Orientations pour un Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées couvrant les périodes 2025-S1 2026

Appel à contributions – Réponse ENGIE

19 février 2024

L'électrification des usages et le raccordement des ENR aux réseaux électriques rendent essentiel le **développement des flexibilités.**

Le gisement des flexibilités de consommation du diffus est encore peu exploité par les acteurs de la filière. La première raison est liée au contrôle du réalisé : dans les mécanismes NEBEF et MA, la **méthode des panels**, dont ENGIE a déjà testé la robustesse en 2016, ne fait pas partie des méthodes autorisées. ENGIE appelle RTE à l'inclure dans les règles du contrôle du réalisé dès le 01/01/2025 afin de développer les flexibilités diffuses et d'augmenter les puissances proposables à l'AOFD. Si elle n'était appliquée qu'au S2-2025, un acteur souhaitant répondre à l'AOFD perdrait 11/15 de la rémunération.

Les modalités de participation des **batteries** ne nous **permettent pas d'envisager une participation pour cet AOFD 2025**. Le fonctionnement proposé de « marché forcée » nous semble **inefficace** quant au but recherché (modulation), et potentiellement néfaste pour le système électrique. Nous préconisons d'autres modalités dans la suite du document.

INTRODUCTION :

1) **Une date de remise des offres AOFD en juillet vous convient-elle ?**

La calendrier proposé convient dès lors que les modalités de l'Appel d'offres sont connues et stabilisées au moins 2 mois pleins avant la remise d'offres.

Une modification tardive des modalités apporte en effet beaucoup d'inconfort pour les acteurs (ex pour l'AOE 2024 : nouvelle sous-option proposée tardivement par DGEC quelques semaines avant la remise d'offres).

Nous souhaiterions également qu'un délai maximum de réponse aux questions posées par les acteurs soit défini pendant la phase de questions/réponses (par exemple, une réponse sous 5 jours maximum à l'acteur, puis publication tous les 15 jours de toutes les réponses apportées pour garantir une totale transparence des informations transmises).

2) **Etes-vous en faveur de l'évolution des conditions d'éligibilité des sites à l'AOFD ?**

Nous approuvons les conditions d'éligibilité, et notons que les deux conditions ci-dessous seront supprimées :

- Non-cumul entre le coup de pouce CEE "Pilotage connecté du chauffage pièce par pièce" et les AOE/AOFD. ». Cf. communication DGEC du 1/2/2024.
- Absence d'augmentation des consommations de gaz naturel en cas d'effacement et limitation du report de consommation électrique

3) **Etes-vous en faveur de ce lotissement ?**

Cf. question 5.

4) **Etes-vous en faveur du rehaussement du pas d'offres de 0,1 MW à 1 MW ?**

ENGIE souhaite développer la flexibilité dans le résidentiel et le tertiaire. Rehausser le pas d'offres de 0,1 à 1 MW sera limitant. Nous souhaitons conserver le pas actuel de 0,1 MW.

5) **Etes-vous en faveur des principes de clearing tels que proposés ?**

Le service demandé aux flexibilités n'étant pas le même pour l'ensemble des lots, il est surprenant d'interclasser les offres dans un seul *Merit Order.*

6) **Etes-vous en faveur des modalités d'engagement annuel à l'AOFD ?**

Nous validons les modalités proposées.

7) **Commencer un contrat au S2 2025 présente-t-il un intérêt pour vos capacités de flexibilité ?**

La rémunération escomptée n'est dans ce cas que de 25% de la prime annuelle. Il n'est pas garanti que cette modalité ait un grand intérêt.

8) **Etes-vous en faveur des principes de définition de la plage d'engagement tels que proposés ?**

Nous validons les modalités proposées.

9) **Etes-vous en faveur des modalités de redéclaration de la capacité de flexibilité contractualisée telles que proposées ?**

Nous aurions souhaité conserver les souplesses actuelles de rééquilibrage à la baisse, à hauteur de 25%.

10) **Etes-vous en faveur du ratio 11/15 – 4/15 pour répartir les engagements entre le S1 et le S2 d'une période d'engagement ?**

Nous comprenons que ce ratio de 11/15^{ième} pour le S1 est issu de la concertation de la dernière année de livraison S1 2026 du mécanisme de capacité, et correspondant au nombre minimal de jours PP1/PP2 tirés avec certitude sur le S1 divisé par le nombre minimal de jours PP1/PP2 par année de livraison.

