



**NOTE DE CONTRIBUTION AU DÉBAT PUBLIC**

---

## ***La pièce manquante du plan d'électrification***

*Pourquoi il faut lever les obstacles à la demande flexible additionnelle*

Avril 2026 — INBi

## Résumé

Le gouvernement s'apprête à présenter un grand plan d'électrification des usages. L'instruction du Premier ministre du 1er avril 2026 structure ce plan autour d'un axe principal : substituer les énergies fossiles par l'électricité dans chaque secteur. Sept think tanks appellent à accélérer cette bascule. Tous insistent, à juste titre, sur deux leviers : électrifier plus vite les usages existants, et rendre cette nouvelle demande pilotable.

Aucun ne pose une troisième question : le cadre réglementaire permet-il l'émergence de consommateurs dont la flexibilité est la raison d'être ?

Cette note montre que le Bilan prévisionnel 2025 de RTE documente les limites des flexibilités journalières en contexte de surcapacité. Elle identifie les obstacles réglementaires qui empêchent aujourd'hui des charges additionnelles flexibles de s'installer, et propose de les lever.

*La présente note décrit un besoin système et un cahier des charges ; elle ne préjuge d'aucune technologie ni d'aucun acteur.*

## 1. Un consensus bienvenu, un angle mort persistant

Le 1<sup>er</sup> avril 2026, le Premier ministre a adressé aux membres du gouvernement une instruction relative au plan d'électrification des usages<sup>1</sup>. Cette instruction est structurée autour d'un axe unique : la substitution des énergies fossiles par l'électricité, secteur par secteur. Chaque ministre reçoit une feuille de route précise : sortie du gaz dans les logements neufs, électrification des flottes de véhicules utilitaires, décarbonation des procédés industriels, électrification des fours de boulangerie, décarbonation de la flotte de pêche. Le plan vise à réduire la dépendance française aux énergies fossiles de 60 % à 40 % d'ici 2030.

Ce cadrage est cohérent avec la PPE3 et le Bilan prévisionnel 2025 de RTE, qui documente une situation de surcapacité électrique durable et appelle à « engager un mouvement d'électrification rapide du pays ». Il répond à une urgence réelle : la dépendance aux énergies fossiles importées dans un contexte géopolitique instable.

Parallèlement, sept think tanks ont publié un appel commun pour accélérer cette électrification<sup>2</sup>. Leurs contributions portent deux messages. D'abord, électrifier les usages : remplacer les chaudières gaz par des pompes à chaleur, les véhicules thermiques par des VE, les procédés industriels fossiles par l'électricité. Ensuite, rendre cette nouvelle demande pilotable : recharge intelligente, heures creuses solaires, effacement industriel, pompes à chaleur connectées.

Ce double consensus, celui du gouvernement et celui des think tanks, est fondé. Mais il partage un même angle mort. Le mot « flexibilité » n'apparaît pas dans l'instruction du Premier ministre. Et lorsque les think tanks en parlent, c'est toujours comme propriété ajoutée à un usage existant, jamais comme raison d'être d'une consommation nouvelle. Aucun ne pose la question suivante : le cadre français permet-il à des charges conçues pour absorber les surplus de s'installer ?

La distinction est importante. Piloter une pompe à chaleur ou une borne de recharge, c'est rendre flexible une demande qui existe pour une autre raison (se chauffer, se déplacer). La flexibilité y est une propriété ajoutée. Une charge additionnelle flexible, c'est une consommation dont la raison d'être même intègre sa capacité à s'effacer, à moduler, à absorber les surplus. La flexibilité y est une propriété constitutive. Ce type d'acteur existe déjà dans d'autres systèmes électriques<sup>3</sup>. En France, le cadre réglementaire ne lui laisse pas de place.

En image, le débat public voit aujourd'hui deux types de clients du restaurant : celui qui réserve une table, et celui qui accepte un horaire proposé. Il oublie un troisième cas : l'acheteur de fin de service, qui ne réserve rien et ne vient que pour valoriser ce qui, autrement, resterait sans débouché économique. La demande flexible additionnelle relève de ce troisième cas.

