interfacés avec l'externe.**



RECOMMANDATIONS DE TSG

Même si l'on constate une adoption croissante de contrats de fourniture type HP/HC ou offre à pointe mobile dans le secteur résidentiel (flexibilité implicite) ou de la flexibilité explicite, cette dernière varie par exemple non seulement en termes de bâti (et de la régulation

associée), mais aussi de la classe sociale, du genre, de l'âge, de la perception du risque. **Ainsi, les architectures de pilotage et la tarification dynamique peuvent exister, mais leur efficacité dépend de l'envie, des pratiques socio-culturelles de l'énergie et des moyens du client.**

7. ANNEXE

PROPOSITIONS TECHNIQUES D'API « FLEX READY »

Généralités

En partie 5.2.3, nous avons présenté le travail mené via la marque collective Flex Ready pour définir les prérequis techniques et organisationnels de solutions de pilotage (notamment BACS) capables, à la réception des signaux, de moduler ou décaler des usages de manière automatisée, selon les scénarii programmés par le gestionnaire du bâtiment.

Ces signaux peuvent être acheminés au BACS soit via la chaîne de comptage, soit via cloud et API. L'objectif de la marque collective Flex Ready est également de définir des formats d'API standardisées que les BACS Flex Ready pourront interroger et d'identifier les acteurs s'inscrivant dans une démarche de développement de telles API.

Dans une optique de passage à l'échelle, un travail de construction d'API standardisées mises à disposition par les fournisseurs

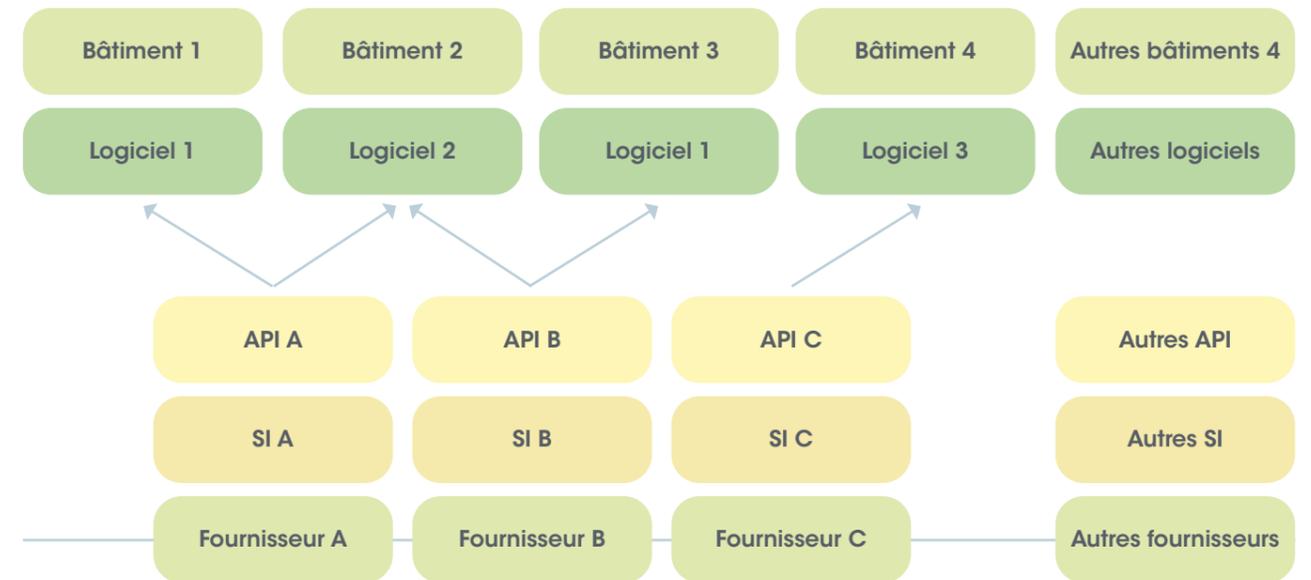
d'électricité et opérateurs d'effaceur a été réalisé par le groupe de travail Flexibilités de Think Smartgrids.

Il ressort que deux modèles d'API « Flex Ready » sont donc à développer :

- Une API « signal agrégateur » pour la communication entre les agrégateurs d'électricité et les gestionnaires de bâtiments, actuellement en construction ;
- Une API « signal fournisseur » pour la communication entre les fournisseurs d'électricité et les gestionnaires de bâtiments, **dont vous trouverez ci-dessous une première piste de réflexion.**

PROPOSITION D'API FOURNISSEUR

L'API « signal fournisseur » a pour but de transmettre des informations entre un ou plusieurs fournisseurs d'électricité et un gestionnaire de bâtiment (quel que soit le type de logiciel de gestion utilisé).