Nous validons l'alignement entre AOFD et cette modalité issue du Mécanisme de Capacité.

MODALITES EIF :

11) **Proposition EIF 1 : Etes-vous en accord avec le nombre de Jours Signalés EIF et leurs modalités de signalement ?**

Nous validons les modalités proposées.

12) **Souhaitez-vous que le contrat soit clarifié pour indiquer qu'au moins 15 jours, en l'occurrence les jours PP1, seront tirés avant 10h40 J-1 et que les cinq autres jours seront tirés avant 15h00 J-1 ?**

Oui. Nous serions en outre favorable à un signalement avant 9h30 à J-1 au lieu de 10h40.

13) **Proposition EIF 2 : Avez-vous des commentaires sur les modalités de la proposition d'évolution du signalement des jours EIF ?** *

Nous validons les modalités proposées, à condition que le nombre de jours à la main du fournisseur ne soit pas imposé (possibilité de n'en tirer aucun si souhaité).

14) **Proposition EIF 2 : Sur les jours à la main du fournisseur, seriez-vous en mesure d'envoyer un signal d'effacement à vos sites avant J-1, en J-3 ou en W-1 par exemple ? C'est-à-dire d'identifier une opportunité d'utiliser la flexibilité de votre portefeuille avant l'éventuel signalement du jour par RTE sen J-1, d'avoir une chaine d'activation en mesure de signaler une activation avant le J-1, et d'avoir prévu cette possibilité dans les contrats de fourniture avec vos clients. A l'inverse, seriez-vous en mesure d'envoyer un signal d'activation en infrajournalier ?** *

Nous confirmons être en mesure d'anticiper l'effacement avant J-1.

15) **Quelle est votre proposition de signalement des jours EIF privilégiée ?** *

Nous privilégions la proposition EIF 2

16) **Avez-vous des remarques sur les méthodes de contrôle du réalisé pour les capacités en option EIF pour les sites ≤ 36 kVA et > 36 kVA ?**

Nous sommes satisfaits de voir que la méthode des Panels est opérationnelle pour les EIF inf36 et souhaiterions pouvoir également l'utiliser en EE inf36.

17) **Les fournisseurs sont invités à s'exprimer sur modalités de rattachement d'un site de soutirage à un contrat AOFD en option EIF.** *

Pour les effacements implicites, l'utilisation d'un calendrier fournisseur à Pointe Mobile présente des avantages :

- Solution déjà opérationnelle côté Enedis
- Mesure facile de l'effacement (sans nécessité de collecter les CC)
- Gestion de Périmètre facilitée
- Gestion du signal PM
- Interface de rattachement en masse, gratuit

… mais occasionne néanmoins des couts non négligeables :

- Cout de création de calendriers personnalisés : potentiellement autant de calendriers personnalisés que de calendriers présents dans leurs offres, pour ne pas obliger les clients à changer de structure d'offre.
- Cout de mise en place de la chaîne SI (demande d'activation de la pointe mobile, gestion des acquittements retour de l'ordre de déclenchement)

… et des risques :

- Risque sourcing : Pas de recul sur les profils adossés à des Calendrier fournisseur à Pointe mobile (profil « effacement »)
- Risques liés à des disfonctionnements techniques, occasionnant insatisfaction, churn et gestion cliente accrus)
    - Aléas inhérents à la modification des calendriers fournisseurs (cf. taux d'échec)
    - Echec de déclenchement des périodes mobiles par Enedis (et absence de dédommagement fournisseur dans ce cas)

… difficiles à absorber pendant la phase d'émergence de nouvelles offres dont la rentabilité économique n'est pas démontrée.

En phase d'émergence, la faible volumétrie de clients (< XX clients) autoriserait des modalités provisoires plus légères et plus rapides/faciles à mettre en œuvre, le temps d'apprendre et de mesurer le taux d'engagement réel des clients

- L'usage des courbes de charge pour mesurer les effacements (sans risque de généralisation d'envoi quotidien) sans modification du calendrier des clients.
- La gestion du périmètre des points par liste ou repérage dans SGE (cf. éclairages publics)
- Un sourcing inchangé sur base de profils usuels, avec prise en compte dans un premier temps des effacements réalisés aux Ecarts.