---

<sup>1</sup>Premier ministre, *lettre de Sébastien Lecornu aux ministres sur le plan d'électrification, Contexte*, 1er avril 2026.

<sup>2</sup>Le Shift Project, I4CE, l'Iddri, la fondation Jean-Jaurès, l'institut Montaigne, Terra Nova et l'institut Jacques Delors, « La hausse des prix à la pompe encourage la bascule », *Challenges*, 18 mars 2026.

<sup>3</sup>ERCOT Manager Demand Integration, *ERS/Crypto mining load*, 7 janvier 2026 ; INBi, *un acteur atypique de la flexibilité*, X, 5 février 2026.

## 2. Ce que dit réellement RTE sur les limites de la flexibilité journalière

Le Bilan prévisionnel 2025 de RTE contient une analyse souvent négligée dans le débat public. RTE y examine l'effet des flexibilités de demande et des batteries sur le système électrique en situation de surcapacité. Ses conclusions méritent d'être restituées fidèlement.

**Premier constat : les flexibilités journalières aident les renouvelables, mais pas nécessairement le nucléaire.** RTE explique que ces flexibilités augmentent la demande en journée au moment de la « cloche » solaire, ce qui bénéficie aux renouvelables, mais réduisent la demande la nuit, ce qui diminue les débouchés pour le nucléaire<sup>4</sup>. Déplacer la consommation du soir vers le midi peut réduire l'écrêtement solaire sans alléger la modulation nucléaire.

**Second constat : en situation de surcapacité prononcée, la valeur économique de ces flexibilités s'érode.** RTE écrit que ces moyens « agissent essentiellement à l'échelle de la journée ». Or, dans les scénarios de surcapacité, l'abondance de production intervient sur toute la journée au printemps et en été, avec des spreads de prix faibles<sup>5</sup>. Les perspectives de revenus pour les batteries et l'effacement deviennent alors limitées.

**Troisième constat : le vrai besoin est inter-saisonnier.** RTE conclut que « dans ces configurations, l'enjeu pour le système électrique consisterait davantage à basculer une part de la consommation de l'été vers l'hiver », ce qui n'est en pratique pas accessible aux batteries ni à la flexibilité de la demande classique<sup>6</sup>.

*Le chapitre 10 du rapport est d'ailleurs intitulé : « La flexibilité de la demande et le stockage par batteries peuvent améliorer les conditions techniques d'exploitation du système électrique mais ne suffisent pas à eux seuls à traiter les enjeux économiques d'un épisode de surcapacité »<sup>7</sup>.*

Ces trois constats sont ceux de RTE et l'INBi en tire l'inférence suivante : si les flexibilités journalières ne suffisent pas, et si l'électrification structurelle met du temps à produire ses effets, le système a besoin de consommation additionnelle capable d'absorber les surplus.

Ce type de consommation existe ailleurs. La question est de savoir pourquoi à ce jour le cadre français ne lui permet pas d'émerger.

---

<sup>4</sup>RTE, *Bilan Prévisionnel édition 2025 – période 2025-2035*, Résumé exécutif, section 6 : « [la demande est] augmentée en journée au moment de la 'cloche' solaire, ce qui bénéficie aux renouvelables, et réduite la nuit, ce qui diminue les débouchés pour le nucléaire. », 9 décembre 2025.

<sup>5</sup>RTE, *BP 2025*, Résumé exécutif, section 6 : « Ces dernières agissent essentiellement à l'échelle de la journée [...] des spreads de prix faibles [...] et donc des perspectives de revenus limitées. ».

<sup>6</sup>RTE, *BP 2025*, p. 16-17.

<sup>7</sup>RTE, *BP 2025*, chapitre 10.

### 3. La consommation additionnelle flexible : un concept absent du débat

Si la flexibilité journalière de la demande existante ne suffit pas, et si le transfert inter-saisonnier reste hors de portée des outils classiques, que reste-t-il ? RTE répond : l'électrification massive, l'export, et la modulation du nucléaire.

Mais il existe une réponse supplémentaire que ni RTE, ni les think tanks, ni le plan gouvernemental ne formalisent : la charge électrique additionnelle dont la flexibilité est la raison d'être.

