



INSTITUT ———
Montaigne

L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme Quel marché à l'épreuve des transitions ?

NOTE D'ACTION - JUILLET 2026



Think tank de référence en France et en Europe, l'Institut Montaigne est un espace de réflexion indépendant au service de l'intérêt général. Ses travaux prennent en compte les grands déterminants économiques, sociétaux, technologiques, environnementaux et géopolitiques afin de proposer des études et des débats sur les politiques publiques françaises et européennes. Il se situe à la confluence de la réflexion et de l'action, des idées et de la décision.

NOTE D'ACTION - Juillet 2026

L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme

Quel marché à l'épreuve des transitions ?

*Les notes d'action de l'Institut Montaigne
identifient un enjeu spécifique et formulent des
recommandations opérationnelles à destination
des décideurs publics et privés.*



**Note
d'éclairage**

Se situer
et rendre
intelligible notre
environnement

**Note
d'enjeux**

Poser des
constats et
identifier des
problématiques

**Note
d'action**

Formuler
des recom-
mandations
opérationnelles

**Opération
spéciale**

Sonder,
chiffrer,
expérimenter

Rapport

Analyser
et proposer
collégialement
des solutions
de long terme

Approfondir le marché commun de l'énergie est un objectif structurant de la Commission Von der Leyen II. Cette note technique clôt une série de trois études que l'Institut Montaigne consacre à l'examen de cet enjeu. Le premier examinait le cadre de gouvernance européen et le deuxième, les questions d'infrastructure. Ce troisième opus s'intéresse à la structure du marché de l'électricité, c'est-à-dire aux règles de financement des producteurs et de partage de l'électricité entre consommateurs européens.

L'architecture actuelle du marché est mise sous tension. Elle échoue à coordonner les efforts entre États membres, fait peser une charge croissante sur les finances publiques de chacun et manque de transparence dans ses modalités de décarbonation. L'importance des nouveaux enjeux sécuritaires et économiques nous a motivé à proposer des voies de remédiation : européanisation de la sécurité d'approvisionnement pour réduire les coûts des politiques de lutte contre les black-outs aujourd'hui nationales, renforcement de l'investissement privé dans l'énergie décarbonée (nucléaire et renouvelables) ; nouvelle offre de consommation permettant notamment de tracer l'origine de l'énergie et de mieux s'ajuster aux nouveaux modes d'usage.

Ces voies dépassent la seule question du marché. Alors que l'accès aux hydrocarbures redevient incertain et conditionnel, la capacité de l'Europe à produire une électricité abondante et compétitive conditionne son autonomie stratégique et sa prospérité. Elle est essentielle à la capacité de réindustrialisation décarbonée de l'Europe.

Le marché européen de l'électricité tel qu'il est structuré aujourd'hui manque de cohérence. Voici une feuille de route opérationnelle à l'intention des décideurs et des régulateurs pour avancer de manière concrète et responsable.

Marie-Pierre de Bailliencourt,
Directrice générale de l'Institut Montaigne

L'Europe traverse une crise de compétitivité étroitement liée à son approvisionnement énergétique, dans un contexte international où la maîtrise du coût et de la fiabilité de l'énergie est redevenue un attribut de puissance. Politiques industrielles offensives outre-Atlantique, surcapacités chinoises dans les *CleanTech*, fragilité des chaînes d'approvisionnement, fin de l'approvisionnement gazier russe par gazoduc et tensions sur les approvisionnements d'hydrocarbures suite aux blocages dans le détroit d'Ormuz : ces ruptures imposent à l'Union de réussir simultanément d'une part la décarbonation de son économie, c'est à dire la défossilisation de ses systèmes énergétiques solidairement de la transition des usages, et d'autre part la préservation de sa base industrielle. Cette note d'action clôt un triptyque consacré à l'agenda énergétique de la seconde mandature von der Leyen, après un premier volet sur la gouvernance énergie-climat et un second sur les infrastructures. Elle s'attache au troisième pilier de l'union de l'énergie : les marchés, c'est-à-dire les règles selon lesquelles producteurs et consommateurs s'échangent de l'énergie, et en particulier de l'électricité, signent leurs contrats et financent leurs investissements.

UN CADRE DE MARCHÉ SOLIDE DANS SES FONDEMENTS, MAIS DONT LES PARAMÈTRES NE SONT PLUS ADAPTÉS

L'architecture des marchés européens héritée de la libéralisation des années 1990-2000 repose sur trois principes éprouvés : la construction de marchés de gros où le prix *spot* repose sur le coût marginal (le prix se forme au coût de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande), une séparation des activités de réseau (monopoles régulés) et de production-fourniture (concurrentielles), et une régulation indépendante des gestionnaires de réseaux. Ces principes traduisent l'application directe de la théorie économique néoclassique à un bien dont l'équilibre offre-demande doit être maintenu en temps réel.

Pour autant, ces fondements sont aujourd'hui mis sous tension par la transformation profonde du bouquet électrique. La pénétration croissante des énergies renouvelables variables (éolien, solaire) fait apparaître à grande échelle des phénomènes que les législateurs des paquets énergie successifs de 1996 à 2018 n'avaient pas pleinement anticipés : occurrences répétées de prix négatifs, cannibalisation de la valeur de marché dans les heures de forte production, volatilité accrue infra-journalière, et érosion des signaux de long terme nécessaires aux investissements à forte intensité capitalistique. Les phénomènes de prix négatifs en particulier traduisent la surabondance d'offre à prix négatif, et appellent donc à un double traitement : une meilleure programmation de l'offre (voir Note d'Action n° 1) et un fonctionnement efficace des installations de *coût marginal* nul, impliquant que les soutiens publics n'induisent plus d'offre à tout prix (voir Note d'Action n° 2). Le règlement *Electricity Market Design (EMD)* adopté en juin 2024 a posé des premiers jalons utiles – généralisation des contrats pour différence (CfD) bidirectionnels pour les nouveaux soutiens publics, encouragement aux contrats d'achat de long terme (PPA), premières dispositions sur la flexibilité – mais l'opérationnalisation reste largement à construire. La présente note dessine ce chemin restant à parcourir, autour de trois axes structurants et de onze propositions concrètes.

PREMIER AXE : FINANCER LA DÉCARBONATION AU MOINDRE COÛT POUR LES FINANCES PUBLIQUES

Les technologies décarbonées (renouvelables et nucléaire) partagent une caractéristique commune : elles sont intenses en capital, mais produisent à un coût marginal très faible. Leur déploiement efficient suppose donc d'apporter aux porteurs de projet une visibilité de long terme sur leurs revenus, afin d'accéder à un capital aussi peu cher que possible. Deux instruments le permettent : les compléments de rémunération (**CfD**, des contrats par lesquels l'État garantit un prix pour la

production des installations) et les contrats de gré à gré (**PPA**, contrats d'achat de long terme entre producteur et consommateur privé, sans intervention publique). Si les soutiens publics (Obligations d'achat et CfD) ont permis de déployer les capacités renouvelables massivement au cours de la décennie écoulée, leur généralisation soulève désormais deux problèmes : la pérennité budgétaire (entre 113 et 167 Mds€ d'engagements pris par la France à fin 2024 selon le scénario de prix retenu), et la nécessité de préparer une transition vers un cadre où les contreparties privées prendront progressivement le relais.

Plusieurs leviers d'action sont disponibles. La standardisation européenne des PPA (Proposition 1) permettrait de constituer enfin un marché liquide de couvertures de long terme. Les appels d'offres mixtes en « méthode proportionnelle » (Proposition 2), en autorisant un porteur de projet à candidater pour une partie seulement de sa production en CfD et à placer le reste en PPA, pourraient réduire significativement la facture publique tout en éteignant automatiquement les soutiens lorsqu'ils ne sont plus nécessaires. Une garantie européenne du risque de contrepartie sur les PPA (Proposition 3) homogénéiserait le coût du capital entre contrats publics et privés. Le placement aux enchères de couvertures synthétiques aux consommateurs (Proposition 4) permettrait aux États membres de débudgétiser leurs encours historiques de soutiens publics. Enfin, la clarification du traitement des actifs existants prolongés (nucléaire belge, hydraulique, éolien renouvelé) à l'échelle d'un parc plutôt que d'une installation isolée (Proposition 5) éviterait de détruire de la valeur économique par des contractualisations inutilement morcelées.

DEUXIÈME AXE : ALIGNER LES SIGNAUX DE PRIX AVEC LES CONTRAINTES PHYSIQUES DU SYSTÈME

Décarboner ne se limite pas à déployer des capacités bas carbone : il faut aussi faire émerger les flexibilités qui permettront d'absorber économiquement la variabilité croissante de la production. Or les signaux économiques actuels, ainsi que les biais de conception des mécanismes anciens de soutien publics (voir Note d'Action n° 2) masquent en bonne partie ces enjeux. Trois chantiers s'imposent.

Une fois les incitations à offrir à tout prix résorbées, le premier concerne les **garanties d'origine** (GO), certificats censés tracer l'origine renouvelable de l'électricité consommée. Le système souffre aujourd'hui de défauts majeurs : prix d'équilibre inférieur à 2 €/MWh du fait d'une offre suralimentée (notamment par la production hydroélectrique nordique, vendue à des consommateurs du continent sans considération des interconnexions physiques), durée de validité glissante de 12 mois qui crée un stockage virtuel sans contrepartie physique, qui font de ces GO un écoblanchiment au détriment du système électrique. Les propositions 6, 7 et 8 forment un ensemble indissociable visant à transformer les GO en outil robuste de traçabilité : restriction des échanges transfrontaliers aux capacités d'interconnexion, obligation européenne de génération pour toute production (renouvelable, nucléaire ou fossile), évolution vers un pas de temps horaire, associée à l'interdiction des contrats non homogènes.

Le deuxième chantier porte sur les **tarifs de réseau** (Proposition 10), qui représentent environ un tiers de la facture des ménages. Trop souvent constants, faiblement modulés (cas allemand) ou figés dans le temps (cas français), ils ne renvoient plus de signal incitatif nécessaire à la flexibilisation des usages. Une horo-saisonnalisation systématique et révisée régulièrement est indispensable pour valoriser à leur juste niveau le décalage de consommation et le stockage.

Le troisième chantier concerne les **produits à terme** de l'électricité (Proposition 11), aujourd'hui structurés autour de deux bandeaux trop grossiers (« base » sur 24 h, « pointe » sur 8 h-20 h) qui empêchent les fournisseurs de concevoir des offres réellement incitatives à la flexibilité. Un découpage en quatre périodes homogènes (matinée, après-midi, début de soirée, nuit) permettrait de mieux répercuter sur les consommateurs les contrastes de prix attendus.

TROISIÈME AXE : EUROPÉANISER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Avec la sortie progressive des centrales fossiles et la baisse tendancielle des prix *spot* dans un bouquet dominé par des actifs à coût marginal faible, le seul marché de l'électricité peut encore moins qu'avant financer seul les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Les mécanismes de capacité – qui rémunèrent la disponibilité plutôt que la seule énergie produite – deviennent donc structurants. La convergence récente des grands États membres (France, Pologne, Belgique, et désormais Allemagne) autour de mécanismes centralisés de type *market-wide* ouvre une fenêtre inédite pour franchir un cap supplémentaire d'harmonisation (Proposition 9). Cela suppose d'inscrire les mécanismes de capacité comme partie intégrante du cadre de marché européen, et non plus comme des aides d'État, d'exclure définitivement les réserves stratégiques, distorsives et conservatrices d'actifs fossiles, d'harmoniser la certification des capacités et d'organiser une participation transfrontalière explicite *via* un couplage complet des marchés de capacité, dès lors que le principe nous en est juridiquement imposé.

UNE FENÊTRE POLITIQUE À SAISIR, SOUS LE SIGNE DE LA NEUTRALITÉ TECHNOLOGIQUE

Les onze propositions de cette note ne forment pas un catalogue de mesures isolées, mais un ensemble cohérent. Financement de la transition, signaux de prix alignés sur la physique du système, sécurité d'approvisionnement européenne : retirer un seul de ces blocs affaiblit les autres.

Les Vingt-Sept semblent aujourd'hui entamer une convergence vers des constats partagés : nécessité de mobiliser les capitaux privés aux côtés des soutiens publics, urgence de sécuriser l'approvisionnement face aux ruptures des hydrocarbures et aux tensions géopolitiques, prise de conscience que les signaux de prix actuels ne reflètent plus la réalité physique des systèmes électriques.

La Commission européenne doit se saisir de cette opportunité, et porter ces réformes. C'est la responsabilité politique de cette mandature : aligner nos systèmes énergétiques sur les ambitions climatiques et industrielles de l'Union.

Synthèse des propositions

Recommandation 1

Fixer un cadre contractuel commun au niveau européen pour les achats d'énergie de long terme.

Imposer à l'ACER la fixation de clauses contractuelles générales de modèles de contrats financiarisés dans chacune des zones de prix de l'Union, avec l'appui des régulateurs nationaux lorsque les spécificités du droit national des obligations le requièrent, en veillant à l'homogénéité à l'échelle de l'Union de leur structure générale – ceci étant entendu que les acteurs du système énergétique demeureraient libres d'utiliser ou non ces produits standards, en fonction des profils de risque qui leurs paraissent adaptés à leurs propres situations.

Imposer aux plateformes de marché (NEMO) la création de compartiments de marché dédiés à l'échange de ces contrats-types selon trois types de produits :

- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen photovoltaïque de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison,
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen éolien terrestre de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison,
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* d'un profil constant sur l'année précédant le début de la livraison.

Recommandation 2

Réduire le coût pour les finances publiques du soutien au déploiement des énergies décarbonées à travers des appels d'offre en méthode proportionnelle.

Faire des appels d'offres bidirectionnels mixtes en « méthode proportionnelle » le régime de soutien par défaut pour les technologies décarbonées (éolien, photovoltaïque, hydraulique sans réservoir, géothermie, nucléaire), et ouvrir la faculté de la « méthode en tranches » pour certaines technologies (éolien en mer notamment), voire une obligation dans le cadre d'une révision de l'article 19 *quinquies* d'EMD.

Autoriser la participation aux appels d'offres de CfD en incluant les batteries stationnaires derrière le compteur mais également tout groupe d'installations de production et de batteries, qu'elles soient derrière le compteur ou à un autre lieu. Pour fonctionner, cette évolution nécessite de faire évoluer les compléments de rémunération afin de les adosser non plus à une production physique mais à un volume de productible normatif.

Recommandation 3

Placer l'Union européenne comme garante des contreparties pour les contrats de long terme.

Instituer un régime européen de garantie du risque de contrepartie des PPA conclus avec des projets de nouvelles productions décarbonées en Europe, en substitution des régimes nationaux, auquel seraient éligibles *a minima* l'ensemble des consommateurs industriels.

Recommandation 4

Autoriser les États membres à mobiliser les installations bénéficiant de soutiens publics pour émettre des contrats de long terme tournés vers les consommateurs.

Autoriser les États membres à émettre des couvertures synthétiques symétriques de leurs encours de soutiens publics, dans la limite des volumes d'installations de production soutenues, soit en enchères montantes (sur le paiement en tête), soit en enchères descendantes (sur le prix d'exercice de la couverture), et à stabiliser leurs encours de soutiens publics.

Recommandation 5

Appliquer les mesures de soutien aux installations existantes à l'échelle d'un parc et non d'une installation.

Clarifier dans le droit sectoriel qu'en cas d'application de CfD bidirectionnels sur un actif existant, celui-ci peut s'appliquer sur l'ensemble de la production d'un parc d'installations interdépendantes du fait de co-optimisations opérationnelles, et à un *strike price* correspondant aux coûts complets de production, y inclus amortissement et rémunération de la VNC à un CMPC déterminés par le régulateur indépendant.

Recommandation 6

Réformer l'offre des Garanties d'Origine, pour qu'elle reflète mieux la production physique associée.

Une telle réforme nécessite de limiter les échanges transfrontaliers de garanties d'origine de l'électricité aux réservations de capacités d'interconnexion.

Recommandation 7

Améliorer la transparence de l'offre de garanties d'origine.

Pour cela, rendre obligatoire, à l'échelle européenne, la génération de garanties d'origine de l'électricité pour toute production – qu'elle soit d'origine renouvelable, nucléaire ou fossile – ainsi que sa transmission au consommateur final. Afin d'éviter une double rémunération des capacités couvertes, les garanties d'origine de l'électricité doivent être prises en compte dans les mécanismes de complément de rémunération de l'électricité.

L'intensité carbone **sur le cycle de vie** de l'électricité produite doit également être intégrée aux informations contenues dans les garanties d'origine.

Recommandation 8

Aligner l'exigence de garanties d'origine sur la production physique à chaque instant pour sincériser la demande.

Changer au plus tôt la durée de validité des garanties d'origine, actuellement de 12 mois, à l'année civile en cours, afin de mettre fin à l'accumulation de garanties d'origine sur le marché.

Annoncer dans le même temps un calendrier de réduction de la durée pendant laquelle des GO peuvent garantir une production, jusqu'à un pas de temps horaire ou infra-horaire.

Afin d'éviter des contrats qui ne garantissent l'origine de l'électricité qu'aux moments de forte production (i.e. aux moments de prix de GO faible), interdire les contrats de fourniture non homogènes sur le plan des garanties d'origine. Autrement dit, la sélection d'énergies dont le commercialisateur se prévaut (s'il fait le choix d'intégrer des critères de GO à son offre) devra impérativement couvrir 100 % de la consommation du client à tout instant.

Des pénalités dissuasives (i.e. supérieures au coût d'achat de GO lors des périodes les plus tendues) doivent être prévues à l'échelle nationale à l'encontre des fournisseurs qui ne seraient pas en mesure de présenter à leur client une GO contractualisée.

Recommandation 9

Uniformiser le marché de capacité européen.

Introduire le principe de mécanismes de capacité comme partie intégrante du cadre de marché européen, *a minima* sur la zone Europe hors Scandinavie, en se dotant d'un cadre *ad hoc* dans une révision future du règlement 2019/943, et en régulant leurs principes de fonctionnement dans un code réseau *ad hoc*, confié à l'ACER sur proposition conjointe des TSO (Opérateur de Système de Transport) nationaux.

Dans le même temps, exclure définitivement la possibilité de réserves stratégiques à des capacités de production, susceptibles de maintenir artificiellement des capacités fossiles en l'état des textes et de conduire à des distorsions implicites de la formation des prix de l'énergie.

Pour concrétiser un tel marché, il faut :

- Imposer sur chacune des *bidding zones* du système européen (*a minima* l'Europe continentale) la définition par les États membres de leur objectif de sécurité d'approvisionnement (*loss of load expectation*) et des heures de pointe de leur système selon une méthodologie publique, transparente et non discriminatoire.
- Créer une méthodologie homogène de certification des capacités et un registre européen des capacités, au pas *a minima* journalier (voire quart d'heure à terme), neutre technologiquement, et ouvert à l'ensemble des capacités de production ou d'effacement explicite.
- Prévoir une participation transfrontalière explicite systématisée dans le mécanisme de capacité européen *via* un couplage complet des marchés de capacité locaux.

Recommandation 10

Adapter les tarifs de réseau aux nouveaux usages.

Engager les États membres à instaurer une structuration horo-saisonnière des tarifs réseau de l'électricité. Cette tarification devrait être différenciée entre injection et soutirage (les enjeux étant *a priori* opposés : encourager le soutirage et dissuader l'injection en cas de sur-production locale et vice-versa), et adaptée au territoire d'application.

Les tarifs doivent enfin être régulièrement revus afin de refléter au mieux les enjeux du système électrique, indépendamment de toute considération politique ou de conservatisme vis-à-vis des tarifs précédemment en vigueur.

Recommandation 11

Repenser les produits de marché pour s'adapter aux nouveaux modes de production et d'encourager les nouvelles consommations.

Revoir le découpage horaire des produits à terme de l'électricité en s'assurant que les nouveaux produits mis bout à bout couvrent l'ensemble de la journée et correspondent à des états à peu près homogènes du système électrique (matinée, après-midi, début de soirée, nuit).

Maxence Cordiez

Expert Associé • Énergie

Maxence Cordiez est responsable du cycle du combustible nucléaire chez HEXANA. Il était auparavant en charge des affaires publiques européennes du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), après avoir été conseiller nucléaire adjoint à l'ambassade de France au Royaume-Uni. Spécialisé dans les questions énergétiques et climatiques, Maxence Cordiez a publié le livre *Énergies* aux éditions Tana en 2022 et il rédige régulièrement des articles sur ces thématiques.

Il enseigne en tant que vacataire au sein de l'ENSTA, de l'université PSL, de HEC et du CNAM. Maxence Cordiez est ingénieur, diplômé de Chimie ParisTech – PSL et titulaire d'une maîtrise en énergie nucléaire de l'INSTN.

Pierre Jérémie

Expert Associé • Énergie

Pierre Jérémie, directeur d'investissements chez Hy24, est diplômé de l'École polytechnique (X08) et ingénieur en chef des Mines (P13). Il est également titulaire d'un Master II en Droit de l'Environnement (Paris I) et d'un DU en Japonais (LCAO de Paris VIII). Il a été en charge du Bureau des marchés de l'électricité à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, avant de rejoindre en 2020 le cabinet de la ministre déléguée chargée de l'Industrie, comme conseiller en charge des Industries lourdes et de l'Énergie. De 2022 à janvier 2024, il a exercé les fonctions de directeur de cabinet adjoint de la ministre de la Transition énergétique.

Avant-propos	5
Résumé exécutif	6
Introduction	22
1 Rappels pédagogiques : principes de fonctionnement des marchés de l'énergie	25
1.1. Le marché de l'électricité et la formation du prix au coût marginal	25
1.2. La sécurité d'approvisionnement et les mécanismes et réserves de capacité	34
1.3. Les soutiens aux nouvelles installations de production	42
a. Soutiens publics	44
b. Contrats de long termes	46
1.4. L'ouverture à la concurrence : accès au réseau et dégroupage (<i>unbundling</i>)	49
a. Une division des activités	51
1.5. Les grands consommateurs et leur traitement particulier	58
a. L'effet indirect de la tarification du carbone	61
1.6. Les défis rencontrés par le cadre de marché actuel face à la transformation des mix énergétiques européens	64

2

Recommandations : assurer l'émergence de signaux de long terme	66
2.1. Uniformiser les PPA à l'échelle européenne	66
2.2. Améliorer la compatibilité entre PPA et CfD	75
2.3. Compléter les couvertures aux producteurs par des couvertures symétriques aux consommateurs	82
2.4. Certifier le caractère renouvelable de l'électricité fournie – rénover le marché des garanties d'origine	92
a. Problèmes posés par le fonctionnement actuel des garanties d'origine	93
b. Corriger les garanties d'origine afin d'en faire un véritable outil de traçabilité au service de la défossilisation	98
2.5. Parachever la construction de signaux économiques pour la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité	104
a. Rapprocher les mécanismes de capacités en Europe	104
b. Des tarifs de réseaux d'électricité répondant aux enjeux du système électrique	120
c. Restructuration des produits à terme de l'électricité	123
Conclusion	126
Annexes	128
Remerciements	132

Cette note d'action constitue le troisième et dernier volet d'un triptyque consacré aux enjeux énergétiques pour la seconde mandature d'Ursula Von der Leyen. Le premier volet, publié en novembre 2024, partait du constat que la trajectoire de neutralité carbone à horizon 2050, et plus encore les jalons intermédiaires de 2030 et 2040, exigeaient une révision profonde du cadre de gouvernance énergie-climat de l'Union pour surmonter des blocages institutionnels et politiques, plaidant pour une réorientation des objectifs autour de l'intensité carbone de l'énergie finale plutôt que de la seule part renouvelable. Le deuxième volet, prolongeant cette réflexion, examinait les conditions concrètes de transformation du système énergétique européen comme actif réel, en proposant les contours d'un *European Energy Security Act* à même de sécuriser, sur un mode technologiquement neutre, le déploiement et le financement des capacités de production d'énergie bas-carbone et des réseaux qui devront les accompagner. Cette troisième note clôt la trilogie en s'intéressant au troisième pilier de l'union de l'énergie : les marchés.