18) **Les fournisseurs sont invités à s'exprimer sur le sujet des pénalités en cas d'inéligibilité à l'AOFD.**

Nous validons les modalités proposées.

19) **Les fournisseurs sont invités à faire remonter toutes les améliorations qu'ils souhaitent apporter à l'option EIF de l'AOFD.** *

Pour favoriser le développement des offres répondant à l'AOFD, nous proposons de plafonner la pénalité applicable à un lauréat au montant maximal que ce dernier aurait pu espérer compte tenu des volumes contractualisés.

MODALITES EE :

20) **Proposition EE 1 : Etes-vous en faveur des modalités de signalement et de la répartition des Jours Signalés EE ?**

Nous comprenons que ce ratio de 11/15^{ième} pour le S1 est issu de la concertation de la dernière année de livraison S1 2026 du mécanisme de capacité, et correspondant au nombre minimal de jours PP1/PP2 tirés avec certitude sur le S1 divisé par le nombre minimal de jours PP1/PP2 par année de livraison.

Nous validons l'alignement entre AOFD et cette modalité issue du Mécanisme de Capacité.

21) **Proposition EE 2 : Avez-vous des commentaires sur les modalités de signalement des jours dans la proposition EE 2 ?** *

Nous validons les modalités proposées, à condition que le nombre de jours à la main du fournisseur ne soit pas imposé (possibilité de n'en tirer aucun si souhaité).

22) **Proposition EE 2 : Sur les jours à la main de l'OE, seriez-vous en mesure d'envoyer un signal d'activation à vos sites avant J-1, en J-3 ou en W-1 par exemple ? C'est-à-dire d'identifier une opportunité d'activation et de vendre le bloc d'énergie avant la tenue de l'enchère day-ahead, d'avoir une chaine d'activation en mesure de signaler une activation avant le J-1, et d'avoir prévu cette possibilité dans les contrats d'effacement avec vos sites. A l'inverse, seriez-vous en mesure d'envoyer un signal d'activation en infrajournalier ?** *

Nous confirmons être en mesure d'anticiper l'effacement avant J-1.

23) **Proposition EE 1 : Etes-vous en faveur des principes de calcul du niveau de disponibilité en sous-option plafond de prix ?**

Nous validons les modalités proposées.

24) **Proposition EE 2 « Jours à la main de l'OE » : Etes-vous en faveur des principes de calcul du niveau de disponibilité en sous-option plafond de prix ?**

Nous validons les modalités proposées.

25) **Etes-vous en faveur de retenir la valeur de 70% du plafond européen de l'enchère day-ahead comme niveau de prix spot requérant une activation des capacités de flexibilité contractualisées déclarées disponibles dans la liste d'engagement ?**

Nous validons les modalités proposées.

26) Etes-vous en faveur des évolutions proposées pour la comptabilisation des heures d'activation à pleine puissance ?

Nous validons les modalités proposées.

27) Etes-vous en faveur des évolutions proposées pour le calcul du niveau de disponibilité en sous-option Energie Effacée ?

Nous validons les modalités proposées.

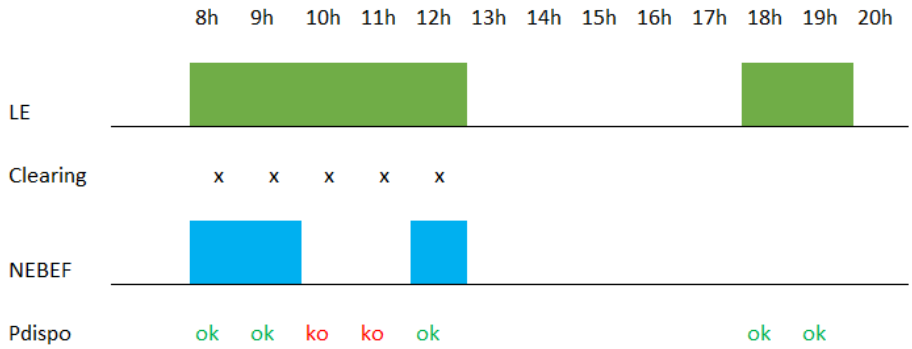
28) Proposition EE 2 : Etes-vous en faveur des évolutions proposées pour le calcul du niveau de disponibilité en sous-option Energie Effacée ?