Une telle charge répondrait à trois critères :

- 1. Interruptibilité totale** : arrêt possible en secondes, sans coût de redémarrage significatif.
- 2. Consommation seulement en période de surcapacité bas-carbone** : la charge fonctionne quand l'électricité est abondante et s'efface quand le système en a besoin.
- 3. Additionnalité** : cette consommation ne déplace pas un usage existant ; elle valorise de l'énergie qui aurait été écrêtée ou qui n'aurait pas trouvé de débouché économique.

Cette définition est technologiquement neutre.

Plusieurs activités peuvent y correspondre : le calcul intensif interruptible, certains procédés d'électrolyse, la production de chaleur stockable, le dessalement, le traitement de données différables.

L'enjeu n'est pas de désigner les activités éligibles : tant que l'électricité est achetée à un prix positif, seules les activités viables se déploieront.

L'enjeu est de ne pas empêcher celles qui le sont de s'installer.

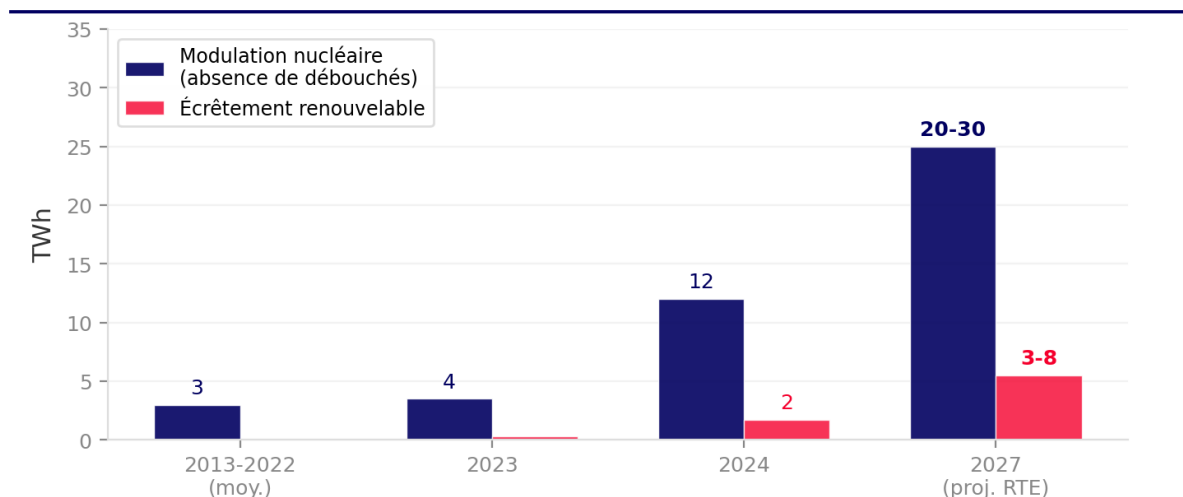
L'instruction du Premier ministre demande d'ailleurs au ministre délégué chargé de l'Industrie « d'identifier les procédés industriels pouvant être intégralement décarbonés d'ici 2030 ou 2035 ». C'est le seul passage de la lettre qui effleure l'idée d'une consommation industrielle nouvelle.

Mais le cadre actuel empêche ce type d'acteur de s'installer : un procédé industriel nouveau, électrique, interruptible, sera soumis aux mêmes règles de raccordement, au même TURPE et à la même accise qu'un site permanent. Alors même qu'il ne pèse sur le réseau qu'en période de surcapacité bas-carbone.

## 4. Pourquoi c'est urgent maintenant

RTE anticipe une modulation nucléaire pour absence de débouchés économiques de 20 à 30 TWh à l'horizon 2027<sup>8</sup>. L'écrêtement renouvelable, qui est aussi de la production à laquelle on a renoncé, lui a déjà doublé en 2025, atteignant ~3 TWh<sup>9</sup>.

### Électricité bas-carbone sans débouché : une tendance qui s'accélère



Sources : RTE, Bilan prévisionnel 2025 (p. 16-17) ; RTE, Bilan électrique 2025. 2027 : milieu des fourchettes RTE (modulation : 20-30 TWh ; écrêtement : 3-8 TWh).

inbi.fr



Dans une industrie de coûts fixes comme le système électrique français, chaque MWh de productible non valorisé fait peser les mêmes charges d'infrastructure sur moins de consommation, ce qui renchérit le coût unitaire pour tous les consommateurs.