L'Europe fait aujourd'hui face à une crise de compétitivité notamment liée à son approvisionnement énergétique. Retour de politiques industrielles offensives outre-Atlantique, surcapacités chinoises massives dans les *CleanTech*, fragilité persistante des chaînes d'approvisionnement en matières premières critiques, tensions géopolitiques fortes qui remettent en question l'approvisionnement en énergies fossiles ; engager la réforme de nos marchés est structurant dans un système international où la compétitivité énergétique est devenue un attribut de puissance.

Alors que les fondements physiques de notre approvisionnement énergétique (et notamment électrique) évoluent, l'architecture actuelle des marchés peine à accompagner ce changement. La part croissante d'énergies renouvelables variables dans le bouquet

électrique européen a fait apparaître, ou s'amplifier, des phénomènes que les législateurs de la libéralisation des années 1990-2000 n'avaient pas anticipés à cette échelle :

- occurrences répétées de prix négatifs ;
- cannibalisation progressive de la valeur de marché des productions solaire et éolienne dans les heures de forte production ;
- volatilité accrue du prix au sein d'une journée, érosion des signaux de long terme nécessaires aux investissements à forte intensité capitalistique.

Si le règlement *Electricity Market Design* adopté en juin 2024 a posé des premiers jalons utiles, la présente note propose de dessiner les contours du chemin restant à parcourir. La note s'organise en 5 temps.

1. Une première partie pose les **rappels pédagogiques nécessaires sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz**, leur structure issue des paquets énergie successifs, et le traitement particulier réservé aux grands consommateurs industriels.
2. Une deuxième partie examine les **contrats d'achat d'électricité décarbonée**, notamment l'articulation entre contrats de complément de rémunération (CfD) et contrats d'achat de long terme (PPA), et propose un cadre opérationnel pour les appels d'offres mixtes promus par le règlement *Electricity Market Design*, ainsi qu'une uniformisation à l'échelle de l'union.
3. Une troisième partie se penche sur la **couverture des consommateurs**, tout aussi demandeurs de stabilité des prix sur le long terme pour justifier leurs investissements dans des solutions électrifiées.
4. Une quatrième partie traite de la **réforme des garanties d'origine de l'électricité**, comme instrument de traçabilité, de financement complémentaire et de pilotage de la flexibilité.

5. Une cinquième et dernière partie aborde la **sécurité d'approvisionnement**, les mécanismes de capacité et de leur régionalisation à l'échelle européenne ainsi que les signaux de prix temporels, qui doivent permettre au système électrique d'absorber économiquement la variabilité croissante de sa production.

Gouvernance, infrastructures, marchés : ce triptyque définit l'agenda énergétique européen des prochaines années. C'est sur la qualité du travail mené sur ces trois fronts simultanément que se jouera la capacité de l'Union à tenir ses engagements climatiques sans sacrifier sa compétitivité économique ni sa cohésion politique.

1 Rappels pédagogiques : principes de fonctionnement des marchés de l'énergie

1.1. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET LA FORMATION DU PRIX AU COÛT MARGINAL

L'électricité est sur le plan juridique un bien meuble corporel, traité de la même manière que toute autre marchandise, et notamment couvert par la libre circulation au sein du marché intérieur européen.

Cependant, elle présente des caractéristiques particulières. Pour des raisons physiques, il est nécessaire d'assurer qu'à tout instant autant d'électricité est produite puis injectée dans le réseau, que d'électricité est soutirée du réseau puis consommée. En effet, sur le réseau doit être maintenue une fréquence de 50 hertz, c'est-à-dire 50 tours par seconde : si l'on n'injecte pas autant de puissance qu'on en soutire, la fréquence se réduit, et si on injecte plus de puissance qu'on n'en soutire, cette fréquence augmente.

Sur le plan économique, cela conduit également la formation du prix de l'électricité à avoir des propriétés qui ne sont pas toujours intuitives, bien qu'elles reflètent exactement les mêmes règles de fonctionnement que pour n'importe quel autre marché. Pour l'électricité, comme pour n'importe quel autre produit, le prix se forme par la rencontre :

- **d'une courbe de demande**, qui donne, pour chaque niveau de prix, le volume d'électricité que les consommateurs (ou leurs fournisseurs) sont prêts à acheter, à ce prix ou à un prix inférieur. En pratique, le volume demandé est quasiment constant en fonction du prix, car sur le court terme, les consommateurs ont en bonne mesure

déjà décidé de la quantité d'électricité dont ils auront besoin, et ont peu de marge de manœuvre pour ajuster leur demande selon le prix. Plus largement, **ils n'ont ni les pleines incitations économiques ni l'habitude de faire varier leur consommation à court terme en fonction du prix de marché**, même si des signaux tarifaires existent déjà dans certains États membres, et que de nouveaux usages fortement consommateurs (tels que la charge des véhicules électriques) peuvent entraîner une évolution à ce titre afin de profiter d'heures creuses. De manière plus structurelle (hors court-terme) cependant, la consommation peut être liée au prix de l'électricité dans les situations de précarité énergétique (ménages se chauffant peu ou pas pour réduire sa facture).

- **D'une courbe d'offre** (courbe de *merit order*) qui donne pour chaque niveau de prix le volume d'électricité prêt à être offert à ce prix ou à un prix inférieur sur le marché. En pratique, pour chaque centrale capable de produire, on regarde son coût marginal, c'est-à-dire le coût – sachant cette centrale allumée et disponible – de production d'une unité d'énergie électrique (1 MWh) en plus. Ce coût marginal inclut essentiellement le coût des combustibles nécessaires à la production de cette électricité, les charges de maintenance proportionnelles à la production, ainsi que, pour les énergies fossiles, les droits d'émission de CO₂ sur le marché européen des quotas. On considère ce coût, et non une logique de coûts complets – qui ajouterait au coût de production l'amortissement du capital et sa rémunération à un rendement normal, ainsi que les frais fixes tels que ceux liés au personnel – **car c'est dès que le prix devient supérieur au coût marginal qu'il est plus intéressant de produire que de ne pas produire**, et si l'on arrive à capter une rente, même minime, celle-ci contribue un peu à la couverture des coûts complets.

Le croisement de ces deux courbes intervient à un prix et à un volume tels que tous les producteurs acceptent de produire pour ce prix, ce volume, et tous les consommateurs acceptent de le prendre. Certains des producteurs auraient accepté de produire pour moins cher, et captent ainsi une marge, qui permet de rémunérer leurs coûts fixes, notamment d'amortir leur capital et de rétribuer leurs financeurs. **Le principal atout de cette optimisation est qu'elle permet, à chaque instant, de déterminer quelles centrales produisent pour couvrir la demande au coût le plus bas pour les consommateurs.** Elle a d'ailleurs été employée pour cette raison en électricité, y compris par les monopoles historiques nationaux avant la libéralisation de 1996.

Box 1 : Une petite histoire de la fixation du prix par le coût marginal

La théorie économique a établi ce principe de formation du prix selon le coût marginal à la fin du XIX^e siècle, moment qui a constitué le second bouleversement copernicien dans l'histoire de la pensée économique après Adam Smith, à savoir la révolution marginaliste (œuvre de L. Walras en France, autour de la théorie de l'équilibre général, et œuvre de C. Menger et E. von Böhm Bawerk au sein de la première école de Vienne). Son application à l'électricité date de 1956 et des premiers articles de Marcel Boiteux¹. Il a en particulier été démontré que sous des hypothèses d'efficience du marché, et notamment en concurrence parfaite, en information parfaite, et en l'absence de distorsions externes du prix, elle conduisait à une couverture exacte des coûts fixes sur le long terme, et au maintien d'un parc de production adapté à la structure de la demande.

¹ La vente au coût marginal, *La Revue de l'Énergie*, M. Boiteux, 1956

Ce principe de tarification au coût marginal n'est donc en aucun cas une « absurdité » ou « imposé par Bruxelles », mais bien une nécessité pratique qui se déduit des prémisses les plus fondamentales de la théorie économique.

Cette approche ne diffère par surcroît d'aucun autre produit : à titre d'exemple pour le pétrole, l'aluminium, ou le blé, on construit le prix pour une livraison à un moment donné par rencontre entre une courbe de demande, représentant le volume de demande existant pour chaque niveau de prix, et une courbe d'offre, représentant la production totale offerte à un prix au moins égal à un certain niveau. De même que pour l'électricité, la courbe d'offre est établie avec une référence au *coût marginal* de production : le pétrole brut, l'aluminium, ou le blé ne sont pas offerts par leurs unités de production à un prix qui couvre les coûts fixes des producteurs ou la rémunération de leurs capitaux, mais seulement leurs coûts marginaux. Ainsi, le prix du pétrole de l'ensemble des barils échangés sur le marché du Brent est défini par le coût marginal de l'unité de production la plus chère qui contribue à couvrir la demande à un instant donné. Toutes celles moins chères – par exemple les champs du Moyen-Orient qui exportent vers l'Europe – tirent ainsi un gain par baril qui permet de couvrir les coûts fixes, de rémunérer leurs actionnaires et de contribuer à amortir leurs actifs.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Pour prendre un parallèle explicatif, on peut considérer une ville où existent trois hôtels A, B et C, chacun doté de 50 chambres, et pour lesquels le coût marginal de préparer une chambre et d'accueillir un client est respectivement 60 € par nuitée, 80 € par nuitée, et 100 € par nuitée. On fait en outre l'hypothèse que ces nuitées sont parfaitement substituables, c'est-à-dire que les trois hôtels sont de même qualité.

- Certains jours, par exemple en semaine, la demande n'est que de 30 nuitées : seul l'hôtel A remplit 60 % de ses chambres, et le prix d'une chambre est alors de 60 €.
- D'autres nuits, par exemple un samedi ordinaire, il y a davantage de demande, par exemple 80 nuitées. L'hôtel A et l'hôtel B sont remplis, respectivement à 100 % et à 60 %, et le prix de l'ensemble des chambres est alors de 80 € : l'hôtel A en tire un bénéfice de 1 000 €, à raison de 20 € par chambre.
- Enfin, certains soirs (exposition professionnelle ou grand événement), la demande pour un prix de 100 €/nuit excède 150 nuitées, soit la totalité de ce que les hôtels arrivent à offrir. Les hôtels vont alors fixer le prix de la chambre le plus élevé possible pour lequel il reste encore 150 nuitées demandées. Il en résulte un prix nettement plus élevé, par exemple 200 €/nuit, qui permet à l'ensemble des trois hôtels de réaliser une marge et de couvrir leurs coûts fixes.

Pour l'électricité, comme l'équilibre offre-demande doit être réalisé à tout instant, les deux courbes d'offre et de demande doivent être définies pour chaque moment de livraison – en pratique pour chaque pas de temps d'un quart d'heure. **Cet équilibre doit prendre en compte les ordres de grandeur moyens suivants pour le coût marginal des différentes centrales :**

- **solaire, éolien : 0 €/MWh** (produire un MWh de plus n'entraîne aucun surcoût sur un parc éolien ou solaire déjà existant);
- **hydraulique, nucléaire : 5-20 €/MWh** (produire un MWh de plus ne coûte presque rien, mais il faut tenir compte du « coût d'opportunité » de moins disposer du stock de combustible nucléaire ou de l'eau du barrage pour produire à un autre moment, en substitution d'une autre centrale, souvent thermique, conduisant à un coût marginal faible mais strictement positif, et dépendant des coûts de cette centrale thermique);
- **gaz : 80 €/MWh²;**
- **charbon : 120 €³/MWh;**
- **centrales fioul, pointe, biomasse : 150 €/MWh et plus.**

Ceci conduit le prix de l'électricité sur le marché court terme à osciller entre ces différentes valeurs, selon que la centrale la plus chère à contribuer à couvrir la demande est une centrale solaire, éolienne, une centrale hydraulique ou nucléaire, ou une centrale thermique. **Cet effet conduit, sur certaines heures, le prix de l'électricité en France à être dépendant du prix du gaz naturel, ce qui peut ne pas paraître intuitif, puisque le gaz naturel ne constitue qu'une petite part de la production totale (3,2 % en 2024), mais logique,** dans la mesure où ces centrales sont plus souvent les dernières à contribuer à la couverture des besoins (9 % en 2024), ou contribuent *via* la « valeur d'usage » à définir le prix de vente de l'hydroélectricité (45 % des heures, mais

² Aux prix de marché de 2025 de 28 €/MWh de gaz naturel plus 80 €/t pour les émissions de gaz à effet de serre.

³ Aux prix de marché de 2025 de 140 €/t de charbon plus 80 €/t pour les émissions de gaz à effet de serre.

seulement 13 % de la production), soit 54 % des heures formées directement ou indirectement par la production française à partir de gaz. **Plus fondamentalement, sur ces heures, les centrales de coût marginal moins élevé, et notamment le parc nucléaire, tirent une marge qui leur permet d'amortir leurs investissements et de rémunérer leur actionnaire.**

Enfin, le marché de l'électricité ne se fait pas uniquement sur une plaque nationale. Deux systèmes électriques connectés par une interconnexion peuvent s'échanger de l'électricité. C'est notamment le cas de la France et de ses différents voisins : en 2023 par exemple, la France pouvait exporter 9,2 GW, soit l'équivalent de 9 200 MWh par heure, et importer 10,7 GW depuis l'Allemagne et la Belgique. En pratique, l'approche pour définir le prix reste la même, à la différence près qu'on va construire le prix de part et d'autre de la frontière, **pour ensuite calculer le volume transféré du pays le moins cher vers le pays le plus cher**, qui assure l'égalité des prix entre les deux pays, ou sature la capacité de transport de l'interconnexion.

En France, en 2024, les moyens transfrontaliers ont assuré l'approvisionnement le plus cher qui contribue à couvrir la demande pendant 9,2 % des heures. Au total, une centrale fossile française ou étrangère a ainsi « formé le prix » du marché français, directement ou indirectement 63 % du temps.

Cela reflète la réalité économique du système, à savoir que le parc nucléaire et renouvelable ne parvient pas à couvrir toute la demande, toutes les heures – il est exportateur certaines heures, mais sur d'autres doit être complété. Cette méthode de formation du prix est donc nécessaire du point de vue physique de la sécurité d'approvisionnement. C'est également une nécessité économique puisque cela permet de couvrir les coûts fixes du parc français, et donc de contribuer à son équilibre économique sur le long terme.

On comprend alors la limite de ce système : plus l'électricité est produite presque uniquement par des moyens ayant de faibles coûts marginaux, comme le nucléaire ou les renouvelables, plus leur rentabilité devient incertaine et dépendante des heures de fonctionnement en marginalité fossile. En effet, ces technologies coûtent très cher à construire mais peu à faire fonctionner. Or, sans centrales plus coûteuses – comme les centrales à gaz – pour tirer régulièrement les prix du marché vers le haut, les revenus générés par la vente d'électricité peuvent devenir insuffisants pour couvrir les lourds investissements initiaux.

Comme on le verra par la suite, le mécanisme de tarification au coût marginal est très efficace pour déterminer quelles centrales doivent produire à chaque instant. En revanche, dans un système électrique de plus en plus dominé par des moyens de production à faibles coûts de fonctionnement, comme le nucléaire et les renouvelables, l'existence d'asymétries d'information ou d'horizons incertains le conduit à ne plus toujours suffire à assurer une rémunération suffisante des investissements. Il doit donc être complété par d'autres mécanismes afin de garantir la rentabilité et le financement des capacités de production, à mesure que les centrales fossiles aux coûts variables élevés disparaissent progressivement du système.

En pratique, les consommateurs ne s'approvisionnent pas d'heure en heure. Ils ont besoin de visibilité en amont sur leurs coûts d'approvisionnement, pour prévoir leurs budgets et leurs investissements. De même, les producteurs peuvent avoir intérêt à limiter leur exposition aux prix de court terme de l'électricité. Afin d'apporter aux producteurs et aux consommateurs cette sécurité, le marché offre aussi des *produits à terme*. Ces produits consistent pour un producteur et un consommateur à s'accorder sur un prix pour l'électricité sur une période future donnée : par exemple le produit consistant à se livrer un MWh chaque heure pendant l'année 2026 à venir s'appelle le *calendaire base 2026*, qui s'échange autour de 50,5 €/MWh au 24 nov. 2025. Le consommateur qui l'a souscrit disposera d'un MWh chaque heure contre paiement de

50,5 €/MWh. Ce marché à terme naît donc spontanément du besoin des vendeurs et des acheteurs de sécuriser leurs revenus en avance – et ce n'est pas un hasard si des marchés à terme ont émergé pour des commodités agricoles dès le XVII^e siècle.

Le prix de ces produits à terme se construit par équilibre avec le fait de devoir acheter chaque heure de l'année 2026 un MWh sur le marché à court terme. Il est donc égal à la meilleure vision dont disposent les acteurs du marché sur le coût marginal de chacune des technologies de production d'électricité pour l'année 2026, pondérée par le nombre d'heures où chacune des différentes technologies serait marginale.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Pour revenir au parallèle avec la ville et les hôtels, le contrat *forward calendaire* correspond à un contrat par lequel un client souscrirait un abonnement lui donnant droit à une nuit dans un hôtel chaque jour de l'année à venir. Le prix de cet abonnement est alors le prix moyen d'une nuitée sur l'année à venir, ou encore le prix marginal d'une nuitée dans chacun des hôtels, pondéré par le nombre d'heures où chaque hôtel formera le prix.

En France, par exemple, pour l'année 2026, les centrales fossiles forment environ 60 % du prix (à environ 80 €/MWh), et les centrales nucléaires environ 40 % (à environ 8-10 €/MWh), conduisant au prix de l'ordre de 50,5 €/MWh.

En Allemagne, les centrales fossiles sont ultra-prépondérantes dans la formation du prix de l'électricité sur le même produit, conduisant à un prix de l'ordre de 88 €/MWh le même jour pour la même livraison.

Ainsi, bien loin d'être au désavantage du système français dans la conjoncture actuelle, cette approche conduit en ce moment à un écart de près de 80 % entre le prix de l'électricité en France et en Allemagne. Elle permet également au producteur nucléaire français de placer à l'export dans des conditions avantageuses sa production, en ayant au préalable couvert les besoins des consommateurs français.

À l'inverse, une année exceptionnelle comme 2022 où le parc nucléaire était en partie indisponible pour maintenance suite à la détection d'indications de corrosion sous contrainte, dans un contexte de prix du gaz exceptionnellement haut, la combinaison de ces deux événements a joué en défaveur du consommateur français, qui est devenu structurellement importateur, et donc alimenté au prix des productions les plus chères de ses voisins. Cette situation s'explique en premier lieu par le défaut de production en France : dans un scénario où la production électronucléaire aurait été à son niveau usuel (autour de 360-370 TWh), la France aurait été structurellement exportatrice, EDF aurait retiré un gain de plusieurs dizaines de milliards d'euros payés par nos voisins en échange de l'énergie qui leur était nécessaire, et les consommateurs français auraient bénéficié, seuls en Europe, de prix déconnectés des prix des énergies fossiles.

1.2. LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET LES MÉCANISMES ET RÉSERVES DE CAPACITÉ

Le prix de l'électricité est fixé, à chaque instant, par le coût marginal de la dernière centrale nécessaire pour répondre à la demande (dite centrale marginale) ou par la propension marginale à payer du consommateur (quand toutes les centrales produisent au maximum). En théorie, dans un marché parfaitement concurrentiel où tous les acteurs disposent de la même information et anticipent correctement le long terme, ce mécanisme permet de couvrir sur le long terme les coûts des différentes

centrales électriques et d'assurer un parc de production adapté aux besoins de consommation.

Lors des pics de consommation, il peut arriver que la production disponible ne suffise plus à couvrir toute la demande. Le gestionnaire de réseau doit alors maintenir à tout prix la fréquence électrique à 50 Hz. Si celle-ci baisse trop fortement, certaines installations se déconnectent automatiquement pour se protéger, ce qui aggrave encore le déséquilibre et peut entraîner une perte de contrôle du réseau.

Pour parer à ce risque, le gestionnaire de réseau dispose de « moyens exceptionnels », qui consistent en premier lieu à appeler des industriels volontaires – et rémunérés – pour être déconnectés en urgence, puis à réduire un peu la tension du réseau, puis, en dernier recours, à procéder à des délestages tournants, c'est-à-dire l'extinction tour à tour des points de livraison du système.

En théorie, lorsqu'il n'y a pas assez d'électricité pour satisfaire toute la demande, les prix de marché peuvent atteindre des niveaux extrêmement élevés. L'idée est que chaque MWh supplémentaire produit permet d'éviter des coupures et les dommages économiques qui les accompagnent. Ce coût pour la société de l'électricité non fournie – appelé *Value of Lost Load (VOLL)* – est souvent estimé autour de 20 000 €/MWh.

Dans un marché parfaitement fluide, ces prix très élevés sont censés encourager des investisseurs à construire de nouvelles capacités de production. Si quelques heures de prix extrêmes suffisent à couvrir les coûts de construction d'une centrale, de nouveaux projets devraient théoriquement émerger.

En pratique, ce mécanisme fonctionne imparfaitement. Construire une centrale prend plusieurs années et représente un investissement risqué, d'autant plus pour des installations qui ne fonctionneraient que quelques heures par an et la volatilité énorme des revenus rend en

pratique un tel projet non bancable. Les investisseurs ne disposent pas d'une information parfaite sur les revenus futurs. De plus, en Europe, les prix de l'électricité sont plafonnés à 4 000 €/MWh sur les marchés de gros, ce qui limite fortement la rentabilité potentielle de ce type d'actifs.

En l'absence de toute régulation publique, la couverture des coûts fixes n'est assurée pour toutes les centrales que si le parc d'installations de production est adapté, c'est-à-dire que l'on a le juste niveau de chacune des technologies. Cette condition équivaut à dire que pour chaque centrale, les coûts fixes sont égaux à la marge captée entre le coût marginal de production et le prix réalisé sur le marché sur les heures où cette centrale a contribué à l'alimentation du système (dite *rente inframarginale*). En théorie, en l'absence de rigidités pour la création de nouvelles capacités de production, si cette rente excède les coûts fixes durablement, ces gains permettront de développer de nouvelles centrales, jusqu'au moment où, pour cette technologie de production d'électricité, on aura une couverture exacte des coûts fixes par la rente inframarginale. Symétriquement, si les coûts fixes excèdent cette marge durablement, la centrale n'est pas rentable et choisira de fermer. Le parc de production évolue ainsi dans sa structure : les centrales qui n'arrivent pas à couvrir les coûts fixes réduisent leur capacité de production, et celles qui gagnent plus que la couverture des coûts fixes développent leur capacité. **Sur le long terme, un équilibre stable est assuré avec un parc pour lequel les coûts fixes sont couverts de manière exacte par les recettes de marché.**

En théorie, un marché électrique non régulé peut assurer l'équilibre du système à long terme. Lorsque certaines centrales réalisent des profits importants grâce à l'écart entre leur coût de production et le prix de marché (ce que l'on appelle les « rentes inframarginales »), cela incite à construire de nouvelles capacités similaires. À l'inverse, les centrales qui ne parviennent plus à couvrir leurs coûts fixes finissent par fermer.

Ce mécanisme est censé faire évoluer progressivement le parc électrique vers un équilibre : les technologies les plus rentables se développent, tandis que les moins compétitives disparaissent. En théorie, le système finit ainsi par atteindre une situation où les recettes de marché couvrent exactement les coûts fixes des différentes installations.

Bien évidemment, ce raisonnement est théorique. En pratique, fermer une centrale ou en créer une n'est pas une décision anodine au plan industriel, réglementaire et social, prend beaucoup de temps et requiert une visibilité importante sur les prix de l'électricité à moyen terme.