Nous validons les modalités proposées.

29) Etes-vous en faveur que la seule sous-option proposée aux contrats du lot 1 (EE ≤ 1 MW) soit la sous-option Energie Effacée ?

La sous-option « Energie Effacée » a l'avantage de laisser une certaine latitude aux Opérateurs d'Effacement dans l'optimisation de leur portefeuille. Cette méthode peut être pertinente, notamment dans le cadre d'un portefeuille B2C en croissance, et ENGIE remercie RTE de l'avoir introduite en 2023. Elle implique par contre un seul mode de mise à disposition : le NEBEF.

Il se trouve qu'avec les modalités actuelles de l'Appel d'offres, une capacité ne pouvant s'activer que deux heures successives mais disposant pour autant d'un stock d'énergie journalier de 5 heures (par exemple) ne peut se valoriser pleinement au NEBEF (cf. exemple ci-dessous). Nous serions obligés dans ce cas de dégrader artificiellement notre DUJ à 3 heures, pour pouvoir abaisser à 3 heures le nombre d'heures d'effacement attendu sur le créneau du matin, alors que notre stock d'énergie sur les 7 heures de la plage d'engagement est bel et bien de 5 heures. C'est dommage. Cela crée en outre une certaine distorsion par rapport à une mise à disposition au MA qui autorise à l'inverse une pleine valorisation de ce stock.



Exemple avec DOmax et DNA 2 heures, DUJ 5 heures, et Spot > plafond de 8h à 13h

Nous comprenons que les modalités opérationnelles de la sous-option « Energie effacée » soient plus simples pour RTE, notamment pour calculer le Niveau de Disponibilité. Cet argument est recevable mais ne doit pas se faire au détriment des solutions proposées aux acteurs pour valoriser leur portefeuille B2C avec toutes leurs spécificités.

Compte-tenu du planning serré avant le lancement de l'Appel d'offres, nous proposons de conserver les deux sous-options pour le lot 1, sans changement par rapport à l'AOE 2024

30) Etes-vous en faveur du nombre d'heures minimal et objectif de la sous-option énergie effacée à l'AOFD ?

Nous validons les modalités proposées.

31) Quelle est votre proposition de signalement des jours EE privilégiée ? *

Nous privilégions la proposition EE 2

32) Les acteurs sont invités à faire remonter toutes les améliorations qu'ils souhaitent apporter à l'option EE de l'AOFD*

Mise à disposition de la méthode des panels pour les effacements explicites du diffus également (lot 1)

Les méthodes de contrôle du réalisé NEBEF actuellement disponibles pour le lot 1 (effacements explicites diffus) sont insuffisantes :

- Méthode des Rectangles à double référence corrigée (RDRC) :

    - La durée des effacements est limitée. Cela empêche les effacements sur toute une journée comme dans le cas d'Ecodéfi+.
    - La prise de référence prend en compte la consommation avant et après la plage d'effacement. Cela pose des problèmes, notamment pour la pointe du matin qui est entourée par des consommations faibles.

- Prévision : les exigences de précisions sont par site et sont trop fortes à l'échelle d'un site. Il faudrait que le critère de précision tienne compte du foisonnement à l'échelle du portefeuille. Dans ce cas, le critère serait accessible et RTE aurait la garantie que la prévision de la consommation de l'ensemble est représentative de la consommation de l'ensemble, ce qui devrait être l'objet du critère de performance.
- Historique : les historiques de consommation sont inadaptés aux groupes de sites dont la consommation est sensible au climat car ils sous-estiment les références lors des jours froids. En effet, les jours précédents les jours froids sont plus chauds. Ainsi, la référence est elle plus faible de l'ordre de 8% que la réalité. Or, 8% c'est l'ordre de grandeur du bénéfice attendu par un effacement du type Ecodéfi+.