Les informations des SI fournisseurs doivent être standardisées et comprennent des données numériques utilisables par des systèmes de gestion de bâtiment (BACS, EMS ou tout autre système de pilotage d'usages).

Cette proposition d'API est à mettre en parallèle des travaux menés notamment dans les groupes de normalisation européens et notamment au sein du TC57 de l'IEC dédié aux « Power systems management and associated information exchange ».

Les API devant être upgradées, un délai de latence doit être pris en compte lors des procédures de mise à jour (suite à des évolutions réglementaires, RGPD etc). Les équipements et logiciels de gestion, pour être Flex Ready, doivent intégrer ces contraintes. Les fournisseurs n'ayant pas tous les mêmes capacités d'adaptation aux évolutions réglementaires, ces contraintes doivent être prises en compte dans l'évaluation de la Flex Readiness et éviter une discrimination des petits acteurs.

DESCRIPTION

L'API est une API privée accessible uniquement par les gestionnaires de bâtiments.

Le client est authentifié grâce à un login et un mot de passe spécifiques (ce login permet de n'envoyer au client que les données le concernant).

L'accès à l'API se fait via le protocole REST / JSON.

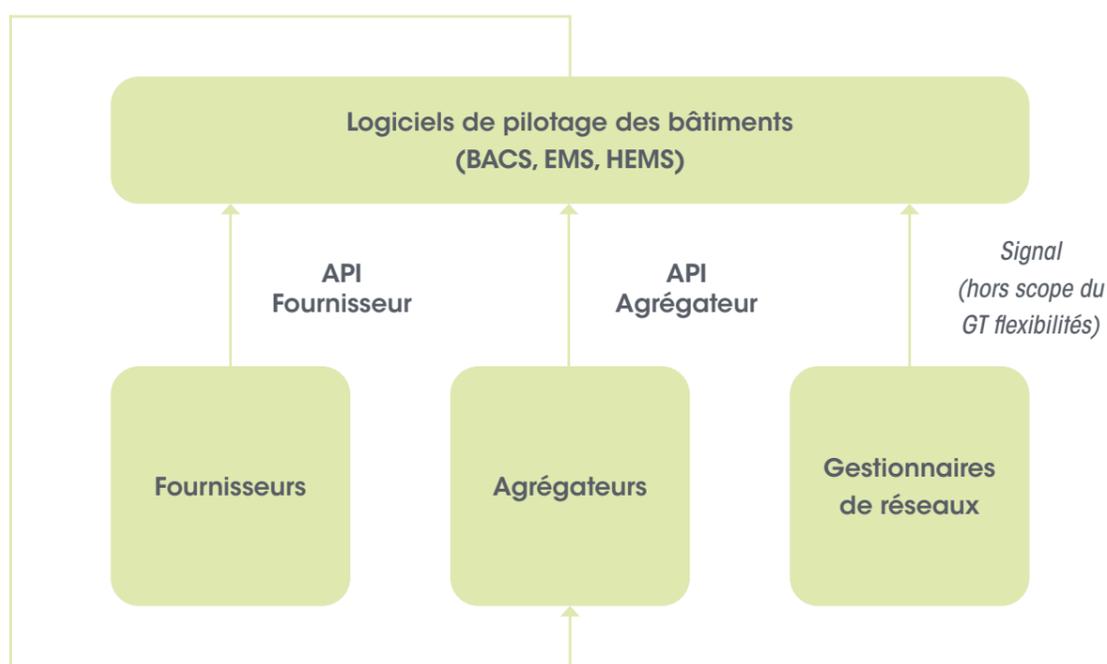
L'API est uniquement accessible en lecture, via une opération de type GET du gestionnaire de bâtiment, avec le numéro de PDL en paramètre d'entrée.

L'API renvoie alors trois informations issues du fournisseur d'électricité du bâtiment pour les 48 heures glissantes à partir de l'heure de l'interrogation :

- puissance souscrite ;
- prix du kWh ;
- empreinte carbone de l'électricité.

La réponse est décomposée en pas de 15 minutes, chaque interrogation retourne donc 192 pas pour couvrir les 48 heures à venir. L'API retourne également la date et l'heure de chaque pas afin de permettre une meilleure lisibilité des informations. La gestion des changements d'heure sera définie ultérieurement.