Le parc de production n'est donc jamais parfaitement adapté.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Pour prendre un parallèle explicatif, retenons le cas d'une ville où existent trois hôtels A, B et C, chacun doté de 50 chambres, et pour lesquels le coût marginal de préparer une chambre et d'accueillir un client est respectivement 60 € par nuitée, 80 € par nuitée, et 100 € par nuitée. On fait en outre l'hypothèse que ces nuitées sont parfaitement substituables, c'est-à-dire que les trois hôtels sont de même qualité.

Lorsque la demande de nuitées est très élevée, par exemple 200 nuitées à l'occasion d'un salon professionnel, le prix va atteindre un niveau arbitrairement haut : tout d'abord des clients vont renoncer à leur déplacement en ville (et le prix se forme alors au niveau où suffisamment de clients renoncent pour qu'on ait exactement 150 demandes d'hébergement), mais si la demande est encore plus haute, le prix se fixera en théorie au « coût pour la société de ne pas avoir pu loger une personne » qui reflètera

les pertes de ne pas avoir pu remplir le salon professionnel au niveau de participation espéré, disons 1 000 €/personne non hébergée.

Si les hôteliers voient ce type d'événements se répéter, par exemple une nuit par an pendant 5 ans, ils vont comparer le coût pour eux d'une extension aux gains liés aux clients qu'ils pourraient ainsi héberger, qui sont respectivement de 940, 920 et 900 €/chambre additionnelle par an.

Si pour l'hôtel A créer une nouvelle chambre coûte 1 500 €/chambre par an, pour l'hôtel B, 1 200 €/chambre par an et pour l'hôtel C, 800 €/chambre par an, l'hôtel C va alors déterminer qu'il est intéressant pour lui de construire une nouvelle chambre.

À l'inverse, s'il n'y a jamais de jours où il y a plus de 150 nuitées de demande, l'hôtel C ne va jamais réaliser de marge, il couvre ses coûts marginaux lorsqu'il accueille des clients, mais « au plus juste », et ne couvre pas ses coûts fixes, notamment l'amortissement de l'hôtel et la rémunération de ses actionnaires ou de ses prêteurs. Il va donc devoir reconsidérer son offre, par exemple en fermant définitivement un étage, pour réduire son offre en même temps que ses coûts fixes.

C'est par ce processus que le marché viendra déterminer une nouvelle forme du « parc adapté » d'hôtels, à même de mieux répondre à la demande.

Le seul jeu du marché ne permet ainsi pas de garantir le respect d'un niveau administrativement déterminé de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire de garantir *a priori* que l'ensemble des centrales existantes permettra de couvrir la demande à l'exception d'un nombre prédéfini d'heures de tension du système. La France a fait le choix de fixer un objectif de sécurité d'approvisionnement, afin de garantir au consommateur un certain niveau de qualité de service : « la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures »⁴. Ce chiffre de trois heures répond à une logique théorique : il assure l'égalité entre 60 000 €/MW, le coût estimé de construction d'une nouvelle centrale de pointe à gaz, et une rémunération de 20 000 €/MWh sur trois heures.

Pour assurer le respect de ce critère, une régulation publique est nécessaire. Elle repose sur la mise en place d'un *mécanisme de capacité*, qui fonctionnera à partir de 2026 sur une logique centralisée. Celui-ci voit RTE – le gestionnaire du réseau de transport d'électricité – définir le volume total de capacité de production nécessaire pour couvrir le besoin au moment des pointes de consommation. Une enchère est alors réalisée dans laquelle les centrales capables d'être disponibles au moment des heures de pointe offrent des garanties de disponibilité à un prix en €/MW : sont sélectionnées les moins chères des centrales permettant de couvrir le besoin total, pour être rémunérées au prix le plus cher exprimé par la dernière centrale retenue. Le coût de cet appel d'offres est ensuite reporté sur les consommateurs *via* un prélèvement dédié, modulé en fonction de leur consommation propre au moment des pointes. Des mécanismes analogues sont en place dans de nombreux États membres de l'Union européenne, notamment la Pologne, où le fonctionnement est le plus proche du cas français.

⁴ D. 141-12-6 du Code de l'énergie et dans l'arrêté du 5 août 2022.

Dans le même parallèle explicatif, le mécanisme de capacité consisterait à ce que, pour garantir que l'on puisse toujours avoir de la capacité hôtelière pour accueillir 150 personnes, afin d'améliorer sa qualité de service pour les touristes et l'événementiel, la mairie de la ville où se trouvent les hôtels A, B et C fasse un appel d'offres aux hôtels de la ville en leur demandant quel paiement leur serait nécessaire pour contribuer à cet objectif.

Imaginons que 200 jours par an, ce soit l'hôtel A qui forme le prix (60 €/nuitée), 100 jours l'hôtel B (80 €/nuitée), 55 jours l'hôtel C (100 €/nuitée), et 10 jours par an les prix sont à 200 €/nuitée (demande supérieure à 150 chambres).

Cela conduit l'hôtel A à avoir une rente inframarginale de 5 600 €/chambre par an. Pour l'hôtel B, celle-ci est de 2 300 €/chambre par an, et pour l'hôtel C, de 1 000 €/chambre par an.

Supposons que les coûts fixes de l'hôtel A soient de 5 000 €/chambre par an, ceux de l'hôtel B de 2 300 €/chambre par an, et ceux de l'hôtel C de 1 200 €/chambre par an. L'hôtel A demandera dans l'appel d'offres -600 €/chambre par an, l'hôtel B demandera 0 €/chambre par an, et l'hôtel C demandera 200 €/chambre par an de paiement capacitaire pour rester ouvert. L'appel d'offres retiendra les trois hôtels pour couvrir 150 chambres de capacité totale, à un paiement de 200 €/chambre par an pour les trois hôtels. La commune couvrira alors ce coût par une taxe de séjour couvrant les 200 €/chambre par an sur l'ensemble des nuitées (soit de l'ordre de moins d'1 €/nuitée sur l'ensemble des nuits). Le mécanisme permet ainsi d'assurer que les trois hôtels couvrant le besoin de 150 chambres restent durablement en fonctionnement.

Dans ce cas, les hôtels A et B vont être légèrement surrémunérés (à hauteur de 800 €/chambre par an, et de 200 €/chambre par an). Cela est insuffisant pour leur permettre d'investir dans la création de nouvelles chambres, mais correspond à la rémunération assurantielle du service de sécurité d'approvisionnement qu'ils apportent.

Une autre approche pour assurer le respect de ce critère est de constituer ce qu'on appelle une réserve stratégique. En pratique, elle consiste à se doter d'un groupe de centrales mises de côté, ne participant pas au marché, mais rémunérées pour couvrir leurs coûts fixes, et appelées seulement en appoint ultime du système si cela s'avère nécessaire. **Le coût du maintien en condition opérationnelle de ces centrales est alors reporté sur les consommateurs.** Certains États membres, dont l'Allemagne, ont historiquement utilisé et promu cette approche au niveau européen, arguant qu'elle était moins distorsive sur les adaptations du parc de production. En réalité, dans le cas d'un dispositif obligeant la totalité de la capacité, on a l'assurance que le besoin sera rempli l'année suivante. Dans le cas d'une réserve stratégique, une fois cette dernière fixée reste une grande incertitude sur la capacité qui sera développée par les acteurs de marché et donc sur le cumul « capacité développée dans le marché et la réserve » ce qui donne un dispositif beaucoup moins sécurisant et apte à délivrer la sécurité souhaitée par les États pour leurs administrés. L'Allemagne a depuis fait évoluer sa position vers un mécanisme de capacité comparable au schéma français, compte tenu de l'ampleur de ses enjeux de sécurité d'approvisionnement et de maintien de son parc de production constatée pendant la période 2022-2024.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Toujours dans le même parallèle explicatif, une réserve stratégique consisterait à ce que la mairie « préserve » 30 chambres à l'hôtel C, en le payant pour les garder prêtes toute l'année, qui sont « mises de côté » et ne sont offertes que si les 120 premières chambres sont déjà parties. Le coût de cette pré-réservation est ensuite reporté sur la taxe de séjour.

1.3. LES SOUTIENS AUX NOUVELLES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

Les signaux de marché de l'électricité ne permettent pas d'atteindre des objectifs politiques de composition du bouquet électrique, c'est-à-dire de répartition entre filières de production.

Depuis 2009⁵, et conformément aux dispositions du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne qui donne à l'Union la compétence pour légiférer à la majorité qualifiée afin de « *promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables* »⁶, le droit européen assigne aux États membres des objectifs de part d'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique national. Si les textes européens en la matière ont été révisés à deux reprises en 2018 et 2023, avec à chaque fois le vote favorable des autorités françaises en Conseil, leur principe reste le même : chaque État membre doit atteindre une part minimale d'énergie renouvelable dans sa « consommation finale » d'énergie, c'est-à-dire

⁵ Directive 2009/28/CE.

⁶ TFUE, art. 194(1)(c).

dans l'ensemble de l'énergie fournie à un client afin d'être consommée, et ce sur l'ensemble des vecteurs énergétiques utilisés : électricité, gaz, carburants liquides et combustibles solides.

Les États membres ont, pour atteindre cet objectif, mis en œuvre des instruments de politique publique distincts selon les vecteurs énergétiques. En règle générale, ceux-ci consistent en :

- **Des mandats d'incorporation** pour les carburants (et en France pour le gaz naturel) par lesquels les fournisseurs de carburants doivent démontrer avoir, pour chaque litre mis à la vente, incorporé une certaine quantité d'énergie renouvelable, principalement sous forme de biocarburants liquides (biodiesel, bioéthanol), ou avoir acquis auprès d'un acteur qui a réalisé une telle incorporation un « certificat » en attestant.
- **Des soutiens au développement de nouvelles capacités de production pour l'électricité (et pour le gaz naturel)** par lesquels la puissance publique vient en aide aux projets de production d'électricité renouvelable ou de biométhane.

Le choix a été de faire reposer ces soutiens sur une logique différente, qui apporte une sécurité sur le prix de vente de l'électricité (ou du gaz) renouvelable par les nouveaux projets. En effet, les technologies de production d'électricité décarbonées (nucléaire et certains types de renouvelables comme l'éolien marin) ont en général la propriété d'être intenses en capital, c'est-à-dire de requérir d'immobiliser beaucoup de capital pour construire une capacité de production donnée. En revanche, elles produisent leur électricité à un coût marginal faible, c'est-à-dire qu'une fois en fonctionnement, produire un MWh additionnel n'affecte pas (ou très peu) la structure de coûts de la centrale.

a. Soutiens publics

Compte tenu du poids du coût du capital (amortissement et rémunération de la valeur nette comptable⁷) dans le coût complet d'une unité d'énergie issue de ces unités de production, parvenir à le réduire est crucial pour déployer ces technologies de manière efficiente. Apporter une sécurité sur les conditions de vente de leur électricité sur une durée de 10 à 20 ans, cohérente avec la durée d'un prêt finançant le projet, permet de démontrer à la banque qui financera le projet que les échéances du prêt pourront être honorées, ce qui aide à bénéficier d'un meilleur taux, à requérir moins de fonds propres, et ainsi à réduire dans l'ensemble les coûts du projet.

Pour atteindre cet objectif, les soutiens ont historiquement été de deux natures :

- **Des tarifs d'achat (*feed-in tariffs*)** par lesquels une entité centralisée (en France, une entité d'EDF appelée EDF OA chargée de cette mission de service public) achète à un tarif déterminé par la puissance publique l'électricité produite par les centrales respectant certains critères (selon la technologie de production renouvelable et la taille), puis s'efforçait de placer l'électricité ainsi achetée sur le marché, et bénéficiait ensuite d'une compensation par l'État pour le coût associé (correspondant au coût de l'achat au tarif, net des recettes de marché).

Ce système présentait toutefois plusieurs limites. Il pouvait conduire à sur-rémunérer certains projets lorsque leurs coûts réels devenaient inférieurs au tarif garanti, et il déconnectait largement les producteurs des signaux de prix du marché électrique et des incitations qu'ils renvoient. En revanche, il avait l'avantage d'être simple à mettre en œuvre, notamment pour les petits projets comme le solaire résidentiel, et a joué un rôle important dans le développement initial des filières renouvelables.

⁷ Cette dernière représente le coût de l'actif auquel on soustrait sa dépréciation.

- Des **contrats de complément de rémunération (contracts for difference, CfD)**, Dans ce système, les producteurs vendent directement leur production sur les marchés de l'électricité, puis la puissance publique observe l'écart entre les prix de marché de l'électricité⁸ et le prix fixe. Si le prix de marché est inférieur à ce prix garanti, la puissance publique verse au producteur la différence afin d'assurer ses revenus. À l'inverse, lorsque les prix de marché dépassent le niveau garanti, le producteur reverse l'excédent aux pouvoirs publics. Le mécanisme permet ainsi de stabiliser les revenus des projets tout en limitant les surprofits en période de prix élevés.

Pour accéder à un CfD, le projet de nouvelle centrale candidate dans un appel d'offres de la puissance publique demande ce prix fixe qui lui serait garanti. La puissance publique (en pratique la Commission de Régulation de l'Énergie, en France propose une liste de lauréats au ministre chargé de l'énergie, qui décide ensuite) sélectionne les candidats à l'appel d'offres au meilleur prix qui satisfont le volume total appelé et respectent les critères du cahier des charges.

- Cette approche permet d'exposer en partie les centrales ainsi soutenues aux signaux de marché, et leur impose de rechercher la meilleure valorisation de leur production sur les marchés de gros de l'électricité, tout en préservant les propriétés favorables des soutiens à la production en termes d'accès au capital. Elle permet également, par la procédure d'appel d'offres, d'assurer une rémunération au plus juste des projets, sous réserve que l'appel d'offres soit concurrentiel. Enfin, elle permet de constater des offres à zéro et des non programmations quand le fonctionnement de l'installation n'est pas économique, réduisant donc l'offre à tout prix, et de mieux inciter à positionner les arrêts en fonction des signaux de marché.

⁸ En moyenne, selon une certaine référence représentant une stratégie de vente raisonnable pour une centrale de cette technologie.

b. Contrats de long termes

Complémentairement aux soutiens publics, des projets de production renouvelable se sont également développés en reposant sur la vente à des tiers de leur capacité de production selon des contrats de long terme, appelés *PPA* (*Power Purchase Agreements*).

- Ces contrats consistent à conclure par avance avec une contrepartie la vente de la production de la centrale sur une longue durée (10 ans ou plus), à un prix prédéterminé, (le plus souvent un grand consommateur d'électricité), on parle alors de **PPA physique**.
- Une option alternative est que le projet vende son électricité au marché, que le consommateur achète son électricité au prix du marché, et qu'ils **se versent une compensation financière égale à la différence entre le prix de marché et un prix fixe**, pour assurer que le prix « perçu » par les deux parties soit en pratique fixe : on parle alors de PPA financierisé.

Si les PPA présentent l'avantage de ne pas nécessiter de contrepartie publique pour couvrir le risque de marché, ils présentent cependant un certain nombre de difficultés et inconvénients limitant leur déploiement. En termes de difficulté, alors que les contrats de complément de rémunération sont relativement standardisés – et donc que le risque juridique associé est limité et maîtrisé – chaque PPA est différent, nécessitant une évaluation propre du risque associé. Ensuite, le pouvoir de négociation du PPA dépend de l'importance du vendeur et de l'acheteur. Un producteur important signant un PPA avec un petit acheteur pourra imposer ses conditions à ce dernier. Cela est également vrai dans l'autre sens pour un gros acheteur face à un petit producteur. Enfin, les PPA contribuent à la financiarisation de la fourniture d'électricité, un acteur bien noté sur les marchés (GAFAM par exemple) pouvant signer des PPA plus avantageux – donc bénéficier d'une électricité à meilleur prix – qu'un acteur moins bien noté (États endettés). Cette rupture d'équité constitue en soi une question relevant d'une décision politique.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Pour prendre un parallèle explicatif, retenons le cas d'une ville où existent trois hôtels A, B et C, chacun doté de 50 chambres, et pour lesquels le coût marginal de préparer une chambre et d'accueillir un client est respectivement 60 € par nuitée, 80 € par nuitée, et 100 € par nuitée. On fait en outre l'hypothèse que ces nuitées sont parfaitement substituables, c'est-à-dire que les trois hôtels sont de même qualité.

On fait l'hypothèse que la demande hôtelière est de 40 chambres 200 nuits par an, 60 chambres 100 nuits par an, 120 chambres pendant 50 nuits par an, et qu'elle dépasse l'offre hôtelière pendant 15 nuits par an (à un prix alors de 200 €/nuit). Cela conduit à un prix moyen de la nuitée de 76 €.

Faisons l'hypothèse que la collectivité souhaite augmenter l'offre hôtelière dans cette ville avec un nouveau camping de 10 bungalows qui réponde à certains objectifs de politique publique. Il présente la particularité d'avoir des coûts très faibles par nuitée, de 10 € par nuitée, mais des coûts de construction élevés, de 45 000 € par nouveau bungalow (il faut aménager et terrasser un terrain), et de n'être disponible que 4 mois par an (les 4 mois de juin à septembre). On suppose que le prix moyen de la nuitée est le même sur ces 4 mois, *mutatis mutandis*.

L'approche du *tarif d'achat* consiste pour la collectivité à calculer un tarif et à l'appliquer à tous les bungalows. On peut montrer qu'un tarif de 84,9 €/nuitée, payé sur les 4 mois chaque nuit et pour tous les emplacements, assure un rendement de l'ordre de 7 % sur 5 ans à l'opérateur qui construira le camping.

La collectivité se charge alors de mettre les nuitées à la vente. Elle réalise des gains, qui sont comparés au coût du tarif garanti : l'écart est alors compensé par le budget communal. On voit que si l'opérateur parvient à étendre la durée de vie du camping au-delà des 5 ans, ou trouve un financement meilleur, il réalisera une belle plus-value.

L'approche de *complément de rémunération* consiste à ce que la collectivité fasse un appel d'offres demandant qui est prêt à construire un camping répondant au cahier des charges et à l'opérer pendant 5 ans, en contrepartie d'un contrat qui lui apporte une compensation, calculée comme l'écart entre le prix demandé dans l'appel d'offres et le prix moyen d'une nuitée sur les mois d'été. Plusieurs candidats vont participer à l'appel d'offres : le mieux-disant aura examiné dans son modèle financier comment il pourrait tirer des revenus au-delà des 5 ans, comment optimiser son financement en dette, et candidatera à 75 €/nuitée, tenant compte de ces revenus. La présence du camping dans l'offre hôtelière va déplacer un peu l'équilibre des prix – il y aura un peu de demande qui n'ira pas aux hôtels l'été. En faisant l'hypothèse que lors des jours de saturation le prix n'est plus de 200 mais de 150 €/nuitée, on trouve alors un nouveau prix moyen de la nuitée de 63 €/nuitée (au lieu de 76 €). Cela conduirait le candidat retenu à *recevoir de la commune* 12 €/emplacement/nuit sur les 4 mois d'été. En pratique, certaines années il recevra une compensation de la commune, lorsque la fréquentation est trop faible pour que les coûts variables des hôtels B et C, et les jours de saturation, lui permettent de vendre ses nuits à un prix moyen supérieur ou égal aux 75 € garantis par le complément de rémunération. *A contrario*, des années de forte fréquentation hôtelière, il pourra être amené à rendre de l'argent à la commune.

Le cas, enfin d'un *Power Purchase Agreement (PPA)* consiste à ce que les bungalows soient réservés par avance, pour plusieurs années, à un prix convenu, avec un *tour operator*, en substitution des nuitées qu'il achetait avant au coup par coup, ce qui peut permettre également de déclencher l'investissement, en apportant suffisamment de sécurité sur les recettes futures pour en boucler le financement.

1.4. L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE : ACCÈS AU RÉSEAU ET DÉGROUPEMENT (*UNBUNDLING*)

Le système électrique et gazier a historiquement été construit, en France mais également dans la plupart des pays développés, selon un schéma verticalement intégré, dans lequel les activités de production d'électricité, de transport (sur le réseau haute tension ou haute pression pour le gaz), de distribution (sur le réseau basse tension ou basse pression pour le gaz) et de fourniture – c'est-à-dire la relation commerciale au client final – **étaient consolidées au sein d'un même acteur, souvent à capitaux publics ou assujetti à un encadrement de ses prix par la puissance publique.**

Ces monopoles verticalement intégrés se sont constitués au cours du XX^e siècle par agrégation de systèmes locaux de production-distribution-fourniture, soit par fusions/acquisitions, permettant par consolidation de tirer parti d'économies d'échelle dans le déploiement du réseau de transport et la production massifiée d'électricité, soit par nationalisation.

Avant 1946, la France disposait de plusieurs fournisseurs distincts d'électricité, concentrés sur les grands centres urbains, de régies locales d'électricité, d'acteurs indépendants du secteur de la production, et certains industriels électrointensifs disposaient même de leur propre outil de production (barrages hydroélectriques), avec une grande hétérogénéité technique (plusieurs fréquences de distribution coexistaient en 1950) et tarifaire (la péréquation nationale ne sera achevée que dans les années 1980)⁹.

Au sein des différents États membres de l'Union européenne existaient ainsi un ou plusieurs monopoles verticalement intégrés, qui assuraient l'ensemble de ces missions (EDF en France, Enel en Italie, Electrabel en Belgique, RWE, EnBW, etc., selon les *Länder* en Allemagne, Fenosa, Iberdrola ou Endesa en Espagne, etc.).

Au sein de leur zone de desserte, ces acteurs utilisaient déjà un ordonnancement au coût marginal afin de définir d'une part l'ordre d'appel à court terme des centrales disponibles, puisque coexistaient déjà des centrales de coût marginal faible (hydroélectricité, nucléaire, lignite) et des centrales de coût marginal élevé (gaz, fioul), et d'autre part pour fixer le prix d'achat de l'électricité produite par d'autres producteurs (Charbonnages de France *via* la CNET, barrages de la CNR et de la SDEM, etc.) et s'appuyaient sur le coût marginal dans les décisions de gestion et afin de construire la forme horosaisonnaire des tarifs appliqués aux consommateurs. Ces tarifs étaient dans le cas français élaborés, pour leur niveau absolu, sur le fondement des coûts complets de fonctionnement de l'acteur verticalement intégré, c'est-à-dire la totalité des coûts y compris amortissements et rémunération de son capital, rapportés à sa production en MWh ; en revanche, la structure des tarifs (différenciation

⁹ Il convient de noter que la loi de nationalisation de 1946 a en partie préservé certains schémas d'organisation antérieurs, en maintenant : (i) des entreprises ou régies locales de distribution (assurant distribution et fourniture dans certains territoires où cette compétence était assurée par les collectivités), (ii) une propriété par les collectivités du réseau de distribution, concédé à EdF-distribution, (iii) certaines concessions hydroélectriques (CNR, etc.), et (iv) des droits de tirage hydroélectriques pour les industriels qui possédaient leurs barrages et en avaient été expropriés (courant jusque dans la décennie 2010).

entre basse tension et haute tension chez le client, entre heures pleines et heures creuses, entre jours de pointe et jours normaux) était quant à elle calculée sur la base des différences entre coûts marginaux selon ces périodes, afin d'inciter à la flexibilité des consommations¹⁰.

