Février 2024

Réponse de Voltalis à l'appel à contributions de RTE
Orientations pour un Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées (AOFD)

Voltalis remercie RTE pour avoir ouvert au débat les orientations pour un AOFD à partir de 2025. Avant d'apporter des réponses à chacune des questions posées qui concerne son activité, Voltalis souhaite attirer l'attention de RTE sur plusieurs évolutions proposées qui auraient des conséquences importantes pour l'activité d'effacement dans les bâtiments :

- S'il devait ne plus permettre de contrats pluriannuels, cet appel d'offres **exclurait de fait potentiellement les capacités du lot 1**, puisque la possibilité de contrats pluriannuels a été introduite par les autorités françaises pour permettre de développer ces capacités, tel qu'indiqué dans la décision de la Commission européenne (SA.62006) : « *une durée minimale de 10 ans est nécessaire pour atteindre l'équilibre minimum acceptable, justifiant ainsi la mise en œuvre de contrats pluriannuels n'excédant pas 10 ans pour cette catégorie d'effacements* ». Or, les **besoins en termes de capacités sont considérables** pour le pays et ce à long terme pour atteindre les objectifs de la stratégie française énergie climat, justifiant l'existence même de ces appels d'offres. Dans la décision de la Commission européenne sur l'AOFD (SA.107352), il est relevé que le besoin en nouvelles flexibilités décarbonées intra-journalières à l'horizon 2030 est estimé à **12,5 GW**. Avec les AOE 2023 et 2024, **≈ 1,3 GW ont été retenus à l'horizon 2030**. **L'AOFD doit donc continuer à encourager le développement de toutes les solutions de flexibilité, sans exclure celles relevant du lot 1.** Pour autant, Voltalis comprend la question soulevée par RTE résultant de la refonte du mécanisme de capacité, et est donc **ouvert à discuter avec RTE/DGEC de la façon d'assurer une bonne articulation de la durée des contrats dans ce contexte.**

- RTE propose que toutes les offres soient classées dans un même interclassement, indépendamment de leur lot, avec un prix de clearing unique. Voltalis comprend que RTE invoque le principe de **neutralité technologique**, un MWh ayant les mêmes bénéfices pour le système électrique peu importe la technologie utilisée.

  Toutefois, une rémunération identique pour toutes les technologies risque d'impliquer des **coûts très différents pour les consommateurs, par exemple des surcoûts importants des EIF** par rapport aux EE en cas de rémunération identique. Les **coûts des EIF seraient ainsi payés trois fois par les consommateurs** ; les consommateurs supportant les coûts de déploiement des compteurs Linky, d'installation d'une solution d'automatisation (ou portant le risque tarifaire) et de l'appel d'offres.

  En outre, **un interclassement et un prix de clearing communs** entre les lots risquent d'introduire une **rentabilité excessive des capitaux investis** pour certains acteurs qui ont des **coûts de développement moindres**. Tel est le cas des EIF qui ne présentent pas de coûts amont de développement et de déploiement de boîtiers d'effacement, contrairement aux EE, puisque la chaîne opérationnelle d'envoi et de réception du signal tarifaire est assurée par les compteurs Linky ; et contrairement aussi aux solutions de stockage dès lors qu'elles supposent la mise en place de batteries. Un interclassement et un prix de clearing communs entre les technologies risque donc d'aboutir à une rentabilité excessive pour les fournisseurs participant au titre des EIF.

  La rémunération supplémentaire captée par ces derniers pourrait être utilisée pour être redistribuée aux consommateurs et les inciter à se flexibiliser ; **renforçant ainsi les biais concurrentiels déjà existants entre les EE et les EIF**, dont certains, importants, ont déjà été mis en évidence par l'Autorité de la concurrence dès son avis de 2013 (biais technologique pour exploiter les effacements, les fournisseurs bénéficiant des nouveautés des compteurs Linky sans avoir eu besoin de développer à leur frais une technologie de boîtiers d'effacement ; biais d'information pour identifier les gisements d'effacement et proposer des offres adaptées ; biais d'image auprès des consommateurs, renforcé dans le contexte actuel par les appels publicisés du gouvernement …).