Or l'électrification des usages, le levier principal identifié par tous les acteurs, prend du temps. RTE estime « peu probable une inflexion significative à la hausse de la consommation avant 2028 »<sup>10</sup>. Les usines mettent des années à se construire, les PAC des années à se diffuser, les VE des années à renouveler le parc.

Pendant cette période de transition, la consommation additionnelle flexible pourrait se déployer rapidement (en mois, pas en années) précisément dans les zones et aux heures où le surplus est le plus marqué. Elle réduirait la pression sur la modulation nucléaire et l'écrêtement renouvelable en attendant que la bascule structurelle des usages produise ses effets. Mais pour cela, encore faut-il que le cadre réglementaire ne la traite pas comme une consommation permanente.

*Ordre de grandeur : RTE anticipe 20 à 30 TWh de modulation nucléaire pour absence de débouché. Un GW de charge flexible fonctionnant 7 000 h/an absorberait environ 7 TWh, soit 23 à 35 % du problème. Ce chiffre est indicatif ; un travail de modélisation est en cours avec une co-auteurice académique.*

<sup>8</sup>RTE, BP 2025, p. 16.

<sup>9</sup>RTE, BP 2025, p. 16.

<sup>10</sup>RTE, BP 2025 résumé exécutif, p. 11.

## 5. Ce que cette note ne demande pas

Cette note ne demande ni subvention, ni tarif préférentiel, ni mécanisme de soutien. Elle ne demande pas non plus que l'État décide quelles activités méritent de consommer de l'électricité en période de surplus. Elle ne soutient pas que la consommation additionnelle flexible remplacerait les autres leviers : pilotage de la demande, batteries, renforcement réseau, interconnexions et électrification structurelle restent indispensables.

La thèse est plus simple : le cadre réglementaire actuel a été conçu pour des consommateurs permanents. Il pénalise, sans le vouloir, des acteurs qui ne fonctionneraient qu'en période de surplus et qui rendraient un service au système en le faisant. Il ne s'agit pas d'exonérer une consommation, mais de cesser de la traiter comme si elle achetait une capacité ferme 24h/24 qu'elle n'exige pas.

## 6. Recommandations

### 1. Ne pas laisser le cadrage du plan d'électrification exclure la demande flexible additionnelle.

L'instruction du Premier ministre du 1<sup>er</sup> avril 2026 structure le plan autour de la substitution des usages fossiles par l'électricité. C'est le levier principal, et il est fondé. Mais un cadrage exclusivement centré sur la substitution risque de devenir un filtre implicite dans les arbitrages ministériels : si un usage électrique nouveau ne remplace pas un usage fossile existant, il n'entre dans aucune case du plan, et les obstacles réglementaires qui l'empêchent de s'installer ne seront pas examinés. Les travaux de déclinaison du plan devraient intégrer une question simple : le cadre réglementaire permet-il à des charges intrinsèquement flexibles de se raccorder et de fonctionner en période de surplus ? La PPE3<sup>11</sup> reconnaît déjà que l'électrification doit favoriser des solutions flexibles ; le plan opérationnel devrait prolonger cette logique.

### 2. Lever les rigidités réglementaires qui traitent de la même manière les charges permanentes et les charges interruptibles.

Le TURPE, les procédures de raccordement et le taux d'accise sur l'électricité<sup>12</sup> ont été conçus pour des consommateurs permanents et prévisibles. Les règles NEBCO<sup>13</sup>, elles, ont été pensées pour la flexibilité, mais pour un seul type de flexibilité. Quatre obstacles concrets empêchent aujourd'hui une charge flexible additionnelle de s'installer :

---

<sup>11</sup>PPE3, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2026-2035, 13 février 2026.

<sup>12</sup>Art. L. 312-37 du Code des impositions sur les biens et services (CIBS), issu de l'ordonnance n° 2021-1843 du 22 décembre 2021 (recodification de l'ex-art. 266 quinquies C du Code des douanes, abrogé au 1er janvier 2022). Le taux d'accise ne distingue pas selon le profil de consommation (permanent ou interruptible).