Entre leurs zones de desserte, ces acteurs s'échangeaient également l'électricité à court terme en utilisant ce principe de tarification au coût marginal, afin de définir les conditions d'achat et de vente de l'électricité par les interconnexions¹¹.

a. Une division des activités

Dans les années 1990, et à partir de 1996 en Europe, a été fait le choix d'ouvrir progressivement à la concurrence le secteur de l'électricité. **Ce choix a été porté et voté en Conseil par tous les exécutifs français successifs conduisant aux directives de 1996, 2003, 2009, 2019 et 2024, et transposé par le législateur national.** Cette libéralisation a porté sur le principe du dégroupage (*unbundling*). Ce principe, également utilisé pour l'ouverture à la concurrence dans le secteur de la téléphonie et des services de télécommunications, dans le secteur des transports (ferroviaire et aérien), et ailleurs dans le secteur de l'énergie (gaz naturel) consiste à segmenter le secteur en :

- **des activités qui constituent des « monopoles naturels »**¹², ou en tout cas des actifs auxquels l'accès égal et neutre concurrentiellement de l'ensemble des acteurs du système électrique doit

¹⁰ Certes sur la base d'un parc adapté à l'horizon N+15 et non d'un indicateur spot court terme.

¹¹ En dehors des cas rares où un acteur verticalement intégré détenait des parts dans une centrale située de l'autre côté de la frontière, et disposait parfois de droits pérennes d'accès aux interconnexions pour rapatrier l'énergie dans sa zone de desserte.

¹² Telle est l'expression consacrée en France, que nous éviterons ultérieurement d'employer car un monopole est toujours contre-nature par ses effets – l'état de nature étant la concurrence – et le résultat d'un choix politique, et par son origine, qui procède toujours d'une volonté politique se traduisant par l'institution d'un monopole légal ou par un refus d'en prévenir la constitution.

pouvoir être garanti, et pour lesquels il n'est pas souhaitable que leur duplication soit réalisée par des acteurs privés. **Cela est tout particulièrement le cas des activités de réseau** (ferroviaire, de télécommunications par câbles, énergétiques, etc.) pour lesquelles la garantie d'un accès égal est un élément important pour permettre l'ouverture à la concurrence, et dont l'exploitation et le déploiement selon une logique intégrée paraissent plus efficaces que selon une logique distribuée à plusieurs acteurs rivaux sur la même zone de desserte (il n'est pas évident *prima facie* qu'il y ait des gains d'efficacité à avoir plusieurs Enedis ou plusieurs RTE) ;

- **des activités à même d'être ouvertes à la concurrence**, une fois l'égal accès assuré aux précédentes, et **tout particulièrement l'activité de production** (d'électricité et de sa valorisation sur le marché de gros) et **l'activité de fourniture** (consistant à vendre à des clients finaux de l'électricité acquise sur le marché de gros ou produite pour son compte par un fournisseur).

Ce cadre a été achevé en France, en électricité et en gaz, dans sa forme actuelle par la loi portant Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité (NOME, 2010), au terme de 15 ans de déploiement progressif (notamment la loi de 2003). Sa mise en œuvre suppose d'apporter des garanties fortes pour l'indépendance et la neutralité concurrentielle des gestionnaires de réseau, sous la forme suivante :

- **une séparation comptable, juridique et fonctionnelle des gestionnaires de réseau** de distribution et de transport d'avec le reste des acteurs historiques verticalement intégrés (RTE et Enedis en électricité, GRTGaz – devenu Natran, TIGF – devenu Téréga, et GRDF en gaz naturel) ;
- **la mise en place de codes réseau**, harmonisés au niveau européen, qui assurent des règles communes d'exploitation, d'accès au réseau (raccordement et tarification), et de gestion des réseaux ;

- **la mise en place de tarifs réseau qui assurent la rémunération des gestionnaires de réseau sur le fondement de leurs coûts** (de fonctionnement et de leur programme d'investissement), fixés de manière transparente et non discriminatoire et dus de manière égale par tous les usagers du réseau répondant à une même situation ;
- **l'institution d'une autorité publique indépendante** chargée de la régulation du secteur, ce qui implique un rôle de contrôle des coûts des gestionnaires de réseaux et de validation de leurs programmes d'investissement, de fixation des tarifs, et de contrôle du respect de leur indépendance et de leur neutralité concurrentielle. Ce rôle est en France joué par la CRE. Dans d'autres États membres, il est consolidé avec d'autres réseaux régulés (télécom, transport) comme en Allemagne (BNetzA) ou consolidé avec l'autorité de la concurrence comme en Espagne (CNMC, jusqu'à 2025).

Une fois ces conditions de neutralité des réseaux assurées, les segments « amont », c'est-à-dire le développement et l'exploitation d'installations de production d'une part, et « aval », c'est-à-dire l'activité de fourniture à des clients finaux d'autre part, peuvent être ouverts à la concurrence. Cette ouverture à la concurrence est supposée alors permettre des gains d'efficience¹³ par rapport à l'activité d'un acteur verticalement intégré. La littérature économique tend à établir de tels gains rétrospectivement en Europe¹⁴, sur le fondement d'une analyse économétrique robuste, tout en notant qu'elle implique certaines dissynergies.

¹³ Nets des coûts additionnels qu'implique le dégroupage, notamment les coûts de structure du régulateur indépendant et liés à l'indépendance des gestionnaires de réseau (voir Gugler, Klaus, Liebensteiner, Mario, Schmitt, Stefan, *Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies*, *International Journal of Industrial Organization*, 2017.

¹⁴ Pollitt, Michael, *The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks*, *Energy Policy*, 2008 – Nardi, Paolo, *Transmission network unbundling and grid investments: Evidence from the UCTE countries*, *Utilities Policy*, 2012—Amenta, Carlo et al., *Is more competition better? Retail electricity prices and switching rates in the European Union*, *Utilities Policy*, 2022.

En théorie, avec :

- un parc de production adapté à la structure de la demande ;
- sous l'hypothèse d'un marché « amont » en concurrence pure et parfaite, en information parfaite ;
- sous les mêmes hypothèses pour le marché « aval ».

On peut montrer que cette approche libéralisée conduit à un prix complet pour les clients qui est inférieur ou égal à celui qu'il aurait été en monopole verticalement intégré avec le même parc de production adapté (l'égalité se produisant quand la régulation du monopole est efficiente d'une part, et que la concurrence est parfaite d'autre part).

La fixation du tarif réseau repose dans ce cadre sur un exercice périodique par lequel sont définis :

- 1. Les charges d'exploitation** : exploitation du système électrique (pertes, congestion, services système), achats, charges de personnel, impôts et taxes. Ces charges sont fixées sur la base d'une trajectoire prévisionnelle, avec des incitations à la performance pour maintenir des efforts de productivité chez le gestionnaire de réseau.
- 2. Les charges de capital** (dotations aux amortissements et rémunération du capital), là encore avec un contrôle par le régulateur de la trajectoire prévisionnelle d'investissements et des incitations à la performance. La rémunération du capital est calculée comme le produit d'une assiette, la *Base d'Actifs Régulée (BAR)*, représentant la valeur comptable des actifs détenus par le gestionnaire de réseau, nette des subventions d'investissement (subventions européennes pour certains projets, paiements par les usagers pour leur raccordement), par un taux, le *Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC)*, fixé par le régulateur pour refléter un juste niveau de rendement au regard des risques de l'activité.

Les écarts de prévision pour les charges et produits supportés par le gestionnaire de réseau, lorsque ceux-ci concernent des éléments difficilement prévisibles et non liés à sa performance, sont versés enfin dans un *Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP)* qui permet de boucler les éventuels écarts en déficit de financement en les affectant au niveau futur du tarif, ou symétriquement de rendre au consommateur les trop-perçus par le gestionnaire sur le passé.

Ces coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont ensuite répartis entre les usagers du réseau. Cette répartition se fait selon quatre principes, dont les trois premiers sont universels en Europe :

- **tarification indépendante de la distance parcourue par l'électricité ou le gaz**, dit « principe du timbre-poste » ;
- **tarification identique sur l'ensemble de la zone de desserte des gestionnaires de réseau** (territoire métropolitain continental en électricité en France) ;
- **tarification non discriminatoire, reflétant les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateur** selon ses caractéristiques de consommation, indépendamment de l'usage fait de l'électricité ;
- **tarification horo-saisonnalisée**, soit une grille tarifaire modulée selon les heures de la journée (pleines ou creuses) et la saison, afin de refléter les variations des coûts du gestionnaire de réseau entre les heures et au sein de l'année.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Afin de poursuivre notre parallèle dans l'hôtellerie, considérons le marché de l'hôtellerie sur une île, où sont présents des hôtels. Ce marché est tourné vers l'accueil de touristes internationaux. Historiquement, l'hôtel A était le seul hôtel de l'île, et avait été construit par un *tour operator* international qui assurait la commercialisation d'offres *all inclusive*, transport inclus vers l'île, depuis plusieurs départs en Europe. Le *tour operator* disposait pour ce faire d'un réseau commercial d'agences physiques dans différents marchés ainsi que de sa propre plateforme en ligne de réservation, qui avaient l'exclusivité pour offrir des vacances sur l'île. Il disposait également de l'aérodrome de l'île qu'il avait fait construire pour accueillir ses vacanciers. On était donc dans un schéma en monopole verticalement intégré.

La libéralisation consiste à segmenter le marché touristique sur l'île en trois :

- un marché des hôtels sur l'île (correspondant au marché amont);
- un marché de la desserte aérienne de l'île (correspondant au « réseau »);
- un marché de la vente au détail des séjours sur l'île (correspondant au marché aval).

Pour développer pleinement le potentiel touristique de l'île, les autorités locales vont ainsi imposer une séparation comptable et opérationnelle de l'aérodrome d'avec le *tour operator* historique. Ses coûts seront identifiés par une autorité locale indépendante, qui facturera une taxe d'aéroport identique à quiconque souhaite faire atterrir des touristes sur l'île, et placera dans un processus transparent et non discriminatoire les créneaux d'atterrissage sur l'île. Cette même autorité aura la charge de définir le juste plan d'investissement de l'aérodrome pour améliorer la desserte et sa capacité d'accueil.

En parallèle, les autorités locales vont ouvrir à la concurrence la construction de nouveaux hôtels sur l'île, par n'importe quel acteur concurrent différent de l'acteur historique, et autoriser en parallèle n'importe quelle plateforme de vente en ligne ou réseau d'agences à commercialiser des séjours sur l'île dans les hôtels. Bien entendu, rien n'interdira à l'acteur historique de privilégier le remplissage de son hôtel A, mais s'il existe aussi des hôtels B et C répondant aux caractéristiques des sections précédentes grâce à ce processus concurrentiel, cela lui permet d'améliorer son offre. *In fine*, l'ensemble des tour-opérateurs vendant des séjours les réserveront sur le marché de gros des nuitées (selon la logique marginaliste décrite précédemment), et certains vacanciers pourront même acheter directement leurs nuitées auprès des hôtels s'ils préfèrent ce mode. De l'autre côté émergeront également des plateformes en ligne «*pure player*», non liées à un hôtel, qui offriront simplement l'ensemble des hôtels de l'île aux vacanciers potentiels.

1.5. LES GRANDS CONSOMMATEURS ET LEUR TRAITEMENT PARTICULIER

Les consommateurs d'électricité en Europe sont ainsi exposés à des prix hors taxes de livraison de l'électricité qui résultent de l'empilement de blocs, correspondant à chacune des « couches » du système électrique :

- **un bloc approvisionnement en énergie**, qui représente le coût d'achat des MWh qui leur sont livrés selon la stratégie d'approvisionnement qu'ils ont choisie (à court terme ou à terme) et selon leur profil de consommation horaire et saisonnier ;
- **un bloc approvisionnement en capacité**, qui représente le coût de la sécurité d'approvisionnement de ce consommateur dans le mécanisme de capacité (cf. *supra*) ;
- **un bloc acheminement**, qui représente le tarif associé au fonctionnement du réseau ;
- **un bloc coûts commerciaux et marge** qui représente les coûts encourus par le fournisseur dans son activité commerciale, ainsi que sa marge, reflet des risques encourus.

En théorie, cette approche conduit, en concurrence parfaite pour la fourniture et pour la production, en information parfaite, et avec un parc adapté à l'amont, à un approvisionnement au moins aussi efficace que pouvait le faire un monopole verticalement intégré.

En pratique, les acteurs verticalement intégrés historiques avaient pu, pour répondre à d'autres objectifs de politique publique – dont des considérations de politique industrielle ou de compétitivité économique – **consentir ou se voir imposer** des répartitions des coûts sur les différents blocs qui conduisaient, dans la fixation des tarifs précédant la libéralisation, **à des tarifications avantageuses pour certaines catégories d'usagers, au détriment d'autres usagers**. Ailleurs qu'en Europe, les consommateurs industriels hyperélectrointensifs, c'est-à-dire ceux ayant la plus forte intensité énergétique de leur valeur ajoutée

(en MWh par € de valeur ajoutée), bénéficient parfois de conditions commerciales très favorables qui sous-pondèrent leur contribution aux coûts du système.

Plusieurs États membres se sont efforcés de mettre en place des **mécanismes** permettant d'une part de **valoriser la contribution des consommateurs industriels hyper électro intensifs** à la stabilité ultime du système électrique, du fait des propriétés particulières de leur consommation, et d'autre part de **tenir compte de leurs enjeux spécifiques dans la répartition des coûts réseaux**.

Tout d'abord, des mécanismes d'interruptibilité existent dans plusieurs États membres. Ces services consistent pour le gestionnaire de réseau à **se ménager une réserve de consommateurs « pré-délestables » en priorité**, avant de devoir envisager des délestages des consommateurs ordinaires, en cas de rupture de l'équilibre offre-demande. Les consommateurs concernés **sont sélectionnés par appel d'offres selon une rémunération en €/MW qui leur est payée, qu'ils soient appelés ou non**. Ce mécanisme a été appelé à plusieurs reprises au cours de la décennie passée, avec un retour d'expérience positif de RTE quant à sa contribution au maintien de l'équilibre offre-demande en Europe. Compte tenu des caractéristiques de consommation recherchées (soutirage de plus de 80 % des heures de l'année, capacité à s'interrompre avec quelques secondes de préavis, etc.), seuls des industriels hyper électro intensifs sont à même de fournir ce service.

Les États membres ont également optimisé la clé de répartition des coûts du réseau entre usagers. L'objectif est que chaque catégorie de consommateurs contribue aux coûts du système en fonction de l'usage qu'il fait réellement du réseau. En effet, sur les plus grands consommateurs, l'application directe d'une règle de répartition des coûts à due concurrence des MWh livrés conduit à des coûts réseaux exorbitants, qui peuvent être supérieurs au coût pour ce consommateur de construction d'une ligne privée le raccordant à la centrale la plus proche.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Pour prendre le parallèle des sections précédentes d'une île dotée d'un aérodrome et d'hôtels accueillant des touristes, la situation correspond à celle de voyageurs très fréquents et présentant une importance particulière pour l'économie de l'île (par exemple une clientèle venant sur l'île pour des déplacements professionnels). Si ces voyageurs ont davantage de flexibilité que la clientèle touristique ordinaire, la collectivité peut rémunérer leur interruptibilité, c'est-à-dire faire tous les ans un appel à volontaires prêts à renoncer à une semaine de séjour sur l'île sur information à très courte échéance (dans les deux heures qui précèdent l'embarquement dans leur vol pour l'île), et retenir ceux qui y consentent sur la base de la plus petite rémunération. En supposant qu'il n'y a qu'un jour tous les ans où la demande demeure de 160 nuitées même à la « valeur de la nuitée perdue » maximale de 1 000 €/nuitée, et où l'île est donc en rupture de l'équilibre offre-demande, il peut être pertinent d'offrir jusqu'à 1 000 €/an à 10 voyageurs pour qu'ils consentent à renoncer à leur séjour sur ces nuitées, afin de maintenir l'équilibre offre-demande.

Si dans l'appel d'offres on trouve 10 voyageurs prêts à y renoncer même pour 900 €/an, cela est gagnant pour la collectivité, et à l'échelle de l'année, si ces voyageurs sont très fréquemment sur l'île (par exemple 300 nuits par an), cela demeure pour eux équivalent à une ristourne de 3 €/nuitée.

De même, le traitement de leur accès à l'île peut être particulier : en effet, si ces usagers paient une taxe d'aéroport importante à chaque séjour sur l'île, le montant total annuel peut devenir si

élevé qu'il deviendrait pertinent pour ces usagers de développer leurs propres moyens de se rendre sur l'île plutôt que d'utiliser le service mutualisé. La solution retenue est alors de leur offrir une ristourne sur leurs taxes d'aéroport afin de ramener celles-ci à un niveau inférieur ou égal à ce que leur coûterait la création d'une telle infrastructure dédiée.

Nota : cette situation peut sembler artificielle dans le cas d'un hébergement (pour lequel le client n'est, dans la vie réelle, pas rémunéré pour se décommander). Cela provient d'une différence majeure avec le système électrique qui est de devoir impérativement équilibrer ce dernier, sous peine d'affecter le service pour l'ensemble des usagers (coupures tournantes, voire black-out). Payer un client pour réduire sa consommation est en ce cas pertinent afin de pouvoir conserver le service pour l'ensemble de la collectivité.

a. L'effet indirect de la tarification du carbone

À ce défi de compétitivité s'ajoute l'effet indirect de la tarification du carbone en Europe. En effet, les centrales électriques européennes sont assujetties à l'achat de quotas carbone proportionnels à leurs émissions de gaz à effet de serre. Ce coût supplémentaire augmente le coût de production des centrales au charbon ou au gaz, et se répercute ensuite sur les prix de l'électricité lorsque ces centrales sont nécessaires pour répondre à la demande.

Cela augmente donc le prix de l'électricité sur le marché, à court terme, sur leurs heures d'utilisation, et sur les marchés à terme, en proportion de la fréquence à laquelle il est estimé qu'elles seront utilisées sur la période de livraison. Le prix de l'électricité est ainsi

renchéri en Europe par l'effet du système de quotas carbone, par rapport à d'autres géographies qui font le choix de ne pas tarifier leurs émissions fossiles. Il en résulte qu'en l'absence d'un ajustement carbone aux frontières fonctionnel couvrant également les émissions indirectes des produits importés, se produisent des « fuites de carbone indirectes », c'est-à-dire le déplacement d'activité des usines électrointensives européennes vers leurs concurrentes extra-européennes, avec un déplacement des émissions associées.

La solution retenue par le droit de l'Union depuis 2012¹⁵ est la mise en place de **compensations des coûts indirects**. Il s'agit d'une classe de régimes d'aide d'État que les États membres peuvent mettre en œuvre, et par lesquels ils compensent cet effet pour les entreprises actives dans un certain nombre de secteurs énumérés, dont la Commission a déterminé qu'ils présentaient un risque élevé de fuites de carbone indirectes au regard de leur intensité énergétique (consommation rapportée à la valeur ajoutée) et de leur exposition à la concurrence internationale. Cette compensation intervient sur la base de règles fixées par la Commission européenne, qui calculent mécaniquement l'aide versée à partir du prix des quotas d'émission observés sur le marché, et d'un paramètre mesurant l'intensité carbone de l'électricité dans l'État membre concerné, c'est-à-dire les émissions rapportées à la production d'électricité dans cet État membre (en g_{CO2eq}/kWh).

Ce mode de calcul fonctionne relativement bien dans de nombreux pays européens, mais il pose problème dans des systèmes électriques très décarbonés comme celui de la France. En effet, le prix de l'électricité dépend surtout des centrales qui fixent les prix sur le marché à un instant donné – souvent des centrales fossiles – et non de la moyenne des émissions de l'ensemble du parc électrique. Ainsi, un pays fortement nucléaire ou hydraulique peut subir des prix élevés liés au gaz tout en affichant une faible intensité carbone moyenne. **Cela conduit à**

¹⁵ Lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre après 2012 – 2012/C158/04.

sous-estimer les surcoûts réellement supportés par les industriels électro-intensifs dans certains États membres les plus décarbonés, tandis que des pays dont le mix électrique repose davantage sur le charbon ou le lignite peuvent bénéficier d'une compensation relativement plus favorable. La France avait obtenu un mécanisme correctif dans les lignes directrices européennes de 2021, mais celui-ci n'a pas été reconduit dans les nouvelles règles publiées en 2025.

Si l'électricité était une nuit d'hôtel...

Toujours dans notre parallèle explicatif, considérons notre ville où se trouvent les hôtels A, B et C, chacun doté de 50 chambres, et pour lesquels le coût marginal de préparer une chambre et d'accueillir un client est respectivement de 60 € par nuitée, de 80 € par nuitée et de 100 € par nuitée. On fait en outre l'hypothèse que ces nuitées sont parfaitement substituables, c'est-à-dire que les trois hôtels sont de même qualité. Imaginons que 200 jours par an, ce soit l'hôtel A qui forme le prix (60 €/nuitée) à raison d'une demande totale de 40 chambres, 100 jours l'hôtel B (80 €/nuitée) à raison de 80 chambres, 55 jours l'hôtel C (100 €/nuitée) à raison de 140 chambres, et 10 jours par an les prix sont à 200 €/nuitée (demande totale excédant 150 chambres).

On fait encore l'hypothèse que les hôtels sont assujettis à une taxe sur l'utilisation de la ressource en eau. L'hôtel B dispose de sa propre unité de dessalement, et il en est donc exonéré, mais pour A cela augmente le coût d'une nuitée de 10 €/nuitée, et pour C cela l'augmente de 20 €/nuitée.

Cela conduit ainsi le prix moyen de la nuitée marginale à passer de 75,3€ à 83,8€. Le prix moyen d'une nuit passée sur l'île du point de vue des usagers passe de 87€ à 96€. L'approche européenne consisterait alors à compenser 9€ – tandis qu'une approche « au plus juste » compenserait 8,5€/nuitée – pour les voyageurs les plus exposés au « risque de fuite », c'est-à-dire les plus susceptibles de choisir une autre destination de voyage.

1.6. LES DÉFIS RENCONTRÉS PAR LE CADRE DE MARCHÉ ACTUEL FACE À LA TRANSFORMATION DES MIX ÉNERGÉTIQUES EUROPÉENS

Le cadre de marché décrit plus haut est aujourd'hui confronté à trois grands défis.

Le premier consiste à poursuivre la décarbonation des systèmes énergétiques européens tout en assurant des conditions de financement soutenables pour les nouveaux projets. Cela suppose de trouver un équilibre entre les mécanismes publics de soutien, notamment les contrats pour différence (CfD), et le développement de contrats privés de long terme comme les PPA. Les soutiens publics permettent de réduire le coût du capital grâce à la garantie apportée par l'État, et donc de diminuer le coût global du système électrique. Mais ils peuvent aussi limiter le développement de solutions privées de couverture des prix. Dans un contexte budgétaire plus contraint, les États membres doivent donc cibler plus efficacement leurs interventions et privilégier, lorsque cela est possible, des mécanismes de garantie plutôt que des subventions directes, tout en trouvant les instruments pour assurer une bascule souple entre l'un et l'autre mode de contractualisation (CfD ou PPA).

Le deuxième défi est celui de la définition et de la valorisation de l'électricité bas-carbone. Tous les MWh décarbonés n'apportent pas la même valeur au système électrique : celle-ci dépend du moment où l'électricité est produite et de la capacité des différentes technologies à répondre aux besoins réels des consommateurs. Le développement des marchés et des mécanismes de certification devra donc mieux refléter les contraintes physiques du système électrique et la valeur effective des différentes formes de production décarbonée.

Le troisième défi concerne la sécurité d'approvisionnement et les signaux économiques associés. La décarbonation du système électrique ne repose pas uniquement sur le développement des capacités renouvelables : elle suppose aussi le déploiement de flexibilités capables d'équilibrer le système. À défaut, l'augmentation rapide des capacités éoliennes et solaires pourrait conduire à des situations de surproduction de plus en plus fréquentes, obligeant à limiter une part croissante de la production. Dans le même temps, des capacités pilotables – aujourd'hui principalement fossiles – resteront nécessaires pour garantir l'approvisionnement lors des périodes sans vent ou sans soleil, malgré une baisse progressive de leur temps d'utilisation. Cette évolution soulève des enjeux majeurs à la fois pour la sécurité énergétique et pour la compétitivité industrielle européenne.