Retour



L'architecture finale, comprendrait N serveurs d'API (fournisseurs et/ou agrégateurs) et M consommateurs (gestionnaires de bâtiment).

SupplierSignal		Tableau de valeurs {JSON} structuré comme suit :				
Champ	Car d.	Type	Description	Valeurs / Format		
FileGeneration	1..1	Date	Date de dernière génération des données	YYYY-MM-DD Thh:mm:ss+02:00		
DP	1..1	Numérique	PDL du bâtiment	Valeur numérique 14 chiffres		
Values		Une valeur par pas Horaire de 0 à 23 structuré comme suit :				
2 jours	Car d.	1..1	Numérique	Pas horaire de 1 à 192	1 puis 2... jusqu'à 192 pour les 48h à venir	
	Car d.	1..1	Date	Date et heure du pas de temps concerné	YYYY-MM-DD Thh:mm:ss+02:00	
	24 Pas	Car d.	1..1	Numérique	Puissance souscrite en kVa	Valeur numérique
		Car d.	1..1	Numérique	Coût par kWh en €	Valeur numérique
		Car d.	1..1	Numérique	Quantité de CO2 émise en gCO2eq/KWh ou autre information plus pertinente	Valeur numérique

Chaque identifiant possède un quota d'appels autorisés qu'il peut effectuer dans un intervalle de temps donné. La valeur du quota est d'un appel toutes les 15 minutes pour cette ressource. Un code erreur est transmis en cas de tentatives d'interrogation trop rapprochées.

Etant donné la faible variabilité des informations remontées, il est recommandé d'effectuer un requêtage une fois par jour.

EXEMPLE

L'exemple ci-dessous se base sur les données suivantes :
Interrogation le 01/12/2024 à 12h03 française
PDL : 123 456 789 123 45

Résultat pour les 24 premières heures (de 01/12/2024,12h15 à 02/12/2024,11h45)

- de 12h à 17h : coût 0,45325 / CO2 450
- de 17h à 21h : coût 1 / CO2 550
- de 21h à 23h : coût 0,45325 / CO2 450
- de 23h à 6h : coût 0,35325 / CO2 550
- de 6h à 12h : coût 1 / CO2 450

Résultat pour les 24 heures suivantes (de 02/12/2024,12h15 à 03/12/2024,12h)

- de 12h à 15h : coût 0,45325 / CO2 550
- de 15h à 22h : coût 1 / CO2 550
- de 22h à 1h : coût 0,35325 / CO2 450
- de 1h à 5h : coût 0,45325 / CO2 450
- de 5h à 10h : coût 1 / CO2 550
- de 10h à 12h : coût 0,45325 / CO2 450

Sur l'ensemble de la période : puissance = 150

La structure de la réponse de l'API fournisseur devrait ressembler à celle-ci.

```

HTTP/1.1 200 OK
{
  "SupplierSignal": [
    {
      "FileGeneration": "2024-12-01T12:03:00+02:00",
      "DP": "123 456 789 123 45",
      "values": [
        {
          "Step": 1,
          "Date": "2024-12-01T12:15:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 2,
          "Date": "2024-12-01T12:30:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 3,
          "Date": "2024-12-01T12:45:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 4,
          "Date": "2024-12-01T13:00:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 5,
          "Date": "2024-12-01T13:15:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 6,
          "Date": "2024-12-01T13:30:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 7,
          "Date": "2024-12-01T13:45:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 8,
          "Date": "2024-12-01T14:00:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        },
        {
          "Step": 9,
          "Date": "2024-12-01T14:15:00+02:00",
          "Power": 150
          "Cost": 0,45325
          "CO2": 450
        }
      ]
    }
  ]
}
    
```

```

{
  "Step": 10,
  "Date": "2024-12-01T14:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 11,
  "Date": "2024-12-01T14:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 12,
  "Date": "2024-12-01T15:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 13,
  "Date": "2024-12-01T15:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 14,
  "Date": "2024-12-01T15:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 15,
  "Date": "2024-12-01T15:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 16,
  "Date": "2024-12-01T16:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 17,
  "Date": "2024-12-01T16:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 18,
  "Date": "2024-12-01T16:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 19,
  "Date": "2024-12-01T16:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 20,
  "Date": "2024-12-01T17:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 21,
  "Date": "2024-12-01T17:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 22,
  "Date": "2024-12-01T17:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 23,
  "Date": "2024-12-01T17:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 24,
  "Date": "2024-12-01T18:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 25,
  "Date": "2024-12-01T18:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
},