  Dans le cas où l'AOFD intègrerait une part de rémunération destinée aux consommateurs pour inciter ces derniers à se flexibiliser, deux enveloppes pourraient être distinguées : une destinée aux consommateurs pour les inciter à participer (donc de nature « commerciale », avec un montant

identique pour l'ensemble des technologies) et une destinée aux opérateurs (avec un montant distinct selon les technologies pour éviter une rentabilité excessive des faibles capitaux requis par les EIF).

Ainsi, si le **critère de neutralité technologique** doit bien être pris en compte, il est **secondaire vis-à-vis de la nécessité que les aides d'Etat n'introduisent ni distorsion de concurrence ni rentabilité excessive des capitaux**. D'ailleurs, le règlement européen en cours d'adoption sur la refonte du marché de l'électricité[1] donnant la possibilité aux Etats membres de mettre en place un régime d'aide pour atteindre l'objectif national indicatif de flexibilité non fossile, précise la nécessité de définir des objectifs distincts en matière d'effacement et de stockage. Donc la distinction entre technologies est possible et ce durablement.

Pour l'ensemble de ces raisons, et afin d'éviter des coûts excessifs pour les consommateurs, ainsi que de réduire le risque de rentabilité excessive des capitaux et de distorsion de concurrence, **l'interclassement et le prix de clearing devraient être réalisés par lot.**

- RTE propose de ne calculer qu'un seul niveau de disponibilité pour la prime et le complément. Toutefois, ces deux termes doivent continuer d'être évalués de façon distincte, car ils ont **deux logiques économiques différentes** : la prime consiste en un complément de rémunération par rapport au mécanisme de capacité pour rémunérer la disponibilité de la capacité, tandis que le complément AOE permet une rémunération lors d'activations effectives sur le marché. Ainsi, ne plus calculer de niveau de disponibilité différentié pour la prime et le complément non seulement est contraire à cette logique économique mais revient également à **pénaliser doublement** l'opérateur en cas de non-atteinte des engagements en termes d'activations. **Le système existant pour l'AOE 2024 devrait donc être préservé, en calculant un niveau de disponibilité différencié entre la prime et le complément.**

  En cas d'évolution de ce dispositif, cette évolution devrait se faire en adéquation avec le règlement sur la réforme du marché de l'électricité en cours d'adoption au niveau européen (et donc qui sera applicable lors de la mise en œuvre des contrats AOFD). Ce texte dispose que *« les États membres peuvent appliquer des régimes d'aide à la flexibilité non fossile consistant en des **paiements pour la capacité disponible** »*[2] avec en outre la nécessité de « *fixer un **niveau minimal de participation au marché en termes d'énergie activée**, qui tient compte des spécificités techniques de l'actif fournissant la flexibilité » et d' « appliquer des **sanctions appropriées** à ceux qui fournissent les capacités qui ne respectent pas le niveau minimal de participation au marché »*[3]. En d'autres termes, conformément à ces dispositions, et avec les chiffres actuels, il devrait être appliqué une **rémunération de 85k€/MW pour la disponibilité de la capacité** dont le niveau de disponibilité est déterminé similairement à celui de la prime AOE 2024, avec des **engagements en termes d'activations** qui, s'ils ne sont **pas atteints**, entraîneraient une **pénalité** pouvant atteindre 20k€/MW.

En outre, Voltalis souhaite soulever plusieurs autres points qui mériteraient d'être intégrés dans les règles :

- **Indexer le plafond de prix d'offres sur l'inflation :** Tel qu'indiqué dans la décision de la Commission européenne SA.107352, *« les autorités françaises ont démontré dans le contexte de la décision SA.62006 qu'un plafond évalué à 60 000 EUR/MW/an était justifié par rapport aux coûts estimé des capacités d'effacement. Le plafond a été relevé à 65 000 EUR/MW/an pour tenir compte de l'inflation par rapport à 2021-2022* ». Similairement, le plafond de prix d'offres ainsi que le complément pour l'AOFD 2025 devraient être réhaussés par rapport à ceux de l'AOE 2024 en **prenant en compte l'inflation**. Cela permettrait aux OE de construire une capacité globale d'effacement dans des **conditions équivalentes aux précédents AOE**.