2 Recommandations : assurer l'émergence de signaux de long terme

2.1. UNIFORMISER LES PPA À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE

Réaliser des investissements dans de nouvelles installations de production requiert de disposer de visibilité sur les flux de trésorerie réalisés afin de pouvoir les financer dans les meilleures conditions.

Ceci est particulièrement vrai pour les technologies de production décarbonées, nucléaire comme énergies renouvelables, qui ont pour point commun leur intensité capitalistique. Comme nous l'avons vu, les États membres, sous étroite coordination de la Commission européenne au titre de sa compétence de contrôle des aides d'État, ont institué des régimes de soutien visant à apporter cette visibilité, tout d'abord par des tarifs d'achat, aujourd'hui concentrés sur les plus petites installations mais qui ont permis l'émergence des filières renouvelables à grande échelle, puis par des contrats de complément de rémunération (CfD), qui constituent aujourd'hui le moyen central de déploiement des énergies renouvelables mais aussi du nouveau nucléaire dans les États qui en font le choix (République Tchèque, France pour le programme EPR2, Royaume-Uni). Cette approche a constitué un succès indiscutable pour massifier le déploiement des énergies décarbonées et attirer le capital dans des conditions extrêmement compétitives dans les principales géographies de l'Union européenne au cours des 10 dernières années.

Si ce cadre de soutien, dans lequel la puissance publique assume seule le choix d'être la garante centralisée de la stabilité des prix perçus par les nouvelles installations, a porté ses fruits pour faire émerger les filières décarbonées, la perspective d'un cadre de marché en 2050 essentiellement composé de capacités décarbonées, et dans lequel la

quasi-totalité des installations serait placée sous un contrat de complément de rémunération avec la puissance publique paraît interroger comme mode d'organisation cible du système électrique et de ses marchés. **Poussé à ses limites, ce cadre conduit à un bouquet composé en presque totalité d'installations sous CfD avec la puissance publique, qui couvrent leurs coûts complets** (sous réserve de rémunération pendant les périodes de prix négatifs, même si l'opérateur sous CfD peut alors être amené à éteindre ou réduire sa production, ou alors que le cahier des charges ait d'emblée prévu cette absence de rémunération en période de prix négatif et donc que les participants aux enchères l'aient internalisé dans leur *strike price*), et d'installations en fin de contrat et complètement amorties, exposées pleinement au marché court terme.

Ce marché oscille quant à lui entre des périodes extrêmement fréquentes de prix négatifs ou nuls quand les installations de coût variable nul sont marginales (et offreuses à tout prix pour le cas prix négatifs), et des périodes de prix très élevés (même si ceux-ci sont plafonnés en Europe), quand les dernières capacités pilotables sont marginales, ou quand ce sont des batteries ou la propension à payer marginale des demandeurs qui assurent l'équilibre du système. L'écart de prix entre ces périodes et leur fréquence définissent enfin les flux financiers générés par une batterie exploitée de manière efficiente, ce qui conduit à un plafond implicite pour le prix de marché de gros, qui oscille donc entre ces valeurs nulles et le plafond implicite (à condition que celui-ci soit inférieur au plafond réglementairement fixé car autrement, le marché pour de telles capacités ne peut pas exister). Dans un tel marché, prendre des choix d'investissement pour des consommateurs ou pour des installations qui ne répondent pas parfaitement aux appels d'offres publics devient extrêmement difficile. En augmentant la prime de risque sur les revenus post-CfD des installations soutenues, cette approche vient par ailleurs dégrader leur valeur post-contrat et donc en théorie conduit à renchérir un peu le coût du capital des installations par rapport à la pratique actuelle.

Le déploiement de ces contrats de long terme garantis par la puissance publique conduit par ailleurs à des engagements substantiels pour la puissance publique. En France, ceux-ci sont documentés chaque année¹⁶ par le Comité de gestion des charges de service public de l'énergie (CGSPE), entité mixte composée d'experts notamment de la Commission de Régulation de l'Énergie et de la Cour des Comptes, en lien avec les ministères chargés du budget et de l'énergie. Aux termes de son dernier rapport : *« Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2024 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des CSPE, est compris entre 113 et 167 Mds €₂₀₂₄ selon le scénario de prix de marché (somme des paiements passés et du reste à payer). Ces montants correspondent à une production passée et prévisionnelle de l'ordre de 2 808 TWh sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien engagés à fin 2024. »*

Ces montants d'engagements seront, à régimes de soutien inchangés, amenés à s'amplifier dans les années à venir si la France doit tenir ses engagements climatiques et poursuivre le déploiement de moyens de production électriques décarbonés à même de répondre aux besoins d'une économie décarbonée – et donc très électrifiée, directement ou indirectement – dans la décennie 2040 et au-delà. À titre d'exemple, le déploiement du premier palier du programme EPR2 constitué de trois paires de réacteurs, soit 9 900 MW, conduira à une production annuelle de 73 TWh à un facteur de charge de 85 %. Sous le scénario de prix médian du CGSPE, et en faisant l'hypothèse que l'objectif politiquement assigné d'un *strike price* du CfD EPR2 d'au plus 100 €₂₀₂₄/MWh soit respecté, les charges associées au CfD seraient de l'ordre de 2,2 Mds €₂₀₂₄/an, ou encore 132 Mds €₂₀₂₄ sur la durée de vie des contrats.

¹⁶ Conformément aux dispositions de l'article L. 121-28-1 du Code de l'énergie.

La capacité des États membres de l'Union de poursuivre dans la durée le déploiement des moyens de production selon cette logique risque de rencontrer les limites de leurs capacités budgétaires propres.

La décarbonation des usages, du point de vue des consommateurs, est elle aussi intense en capital, et ce à tous les niveaux, qu'il s'agisse des ménages comme des entreprises. De l'achat d'un véhicule électrique ou d'une pompe à chaleur au déploiement d'électrolyseurs ou de moyens de production de chaleur décarbonée, les technologies de décarbonation sont aujourd'hui largement disponibles et éprouvées, mais requièrent des investissements initiaux importants des consommateurs : les réaliser dans les meilleures conditions financières suppose de la visibilité de long terme sur les conditions d'accès à l'énergie (et notamment le prix) et donc sur les flux financiers que dégageront ces investissements. C'est ainsi que les consommateurs pourront les financer – par la dette notamment – dans la mesure de leurs contraintes de trésorerie (cas des ménages et d'une partie des professionnels) ou de leur capacité de financement, qui doit arbitrer entre plusieurs autres possibilités, dont le développement de leur cœur de métier. **Les consommateurs sont donc à la recherche eux aussi d'une sécurité de long terme vis-à-vis des variations du prix de l'électricité sur le marché de gros, afin de pouvoir engager leurs investissements.**

Cette sécurisation doit pour eux prendre une forme symétrique de celle accordée aux producteurs : là où ceux-ci souhaitent un plancher de prix en période de prix inférieurs à leurs coûts complets, et sont prêts à renoncer en échange à une partie de la valeur créée au-dessus de leurs coûts complets quand les prix de marché sont plus hauts, les consommateurs souhaitent un plafond de prix en période de prix hauts, et sont prêts à renoncer à une partie des gains qu'ils réaliseraient en cas de prix inférieurs à un certain niveau. Cette symétrie conduit ainsi assez naturellement à vouloir relier ces deux besoins de sécurité qui peuvent s'équilibrer.

Cette triple ambition, à savoir (i) **construire un cadre de marché** à même de répondre aux enjeux d'un bouquet énergétique quasi-intégralement décarboné, (ii) **pouvoir poursuivre la transition** en mobilisant davantage les contreparties privées pour apporter aux installations décarbonées la sécurité dont elles ont besoin et limiter le recours aux finances publiques nationales, et (iii) **assurer le lien naturel entre besoins des consommateurs et capacités des producteurs** au plan de la sécurisation financière, a été l'élément clé de la refonte du cadre de marché européen menée à bien en 2023 dans le cadre du règlement 2024/1747.

Pour atteindre cet objectif, les colégislateurs ont conçu un cadre dans lequel les installations de production décarbonées peuvent bénéficier de deux classes de couvertures de long terme quant au risque constitué par le prix de marché de l'électricité : des **PPA, c'est-à-dire des couvertures librement consenties entre deux contreparties privées** (un producteur et un consommateur dans le cas général), et des **CfD bidirectionnels, c'est-à-dire des CfD conclus entre l'État et un producteur, dont les coûts ou les gains sont ensuite passés à l'aval aux consommateurs** afin d'en neutraliser l'effet pour les finances publiques (hors effets de portage de trésorerie). Comme l'exprime le considérant 45 du règlement : *« Grâce aux [PPA], les investisseurs privés contribuent au déploiement d'énergies renouvelables et d'énergies à faible intensité de carbone supplémentaires tout en fixant des prix de l'électricité bas et stables à long terme. De même, grâce aux contrats sur différence bidirectionnels ou aux mécanismes équivalents ayant les mêmes effets, les entités publiques peuvent atteindre le même objectif pour le compte des consommateurs. Ces deux instruments sont nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'Union grâce au déploiement d'énergies renouvelables et d'énergies à faible intensité de carbone, tout en mettant en avant les avantages d'une production d'électricité à faible coût pour les consommateurs. »*

L'article 19 *quinquies* du règlement porte une **obligation** pour les États membres d'utiliser ce format pour les régimes de soutien direct des prix conclus postérieurement au 17 juillet 2027 dès lors qu'ils concernent une nouvelle installation décarbonée (éolien, solaire, géothermie, hydroélectricité au fil de l'eau, ou nucléaire), et prévoit que les flux financiers positifs attachés à ces CfD bidirectionnels doivent par défaut être distribués aux clients finals, *a priori* à due concurrence de leurs consommations, même si le règlement prévoit qu'ils puissent également « *financer les coûts des régimes de soutien direct des prix ou les investissements visant à réduire les coûts de l'électricité pour les clients finals* »¹⁷. Enfin, le considérant 35 du règlement prévoit en outre que la mise en place de ce type de mécanismes est également possible « *dans le cas de nouveaux investissements destinés à rééquiper de manière substantielle les installations de production d'électricité existantes, à augmenter sensiblement la capacité ou à prolonger la durée de vie desdites installations* » (une nouveauté dont la Belgique notamment a profité afin de pouvoir couvrir par CfD la production des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 dont elle a acté la prolongation). L'obligation ainsi introduite est un changement profond de paradigme, même si les équilibres de négociation ont conduit à atténuer sa portée pour ce qui est des modalités de redistribution aux consommateurs et de financement des coûts des CfD par ceux-ci, en ce qu'elle introduit un cadre générique et des propriétés homogènes pour l'ensemble des régimes d'aide portant sur un soutien direct des prix pour les nouvelles productions décarbonées. Ce dernier, étant inscrit dans le droit sectoriel, s'appliquera de manière mécanique à toute décision future de la Commission au titre de ses compétences en aides d'État (art. 107 et 108 TFUE) sur de tels mécanismes, selon le principe stipulant qu'une aide ne peut être compatible avec le Traité si elle n'est pas compatible avec le droit sectoriel.

¹⁷ Règlement 2024/1747 §5.

Concernant les PPA, le texte prévoit à l'article 19 bis un objectif aspirational enjoignant aux États membres d'en soutenir le déploiement, et prévoit à son paragraphe 3 la faculté pour les États membres de mettre en place des *« instruments tels que les régimes de garantie aux prix du marché, destinés à réduire les risques financiers liés au défaut de paiement de l'acquéreur dans le cadre des [PPA] soient en place et accessibles aux clients qui rencontrent des obstacles pour entrer sur le marché des [PPA] et qui ne connaissent pas de difficultés financières »*. Dit en des termes plus simples, **il s'agit d'instituer des régimes de garantie pour des consommateurs qui souhaitent conclure un PPA avec un producteur d'électricité décarbonée, afin de couvrir le risque de contrepartie (risque de défaut) de ces acquéreurs**. En effet, en l'absence d'une telle sécurisation, pour un développeur de projet de production renouvelable, à prix identique au contrat d'achat, une contrepartie publique (dans un CfD) présente toujours un risque de contrepartie plus faible qu'un acquéreur privé, et sera donc toujours préférable. Cette situation conduit le marché des PPA à ne pas pouvoir émerger, sauf dans des circonstances d'abondance de projets renouvelables par rapport au dimensionnement des appels d'offres publics, et de forte demande d'électricité renouvelable par des consommateurs privés qui accordent une valeur importante à la sécurisation de long terme, deux circonstances cumulatives qui ont pu se présenter en Europe dans la période 2022-2024 mais ne devraient *a priori* pas représenter le cadre pérenne du marché. L'institution de ces régimes de garantie vient assurer une relative identité (à clauses identiques) entre PPA et CfD, sur le segment de marché couvert par la garantie. Le règlement prévoit en outre des dispositions relatives à une standardisation volontaire des formats contractuels des PPA, à l'initiative de l'ACER – le régulateur européen – conjointement avec les plateformes de marché.

Poursuivre cet effort de construction d'un marché liquide de couvertures long terme afin que producteurs comme consommateurs puissent disposer d'une variété de couvertures longues (à 5, 10 et 15 ans) pour différentes échéances de début de livraison et sur différents profils de production ou de soutirage (réflétant par exemple le profil solaire moyen, le profil éolien moyen sur une zone de livraison donnée, ou un ruban annuel) requiert des évolutions complémentaires. Tel que conçu par les colégislateurs dans 2024/1747¹⁸, le cadre de marché des couvertures long terme fonctionnerait selon deux modalités hermétiques l'une à l'autre, d'une part des CfD bidirectionnels, issus d'appels d'offres publics et dont les flux sont *in fine* garantis par la puissance publique, format standard des régimes de soutien aux nouvelles installations, et d'autre part des PPA, optionnellement standardisés mais relevant *in fine* de la liberté contractuelle, destinés à l'ensemble des autres installations décarbonées (sorties de CfD, projets hors soutien public, etc.), et pour lesquels l'intervention publique se limite, à la discrétion des États membres, à résorber la distorsion de concurrence avec les contrats de la contrepartie publique.

La première proposition en la matière est sans doute de franchir le pas de la standardisation des formats contractuels. Disposer à l'échelle de l'Union d'un standard contractuel de PPA financiarisé est un prérequis à l'établissement de références de prix et d'un marché liquide des couvertures de long terme au sein de l'Union permettant le développement efficient des projets renouvelables.

¹⁸ *Electricity market design directive.*

Recommandation 1

Fixer un cadre contractuel commun au niveau européen pour les achats d'énergie de long terme.

Imposer à l'ACER la fixation de clauses contractuelles générales de modèles de PPA financiarisés dans chacune des zones de prix de l'Union, avec l'appui des régulateurs nationaux lorsque les spécificités du droit national des obligations le requièrent, en veillant à l'homogénéité à l'échelle de l'Union de leur structure générale.

Imposer aux plateformes de marché (NEMO) la création de compartiments de marché dédiés à l'échange de ces contrats-types selon trois types de produits :

- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen photovoltaïque de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison ;
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* du profil moyen éolien terrestre de la zone de livraison sur l'année précédant le début de la livraison ;
- compensation de l'écart entre le prix d'exercice du contrat et la référence de prix de vente au marché *spot* d'un profil constant sur l'année précédant le début de la livraison.

2.2. AMÉLIORER LA COMPATIBILITÉ ENTRE PPA ET CfD

Un enjeu crucial est ensuite d'apporter de la fluidité et de la flexibilité entre les deux modalités de couverture long terme : CfD et PPA.

Permettre aux porteurs de projet de choisir librement la part de leur approvisionnement (ou de leurs ventes) couvertes avec des tiers privés ou dans un contrat de soutien public ainsi qu'à la puissance publique de participer pleinement au marché des couvertures de droit privé et de l'animer concourent à assurer la liquidité et la profondeur du marché des couvertures de long terme, d'éviter l'absence d'opportunités d'arbitrage et le juste *pricing* des différents produits qui y seraient offerts.

Le principe d'une telle flexibilité est inscrit dans le règlement 2024/1747 à l'article 19 bis, qui porte au § 5 cette aspiration : « *Les régimes d'aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables autorisent la participation de projets qui réservent une partie de l'électricité à la vente par un AAE [PPA] renouvelable ou par d'autres modalités fondées sur le marché* ». Cette flexibilité, également ouverte en droit français depuis la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables¹⁹, n'a pour autant pas été opérationnalisée, ni en France dans les appels d'offres renouvelables, ni dans un cadre européen.

Une approche pour dynamiser le marché des PPA et des couvertures de long terme consisterait en la mise en œuvre généralisée **d'appels d'offres mixtes**. De tels appels d'offres se structureraient de la manière suivante :

- les autorités ouvrent un appel d'offres de CfD bidirectionnels pour un volume V (MW) de capacité décarbonée nouvelle ;

¹⁹ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

- un porteur de projet développant un projet d'une capacité C (MW) de production est libre de candidater dans l'appel d'offres pour une portion $(1-x)C$ de sa capacité, à un prix p_{-CfD} . Il est libre par ailleurs de contractualiser les $x C$ restants avec des contreparties privées en PPA, à un prix p_{-PPA} . Il n'est dans l'absolu pas nécessaire de l'inciter à conclure des PPA plutôt que de placer ces volumes au marché *spot* car son besoin de se financer aux meilleures conditions au niveau du projet l'incitera fortement à aller chercher des couvertures longues avec des consommateurs, s'il existe de la demande de consommateurs, mais il est possible de prévoir dans le cahier des charges que les volumes de production non pris en charge dans le CfD doivent être couverts par un contrat d'achat d'une durée minimale égale à celle du PPA avec une contrepartie répondant à certains critères de solvabilité ;
- on sélectionne alors les projets lauréats comme étant ceux ayant demandé le plus petit p_{-CfD} dans l'ordre croissant, tant que l'on n'a pas saturé le volume V .

Si cette approche est à présent expressément promue par la Commission européenne, la manière d'opérationnaliser de tels appels d'offres demeure à préciser. Essayons ici de décrire plus précisément le mode de fonctionnement de tels appels d'offres mixtes.

En pratique, le porteur de projet va procéder de la manière suivante :

- Observer sur le marché sa capacité à placer à un prix p_{-PPA} une part $x C$ de sa production.
- Il détermine alors le niveau optimal de sa production placée dans le CfD, qui est le niveau couvrant au moins $(1-x)C$ tel qu'il maximise le TRI *equity* leveragé long terme du projet, qui représente la performance financière qu'il cherche à réaliser et dont il souhaite qu'elle soit la plus élevée possible par rapport au coût de ses capitaux propres.

Il existe alors **trois cas de figure** :

- la demande de PPA est faible, voire inexistante. **On est alors dans la situation d'un appel d'offres classique**, et l'ensemble du volume est placé en CfD.
- la demande en PPA existe et est concurrentielle. On peut alors démontrer qu'il existe bien un certain volume mis en vente en PPA, x , qui minimise le prix offert dans l'appel d'offres de CfD
- le marché du PPA n'est pas concurrentiel. Le producteur place alors l'ensemble de ses volumes en PPA, ou inclut autant que possible dans la candidature de CfD s'il existe une contrainte de volume.

L'annexe I de cette note développe la démonstration formelle de ces affirmations et en propose un exemple chiffré

Cette approche permet ainsi, dès que les conditions sont propices (existence d'un marché concurrentiel du PPA avec une demande), de faire bénéficier les consommateurs d'une offre de PPA calibrée au plus bas niveau de prix permettant aux projets d'avancer, tout en permettant de réduire le prix des CfD comme le volume concerné, **réduisant ainsi très significativement le coût pour les finances publiques du soutien au déploiement des énergies décarbonées.**

Par ailleurs, plus le marché du PPA mûrit, plus il devient liquide et plus le risque de contrepartie devient faible. Les conditions d'endettement s'homogénéisent entre PPA et CfD, et l'équilibre se déplace vers des parts en CfD faibles réduisant ainsi le différentiel de prix entre PPA et CfD. Si on parvient à rendre la dette des PPA suffisamment proche de celle octroyée à des projets en CfD, on finit par atteindre le moment où il devient toujours intéressant de passer par des PPA, **soit le moment où les appels d'offres de soutien public peuvent être finalement éteints.**

L'avantage de cette double approche est qu'elle permet de maintenir des soutiens publics **exactement** tant que cela est nécessaire, en quantité et au prix nécessaires – sous réserve que les appels d'offres soient bien concurrentiels – et **de les éteindre automatiquement** quand ils ne répondent plus à un besoin pour atteindre les objectifs de développement, et que les signaux de marché y suffisent.

La réflexion précédente ne porte que sur l'aspect de contractualisation sous un angle théorique. Dans le cas particulier des PPA éoliens et solaires, les effets sur les PPA de l'impact sur le marché de la production synchrone des énergies éolienne ou solaire doivent être considérés, et sont antagonistes à ceux précédemment développés.

Faisons l'hypothèse d'une production solaire compétitive (i.e. à coût de production modéré). Les premiers panneaux installés dans une zone n'affectent pas significativement le marché, et permettent au consommateur contrepartie du PPA de bénéficier d'un prix proche de leur coût de revient, pendant les heures de production (c'est-à-dire dans l'après-midi). Il a donc intérêt à signer un tel PPA. Cependant, plus la production solaire se développe, moins l'impact sur le marché est négligeable, jusqu'à ce que des prix très faibles (voire nuls) soient quasiment garantis en période de production solaire. Ce phénomène est d'ores et déjà observé actuellement. À ce moment, l'intérêt du consommateur à signer de tels PPA plutôt que de s'approvisionner sur le marché *spot* diminue jusqu'à disparaître. En effet, celui-ci n'a aucun intérêt à se garantir un prix d'achat de l'électricité proche du coût de production solaire s'il peut bénéficier de prix quasi-nuls l'après-midi sur le marché *spot*. Quant aux autres heures de la journée, le PPA solaire ne lui est d'aucun recours pour les réduire.

Cette limite fondamentale des PPA éoliens et solaires ne trouve de solution que dans l'optimisation du système électrique *via* **le développement de nouvelles flexibilités et surtout des signaux-prix à même de les susciter, ce qui sera l'objet des sections suivantes de la présente note. Elle ne résorbe pas les problèmes structurels d'adéquation de la trajectoire de la demande avec le développement des capacités dirigé par**

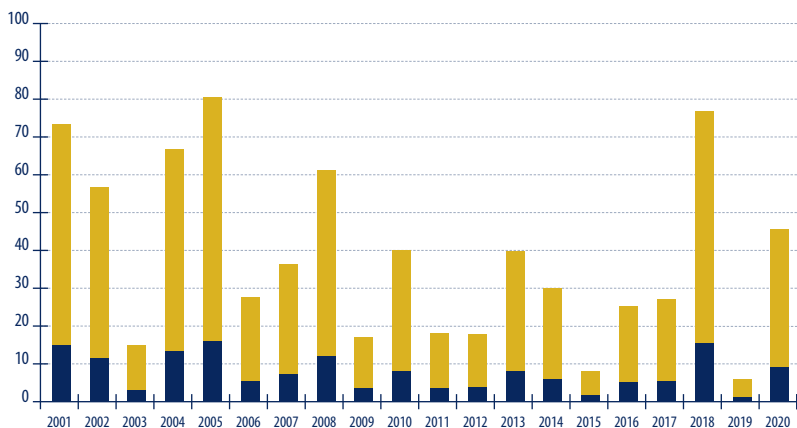
la puissance publique, que nous proposons de résoudre par une meilleure coordination dans les exercices PNIÉC (voir Note d'Action n° 1).