Si nous optons pour une valorisation d'Ecodéfi+ en explicite (ce qui est probable car une valorisation en implicite se heurte à une contrainte de rattachement à un calendrier fournisseur à PM – cf. point développé ci-dessous), alors Il sera nécessaire de pouvoir compter sur la méthode des Panels.

Concernant cette méthode, nous avons contribué, comme d'autres acteurs, à son test dès 2017. Elle est désormais disponible pour les EIF, pleinement opérationnelle, et poussée par Enedis. Le nombre d'acteurs l'utilisant croit (cf. nouveaux lauréats de l'AOE EIF 2024). Ne pas l'autoriser pour les EE constitue une discrimination.

Nous souhaitons que cette méthode soit proposée pour le lot 1 dès le 1/1/2025 (a minima au NEBEF) et ainsi pouvoir valoriser des capacités avec cette méthode dès le premier semestre qui représente la principale part de rémunération annuelle.

Netting des écarts entre contrats d'un même Appel d'offres

Nous souhaiterions faire évoluer les règles de calcul des écarts pour introduire un foisonnement les écarts entre contrats d'un même AOE pour une année N. Cela se rapprocherait de ce qui est fait sur le Mécanisme de Capacité avec les NCE. Pour se faire, il s'agirait de calculer un Niveau de Disponibilité global (sommes des $ND_{AOE,N}$ de l'acteur) et de la comparer à la sommes des $P_{AOE,N}$. On en déduirait un $\%_{Ecart\ global}$.

- Si ce pourcentage est positif, l'acteur est en écart positif. Le $\%_{Ecart}$ est abattu de 75 ou 90% selon l'année
- Si ce pourcentage est négatif, l'acteur est en écart négatif. Le $\%_{Ecart}$ est réhaussé de 125%.

Le % résultant est appliqué à la somme des $FIXE_{AOE,N}$

Simplification des modalités pour un portefeuille diffus en croissance valorisé au gré des différents AO.

En diffus, sur le lot 1, nous avons été lauréat de l'AOE 2024 pour 10 ans. Si nous sommes de nouveau lauréat de l'AOE 2025 sur ce même segment (MW additionnels liés à la croissance du portefeuille), nous allons nous retrouver en 2025 avec 2 contrats issus de ces deux AOE. Les règles actuelles nous contraignent à déclarer deux EDE (ou EDA) distinctes pour ce même portefeuille (cf. conditions 3.2.6 du contrat : tous les Sites de Soutirage rattachés aux EDE/A mentionnées à l'Annexe 1 des Conditions Particulières du présent Contrat sont rattachés au présent Contrat).

La séparation et répartition par EDE/A induit d'une part une forte complexité technique en partie liée à la volumétrie considérée (portefeuille diffus), et au final des écarts inévitables liés aux sur- ou sous-estimations sur les entités concernées, alors que le service est au final correctement rendu.

Nous proposons que dans ce cas précis (diffus, croissance de portefeuille au fur et à mesure des AO, donc même DUJ), il soit possible de conserver qu'une seule EDE/A rattachée aux deux contrats. Les calculs de Pdispo et ND resteraient réalisés à la maille EDE/A comme aujourd'hui, et une règle serait à définir pour répartir les écarts entre les contrats. Une possibilité pourrait être de privilégier l'ancienneté en cherchant à réduire avant tout les écarts du premier contrat signé. L'impact sur les règles actuelle est faible, mais le gain opérationnel est, selon nous, conséquent.

STOCKAGE

Les modalités proposées par RTE/DGEC pour la partie Stockage **ne nous permettent pas d'envisager une participation pour cet AOFD 2025.**

- Les dispositions excluent de facto les nouveaux moyens de stockage. Les sites éligibles à l'AOFD en option stockage ne doivent pas avoir de convention de raccordement signée avant la date de désignation des lauréats (soit d'ici fin juillet). Cependant, pour être disponible au démarrage du service en janvier 2025, le délai entre la désignation des lauréats et le démarrage du service ne permet pas d'envisager la mise en place d'un raccordement au réseau, d'autant que RTE précise qu'être lauréat à l'AOFD n'entrainera pas de modification du processus ou du calendrier de raccordement.

- Les stockages existants aptes à répondre aux exigences de livraison du service de modulation ne sont pas éligibles.