- **Mettre en place une souplesse réciproque entre les lots 1 et 2** : Les opérateurs adressant les capacités résidentielles ainsi que les petites capacités du segment tertiaire (lot 1) peuvent également installer, dans une moindre proportion, des sites d'une puissance supérieure, du moins dès lors que

[1] Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

[2] "*Member States may apply non-fossil flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

[3] "*set out a minimum level of participation in the market in terms of activated energy, which takes into account the technical specificities of the asset delivering the flexibility" ; "apply appropriate penalties to capacity providers which do not respect the minimum level of participation in the market*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

ces sites ont les **mêmes caractéristiques techniques que des capacités inférieures à 1 MW** (exemple : résidences étudiantes, résidences touristiques … qui sont en fait des logements, même si leur raccordement au réseau est regroupé donc d'une puissance souscrite supérieure). Cependant, sans possibilité d'intégration dans le lot 1, ces sites aujourd'hui ne sont pas valorisés dans le cadre de l'appel d'offres (l'effacement dans les bâtiments reposant sur l'agrégation de multiples capacités et les coûts opérationnels d'une candidature à un lot différent pour quelques sites étant trop élevés), limitant *in fine* les incitations à installer de tels sites et donc la capacité mise à disposition du système électrique. Ainsi, au moins dans le cas de **sites ayant des caractéristiques similaires à un site ≤ 1 MW**, il devrait être **possible de les rattacher au lot 1, fut-ce dans la limite d'un pourcentage de la capacité d'effacement (MW) du lot pour l'acteur considéré** (ex : 20%).

- Après l'expérience de l'appel d'offres 2024, la DGEC et RTE ont invité Voltalis à soulever dans l'appel à contributions pour l'AOFD 2025 la nécessité d'**adapter la forme de remise des offres pour permettre à l'opérateur de proposer une quantité plus importante de capacités en cas de prix de clearing supérieur retenu**. En effet, un prix supérieur permet d'accélérer le déploiement et d'avoir des capacités plus rapidement, ie. les avoir une année plus vite durant la période de construction. Or, une telle accélération était impossible par les modalités de présentation des offres à l'AOE 2024, les puissances devant être croissantes par offre et non globalement (par contrat). Ainsi, en accord avec l'intention de l'appel d'offres (soutenir et accélérer le développement des capacités des flexibilités décarbonées), cette possibilité devrait être ouverte dans le cadre de l'AOFD 2025. Pour cela, pourrait être introduite la possibilité d'indiquer dans la réponse que les offres retenues seront contractualisées dans un seul et même contrat ce qui entraînerait le calcul de la puissance croissante en cumulé pour l'ensemble des offres.

  Exemple fictif : Dans l'exemple ci-dessous, un clearing à 65 k€/MW permettrait de construire les capacités (10 MW dans l'exemple) dès le S1 2025 (au lieu du S2 2025). Dans le cadre des conditions identiques à l'AOE 2024, l'offre 2 n'aurait pas été retenue car la puissance proposée ne respecte pas les conditions de croissance ($P_{AOFD,S2\ 2025} = P_{AOFD,\ S1\ 2026}$ et $P_{AOFD,\ S1\ 2026} \geq P_{AOFD,S2\ 2025}$). En permettant la vérification de ces conditions à l'échelle cumulée (offre 1 + offre 2), les conditions sont bien respectées.

		Puissance S1 2025	Puissance S2 2025	Puissance S1 2026	Prix offert (en k€/MW)
Offre_1	Offre déposée	0	10	50	60
	Puissance cumulée (Offre_1)	0	10	50	
Offre_2	Offre déposée	10	0	0	65
	Puissance cumulée (Offre_1 + Offre_2)	10	10	50	

Voltalis est ouvert à toute autre formulation qui donnerait cette possibilité.

* * *

Détails par questions :

Question 1 : Une date de remise des offres AOFD en juillet vous convient-elle ?

Une date de remise des offres en juillet est **très tardive** pour construire un parc d'ici le 1er janvier ; le développement de nouvelles capacités nécessitant le **recrutement de nouveaux consommateurs** et devant donc être anticipé en amont, comme déjà maintes fois souligné.

Question 2 : Êtes-vous en faveur de l'évolution des conditions d'éligibilité des sites à l'AOFD ?

Oui, Voltalis ne soulève pas de point particulier à remonter sur ce sujet.

Question 3 : Êtes-vous en faveur de ce lotissement ?