L'approche mixte CfD-PPA développée précédemment peut être raffinée. On pourrait tout à fait permettre aux candidats dans ces mécanismes de ne pas candidater au CfD pour un pourcentage $(1-x)$ de leur production appliqué chaque heure à la production constatée – soit avec le même profil de livraison que le profil de production de l'installation – et donc d'offrir des PPA qui ont le même profil que l'installation également. On pourrait par exemple prévoir que ce sont les $x\%$ premiers MW sont offerts en PPA, et que le CfD ne couvre que la part de la production dépassant ces $x\%$ (approche « en tranches »). En effet, si le facteur de charge d'un parc éolien n'est que de 25-30 %, et jusqu'à 40-45 % en mer, les périodes de production nulles sont beaucoup plus rares dans l'année : les dix premiers pourcents de production des parcs éoliens avoisinent ainsi un facteur de charge pouvant excéder 70 %, suffisamment stable pour être attractif pour des consommateurs industriels ; en photovoltaïque naturellement, cela ne fonctionne pas puisque même le premier pourcent de production du parc ne produit pas la nuit.

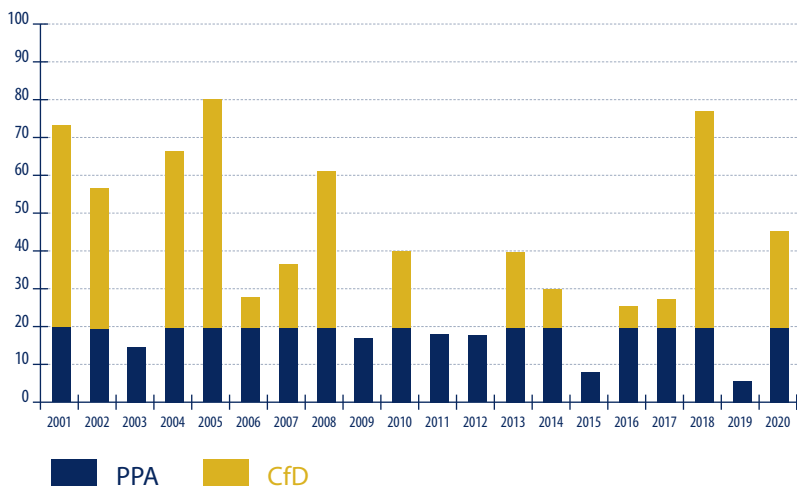
Procéder ainsi permet de tirer parti du fait que l'appétence des consommateurs pour des profils plus stables et plus proches d'une livraison en ruban continu est plus grande que pour une exposition à la variabilité des profils renouvelables – ou des aléas de production d'outils pilotables, d'ailleurs. On parviendrait donc ainsi à réduire encore le prix d'exercice du CfD, tout en concentrant sur ce contrat le risque de volume. Ce raffinement méthodologique permet ainsi en théorie d'aider à animer le marché de couvertures *baseload*, au prix d'une plus grande complexité de l'arbitrage pour les candidats aux appels d'offres, et d'une plus grande volatilité des montants de charges publiques pour les CfD, puisqu'elles se concentrent sur moins d'heures de l'année au prix *spot* plus bas. Ce raffinement méthodologique paraît ainsi plus approprié pour l'éolien en mer compte tenu de la taille des projets et de la plus grande sophistication des candidats.

Graphique n° 1 • Coexistence PPA/CfD

Approche « proportionnelle »



Approche « en tranches »



Source: Graphique explicatif réalisé par les auteurs du rapport.

Une flexibilité additionnelle pourrait être envisagée en autorisant une installation de X MW produisant Y TWh à placer sous CfD non seulement le profil injecté par l'installation (y compris batteries placées « *derrière le compteur* » du projet) mais également de pouvoir participer à un appel d'offres pour tout groupe d'installations de production et de batteries (adossées aux sites de production ou situées sur des sites tiers) répondant au cahier des charges de l'appel d'offres selon un profil correspondant aux flux nets injectés au réseau.

Recommandation 2

Réduire le coût pour les finances publiques du soutien au déploiement des énergies décarbonées à travers des appels d'offres en méthode proportionnelle.

Faire des appels d'offres bidirectionnels mixtes en « méthode proportionnelle » le régime de soutien par défaut pour les technologies décarbonées (éolien, photovoltaïque, hydraulique sans réservoir, géothermie, nucléaire), et ouvrir la faculté de la « méthode en tranches » pour certaines technologies (éolien en mer notamment), voire une obligation dans le cadre d'une révision de l'article 19 quinquies d'EMD.

Autoriser la participation aux appels d'offres de CfD en incluant les batteries stationnaires derrière le compteur mais également tout groupe d'installations de production et de batteries, qu'elles soient derrière le compteur ou à un autre lieu. Pour fonctionner, cette évolution nécessite de faire évoluer les compléments de rémunération afin de les adosser non plus à une production physique mais à un volume de productible normatif.

2.3. COMPLÉTER LES COUVERTURES AUX PRODUCTEURS PAR DES COUVERTURES SYMÉTRIQUES AUX CONSOMMATEURS

Enfin, se pose la question de ce qui peut être fait pour abaisser le coût de financement des projets de production décarbonée dans un tel cadre de marché. Le prix d'exercice du PPA ou du CfD est, outre les coûts du projet en lui-même et sa performance opérationnelle (Capex et facteur de charge), influencé de manière fondamentale par deux facteurs : d'une part le niveau de risque qui pèse sur le projet et sur ses flux financiers futurs, qui détermine le coût du capital, et d'autre part le délai de réalisation du projet, puisque plus la période de construction, sans recettes, est longue, plus la performance financière du projet se dégrade.

Dans la structure de marché actuelle, le CfD est intégral sur l'ensemble des volumes et couvre donc pour l'essentiel le risque sur les flux futurs, laissant principalement un risque de construction au porteur de projet : les projets candidatent dans les appels d'offres publics à des prix du CfD en €/MWh reflétant des coûts du capital très proches, traduisant le fait que les financeurs se sont adaptés à ce type de produits et sont en concurrence quasi-parfaite. La durée de la construction est alors un des paramètres de compétitivité des projets, ceux parvenant à se construire le plus vite étant favorisés et pouvant proposer un prix d'exercice du CfD plus bas.

Le cadre de marché proposé ici offre **davantage de fluidité entre CfD et PPA pour accompagner la transition vers des bouquets intégralement décarbonés, et donc sur la capacité à financer les installations.** Par ailleurs, il permet également de rendre cette bascule tout à fait compatible avec des instruments qui maintiennent un accès au capital aussi compétitif que possible pour les nouvelles installations, voire permettent de faire bénéficier les consommateurs le plus en amont possible de la compétitivité des nouvelles installations.

Une première approche consiste à garantir le risque de contrepartie des consommateurs souscrivant à des PPA avec des installations décarbonées. Nous avons vu que le cadre européen issu de 2024/1747 (règlement EMD) permet aux États membres d'instituer ce type de mécanisme, sous réserve de notification et d'approbation par la Commission européenne au titre des aides d'État, puisque ces régimes sont au bénéfice à la fois des consommateurs et des projets renouvelables, et mobilisent des ressources d'État. Il n'existe pourtant aucune raison pour que ces régimes, qui concourent à un objectif européen commun inscrit à l'article 194 du Traité et sont très aisés à construire d'une manière technologiquement neutre, ne puissent être portés par le niveau européen.

Nous avons porté dans la première note d'action de cette série²⁰ la proposition que l'Union soit la garante ultime du paiement par les États membres des encours de contrats de soutien public bas carbone, les honorant si l'État membre faisait défaut à ses obligations contractuelles pour ensuite intégrer le manque à gagner dans les contributions nationales au budget de l'Union le cas échéant. Cette approche permettrait d'assurer le plus haut niveau de certitude possible sur les flux de trésorerie des projets bas carbone, et le coût du capital le plus bas possible. Cette proposition est synergétique et cohérente avec celle-ci, puisqu'elles concourent toutes deux à homogénéiser le coût du capital des projets commercialisés en PPA ou en CfD à un niveau cohérent avec une garantie par le budget de l'Union.

²⁰ P. Jérémie, M. Cordiez et L. Carbonell, *L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme – Quel nouveau cadre pour atteindre la neutralité carbone ?*, Institut Montaigne, novembre 2024.

Recommandation 3

Placer l'Union européenne comme garante des contreparties pour les contrats de long terme.

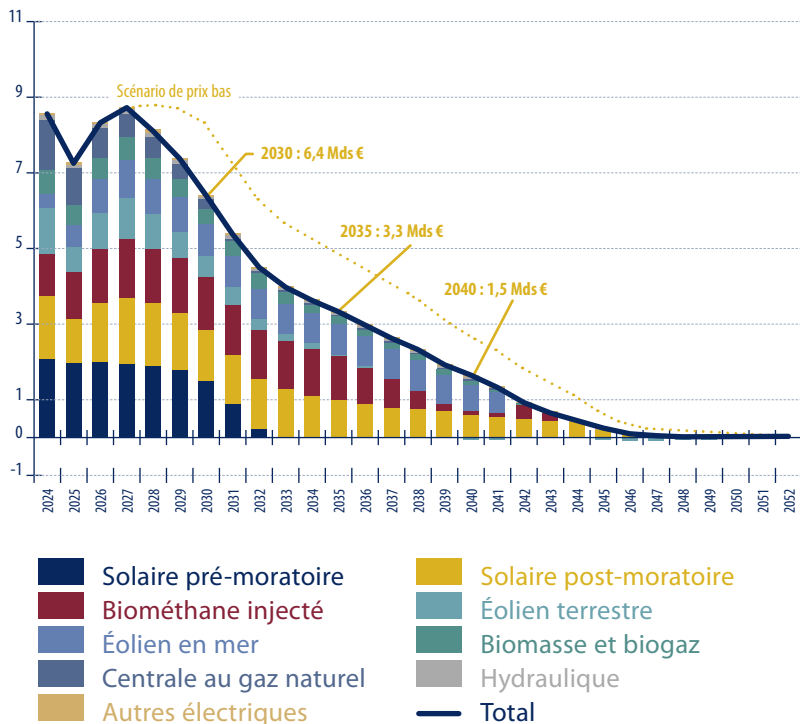
Instituer un régime européen de garantie du risque de contrepartie des PPA conclus avec des projets de nouvelles productions décarbonées en Europe, en substitution des régimes nationaux, auquel serait éligible *a minima* l'ensemble des consommateurs industriels.

Ces différentes opérations étant en place, demeure la question de comment traiter les encours de contrats de soutien public portés par les budgets nationaux des États membres. Ceux-ci portent des montants de charges de service public de l'énergie, correspondants aux contrats historiques, qui peuvent s'élever à plusieurs dizaines de milliards d'euros. Dans le cas français, ces dernières sont comprises entre 113 et 167 Mds €₂₀₂₄ selon le dernier rapport du CGSPE²¹.

²¹ CGCSPE – Rapport annuel du Comité de gestion de charges de service public de l'électricité (CGCSPE) n° 6.

Graphique n° 2 • Chronique des charges de service public
de l'énergie françaises correspondant aux engagements
(à fin 2024, en €₂₀₂₄) – scénario de prix de marché médians (70 €/MWh)²²

En euros de 2024



²² CGCSPE – Rapport annuel du Comité de gestion de charges de service public de l'électricité (CGCSPE) n° 6.

Ces montants varient selon les prix de marché réalisés, du fait de la mécanique des soutiens aux énergies décarbonées : lorsque les prix de marché baissent, l'État compense un écart qui s'accroît entre le prix fixé et le marché, et donc le montant des charges augmente. Lorsque les prix de marché augmentent, le besoin de complément au prix de marché pour assurer la couverture du prix contractualisé avec le projet se réduit, et peut devenir négatif, conduisant à des flux négatifs de charges de service public, au bénéfice du budget de l'État. De 2022 à 2023, les charges nettes de service public de l'énergie liées aux énergies renouvelables électriques sont ainsi devenues négatives (-4,6 Mds € au total sur ces deux années). Entre le scénario de prix bas (50 €/MWh) et le scénario de prix médian (70 €/MWh), les charges à décaisser en 2030 au titre des engagements pris à fin 2024 varient ainsi de 1,9 Mds € : dit autrement, pour chaque €/MWh en moins sur les prix de marché de gros, les paiements à réaliser par la puissance publique s'accroissent de 95 M €.

Il serait tout à fait possible de permettre aux États membres de vendre sur le marché des couvertures financières synthétiques aux consommateurs – ou aux fournisseurs – qui souhaiteraient en acquérir. Concrètement, les États membres qui disposent d'un contrat de soutien avec une installation de production (sur une puissance X GW, une durée D et à un prix d'exercice de $\hat{p}$ €/MWh) pourraient offrir des couvertures à des consommateurs (ou leurs fournisseurs) par lesquels, lorsque le prix de marché réalisé par l'installation de production est p , le consommateur se voit verser $p - \hat{p}$ par la contrepartie du contrat avec l'installation de production (EDF OA en France). Ce versement serait ainsi de la contrepartie vers le consommateur lorsque les prix de marché sont plus hauts que $\hat{p}$ et du consommateur vers la contrepartie lorsque les prix de marché sont plus bas que $\hat{p}$. Ainsi, si l'ensemble des X sont souscrits, du point de vue de la contrepartie des contrats de soutien, quel que soit le prix de marché réalisé, le contrat de soutien devient neutre en termes de flux financiers.

La question se pose alors de savoir comment ces contrats seraient alloués. Il existe deux cas de figure :

- Celui où $\hat{p}$ est inférieur aux prix de marché de gros actuels et sur les marchés à terme. Cela n'est (presque) pas le cas actuellement en France, mais ça l'est dans d'autres États membres (Allemagne notamment) pour des encours significatifs de contrats renouvelables (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, etc.). Dans un tel cas, il pourrait être proposé que les couvertures financiarisées synthétiques soient vendues aux enchères : la contrepartie des contrats de soutien réaliserait des enchères périodiques de X GW de couvertures à prix $\hat{p}$, pouvant être acquises contre paiement en tête d'une somme définie dans l'enchère ;
- celui où $\hat{p}$ est supérieur aux prix de marché de gros actuels. Dans de tels cas, la puissance publique pourrait réaliser des enchères descendantes de couvertures à un prix $\tilde{p}$ défini dans le cadre de l'enchère ($\tilde{p}$ étant alors le critère de sélection) : dès que X GW de consommateurs ont accepté de souscrire à un prix supérieur ou égal à $\tilde{p}$ sur une durée D , l'enchère est réputée conclusive. Comme $\tilde{p}$ va se former en équilibre avec les prix à terme, la mesure ne comporte pas d'élément d'aide : la contrepartie publique des contrats de soutien ne fait que *hedger* son exposition aux prix de marché, à conditions de marché, et les consommateurs qui sont les contreparties de cette couverture y consentent de manière neutre avec les autres opportunités de couverture du marché.
Dans un tel schéma, sur la durée D , si les prix de marché descendent sous $\tilde{p}$ ou montent au-dessus de $\hat{p}$ l'exposition de la contrepartie publique est également neutralisée et ne dépend plus des prix de marché (elle ne dépend que de l'écart entre $\hat{p}$ et $\tilde{p}$).

Une fois l'ensemble des encours de contrats de soutien placés selon l'une ou l'autre des modalités, les montants de charge de service public historiques cessent d'être dépendants des prix de marché (au premier ordre). **Il devient alors possible de débudgétiser ces dépenses, par**

exemple en permettant aux États membres de transférer ces engagements à une entité indépendante, à laquelle serait affectée une recette (telle qu'une fraction de l'ETS2, c'est-à-dire de la tarification du carbone sur les secteurs du bâtiment et du tertiaire). Les recettes des enchères constitueraient un apport initial de trésorerie dans cette entité permettant d'en gérer les risques d'impayés et plus généralement le coût de trésorerie, voire de lever de la dette au niveau de cette structure afin de lisser les montants.

Recommandation 4

Autoriser les États membres à mobiliser les installations bénéficiant de soutiens publics pour émettre des contrats de long terme tournés vers les consommateurs.

Autoriser les États membres à émettre des couvertures synthétiques symétriques de leurs encours de soutiens publics, dans la limite des volumes d'installations de production soutenues, soit en enchères montantes (sur le paiement en tête), soit en enchères descendantes (sur le prix d'exercice de la couverture), et à extrabudgétiser leurs encours de soutiens publics.

Enfin, à l'occasion d'une révision future du règlement *Electricity Market Design*, il faudra **clarifier la manière dont s'applique la possibilité de mettre en œuvre des contrats de complément de rémunération (CfD) bidirectionnels sur des installations existantes**, déjà reconnue par le règlement en vigueur en ces termes : « *Les États membres devraient pouvoir décider d'accorder des régimes d'aide sous la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les*

mêmes effets également dans le cas de nouveaux investissements destinés à rééquiper de manière substantielle les installations de production d'électricité existantes, à augmenter sensiblement la capacité ou à prolonger la durée de vie des dites installations »²³. Le précédent de la prolongation du parc électronucléaire belge, antérieur au règlement EMD pour sa négociation, apporte de premières orientations, mais une inscription en droit sectoriel serait de nature à apporter une plus grande sécurité pour les investisseurs, les opérateurs, et les consommateurs amenés à être la contrepartie de ces contrats bidirectionnels, assurant ainsi un financement aux conditions les plus compétitives de leurs transitions respectives (investissements dans la production pour l'amont et dans l'électrification directe ou indirecte des usages pour l'aval).

Tout particulièrement demeurent aujourd'hui deux points d'ambiguïté, qui portent sur (i) **le périmètre des installations éligibles** lorsqu'une décision de prolongation ou d'augmentation de capacité est prise, et (ii) sur **le niveau de prix auquel serait conclu un tel CfD bidirectionnel**. Si les précédents décisionnels apportent une première indication, dans la continuité de laquelle les propositions de la présente note d'action s'inscrivent, elles ne trouvent pas encore d'ancrage ni dans le droit sectoriel, ni dans les lignes directrices des aides d'État.

S'agissant du **périmètre** tout d'abord, les décisions de prolongation de durée de vie ou d'extension de capacité portent au plan administratif sur chacune des installations concernées (parc renouvelable, barrage, ou installation nucléaire), dans le cadre de leur régime d'autorisation environnementale ou de leur régime d'autorisation au titre du droit de l'énergie national (ces deux régimes étant le plus souvent fusionnés en pratique). Pour autant, ce n'est pas à ces décisions administratives que vient s'appliquer la considération économique de prolongation : elle s'inscrit dans une totalité économique qui pour la plupart des exploitants se comprend à l'échelle d'un ensemble d'installations

²³ Article 19 quinquies et considérant 35 EMD 2024/1747.

exploitées de manière co-optimisées. Prendre une décision de prolongation isolément pour un barrage situé en amont ou en aval d'un second n'a pas de sens économique (mais peut en avoir un d'un point de vue environnemental ou administratif), dès lors que son exploitation et la gestion de la ressource s'opèrent sur l'ensemble des unités de production d'un même bassin versant, dont les productions et les réserves en eau sont profondément corrélées. De même entre plusieurs parcs éoliens distincts, mais raccordés au même point d'injection dans le réseau, et dont les écrêtements ou les modes de gestion peuvent être exploités de manière corrélée. De même enfin au sein d'un parc de réacteurs nucléaires distincts au plan de leurs régimes d'autorisation mais exploités comme un tout, avec une mutualisation poussée des ressources d'exploitation, de maintenance, et d'ingénierie, et dont les programmes de production court terme, d'arrêts et de maintenance à moyen terme, et le calendrier de gestion long terme sont pleinement co-optimisés. Forcer des contractualisations isolées dans chacun de ces cas serait au détriment de la pertinence économique d'ensemble du système, puisque cela conduirait à fixer un prix pour chacun des CfD qui tienne compte du coût de coordination entre chacune des installations, puisqu'il devrait s'établir sur le contrefactuel d'une gestion individualisée des ouvrages, sans bénéfice des mutualisations mises en œuvre, et en ajoutant une prime de risque liée aux interférences avec les autres décisions des autres ouvrages.

De même, au plan du **prix d'exercice du CfD**, le strict parallèle avec leur application sur les installations existantes, conjugué au souci de respecter les droits de propriété existants et le principe de confiance légitime donne une bonne indication sur le prix pertinent pour leur fixation. L'objet du CfD est en premier lieu d'aider à la continuité d'exploitation d'une installation, mais il doit aussi être compatible avec le bon fonctionnement du marché intérieur et avec la libre concurrence. Son prix doit donc rétablir la situation qui serait celle du parc dans l'hypothèse d'une prolongation de durée de vie en concurrence parfaite. Ainsi, le scénario sur lequel on modélise le prix n'est pas le plus

bas prix auquel l'acteur historique consentirait à continuer d'exploiter (ce qui effectivement correspond aux coûts cash plus la rémunération des nouveaux investissements de prolongation). C'est le *strike price* du contrat qui serait octroyé concurrentiellement à un nouvel entrant qui rachèterait la base d'actifs à sa valeur nette comptable (il ne peut pas racheter moins cher, sinon il y a *impairment*, et renonciation par l'État à une ressource d'État, et donc aide implicite) en se rémunérant à un CMPC au plus aussi bon que celui de l'opérateur historique, et prolongerait pendant 10 ans. Si on rémunérerait simplement sur les coûts cash, donc avec une rémunération nulle de la VNC, il y aurait une aide d'État aux consommateurs, qui serait très distorsive, puisque l'État renoncerait à une ressource (la juste rémunération de la VNC placée dans un opérateur, par exemple intégralement public), et de même tant que le TRI est inférieur au CMPC de l'opérateur tenant compte de cette régulation. Si on rémunérerait plus que le CMPC de l'opérateur tenant compte de cette régulation, il y aurait aide d'État au producteur, en plus de l'aide « au plus juste » à la prolongation.

Recommandation 5

Appliquer les mesures de soutien aux installations existantes à l'échelle d'un parc et non d'une installation.

Clarifier dans le droit sectoriel qu'en cas d'application de CfD bidirectionnels sur un actif existant, ceux-ci peuvent s'appliquer à l'ensemble de la production d'un parc d'installations interdépendantes du fait de co-optimisations opérationnelles, et à un *strike price* correspondant aux coûts complets de production, y compris amortissement et rémunération de la VNC, à un CMPC déterminé par le régulateur indépendant.

2.4. CERTIFIER LE CARACTÈRE RENOUVELABLE DE L'ÉLECTRICITÉ FOURNIE – RÉNOVER LE MARCHÉ DES GARANTIES D'ORIGINE

En Europe, un mécanisme permettant de certifier le caractère renouvelable de l'électricité consommée a été mis en place en 2009²⁴. Ce mécanisme de garantie d'origine existe toujours, défini à l'article 19 de la directive révisée 2018/2001 sur les énergies renouvelables.

Il prévoit que les producteurs d'électricité renouvelable puissent demander l'émission de certificats garantissant le caractère renouvelable de l'électricité produite. L'unité de ces garanties est par défaut de 1 MWh, même si des garanties portant sur des volumes inférieurs peuvent être émises²⁵. Si le mécanisme a été initialement conçu pour promouvoir uniquement les énergies renouvelables, il permet à présent aux États membres de générer des certificats d'origine pour de l'énergie de toute origine, et non plus uniquement renouvelable.

Ces certificats sont par défaut valables 12 mois en Europe, même si certains États ont pu réduire localement leur durée de validité. C'est le cas de la France où les garanties d'origine ne sont valables qu'un mois. Ils sont également échangeables entre les pays membres de l'AIB (*Association of Issuing Bodies*) sans contrainte géographique ni de volume. Enfin, une fois générées, les garanties d'origine de l'électricité sont échangeables indépendamment de l'électricité dont elles certifient la provenance.

Ainsi, un consommateur du nord-est de l'Europe peut voir l'électricité qu'il achète une nuit d'hiver garantie comme renouvelable grâce à un certificat adossé à une production solaire photovoltaïque un après-midi de l'été précédent dans le sud-ouest de l'Europe. Il n'existe aucun lien physique entre les garanties d'origine et l'électricité consommée.

²⁴ Première directive sur les énergies renouvelables (443/2009) à l'article 15.