```

```

{
  "Step": 26,
  "Date": "2024-12-01T18:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 27,
  "Date": "2024-12-01T18:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 28,
  "Date": "2024-12-01T19:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 29,
  "Date": "2024-12-01T19:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 30,
  "Date": "2024-12-01T19:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 31,
  "Date": "2024-12-01T19:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 32,
  "Date": "2024-12-01T20:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 33,
  "Date": "2024-12-01T20:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
},
{
  "Step": 34,
  "Date": "2024-12-01T20:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 35,
  "Date": "2024-12-01T20:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 36,
  "Date": "2024-12-01T21:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 37,
  "Date": "2024-12-01T21:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 38,
  "Date": "2024-12-01T21:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 39,
  "Date": "2024-12-01T21:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 40,
  "Date": "2024-12-01T22:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 41,
  "Date": "2024-12-01T22:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
},

```

```

{
  "Step": 42,
  "Date": "2024-12-01T22:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 43,
  "Date": "2024-12-01T22:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 44,
  "Date": "2024-12-01T23:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 45,
  "Date": "2024-12-01T23:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 46,
  "Date": "2024-12-01T23:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 47,
  "Date": "2024-12-01T23:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 48,
  "Date": "2024-12-02T00:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 49,
  "Date": "2024-12-02T00:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 50,
  "Date": "2024-12-02T00:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 51,
  "Date": "2024-12-02T00:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 52,
  "Date": "2024-12-02T01:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 53,
  "Date": "2024-12-02T01:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 54,
  "Date": "2024-12-02T01:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 55,
  "Date": "2024-12-02T01:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 56,
  "Date": "2024-12-02T02:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 57,
  "Date": "2024-12-02T02:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},

```

```

{
  "Step": 58,
  "Date": "2024-12-02T02:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 59,
  "Date": "2024-12-02T02:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 60,
  "Date": "2024-12-02T03:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 61,
  "Date": "2024-12-02T03:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 62,
  "Date": "2024-12-02T03:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 63,
  "Date": "2024-12-02T03:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 64,
  "Date": "2024-12-02T04:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 65,
  "Date": "2024-12-02T04:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 66,
  "Date": "2024-12-02T04:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 67,
  "Date": "2024-12-02T04:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 68,
  "Date": "2024-12-02T05:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 69,
  "Date": "2024-12-02T05:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 70,
  "Date": "2024-12-02T05:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 71,
  "Date": "2024-12-02T05:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 72,
  "Date": "2024-12-02T06:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 73,
  "Date": "2024-12-02T06:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},

```

```

{
  "Step": 74,
  "Date": "2024-12-02T06:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 75,
  "Date": "2024-12-02T06:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 76,
  "Date": "2024-12-02T07:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 77,
  "Date": "2024-12-02T07:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 78,
  "Date": "2024-12-02T07:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 79,
  "Date": "2024-12-02T07:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 80,
  "Date": "2024-12-02T08:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 81,
  "Date": "2024-12-02T08:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 82,
  "Date": "2024-12-02T08:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 83,
  "Date": "2024-12-02T08:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 84,
  "Date": "2024-12-02T09:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 85,
  "Date": "2024-12-02T09:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 86,
  "Date": "2024-12-02T09:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 87,
  "Date": "2024-12-02T09:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 88,
  "Date": "2024-12-02T10:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 89,
  "Date": "2024-12-02T10:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
},

```

```

{
  "Step": 90,
  "Date": "2024-12-02T10:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 91,
  "Date": "2024-12-02T10:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 92,
  "Date": "2024-12-02T11:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 93,
  "Date": "2024-12-02T11:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 94,
  "Date": "2024-12-02T11:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 95,
  "Date": "2024-12-02T11:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 96,
  "Date": "2024-12-02T12:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 97,
  "Date": "2024-12-02T12:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
},
{
  "Step": 98,
  "Date": "2024-12-02T12:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 99,
  "Date": "2024-12-02T12:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 100,
  "Date": "2024-12-02T13:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 101,
  "Date": "2024-12-02T13:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 102,
  "Date": "2024-12-02T13:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 103,
  "Date": "2024-12-02T13:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 104,
  "Date": "2024-12-02T14:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 105,
  "Date": "2024-12-02T14:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
},