Voltalis est en faveur de ce lotissement.

Toutefois, les opérateurs adressant les capacités résidentielles ainsi que les petites capacités du segment tertiaire (lot 1) peuvent également installer, dans une moindre proportion, des sites d'une puissance supérieure, du moins dès lors que ces sites ont les **mêmes caractéristiques techniques que des capacités inférieures à 1 MW** (exemple : résidences étudiantes, résidences touristiques … qui sont en fait des logements, même si leur raccordement au réseau est regroupé donc d'une puissance souscrite supérieure). Cependant, sans possibilité d'intégration dans le lot 1, ces sites aujourd'hui ne sont pas valorisés dans le cadre de l'appel d'offres (l'effacement dans les bâtiments reposant sur l'agrégation de multiples capacités et les coûts opérationnels d'une candidature à un lot différent pour quelques sites étant trop élevés), limitant *in fine* les incitations à installer de tels sites et donc la capacité mise à disposition du système électrique.

Ainsi, au moins dans le cas de **sites ayant des caractéristiques similaires à un site ≤ 1 MW**, il devrait être **possible de les rattacher au lot 1, fut-ce dans la limite d'un pourcentage de la capacité d'effacement (MW) du lot pour l'acteur considéré** (ex : 20%).

Question 4 : Êtes-vous en faveur du rehaussement du pas d'offres de 0,1 MW à 1 MW ?

Oui, Voltalis est en faveur du rehaussement du pas d'offres à 1 MW.

Question 5 : Êtes-vous en faveur des principes de clearing tels que proposés ?

RTE propose que toutes les offres soient classées dans un même interclassement, indépendamment de leur lot, avec un prix de clearing unique.

Certes Voltalis comprend le principe de **neutralité technologique**, que RTE interprète en considérant qu'un MWh a les mêmes bénéfices pour le système électrique peu importe la technologie utilisée.

Toutefois, une rémunération identique pour toutes les technologies risque d'impliquer des **coûts très différents pour les consommateurs, par exemple des surcoûts importants des EIF** par rapport aux EE en cas de rémunération identique. Les **coûts des EIF seraient ainsi payés trois fois par les consommateurs** ; les consommateurs supportant les coûts de déploiement des compteurs Linky, d'installation d'une solution d'automatisation (ou portant le risque tarifaire) et de l'appel d'offres.

En outre, **un interclassement et un prix de clearing communs** entre les lots risquent d'introduire une **rentabilité excessive des capitaux investis** pour certains acteurs qui ont des **coûts moindres**. Tel est le cas des EIF qui ne présentent pas de coûts amont de développement et de déploiement de boîtiers d'effacement, contrairement aux EE, puisque la chaîne opérationnelle d'envoi et de réception du signal tarifaire est assurée par les compteurs Linky ; et contrairement aussi aux solutions de stockage dès lors qu'elles supposent la mise en place de batteries. Un interclassement et un prix de clearing communs entre les technologies risque donc d'aboutir à une rentabilité excessive pour les fournisseurs participant au titre des EIF.

La rémunération supplémentaire captée par ces derniers pourrait être utilisée pour être redistribuée aux consommateurs et les inciter à se flexibiliser ; **renforçant ainsi les biais concurrentiels déjà existants entre**

les EE et les EIF, dont certains, importants, ont déjà été mis en évidence par l'Autorité de la concurrence dès son avis de 2013[4] :

- **Des biais technologiques pour exploiter les effacements** : les fournisseurs bénéficient des nouveautés des compteurs Linky sans avoir eu besoin de développer à leur frais une technologie de boîtier d'effacement à installer chez les consommateurs pour pouvoir opérer tel que pour les OE.
- **Des biais d'information pour identifier les gisements d'effacement et proposer des offres adaptées** : l'utilisation croisée de bases de données clientèle apporte un avantage compétitif aux fournisseurs par rapport aux OE qui ne sont pas fournisseurs. Cela leur permet de disposer d'une connaissance approfondie des modes de consommation (courbes de charge, détails de leur contrat de fourniture) pour évaluer le potentiel d'effacement et construire une offre adaptée, et de disposer directement des coordonnées de contacts.
- **Des biais d'image auprès des consommateurs** : dans le secteur résidentiel, le fournisseur dispose naturellement d'une relation privilégiée avec son client consommateur et d'une image clairement identifiée dans le secteur de l'énergie permettant de faciliter le recrutement des consommateurs, par rapport aux OE qui ne sont pas fournisseurs, dont le métier d'effacement est peu connu du grand public, et qui doivent ainsi développer des efforts supplémentaires pour les contacter. Dans le contexte actuel, ce biais est d'autant plus renforcé par les appels publicisés du gouvernement à ce que les fournisseurs développent des offres tarifaires d'effacements implicites, donnant davantage de visibilité médiatique au rôle des fournisseurs dans la sobriété énergétique.