<sup>13</sup>Art. L.271-1 à L.271-4 du Code de l'énergie ; Délibération CRE du 31 juil. 2025 approuvant les règles NEBCO (entrée en vigueur 1er sept. 2025).

**Le TURPE** : le tarif distingue déjà cinq plages horaires, mais ses composantes fixes (CG, CC) pèsent d'autant plus lourd par MWh que le taux de fonctionnement est bas. Un site qui ne consomme que pendant les surplus supporte les mêmes charges annuelles d'accès au réseau qu'un consommateur permanent, diluées sur moins de MWh, ce qui renchérit mécaniquement son coût d'acheminement unitaire.

**Le raccordement** : il est dimensionné sur la puissance demandée, indépendamment du profil d'utilisation. Faute de mécanisme de raccordement conditionnel, un projet qui s'engage contractuellement à ne soutirer qu'en dehors des périodes de tension est traité comme une consommation ferme de même puissance, même lorsque son impact sur les nœuds congestionnés serait nul.

**L'accise** : le taux ne distingue pas selon le profil de consommation. Une charge interruptible qui ne fonctionne que pendant les surplus paie la même accise qu'un consommateur permanent.

Et sur le marché de la flexibilité lui-même, l'obstacle est plus radical encore. **NEBCO** : le mécanisme repose sur la notion d'effacement, c'est-à-dire une réduction de consommation par rapport à un niveau de référence (art. L.271-1 du Code de l'énergie). Les modulations à la hausse y sont traitées comme le symétrique de l'effacement et encadrées par les mêmes règles : sur une période donnée, les volumes à la hausse ne peuvent excéder les volumes à la baisse. Une charge née flexible, dont le fonctionnement normal consiste à passer de zéro à pleine puissance en période de surplus puis à s'effacer totalement en période de tension, n'a par définition jamais eu de consommation de référence. Elle ne peut ni « s'effacer » au sens du Code, ni proposer de modulation à la hausse sans effacement préalable à compenser. NEBCO n'est pas aujourd'hui conçu de manière évidente pour ce cas de figure, et mérite un examen méthodologique spécifique.

Aucun de ces obstacles n'a été conçu pour empêcher la consommation flexible, ils sont simplement hérités d'un cadre pensé pour des consommateurs permanents. Les lever ne crée aucun régime d'exception. La CRE pourrait examiner si le cadre existant permet déjà d'accueillir ces charges, ou si des ajustements ciblés sont nécessaires.

**3. Tester la levée de ces obstacles dans le cadre du bac à sable réglementaire de la CRE.** Un ou deux sites pilotes suffiraient pour vérifier que l'allègement des contraintes de raccordement et de tarification pour une charge interruptible ne crée pas de problème système, et pour mesurer son impact sur la réduction du productible nucléaire non valorisé et de l'écrêtement renouvelable.



Le débat sur l'électrification est aujourd'hui structuré autour de deux idées : substituer les usages fossiles par l'électricité, et piloter la demande pour qu'elle s'adapte au profil de production. Ces deux axes sont indispensables. Mais ils ne sont pas suffisants face à une surcapacité qui durera au moins deux à trois ans selon RTE, et potentiellement davantage si la crise actuelle pèse sur la demande, comme ce fut le cas après 2022.

Des acteurs capables d'absorber rapidement ces surplus existent déjà dans d'autres systèmes électriques. En France, le cadre réglementaire ne leur permet pas de s'installer : le TURPE, les règles de raccordement et l'accise traitent une charge interruptible comme un consommateur permanent, et NEBCO ne prévoit pas le cas d'une charge dont la flexibilité est la raison d'être. Lever ces rigidités ne revient pas à choisir un gagnant technologique, ni à créer un dispositif de soutien. C'est supprimer des obstacles hérités d'un monde où la surcapacité bas-carbone n'avait pas cette ampleur.

---

**Bastien Desteuque, directeur général de l'INBi**

*L'Institut National de Bitcoin (INBi) est une association loi 1901. Ses travaux portent sur les systèmes monétaires, l'énergie et les libertés. L'INBi agit de manière indépendante et apaisante.*