²⁵ Cette possibilité a été mise en place lors de la révision de 2023.

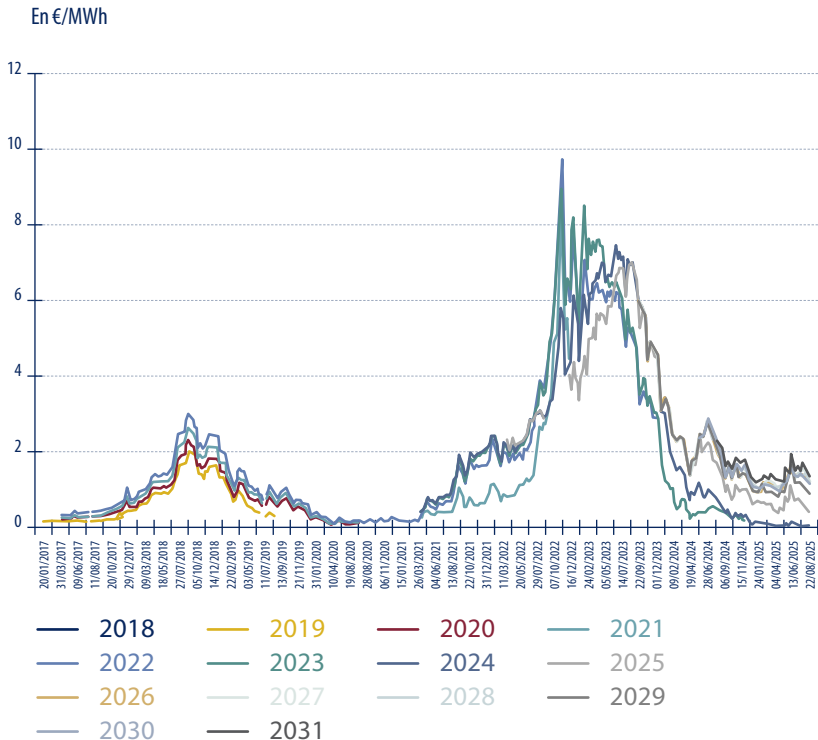
L'ensemble de cette partie ne concerne que les garanties d'origine de l'électricité, les garanties d'origine du gaz étant adossées à un actif stockable, font face à des enjeux différents.

a. Problèmes posés par le fonctionnement actuel des garanties d'origine

Le mécanisme de garantie d'origine (GO) de l'électricité, conçu pour apporter un complément de financement de telles capacités, reposant sur une contribution volontaire des consommateurs, souffre de multiples failles. Avant toute chose, observons que pour qu'une valeur de la garantie d'origine émerge, il faut qu'il existe une offre et une demande. À date, les signaux renforçant l'offre de garantie d'origine (soutiens publics) sont beaucoup plus importants que ceux créant une demande (faculté de se qualifier en offre verte).

La première faille réside dans un marché suralimenté, entraînant un prix très faible des garanties d'origine (voir Graphique 1), en moyenne inférieur à 2 €/MWh. Ce niveau de prix rend le mécanisme particulièrement peu efficace dans sa contribution au financement de sources renouvelables d'électricité. Deux raisons principales expliquent l'excédent d'offre par rapport à la demande sur le marché des GO.

Graphique n° 3 • Évolution du prix des garanties d'origine de l'électricité²⁶



- La première est qu'il n'existe à ce jour pas de limite géographique aux échanges de garanties d'origine de l'électricité. Ainsi, un consommateur d'Europe continentale peut voir sa consommation électrique certifiée renouvelable grâce à des GO émises en Islande (pays membre de l'AIB), même s'il n'existe aucune

²⁶ Source : Qui est vert, https://www.quiestvert.fr/wp-content/uploads/2026/01/Rapport-QEV-GO-Horaire-Position-sur-levolution-souhaitable-des-mecanismes-des-Certificats-dAttributs-Energetiques_compressed.pdf.

interconnexion entre l'Islande et l'Europe continentale et qu'il est donc rigoureusement impossible que de l'électricité renouvelable produite en Islande puisse être physiquement consommée sur le continent. En pratique, certains pays comme la Norvège, disposant d'une production renouvelable très élevée (essentiellement de la production hydroélectrique produite par des barrages anciens et amortis dans le cas de la Norvège), noient le marché européen sous leurs garanties d'origine, tirant ainsi les prix vers le bas. Ce problème amène une autre considération, qui est le risque de double comptabilisation de fait de la production renouvelable. En effet, le consommateur norvégien sait que l'électricité de son pays est physiquement en quasi-totalité renouvelable. Il n'a donc aucun intérêt *a priori* à acheter – même à un prix faible – des garanties d'origine de l'électricité qu'il consomme. Or, si celles-ci sont vendues ailleurs en Europe, un autre consommateur européen sera en droit de se prévaloir du caractère renouvelable de l'électricité consommée. La situation est donc la suivante : le consommateur norvégien dispose d'une électricité physiquement renouvelable mais correspondant réglementairement au bouquet résiduel européen (i.e. essentiellement fossile) et le consommateur ayant acheté la garantie d'origine consomme une électricité qui peut être physiquement en large partie d'origine fossile (cela dépend du pays où il se trouve) mais qui sera réglementairement d'origine renouvelable. **En considérant le caractère physique et le caractère réglementaire de l'origine de l'électricité, les deux consommateurs imaginent alors consommer de l'électricité renouvelable...**

- **La seconde raison expliquant la surabondance de garanties d'origine de l'électricité sur le marché européen réside dans la durée de validité à 12 mois** (et non en année civile) des garanties d'origine, qui entraîne de fait une accumulation d'année en année des garanties d'origine. Malgré une augmentation de la demande de GO, ce stock (ne cessant de croître) empêche le prix des garanties d'origine d'augmenter, limitant fortement la contribution de ce mécanisme au financement de capacités.

Au-delà de la faiblesse de leur contribution au financement des énergies renouvelables, un autre problème – probablement plus grave – peut être reproché au système de GO électriques : c’est qu’il sert d’outil d’écoblanchiment et désinforme le consommateur quant aux conditions réelles d’un approvisionnement 100 % renouvelable. En effet, l’absence totale de lien physique entre les GO et l’électricité masque un caractère fondamental de l’électricité : la difficulté à stocker celle-ci, qui doit être consommée instantanément lorsqu’elle est produite afin d’assurer l’équilibre du système électrique. Or, étant valables 12 mois glissants en Europe, les garanties d’origine fonctionnent comme un système de stockage virtuel du caractère renouvelable de l’électricité, sans contrepartie physique.

Autrement dit, un consommateur optant pour un contrat de fourniture 100 % renouvelable aura un surcoût très faible – pour ne pas dire négligeable – à payer (découlant de la faible valeur des garanties d’origine dont les raisons ont été explicitées plus haut) et il pourra consommer sans surcoût autant qu’il le souhaite même à des heures auxquelles la production électrique renouvelable est très faible. L’électricité qu’il consommera à ces moments (nuit d’hiver par exemple) ne sera très probablement pas renouvelable physiquement, mais elle sera garantie comme telle, donc le consommateur pourra imaginer qu’elle l’est. Les contrats de fourniture 100 % renouvelable s’appuyant sur le mécanisme des GO n’induisent aucune contrainte économique pour le consommateur de se plier à la production renouvelable en consommant à certains moments plutôt qu’à d’autres ou en payant son électricité plus chère aux moments de faible production renouvelable afin de refléter les coûts du stockage nécessaire à la jonction entre une production renouvelable à un instant donné et la demande du consommateur concerné pouvant intervenir quelques heures ou jours plus tard...).

Le consommateur n’étant *a priori* pas spécialiste du fonctionnement du système électrique et n’imaginant pas qu’une garantie d’origine

de l'électricité ne garantit aucunement l'origine de l'électricité qu'il consomme, il est en droit d'imaginer qu'il est aisé de passer à un système électrique reposant à 100 % sur des sources d'énergie renouvelables. En effet, s'il peut consommer sans contrainte ni surcoût de l'électricité 100 % renouvelable, il suffirait que la totalité de la population opte pour de tels contrats pour passer à un système 100 % renouvelable.

En pratique, le système des GO ne tient aucunement compte des flexibilités qui devront être déployées dans le système électrique pour intégrer efficacement les énergies renouvelables : stockage et flexibilisation de la demande. Cette faille présente une double menace :

- **pour le climat :** en ne tenant pas compte des enjeux de flexibilisation du système électrique indissociables du déploiement des énergies renouvelables, ce service continuera à être assuré par les capacités les plus pilotables, c'est-à-dire des centrales à gaz fossile – cela ne permet donc pas d'aboutir à un système 100 % renouvelable ;
- **pour la sécurité d'approvisionnement :** des centrales électriques à combustibles fossiles, essentiellement au charbon, ferment en Europe en réponse aux enjeux climatiques. Or, le service de flexibilité qu'elles rendaient n'est pas remplacé, ce qui fragilise le système électrique. En effet, ce n'est pas parce que sur l'ensemble d'une période (mois, année), l'Europe a largement de quoi produire suffisamment d'électricité pour répondre à la demande que ce sera nécessairement le cas à tout instant. Or, l'absence de progrès en matière de flexibilisation du système électrique dans un contexte de réduction du parc fossile menace l'approvisionnement en l'absence de soleil et de vent.

Enfin, même si les dernières versions de la directive sur les énergies renouvelables intègrent la possibilité pour des États membres de générer des garanties d'origine pour des sources non renouvelables d'électricité, le système reste centré sur l'électricité renouvelable.

Cela constitue une réduction arbitraire de l'ensemble des énergies bas carbone dont l'Europe aura besoin pour atteindre la neutralité carbone, et limite le potentiel des GO pour construire un système de traçabilité à même de soutenir l'ensemble des énergies bas carbone et des flexibilités devant les accompagner, tout en informant le consommateur des contraintes physiques associées à ses choix d'origine de l'électricité.

**b. Corriger les garanties d'origine afin
d'en faire un véritable outil de traçabilité
au service de la défossilisation**

L'enjeu de la réforme profonde du système de garantie d'origine de l'électricité proposée dans cette note est double :

- **permettre à ce système de réellement contribuer au financement d'un système électrique bas carbone autocohérent** – incluant des sources d'électricité bas carbone et les flexibilités associées;
- **en faire un outil fonctionnel de traçabilité de l'électricité fournissant des indications réalistes au consommateur quant aux contraintes associées à ses choix d'origine** de l'électricité, afin d'éclairer le débat public quant à la décarbonation du secteur électrique.

Concernant le deuxième objectif, notons que les garanties d'origine sont de fait aujourd'hui employées par l'ensemble des acteurs comme un outil de traçabilité – même si leur fonctionnement ne permet en aucun cas d'assurer correctement cette mission – et que le consommateur souscrivant un contrat 100 % renouvelable pense sincèrement consommer de l'électricité 100 % renouvelable.

Afin d'augmenter la valeur des garanties d'origine pour que celles-ci puissent véritablement contribuer au financement d'outils de

décarbonation, il convient d'en assécher le marché, par une réduction de l'offre combinée à une hausse de la demande. La proposition 6 vise à réduire l'offre de garanties d'origine et leur accumulation sur le marché.

Recommandation 6

Réformer l'offre des Garanties d'Origine, pour qu'elle reflète mieux la production physique associée.

Une telle réforme nécessite de limiter les échanges transfrontaliers de garanties d'origine de l'électricité aux réservations de capacités d'interconnexion.

Afin d'augmenter le prix des GO et ainsi atteindre leur objectif initial de contribution au déploiement de nouvelles capacités bas-carbone, outre la réduction de l'offre, il convient également d'accroître la demande. Cela passe notamment par l'information du consommateur, sur le fait que s'il ne demande pas de garantie d'origine, il se retrouve à consommer du bouquet résiduel européen, en majorité fossile. Pour transmettre une information fiable et précise au consommateur, il apparaît nécessaire de rendre obligatoire l'émission de garanties pour toute unité d'énergie électrique produite quelle qu'en soit l'origine (renouvelable, nucléaire, fossile), et d'assurer leur transmission au consommateur final. Les garanties d'origine doivent également inclure l'intensité carbone des moyens de production, information devant impérativement couvrir l'ensemble du cycle de vie (afin de ne pas sous-estimer les émissions de certaines sources d'énergie, en particulier d'origine fossile).

Cependant, certains États sont hostiles à la génération de garanties d'origine pour des capacités bénéficiant de soutiens publics afin d'éviter une double rémunération de telles capacités. Autrement dit, un parc

renouvelable bénéficiant d'un complément de rémunération (et donc d'ores et déjà dérisqué vis-à-vis du marché) n'a pas à bénéficier d'une rémunération additionnelle associée à la vente des garanties d'origine. Inclure les GO dans la part de soutien aux nouvelles installations permettra de réduire la charge étatique tout en évitant la double rémunération.

Recommandation 7

Améliorer la transparence de l'offre de garanties d'origine.

Pour cela, rendre obligatoire, à l'échelle européenne, la génération de garanties d'origine de l'électricité pour toute production – qu'elle soit d'origine renouvelable, nucléaire ou fossile – ainsi que sa transmission au consommateur final. Afin d'éviter une double rémunération des capacités couvertes, les garanties d'origine de l'électricité doivent être prises en compte dans les mécanismes de complément de rémunération de l'électricité.

L'intensité carbone **sur le cycle de vie** de l'électricité produite doit également être intégrée aux informations contenues dans les garanties d'origine.

Au-delà des propositions précédentes qui permettront d'accroître la valeur des GO pour financer des éléments de décarbonation du système électrique, il convient de penser ce financement afin qu'il s'étende à l'ensemble des mesures nécessaires à la construction d'un système électrique bas carbone autocohérent, c'est-à-dire non seulement la production mais également les flexibilités devant les accompagner.

Ces mesures permettront également de faire des garanties d'origine un outil de traçabilité efficace de l'origine de l'électricité, permettant de renvoyer une information correcte au consommateur. Le fait de ne pas imposer directement un pas de temps horaire est nécessaire pour laisser le temps à l'ensemble des acteurs utilisateurs des garanties d'origine de mettre en place les outils permettant de gérer une granularité temporelle beaucoup plus fine des GO. Ce calendrier ne doit cependant pas reporter à une date trop éloignée dans le futur la finalisation de cette réforme...

Cette proposition est centrale pour faire des garanties d'origine un système de traçabilité de l'électricité efficace. Elle entraînera une fluctuation temporelle du prix des garanties, incitant les consommateurs à décaler leurs productions ou à susciter des investissements dans du stockage. Cette proposition contient cependant un risque : les consommateurs pourraient ne choisir de garantir l'origine bas carbone de l'électricité qu'aux seules heures auxquelles le prix des garanties est quasiment nul (après-midi d'été par exemple) en optant le reste du temps pour des garanties d'origine résiduelles, au travers de contrats « X % du temps bas carbone » ou « X % du temps renouvelable ». Cela saperait l'utilité des GO pour développer les flexibilités devant accompagner les énergies sélectionnées. L'évolution du dispositif doit donc rendre obligatoire la fourniture de contrats homogènes lorsque ceux-ci intègrent des critères de garantie d'origine (autrement dit, l'électricité garantie doit l'être 100 % du temps).

Recommandation 8

Aligner l'exigence de garanties d'origine sur la production physique à chaque instant pour sincériser la demande.

Changer au plus tôt la durée de validité des garanties d'origine, actuellement de 12 mois, à l'année civile en cours, afin de mettre fin à l'accumulation de garanties d'origine sur le marché.

Annoncer dans le même temps un calendrier de réduction de la durée pendant laquelle des GO peuvent garantir une production, jusqu'à un pas de temps horaire ou infra-horaire.

Afin d'éviter des contrats qui ne garantissent l'origine de l'électricité qu'aux moments de forte production (i.e. aux moments de prix de GO faible), interdire les contrats de fourniture non homogènes sur le plan des garanties d'origine. Autrement dit, la sélection d'énergies dont le commercialisateur se prévaut (s'il fait le choix d'intégrer des critères de GO à son offre) devra impérativement couvrir 100 % de la consommation du client à tout instant.

Des pénalités dissuasives (i.e. supérieures au coût d'achat de GO lors des périodes les plus tendues) doivent être prévues à l'échelle nationale à l'encontre des fournisseurs qui ne seraient pas en mesure de présenter à leur client une GO contractualisée.

En faisant des garanties d'origine de l'électricité un outil robuste de traçabilité de l'origine de l'électricité, celles-ci pourront être utilisées pour garantir l'empreinte carbone de certaines productions industrielles, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Prenons l'exemple d'une usine de batteries localisée en Pologne (pays dont l'intensité carbone de l'électricité est élevée). La réglementation européenne ne permet pas aujourd'hui d'utiliser le système de garantie d'origine de l'électricité pour calculer l'empreinte carbone des batteries produites, la Commission européenne ayant conscience des limites intrinsèques à ce dispositif. Les batteries produites doivent donc intégrer l'intensité carbone moyenne de la production électrique du pays, sauf si l'usine est physiquement connectée à une centrale renouvelable. En corrigeant le mécanisme de garantie d'origine de l'électricité, les réglementations pourront ensuite être modifiées pour y faire référence et permettre aux industriels d'utiliser ce système pour calculer l'empreinte carbone de leurs produits. Cela permettra d'accroître la valorisation du système de garantie d'origine de l'électricité et son impact sur le système électrique.

La réforme que nous proposons des garanties d'origine de l'électricité est systémique et tire sa force de l'ensemble des mesures proposées, lesquelles doivent donc être mises en œuvre de façon concomitante pour bénéficier d'une contribution effective au financement de la décarbonation du système électrique tout en permettant une traçabilité correcte permettant d'éclairer le consommateur.

2.5. PARACHEVER LA CONSTRUCTION DE SIGNAUX ÉCONOMIQUES POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET LA FLEXIBILITÉ

a. Rapprocher les mécanismes de capacités en Europe

Nous avons présenté dans la partie I la logique des mécanismes de capacité. Le marché en énergie seul, c'est-à-dire la rémunération du MWh à son coût marginal pour l'ensemble des installations amenées à produire à une heure donnée, permet certes en théorie d'assurer la couverture exacte des coûts fixes d'un parc adapté de centrales, sous des hypothèses de concurrence parfaite et d'information parfaite des agents, en considérant également que des capacités de production peuvent être construites ou démantelées presque instantanément. Il s'agit évidemment d'hypothèses lourdes, non vérifiées en pratique.

Cet équilibre est atteint lorsque le prix réalisé, multiplié par le nombre d'heures durant lesquelles l'offre et la demande sont en déséquilibre – nécessitant des réductions de la consommation des clients, par exemple par le biais de délestages tournants –, couvre exactement le coût de construction de nouvelles centrales électriques. Le nombre d'heures de défaillance de l'approvisionnement n'est donc pas explicitement choisi par les autorités publiques, mais découle des caractéristiques intrinsèques des choix des agents économiques : les limites de leur consentement à payer lors des heures de pointe de demande extrême et le coût exogène de construction de nouvelles capacités.

À l'inverse, il a été considéré légitime par les autorités politiques de déterminer explicitement un objectif de sécurité d'approvisionnement pour le système électrique : le règlement 2019/943 introduit cette notion au niveau européen, et le législateur français a fixé à 3 heures de durée moyenne la défaillance annuelle²⁷. Cette dernière est définie

²⁷ Article L. 141-7 du Code de l'énergie.

comme « la nécessité de recourir aux moyens exceptionnels, contractualisés et non contractualisés, pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Les moyens exceptionnels incluent le recours aux capacités interruptibles mentionnées à l'article L. 321-19 du code de l'énergie, l'appel aux gestes citoyens, la sollicitation des gestionnaires de réseaux de transport frontaliers hors mécanismes de marché, la dégradation des marges d'exploitation, la baisse de tension sur les réseaux, et en dernier recours le délestage de consommateurs »²⁸.

Outre ce problème de fond, lié à la déconnexion entre la sécurité d'approvisionnement comme résultat d'un marché, la propriété émergente des préférences des agents, et la sécurité d'approvisionnement comme objectif de service public assigné par le politique, s'ajoutent plusieurs considérations pratiques à même de prévenir l'émergence d'une couverture adéquate des coûts fixes des installations de production par le seul prix *spot* de l'électricité dans le cas pratique²⁹.

En premier lieu, peuvent exister dans le design du marché des plafonds techniques pour les échanges de prix (4 000 €/MWh dans le marché *spot* européen J-1 depuis 2022) qui conduisent à ce que les prix *spot* ne peuvent pas atteindre la VOLL³⁰, induisant une sous-rémunération structurelle des capacités de pointe lors des événements – certes très rares – où ce plafond est atteint³¹.

²⁸ Décret n° 2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie, art. 2.

²⁹ *Economics and design of capacity markets for the power sector*, P. Cramton, A. Ockenfels, Mai 2011.

³⁰ *Value of Lost Load*, la valeur qu'un consommateur est prêt à payer pour éviter la rupture de son approvisionnement en électricité.

³¹ Notons que si ce plafond n'est jamais atteint en Europe, cela découle des critères de sécurité d'approvisionnement mentionnés précédemment, qui conduisent à disposer de surcapacités par rapport au scénario contrefactuel de gestion de la sécurité d'approvisionnement par une approche de marché pure. Ainsi, si les critères de sécurité d'approvisionnement et le plafond de prix sur le marché *spot* étaient supprimés, il est probable que de nombreuses centrales fossiles seraient amenées à fermer – réduisant ainsi les surcapacités et affaiblissant la sécurité d'approvisionnement – jusqu'à ce que les prix aux heures de pointe deviennent suffisamment hauts pour justifier l'arrêt des fermetures de centrales de pointe et le maintien de celles qui restent.

En second lieu, les prix sont très volatiles sur ces heures de pointe et leur fréquence est très difficilement anticipable pour les acteurs qui, compte tenu de leur aversion au risque, sous-pondèrent ces recettes face aux coûts bien réels de maintenir ou de construire des capacités, conduisant à un sous-investissement structurel.

En troisième lieu, le marché est imparfaitement coordonné : plusieurs acteurs peuvent engager des investissements concurrents d'installations de pointe, ou à l'inverse chacun peut anticiper que l'autre va lancer un projet qui « consommera » l'espace de marché. Enfin, si le marché de la production n'est pas parfaitement concurrentiel peuvent se produire différents phénomènes (rétention de capacité) à même de ne pas conduire à une rémunération efficiente des outils de production.

En lien avec le point précédent, le démarrage de nouvelles capacités est loin d'être instantané. En tenant compte des autorisations, de la recherche de financement, de la construction et de la connexion au réseau, il faut compter au moins quelques années pour une centrale à combustibles fossiles, voire plus d'une décennie pour une centrale nucléaire. Ainsi, la grande inertie de l'évolution des capacités peut entraîner des déficits (ou surplus, mais surtout des déficits) relativement durables de capacités par rapport au niveau de sécurité d'approvisionnement – déjà significativement plus faible que ce que nous connaissons actuellement en Europe. Cette inertie associée à l'émergence de nouvelles capacités peut en outre, entraîner des phénomènes de résonance à l'échelle de plusieurs années : des sous-capacités suscitent des investissements massifs dans des centrales de pointe qui arrivent quelques années plus tard entraînant des surcapacités, entraînant un arrêt des investissements et la fermeture de centrales conduisant à des sous-capacités.

Enfin, faire reposer la sécurité d'approvisionnement sur une seule approche de marché conduira nécessairement les acteurs à préférer des centrales à faible Capex et rapides à construire (réduisant le risque

d'investissement), autrement dit des centrales de pointe à combustibles fossiles. Cette approche est donc intrinsèquement défavorable aux capacités bas carbone à fort Capex (et longues à construire) dont l'Europe a justement besoin, telles que des centrales nucléaires ou des parcs éoliens.