Dans le cas où l'AOFD intègrerait une part de rémunération destinée aux consommateurs pour inciter ces derniers à se flexibiliser, deux enveloppes pourraient être distinguées : une destinée aux consommateurs pour les inciter à participer (donc de nature « commerciale », avec un montant identique pour l'ensemble des technologies) et une destinée aux opérateurs (avec un montant distinct selon les technologies pour éviter une rentabilité excessive des faibles capitaux requis par les EIF).

Ainsi, si le **critère de neutralité technologique** doit bien être pris en compte, il est **secondaire vis-à-vis de la nécessité que les aides d'Etat n'introduisent ni distorsion de concurrence ni rentabilité excessive des capitaux**. D'ailleurs, le règlement européen en cours d'adoption sur la refonte du marché de l'électricité[5] donnant la possibilité aux Etats membres de mettre en place un régime d'aide pour atteindre l'objectif national indicatif de flexibilité non fossile, précise la nécessité de définir des objectifs distincts en matière d'effacement et de stockage. Donc la distinction entre technologies est possible et ce durablement.

Pour l'ensemble de ces raisons, et afin d'éviter des coûts excessifs pour les consommateurs, ainsi que de réduire le risque de rentabilité excessive des capitaux et de distorsion de concurrence, **l'interclassement et le prix de clearing devraient être réalisés par lot.**

Par ailleurs, tel qu'indiqué dans la décision de la Commission européenne SA.107352, *« les autorités françaises ont démontré dans le contexte de la décision SA.62006 qu'un plafond évalué à 60 000 EUR/MW/an était justifié par rapport aux coûts estimé des capacités d'effacement. Le plafond a été relevé à 65 000 EUR/MW/an pour tenir compte de l'inflation par rapport à 2021-2022* ». Similairement, **le plafond de prix d'offres ainsi que le complément pour l'AOFD 2025 devraient être réhaussés par rapport à ceux de l'AOE 2024 en prenant en compte l'inflation**. Cela permettrait aux OE de construire une capacité globale d'effacement dans des **conditions équivalentes aux précédents AOE**.

Question 6 : Êtes-vous en faveur des modalités d'engagement annuel à l'AOFD ?

S'il devait ne plus permettre de contrats pluriannuels, **cet appel d'offres exclurait de fait potentiellement les capacités du lot 1**, puisque la possibilité de contrats pluriannuels a été introduite par les autorités françaises pour permettre de développer ces capacités, tel qu'indiqué dans la décision de la Commission européenne (SA.62006) : « *une durée minimale de 10 ans est nécessaire pour atteindre l'équilibre minimum acceptable, justifiant ainsi la mise en œuvre de contrats pluriannuels n'excédant pas 10 ans pour cette catégorie d'effacements* ».

Or, les **besoins en termes de capacités sont considérables pour le pays et ce à long terme** pour atteindre les objectifs de la stratégie française énergie climat, justifiant l'existence même de ces appels d'offres. Dans la décision de la Commission européenne sur l'AOFD (SA.107352), il est relevé que le besoin en nouvelles

[4] Avis n° 13-A-25 du 20 décembre 2013 de l'Autorité de la concurrence concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité

[5] Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

flexibilités décarbonées intra-journalières à l'horizon 2030 est estimé à 12,5 GW. Avec les AOE 2023 et 2024, ≈ 1,3 GW ont été retenus à l'horizon 2030. **L'AOFD doit donc continuer à encourager le développement de toutes les solutions de flexibilité, sans exclure celles relevant du lot 1**.