- La durée de soutien est insuffisante (1,5 ans) pour peser sérieusement dans un dossier d'investissement d'une batterie C4 (à fort niveau de stock) dont les CAPEX sont de l'ordre de 1200 k€/MW.

- Enfin, nous ne comprenons pas l'interdiction stricte de participation aux Services Système fréquence pendant toute la durée du contrat. Ce point est très bloquant.

    - On aide financièrement les batteries à se développer via un appel d'offres dédié en échange d'un service de modulation (qui concerne 15% des heures d'une année) et on les empêche de l'autre côté de capter d'autres revenus qu'il est pourtant possible de capter en dehors de cet appel d'offres AOFD.
    - Les revenus dont il est question sont notamment les revenus aFRR, alors que la CRE déplore que la filière batterie (et soutirage) peine à atteindre les objectifs fixés fin 2022 pour l'année 2024 (cf. GT SSYf du 10/01/2024 : les volumes certifiés de la filière batterie/soutirage n'atteignent pas les 40% de l'objectif fixé).

    - Les acteurs ayant investi en amont de ce dispositif de soutien sur la réserve primaire en misant sur des batteries C1/C2 n'ont effectivement pas droit à ce soutien. C'était un risque à prendre et relève de la stratégie industrielle de l'acteur. Chaque acteur est responsable de sa stratégie et des risques associés. Le marché de la réserve primaire/secondaire ne leur est pas pour autant réservé. D'autant qu'ils ont la possibilité de devenir éligibles à l'AOFD en investissant pour augmenter leur stock. A l'inverse, ceux qui ont investi en amont de ce dispositif à l'aide de batteries C4 ou plus, qui se sont positionnés en réserve primaire/secondaire et qui sont en mesure de livrer le service de modulation attendu devraient pouvoir compter sur ce soutien AOFD.

Un **fonctionnement en marché forcée inefficace** pour le but recherché.

RTE souhaite inciter les batteries à fournir un service de « modulation » permettant de stocker les volumes d'énergie des périodes de forte production ENR pour les restituer lors des périodes de forte consommation. Nous ne remettons pas en cause l'intérêt d'un tel service, permettant de mieux intégrer les actifs à production fatale intermittente, mais précisons néanmoins qu'un tel service n'a de sens que si les périodes de forte production ENR ne coïncident pas avec les pointes de consommation. Dans le cas contraire, nous pourrions être amenés à générer des effets néfastes sur le système électrique.

Ces batteries « de modulation » doivent donc adapter leur comportement aux prévisions connues peu avant la veille pour le lendemain. Les signaux de pilotage sont par exemple :

- En soutirage : les prix de marché Day-ahead bas, potentiellement conditionnés à de fortes prévisions de production ENR pour répondre à l'objectif premier de ces batteries.
- En injection : les prix de marché Day-ahead élevés parmi les heures de la période Peak, potentiellement conditionnés à une prévision de production ENR faible.

Dans certains cas, ces signaux peuvent amener la batterie à ne pas injecter pendant des créneaux horaires de pointe si ceux-ci ne sont pas tendus, ce qui serait normal.

Le service demandé par RTE/DGEC ne répond pas à ce besoin. Il consiste en effet à imposer une marche « forcée » en demandant à la batterie d'injecter systématiquement (en moyenne) une puissance PAOFD tous les jours ouvrés de la période d'engagement de l'hiver de 8h à 13h puis de 18h à 20h. Il s'agit d'une modulation « aveugle », qui monopolise d'une part la batterie, et dont certains effets pervers ne pourront être évités. C'est une solution trop simpliste et peu séduisante. Nous pouvons faire mieux.

Nous préconisons une solutions alternative calquée sur la sous-option « Energie effacée » des lots EE. Le lauréat s'engage sur un nombre d'heures d'injection NBH, dont on déduit un engagement en Volume (MWh injecté pendant les périodes de pointes) et un engagement en Nombre d'heures à Puissance Max (X heures en injection à P_{AOFD} pendant les périodes de Pointes). La rémunération est d'autant plus importante que NBH est élevé.

Cette proposition permet en outre d'aligner davantage les modalités entre lots de l'AOFD, toutes les capacités étant en concurrence au sein d'un unique interclassement (pas de clearing ou volume alloué par lot).

* * *