```

```

{
  "Step": 106,
  "Date": "2024-12-02T14:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 107,
  "Date": "2024-12-02T14:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 108,
  "Date": "2024-12-02T15:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 109,
  "Date": "2024-12-02T15:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 110,
  "Date": "2024-12-02T15:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 111,
  "Date": "2024-12-02T15:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 112,
  "Date": "2024-12-02T16:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 113,
  "Date": "2024-12-02T16:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 114,
  "Date": "2024-12-02T16:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 115,
  "Date": "2024-12-02T16:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 116,
  "Date": "2024-12-02T17:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 117,
  "Date": "2024-12-02T17:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 118,
  "Date": "2024-12-02T17:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 119,
  "Date": "2024-12-02T17:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 120,
  "Date": "2024-12-02T18:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 121,
  "Date": "2024-12-02T18:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},

```

```

{
  "Step": 122,
  "Date": "2024-12-02T18:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 123,
  "Date": "2024-12-02T18:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 124,
  "Date": "2024-12-02T19:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 125,
  "Date": "2024-12-02T19:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 126,
  "Date": "2024-12-02T19:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 127,
  "Date": "2024-12-02T19:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 128,
  "Date": "2024-12-02T20:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 129,
  "Date": "2024-12-02T20:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 130,
  "Date": "2024-12-02T20:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 131,
  "Date": "2024-12-02T20:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 132,
  "Date": "2024-12-02T21:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 133,
  "Date": "2024-12-02T21:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 134,
  "Date": "2024-12-02T21:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 135,
  "Date": "2024-12-02T21:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 136,
  "Date": "2024-12-02T22:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 137,
  "Date": "2024-12-02T22:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},

```

```

{
  "Step": 138,
  "Date": "2024-12-02T22:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 139,
  "Date": "2024-12-02T22:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 140,
  "Date": "2024-12-02T23:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 141,
  "Date": "2024-12-02T23:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 142,
  "Date": "2024-12-02T23:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 143,
  "Date": "2024-12-02T23:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 144,
  "Date": "2024-12-03T00:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 145,
  "Date": "2024-12-03T00:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 146,
  "Date": "2024-12-03T00:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 147,
  "Date": "2024-12-03T00:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,35325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 148,
  "Date": "2024-12-03T01:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 149,
  "Date": "2024-12-03T01:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 150,
  "Date": "2024-12-03T01:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 151,
  "Date": "2024-12-03T01:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 152,
  "Date": "2024-12-03T02:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 153,
  "Date": "2024-12-03T02:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},

```

```

{
  "Step": 154,
  "Date": "2024-12-03T02:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 155,
  "Date": "2024-12-03T02:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 156,
  "Date": "2024-12-03T03:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 157,
  "Date": "2024-12-03T03:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 158,
  "Date": "2024-12-03T03:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 159,
  "Date": "2024-12-03T03:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 160,
  "Date": "2024-12-03T04:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 161,
  "Date": "2024-12-03T04:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
},
{
  "Step": 162,
  "Date": "2024-12-03T04:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 163,
  "Date": "2024-12-03T04:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 164,
  "Date": "2024-12-03T05:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 165,
  "Date": "2024-12-03T05:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 166,
  "Date": "2024-12-03T05:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 167,
  "Date": "2024-12-03T05:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 168,
  "Date": "2024-12-03T06:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 169,
  "Date": "2024-12-03T06:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
},

```

```

{
  "Step": 170,
  "Date": "2024-12-03T06:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 171,
  "Date": "2024-12-03T06:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 172,
  "Date": "2024-12-03T07:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 173,
  "Date": "2024-12-03T07:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 174,
  "Date": "2024-12-03T07:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 175,
  "Date": "2024-12-03T07:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 176,
  "Date": "2024-12-03T08:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 177,
  "Date": "2024-12-03T08:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 178,
  "Date": "2024-12-03T08:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 179,
  "Date": "2024-12-03T08:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 180,
  "Date": "2024-12-03T09:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 181,
  "Date": "2024-12-03T09:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 182,
  "Date": "2024-12-03T09:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 183,
  "Date": "2024-12-03T09:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 1
  "CO2": 550
},
{
  "Step": 184,
  "Date": "2024-12-03T10:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 185,
  "Date": "2024-12-03T10:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},

```

```

{
  "Step": 186,
  "Date": "2024-12-03T10:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 187,
  "Date": "2024-12-03T10:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 188,
  "Date": "2024-12-03T11:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 189,
  "Date": "2024-12-03T11:15:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 190,
  "Date": "2024-12-03T11:30:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 191,
  "Date": "2024-12-03T11:45:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
},
{
  "Step": 192,
  "Date": "2024-12-03T12:00:00+02:00",
  "Power": 150
  "Cost": 0,45325
  "CO2": 450
}
]
}

```

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



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