Pour autant, Voltalis comprend la question soulevée par RTE résultant de la refonte du mécanisme de capacité, et est donc **ouvert à discuter avec RTE/DGEC de la façon d'assurer une bonne articulation de la durée des contrats dans ce contexte**.

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

Etant donné que le développement de nouvelles capacités nécessite le recrutement de nouveaux consommateurs et doit être anticipé plusieurs mois en amont, commencer un contrat au S2 2025 pourrait présenter un intérêt.

Toutefois, le cadre privilégié consisterait à la mise en place d'un **« ramp up » de 3 ans dans le cadre d'offres pluriannuelles**, similairement aux dispositions des AOE 2023 et 2024 ; afin de permettre aux acteurs de construire leurs capacités au niveau engagé.

Question 8 : Êtes-vous en faveur des principes de la définition de la plage d'engagement tels que proposés ?

Voltalis est favorable à la plage d'engagement proposée, similaire à celle de l'AOE 2024 et rappelle l'importance de préserver l'**uniformisation des plages horaires et temporelles d'engagement entre les mécanismes.**

Question 9 : Êtes-vous en faveur des modalités de redéclaration de la capacité de flexibilité contractualisée telles que proposées ?

RTE propose que la puissance de la capacité de flexibilité contractualisée ne puisse pas être redéclarée à la baisse sans pénalités, sous motif que le délai envisagé entre la date de remise des offres et le début de la première période d'engagement est à nouveau aligné avec les calendriers des précédents AOE. Toutefois, contrairement à ces derniers, l'acteur peut commencer le contrat au S2 2025, et la durée des contrats peut être de 1 an et demi (une puissance pour le S1 2026 pouvant être supérieure à celle du S2 2025). Ainsi, des **possibilités de rééquilibrage à la baisse sans pénalités devraient être préservées.**

Dans le cas où la possibilité de contrats pluriannuels serait réintroduite, la possibilité de se **rééquilibrer à la baisse sans pénalités dans la limite de -25%**, telle que présente pour l'AOE 2024, devrait être mise en place.

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

Oui.

Question 20 : Proposition EE 1 : Êtes-vous en faveur des modalités de signalement et de la répartition des Jours Signalés EE ?

Oui, les modalités étant similaires à celles de l'AOE 2024.

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

La nouvelle proposition EE 2 en laissant « des jours à la main de l'OE » apporte plusieurs avantages pour le système électrique ; incitant notamment les OE à valoriser des effacements pendant tout l'hiver, et pas exclusivement pendant les jours signalés par RTE. En outre, la lisibilité des signaux serait améliorée.

Question 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 ?

L'activité de Voltalis reposant sur l'effacement dans les bâtiments, l'envoi d'un signal d'activation avant J-1 ne nous permettra pas d'être précis sur le volume d'énergie en mesure d'être activé, ce dernier dépendant des prévisions météorologiques.

Voltalis envoie déjà actuellement dans le cadre de ses activités des signaux d'activation en infrajournalier.

Question 26 : Êtes-vous en faveur des évolutions proposées pour la comptabilisation des heures d'activation à pleine puissance ?

Voltalis prend note de l'évolution proposée et n'a pas de commentaire supplémentaire sur ce sujet.

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

RTE propose de ne calculer qu'un seul niveau de disponibilité pour la prime et le complément. Toutefois, ces deux termes doivent continuer d'être évalués de façon distincte, car ils ont **deux logiques économiques différentes** : la prime consiste en un complément de rémunération par rapport au mécanisme de capacité pour rémunérer la disponibilité de la capacité, tandis que le complément AOE permet une rémunération lors d'activations effectives sur le marché. Ainsi, ne plus calculer de niveau de disponibilité différentié pour la prime et le complément non seulement est contraire à cette logique économique mais revient également à **pénaliser doublement** l'opérateur en cas de non-atteinte des engagements en termes d'activations. Cela est d'autant plus vrai dans le cas mentionné par RTE où le prix spot ne serait jamais supérieur au versement et où RTE propose de fixer un nombre d'heures minimal d'engagement et des heures de test venant augmenter NBH_{Aju} : en plus d'être doublement pénalisé, l'opérateur devrait **s'activer à perte sur les marchés ; mettant en lumière les difficultés qu'engendrerait un calcul de disponibilité identique pour la prime et le complément**.

