

FRANCE

# Électricité : face au risque de déséquilibre, RTE veut encadrer la production du solaire et de l'éolien

**Afin de garantir la stabilité du réseau électrique face à l'essor des énergies renouvelables, RTE pousse un projet d'arrêté imposant un échelonnement strict des arrêts de production du solaire et de l'éolien lors des prix négatifs. Au grand dam de certains opérateurs, qui dénoncent une mesure précipitée.**

MARINE GODELIER

C'est un phénomène qui inquiète RTE, le gestionnaire des lignes de transport d'électricité en France. Le dimanche 5 avril, à 18h15, presque 3 500 mégawatts d'éolien se sont brusquement reconnectés au réseau, soit l'équivalent de 3 réacteurs nucléaires. Et pour cause : quelques minutes plus tôt, les prix de gros de l'électricité étaient autour de zéro euro. Dès qu'ils ont augmenté, les opérateurs ont relancé leurs machines pour



Le nouveau dispositif prévoit de diviser les parcs en deux groupes : le premier devra s'arrêter cinq minutes avant le passage en prix négatif, le second cinq minutes après. PASCAL ROSSIGNOL - REUTERS

vendre des électrons.

Or, ces mouvements de « stop-and-go » risquent de déséquilibrer le système, redoute RTE. Dans un projet d'arrêté consulté par *La Tribune*, l'organisme prévoit d'encadrer plus strictement la production des énergies renouvelables. L'objectif : « éviter le scénario où tout le monde s'arrêterait ou redémarrerait en même temps », souligne Mathieu Pierzo, chargé de l'intégration des marchés chez RTE. Ce qui créerait des variations de puissance trop profondes pour être absorbées sereinement par le réseau.

Concrètement, tous les parcs de plus de 10 mégawatts bénéficiant du soutien de l'État, dits sous « compléments de rémunération », ne seraient dédommages que s'ils se plient à un calendrier d'arrêt et de remise en marche dicté par RTE.

## Des arrêts désordonnés et imprévisibles

Pour le comprendre, il faut se pencher sur la multiplication des prix négatifs en France. Lorsque la production éolienne et solaire est abondante, l'offre excède de plus en plus souvent la demande. Certaines centrales nucléaires ou thermiques préfèrent alors payer pour continuer de produire, plutôt que de subir les coûts élevés d'un redémarrage. Ils soumettent des enchères négatives, ce qui fait plonger le marché sous la barre du zéro.

Dans ces moments-là, les producteurs éoliens et solaires sous contrat avec l'État sont incités à s'arrêter pour ne pas perdre leurs subventions. Aujourd'hui, ces manœuvres sont gérées de manière autonome par des agrégateurs privés, qui pilotent les parcs pour le compte des exploitants. Seulement voilà : selon RTE, ces agrégateurs coupent souvent de manière désordonnée et imprévisible. Le gestionnaire est donc forcé d'intervenir en urgence pour absorber les déséquilibres.

Pour y remédier, le nouveau dispositif

prévoit de diviser les parcs en deux groupes : le premier devra s'arrêter cinq minutes avant le passage en prix négatif, le second cinq minutes après. À défaut, ils ne toucheront aucune compensation financière.

## « RTE réagit dans l'urgence »

Mais chez les professionnels du secteur, le texte suscite de vives tensions. « En imposant des fenêtres d'arrêt rigides, RTE distord notre métier. L'incitation naturelle est de s'arrêter à l'heure pile du passage en prix négatif, pas cinq minutes avant. Au final, on coupera massivement des parcs en avance pour être sûrs de pas louper le coche », s'alarme-t-on chez un agrégateur ayant requis l'anonymat.

Surtout, les acteurs de marché disposeraient de peu de temps pour s'adapter à ces nouvelles contraintes. Examiné en Conseil supérieur de l'énergie le 23 mars, le projet d'arrêté devrait être publié à la mi-avril pour une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> mai. « Cela laisse environ 3 semaines pour s'y plier. C'est court », glisse un lobbyiste du secteur.

« Pour les agrégateurs qui gèrent des centaines de sites, il sera très difficile de le mettre en œuvre. Cela suppose des adaptations techniques et contractuelles qui ne se feront pas en deux jours. À minima il faudrait un délai supplémentaire », lâche-t-on à l'AFieg, une association de fournisseurs pro-marché.

« Le rythme de déploiement des renouvelables est connu depuis longtemps. Or, RTE réagit dans l'urgence et donc, comme toute réaction dans l'urgence, l'enjeu est la vitesse à laquelle les installations, les organisations et les systèmes d'information peuvent s'adapter. RTE transfère la complexité et les risques vers l'agrégateur. Cela crée évidemment une charge opérationnelle, contractuelle et IT difficile à évaluer », abonde-t-on en off chez un énergéticien, qui appelle à « revoir la copie ».

## L'avis du régulateur non suivi

RTE, lui, assure qu'il n'y a « pas d'urgence », mais que les acteurs de marché sont capables de s'adapter dans les temps. « Pourquoi attendre, quand les paramètres sont mal ajustés et que la problématique est identifiée et discutée avec la filière depuis des mois ? », interroge Mathieu Pierzo.

Il n'empêche : en novembre dernier, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n'était pas de cet avis. À l'époque, l'autorité indépendante jugeait « nécessaire de réaliser un retour d'expérience » sur les modalités d'échelonnement des parcs sous obligation d'achat (OA), plus anciens, avant de s'attaquer à ceux sous complément de rémunération. Et ce, afin de « vérifier » que les installations « ont bien la capacité de répondre aux signaux de manière optimale pour atteindre l'objectif visé », avec un premier bilan d'ici la fin de l'année 2026. **LT**