D'autant plus que présentée comme un cas extrême, cette situation est pourtant aujourd'hui majoritaire et soulève par ailleurs **l'adéquation du dispositif du versement avec les besoins du système électrique** : au cours du mois de janvier 2024, en considérant des sites de soutirage profilés en option tarifaire non base et le barème de versement applicable jusqu'à fin janvier 2024, les **prix n'ont à aucun moment été supérieurs au barème du versement**. En considérant le nouveau barème de versement en vigueur depuis le 1er février 2024 et les prix spot du mois de janvier 2024, les prix étaient supérieurs au barème heures creuses sur 181 heures (sur 248h au total) mais **sur aucune des heures pleines** (sur 496h) ; et cela alors que **9 jours EE ont été signalés au mois de janvier** (sur au moins 25 qui seront signalés avant le 15 janvier).

Le système existant pour l'AOE 2024 devrait donc être préservé, en calculant un niveau de disponibilité différencié entre la prime et le complément.

En cas d'évolution de ce dispositif, cette évolution devrait se faire en adéquation avec le règlement sur la réforme du marché de l'électricité en cours d'adoption au niveau européen (et donc qui sera applicable lors de la mise en œuvre des contrats AOFD). Ce texte dispose que *« les États membres peuvent appliquer des régimes d'aide à la flexibilité non fossile consistant en des **paiements pour la capacité disponible*** »[6] avec en outre la nécessité de « *fixer un **niveau minimal de participation au marché en termes d'énergie activée**, qui tient compte des spécificités techniques de l'actif fournissant la flexibilité » et d' « appliquer des **sanctions appropriées** à ceux qui fournissent les capacités qui ne respectent pas le niveau minimal de participation au marché »*[7]. En d'autres termes, conformément à ces dispositions, et avec les chiffres actuels, il devrait être appliqué une **rémunération de 85k€/MW pour la disponibilité de la capacité** dont le niveau de disponibilité est déterminé similairement à celui de la prime AOE 2024, avec des

[6] "*Member States may apply non-fossil flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

[7] "*set out a minimum level of participation in the market in terms of activated energy, which takes into account the technical specificities of the asset delivering the flexibility" ; "apply appropriate penalties to capacity providers which do not respect the minimum level of participation in the market*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

engagements en termes d'activations qui, s'ils ne sont **pas atteints**, entraîneraient une **pénalité** pouvant atteindre 20k€/MW.

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

Oui, pour les raisons évoquées à la question 21, Voltalis est en faveur que la moitié du volume à effacer et la moitié des heures à pleine puissance à activer doivent être réalisés pendant les « jours rte » et l'autre moitié pendant des jours à la main de l'OE.

Question 29 : Êtes-vous en faveur que la seule sous-option proposée aux contrats du lot 1 soit la sous-option Energie Effacée ?

Oui, Voltalis est en faveur à ce que la seule sous-option proposée aux contrats du lot 1 soit la sous-option Energie Effacée.

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

En adéquation avec la réponse à la question 27, un niveau de disponibilité différencié devrait être préservé pour le calcul du fixe et du complément. Dans ce cas, les engagements en termes de volume effacé et d'heures à pleine puissance ayant été mis en place pour l'atteinte d'un complément en plus de la prime fixe, il ne devrait **pas y avoir de nombre d'heures minimal** défini dans les règles (l'acteur étant déjà pénalisé puisque n'obtenant pas de complément).

Dans le cas d'une évolution en **adéquation avec le règlement sur la réforme du marché de l'électricité en cours d'adoption au niveau européen** (c'est-à-dire la mise en place d'une **rémunération de 85k€/MW pour la disponibilité de la capacité** dont le niveau de disponibilité est déterminé similairement à celui de la prime AOE 2024, avec des **engagements en termes d'activations** qui, s'ils ne sont **pas atteints,** entraîneraient une **pénalité** pouvant atteindre 20k€/MW), pourrait être envisagé un nombre d'heures minimal d'engagement (qui justifierait la pénalité sur les 85k€/MW).

Question 31 : Quelle est votre proposition de signalement des jours EE privilégiée ?

L'option privilégiée est l'option 2 « Jours à la main de l'OE » qui permet aux OE davantage de flexibilité pour opérer sur les marchés et améliore la lisibilité des signaux émis par RTE.