Pour l'ensemble de ces raisons, la garantie de l'équilibre offre-demande en électricité selon une cible de sécurité d'approvisionnement administrativement déterminée (le critère des trois heures décrit plus haut dans le cas de la France) a été jugée préférable à l'échelle européenne. Sa définition et sa mise en œuvre requièrent une intervention publique.

La manière dont fonctionne cette intervention en France (mais également en Pologne, en Italie, en Belgique...) repose à présent sur un **mécanisme de capacité centralisé**. Cette approche fonctionne de la manière suivante :

- le régulateur centralisé (RTE joue ce rôle dans le mécanisme français) identifie pour chaque année de livraison les heures les plus tendues du système électrique, et certifie le niveau de capacité de production disponible sur ces heures pour chacune des unités de production du système électrique : à chaque unité certifiée disponible à hauteur de X MW sur ces heures sont octroyés X certificats de garantie de capacité ;
- pour chaque année de livraison, le régulateur centralisé définit le niveau total de capacité N qui doit être présent dans le système sur les heures les plus tendues pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la probabilité d'occurrence d'aléas (notamment météorologiques, compte tenu de la thermosensibilité de la demande électrique). Sur cette base il définit un niveau d'obligation de capacité pour les différents usagers du système (consommateurs ou fournisseurs), assorti de pénalités dissuasives en cas de manquement.

- il réalise alors une ou plusieurs enchères montantes dans lesquelles il achète N certificats de garantie de capacité : l'ensemble des offreurs de certificats est rémunéré au prix du dernier certificat retenu (en €/MW) : l'enchère fonctionne en *pay as clear*.

En pratique, les différents cadres nationaux comportent plusieurs enchères avant l'année de livraison : une placée suffisamment en avance (et parfois qui comporte un lot « pluriannuel » visant à faciliter le financement de nouvelles installations si le système devenait structurellement déficitaire en capacité), en général 4 ou 5 ans avant l'année de livraison et une placée l'année précédente pour ajuster d'éventuels écarts, voire une en fin d'année de livraison pour permettre des échanges ex post à titre correctif ;

- enfin, le coût de cette enchère, qui révèle le coût d'atteinte d'un niveau déterminé de sécurité d'approvisionnement, est réparti sur l'ensemble des usagers du système électrique, à due concurrence de leur consommation sur les heures les plus tendues du système électrique, qui définit leur d'obligation, afin de les inciter à réduire leur consommation spécifiquement sur ces heures et d'inciter à la flexibilité. Ce coût peut être reporté soit par un instrument de nature fiscale (c'est le cas en France), soit comme un terme annexé au tarif.

Historiquement, la forme des mécanismes contribuant à la gestion de l'équilibre offre-demande a été très variée, suscitant d'intenses débats théoriques et juridiques au sein du marché intérieur européen mais également dans d'autres régions (États-Unis notamment) sur leur conception la plus pertinente. En Europe, plusieurs formats alternatifs ont été expérimentés : la France disposait ainsi historiquement d'un **mécanisme de capacité décentralisé**, sans enchère centralisée mais avec un marché organisé pour les garanties de capacité et une obligation reportée sur l'ensemble des fournisseurs d'en acquérir. D'autres États membres, dont l'Allemagne, ont historiquement défendu la logique de **réserves stratégiques**, c'est-à-dire de mécanismes par lequel le régulateur centralisé contractualise avec certaines unités de production

flexibles (le plus souvent fossiles) le fait de ne pas participer au marché *spot* ordinaire, et d'être mises en réserve, pour n'être appelés qu'en ultime secours du système électrique avant des délestages tournants : couvrant des volumes nettement plus petits (quelques GW) placés hors marché, ceux-ci sont facialement moins coûteux, et ont parfois joué un rôle de « gestion sociale et territoriale » de la mise sous cocon d'actifs fossiles, mais ne permettent pas de répondre à des enjeux fondamentaux de transition des bouquets énergétiques. Enfin, dans certains États (Irlande) a été expérimentée une variante des mécanismes de capacité dans laquelle le produit capacitaire n'est pas un pur certificat mais est une option de fiabilité, donnant droit à l'acquisition de volumes d'énergie si le prix de marché atteint un certain niveau ou qu'un certain niveau de tension d'approvisionnement a lieu. Cette approche est en théorie une solution élégante et plus proche d'une logique reposant sur le seul marché de l'énergie, et donc peut paraître moins distorsive, mais elle présente en réalité des inconvénients pratiques, tant sur son paramétrage efficient (niveau du seuil d'activation de l'option) que sur la capacité des agents économiques du système électrique à réaliser de manière efficiente le *pricing* de la valeur d'option de la fiabilité.

Ces débats ont laissé des traces importantes dans le droit sectoriel européen comme dans la pratique décisionnelle de la Commission européenne. Ils l'ont conduite à appréhender ces mécanismes non pas comme des parties intégrantes du cadre de marché européen sur l'électricité – faute de consensus sur leur pertinence de fond ou leurs principes universels de conception – mais comme des aides d'État nationales relevant d'une approbation préalable de la Commission au titre des articles 107 et 108 du Traité, afin d'une part de porter un regard harmonisateur sur leurs principes de conception mais d'autre part de répondre à des critiques de ces instruments. Leurs contempteurs leur reprochent en effet d'être des mesures distorsives au bénéfice des opérateurs historiques, et de pérenniser dans le système des actifs fossiles voués à s'éteindre. La décision SA. 39621 sur le cas français témoigne de l'effort particulier mis par la Commission à établir sa compétence sur

ces instruments³² : bien que la mesure ne comporte que des obligations sur les producteurs (de se certifier) et sur les acteurs obligés – au premier ordre les fournisseurs (de se couvrir en capacité), et ne repose que sur l'échange des certificats sur un marché décentralisé, la Commission affirme que le seul fait que l'État renonce à des ressources en attribuant gratuitement les certificats de capacité introduit renonciation à des ressources et donc implication de ressources d'État, condition nécessaire pour la qualification en aide.

Des critères principaux de conception de ces mécanismes ont ainsi sur la période 2015-2020 été dégagés dans la pratique décisionnelle de la Commission. Ceux-ci visent d'une part à assurer la définition au plus juste de ces mécanismes sur la base d'une *étude d'adéquation* établissant le niveau nécessaire de capacité dans les systèmes nationaux selon des règles communes européennes – avec certaines modalités de dérogation méthodologique nationale – et à s'assurer que les autres éventuelles distorsions des marchés liées à des choix nationaux de régulation sont dûment examinées dans le cadre de *plans de mise en œuvre*. Cela permet aussi à la Commission d'exclure graduellement de ces mécanismes les installations les plus émettrices, permettant ainsi de parer la critique selon laquelle ces instruments maintiendraient en fonctionnement des outils fossiles amenés à sortir du marché dans le cadre de la transition des systèmes électriques européens. Ces principes ont ensuite été repris *in extenso* dans le règlement 2019/943³³, permettant de forcer ces régimes à présenter certains traits communs d'harmonisation sans pour autant imposer un cadre unique de conception, et laissant coexister les deux approches de mécanismes de capacité ou de réserves stratégiques.

³² Décision SA. 39621 – 8 nov. 2016 – *Mécanisme de capacité français*, § 54 sqq.

³³ Articles 20 à 27.

L'arrêt progressif des approvisionnements gaziers européens depuis la Russie à partir de février 2022 est venu réactiver le débat sur les principes de conception de tels mécanismes, compte tenu de l'urgence de transformer les systèmes électriques nationaux tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement, pour réussir le défi de l'électrification de l'économie européenne. Ces considérations ont notamment conduit l'Allemagne à assumer le lancement d'un mécanisme de capacité nationale, chose qui paraissait inenvisageable 3 ans plus tôt, et à lancer des travaux avec la Commission européenne en vue d'une mise en œuvre pour l'année de livraison 2028³⁴. Dans le même temps, le rapprochement du mécanisme français (historiquement décentralisé en application des dispositions de la loi NOME du 7 décembre 2010 et de la décision SA. 39621 de 2016 de la Commission européenne) avec ses homologues européens polonais ou belges sur une logique centralisée³⁵ vient également apporter une pierre additionnelle à la convergence conceptuelle de l'ensemble des mécanismes.

L'alignement de la plupart des grands États membres autour de mécanismes de capacité *market-wide* centralisés ouvre une possibilité unique de franchir un pas supplémentaire dans l'harmonisation de ces mécanismes et la constitution d'un cadre homogène pour la sécurité d'approvisionnement au niveau européen. Cela amènerait des bénéfices nouveaux pour le système, mais requiert plusieurs évolutions significatives dans l'approche actuelle, qui sont possibles sans refondre radicalement les mécanismes nationaux mais en poursuivant leurs rapprochements dans une logique gradualiste, dans la continuité de ce qui est proposé dans un récent rapport *Compass Lexecon* pour *Eurelectric*³⁶.

³⁴ *Stellungnahme der Bundesregierung zu der Entschließung des Bundesrates "Eine starke und sinnvoll flankierte Kraftwerksstrategie für eine versorgungssichere Energiewende" – Bundesrat, 12 mars 2025.*

³⁵ *Décision SA. 117564 du 22 déc. 2025, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/ip_25_3132.*

³⁶ *Towards a regional approach for capacity remuneration mechanisms in Europe—Compass Lexecon—15 déc. 2025—Fabien Roques, Charles Verhaeghe and Clément Cartry.*

Cette évolution des États membres vers des mécanismes de capacité *market-wide* centralisés ouvre la possibilité de cesser de considérer ces mécanismes comme relevant des aides d'État, pour en faire – légitimement compte tenu de leur profonde cohérence d'ensemble avec les principes les plus fondamentaux de fonctionnement des marchés de l'électricité – une partie intégrante du cadre de marché européen. Dans le même temps, les réserves stratégiques, qui présentent des propriétés distorsives, devraient graduellement être exclues du champ des régimes d'aide tolérés.

Cette évolution est d'autant plus nécessaire que la réduction tendancielle du prix SPOT découlant de l'augmentation de la part des énergies bas-carbone dans le bouquet réduit de plus en plus la capacité du marché à financer de nouvelles capacités. Le rôle du marché SPOT se concentrera sur sa mission première, à savoir l'optimisation à court terme de l'usage des capacités existantes. Dès lors, le marché de capacité est appelé à jouer un rôle croissant dans le système électrique européen et il est nécessaire qu'il soit suffisamment uniformisé à l'échelle du continent

Dans cette approche, chaque *bidding zone* européenne – c'est-à-dire chaque zone de formation du prix de l'électricité – serait dotée d'un prix du MWh construit par la rencontre de l'offre et de la demande au pas du quart d'heure selon une logique marginaliste **et d'un prix du MW de capacité disponible**. Ce dernier serait également construit par la rencontre entre une demande, établie pour chaque année par le gestionnaire du réseau de transport sur la base d'un niveau de sécurité d'approvisionnement défini politiquement (par exemple dans le cadre des plans nationaux énergie-climat), et une méthodologie homogène, qui prend en compte les spécificités nationales (thermosensibilité du chauffage électrique en France, par exemple). Cette rencontre entre offre et demande serait réalisée chaque année A pour les années A+5 à A+10 (analogue du marché de l'électricité en J-1), ainsi que pour l'année A+1 afin de corriger des écarts d'anticipation (analogue du marché

intrajournalier de l'électricité) et enfin en année A afin de solder les équilibres des acteurs obligés (mécanisme d'ajustement). Les gestionnaires de réseaux européens réaliseraient tous leurs enchères à l'échelle de la plaque continentale selon un unique calendrier, en pleine transparence sur la formation des prix et le dépôt des offres, et seraient autorisés à annexer les coûts de ces enchères (et le coût de sécurité d'approvisionnement) aux charges réseaux, afin de les passer dans les tarifs de transport.

Dans cette approche il reviendrait aux États membres de définir politiquement le niveau de sécurité d'approvisionnement recherché, et donc à la fois leur évaluation des heures de tension de leurs systèmes électriques nationaux, et le niveau de capacité recherché pour assurer sur ces heures le juste niveau d'adéquation offre-demande. La méthodologie serait homogénéisée au niveau européen en laissant une latitude pour approfondir des scénarios ou des jeux d'hypothèses nationaux, afin de pleinement refléter la diversité des situations de tension, des facteurs et des sensibilités exogènes de la demande et de l'offre dans les différents systèmes européens.

Les États membres prêts à assumer des ruptures d'équilibre offre-demande sur leur système seraient tout à fait libres de le faire en fixant un objectif de sécurité d'approvisionnement suffisamment haut pour être toujours rempli à un coût marginal nul par les capacités de leur système, mais devraient alors assumer publiquement – et politiquement – ce choix, et accepter également qu'en cas de rupture d'équilibre offre-demande sur leur marché les flux aux interconnexions n'interviennent pas au-delà.

L'exercice de définition des objectifs de sécurité d'approvisionnement suppose toutefois de répondre à deux défis.

Le premier est d'assurer une définition homogène des périodes de tension du système énergétique. En effet, pour parvenir à faire dialoguer des mécanismes de capacité répondant à un objectif de sécurité d'approvisionnement nationalement déterminé, il faut que les produits capacitaires soient homogènes en définition. Tels qu'aujourd'hui définis, 1 MW de capacité certifiée sur le mécanisme français l'est sur la base d'une disponibilité sur certaines heures, dont rien ne dit qu'elles soient aussi des heures de tension du mécanisme allemand futur ou du mécanisme espagnol. Ceci conduit en outre une même centrale à ne pas pouvoir valoriser intégralement sa disponibilité dans deux systèmes interconnectés si ces heures se recoupent, puisqu'une partie du service capacitaire rendu dans un marché n'est alors plus disponible pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement chez les voisins si les heures de pointe y sont en partie les mêmes. De plus, dès lors que l'article 194 du Traité laisse aux États membres une compétence première sur la sécurité d'approvisionnement énergétique, il est nécessaire juridiquement que ceux-ci puissent définir librement le niveau de sécurité d'approvisionnement recherché (et donc le nombre d'heures de défaillance toléré en espérance) sur leur territoire, conduisant nécessairement à des heures de disponibilité au sens des mécanismes de capacité nationaux hétérogènes.

La solution à ce problème est de certifier la disponibilité des installations pour chaque jour de l'année (voire pour chaque quart d'heure), avec un produit capacitaire différent pour chacun des pas de temps et pour chaque zone de prix : le produit capacitaire devient alors la disponibilité à l'heure donnée d'un MW de capacité de production (ou d'effacement explicite) sur une zone de prix donnée. Le gestionnaire de réseau réalise alors son appel d'offres non pas pour la livraison aux N heures de pointe de l'année, mais N appels d'offres parallèles pour chacune des N heures, auxquels participent les capacités. Cela paraît en pratique plus complexe mais permet :

- de révéler parfaitement l'information sur la disponibilité prévisionnelle;
- de permettre une participation des capacités renouvelables (par exemple le photovoltaïque contribue en journée à la sécurité d'approvisionnement, mais pas la nuit) d'une manière plus fine qu'avec l'approche « forfaitisée » actuelle;
- de permettre des valorisations fines d'effacements ou de batteries seulement sur quelques heures;
- d'articuler entre eux des mécanismes de capacité qui n'ont pas les mêmes plages horaires.

Le second défi auquel doit répondre la construction de cette approche européenne des marchés de capacités est de permettre la participation transfrontalière des installations à l'équilibre capacitaire entre États membres interconnectés, dès lors que ce principe est imposé juridiquement par le droit européen. Si ces derniers sont dotés de capacités flexibles abondantes, ils peuvent valoriser le service rendu à leurs partenaires. À l'inverse, ceux présentant des défis d'adéquation temporaires peuvent laisser le marché déterminer efficacement l'optimum entre le développement ou l'amélioration des capacités domestiques et le recours à des appoints externes *via* les interconnexions. En révélant la contribution capacitaire des interconnexions, cette approche permet en outre leur rémunération plus efficiente, et donc le développement d'un marché intérieur européen mieux interconnecté.

Exemple chiffré

Si l'on considère deux mécanismes de capacité, par exemple un **mécanisme d'un pays A et un mécanisme d'un pays B, capables d'échanger entre eux par une interconnexion d'une capacité maximale de 5 GW**. Considérons que dans le pays A, les jours des pointes sont les jours du 1^{er} au 20 décembre, pour un niveau de capacité recherché de 50 GW sur ces jours, et dans le pays B, les jours du 15 au 31 décembre, ainsi que du 1^{er} au 7 août (la climatisation y est particulièrement développée), avec un niveau de capacité recherché de 40 GW.

On fait l'hypothèse que dans le pays A sont présentes trois technologies de centrale : la technologie 1, de *missing money* 0 €/MW/an, et de capacité certifiée 20 GW, la technologie 2, de *missing money* 10 000 €/MW par an, et de capacité certifiée 20 GW, et la technologie 3, de *missing money* 20 000 €/MW/an, et de capacité certifiée 7 GW (total 47 GW présents).

Dans le pays B sont présentes trois technologies de centrale : la technologie 1, de *missing money* 0 €/MW par an, et de capacité certifiée 10 GW, la technologie 2, de *missing money* 15 000 €/MW par an, et de capacité certifiée 10 GW, et la technologie 3, de *missing money* 25 000 €/MW par an, et de capacité certifiée 30 GW (total 50 GW).

En l'absence de participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité, le pays A sera sous-capacitaire et formera donc un prix de la capacité au coût de construction d'une nouvelle centrale (réputé être de 60 000 €/MW) pour un coût total de la sécurité d'approvisionnement de 3 Mds €, en lançant 3 GW de construction de nouvelles capacités. Le pays B sélectionnera les technologies 1, 2 et 3, pour un *missing money* de 25 000 €/MW par an, soit 1 Mds €/an de coût de la sécurité d'approvisionnement.

Dans un scénario avec participation transfrontalière entre les mécanismes de capacité :

- du 1^{er} au 7 août, 5 GW de capacité de A participent à l'équilibre offre-demande de B, rémunérés au *missing money* marginal de 25 000 €/MW par an ;
- du 1^{er} au 15 décembre, 3 GW de capacité de B participent côté A, rémunérés à 20 000 €/MW par an ;
- du 15 au 20 décembre, 3 GW de capacité de B participent côté A, et l'équilibre se forme à 25 000 €/MW par an de part et d'autre ;
- du 21 au 31 décembre, l'équilibre se forme côté B seul, à 25 000 €/MW par an.

Ainsi, dans un tel schéma, la capacité est rémunérée côté A à 23 333 €/MW par an, et côté B à 25 000 €/MW par an, pour un coût social respectif de 1,16 Mds €/an et de 1 Mds €/an. L'interconnexion et la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité permettent dans ce scénario simple d'éviter la construction de nouvelles capacités de pointe, et d'éviter près de 1,84 Mds €/an de coût au pays A, tout en permettant de dégager 40 M € de rémunération additionnelle pour les 3 GW de capacité du pays B qui appuient la sécurité d'approvisionnement dans A.

Cet exemple simple illustre des bénéfices démontrés dans des cas plus complexes^{37,38}, tels que les projets d'interconnexions franco-britanniques, montrant des bénéfices pour le surplus collectif total. La rémunération des interconnexions par les recettes capacitaires permet en outre théoriquement de réaliser des interconnexions dérogatoires ou régulées complémentaires, facteurs d'une plus grande efficacité du marché intérieur européen.

Dans le cadre d'un mécanisme pan-européen de capacité, il serait alors nécessaire de réaliser un couplage complet de l'ensemble des équilibres entre capacités participantes, sur chacun des pas de temps de certification, tenant compte des contraintes aux interconnexions, exactement comme cela est fait sur le marché en énergie dans le cadre du *Single Day Ahead Coupling* : il s'agirait d'établir un *Five Year Ahead Capacity Coupling*, puis un *Single Year Ahead Capacity Coupling* servant d'ajustement. Les méthodes et les algorithmes correspondants sont déjà disponibles et connus, et peuvent aisément être répliqués.

³⁷ *Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets*. Cepeda, M., Finon, D., 2011. *Energy Policy* 39 (6), 3128–3143.

³⁸ *Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets*, M. Cepeda, *Energy Policy*, 119 (2018) 28-40.

Recommandation 9

Uniformiser le marché de capacité européen.

Introduire le principe de mécanismes de capacité comme partie intégrante du cadre de marché européen, *a minima* sur la zone Europe hors Scandinavie, en se dotant d'un cadre *ad hoc* dans une révision future du règlement 2019/943, et en régulant leurs principes de fonctionnement dans un code réseau *ad hoc*, confié à l'ACER sur proposition conjointe des TSO nationaux.

Dans le même temps, exclure définitivement la possibilité de réserves stratégiques à des capacités de production, susceptibles de maintenir artificiellement des capacités fossiles en l'état des textes et de conduire à des distorsions implicites de la formation des prix de l'énergie.

Pour concrétiser un tel marché, il faut :

- Imposer sur chacune des *bidding zones* du système européen (*a minima* Europe continentale) la définition par les États membres de leur objectif de sécurité d'approvisionnement (*loss of load expectation*) et des heures de pointe de leur système selon une méthodologie publique, transparente et non discriminatoire.
- Créer une méthodologie homogène de certification des capacités et un registre européen des capacités, au pas *a minima* journalier (voire quart d'heure à terme), neutre technologiquement, et ouvert à l'ensemble des capacités de production ou d'effacement explicite.
- Prévoir une participation transfrontalière explicite systématisée dans le mécanisme de capacité européen *via* un couplage complet des marchés de capacité locaux.

b. Des tarifs de réseaux d'électricité répondant aux enjeux du système électrique

L'évolution des réseaux de transport et de distribution de l'électricité représente à la fois une contrainte potentielle à l'électrification et un centre de coûts. En effet, des quantités croissantes d'électricité doivent et devront être transportées et distribuées, et d'autant plus si les efforts de flexibilisation temporelle du système électrique sont faibles.

Afin d'optimiser l'intégration des énergies renouvelables au système électrique, en limitant les coûts globaux, un travail sur le stockage et la flexibilité de la demande est nécessaire. Cette flexibilité correspond au décalage de la demande aux heures de forte production électrique, notamment les après-midi ensoleillés, afin de valoriser la production électrique bas-carbone. Sans ces déplacements temporels de certains usages et le déploiement de capacité de stockage, le réseau fera face à :

- des surcapacités à certains moments, notamment lors du pic de production solaire photovoltaïque de l'après-midi, conduisant à devoir transporter de l'électricité depuis les sites de production vers des consommateurs potentiellement éloignés du fait de la saturation du marché, ainsi qu'à devoir écrêter une partie de la production ;
- des sous-capacités à d'autres moments, notamment en l'absence de vent et de soleil et pendant les périodes de grand froid, conduisant à devoir apporter de l'électricité vers des clients, produite par des centrales potentiellement éloignées du fait d'un déficit de capacités pilotables devant répondre seules à la demande.

Flexibiliser le système électrique permettra d'en réduire les coûts pour le consommateur et le contribuable, par un moindre besoin d'investissement dans le renforcement des réseaux ainsi qu'à travers une meilleure utilisation des actifs de production, en réduisant les volumes d'électricité renouvelable ou nucléaire écrêtés.

Cette flexibilisation du système électrique doit être anticipée car elle nécessitera des investissements lourds dans certaines infrastructures (conversion de barrages gravitaires en stations de transfert d'énergie par pompage – STEP, évolution de procédés industriels...), l'équipement des ménages (dispositif de pilotage de pompes à chaleur et de recharge des véhicules électriques) ainsi que des changements d'habitudes. En outre, l'émergence de nouveaux leviers de flexibilité au sein du système électrique est conditionnée à l'intérêt économique des différents acteurs (producteurs, fournisseurs et consommateurs).

Seuls des gains économiques réels et visibles pour les usagers permettront l'émergence de ces flexibilités. Or, aujourd'hui, les signaux économiques auxquels sont soumis les différents acteurs du système électrique masquent en bonne partie les enjeux de flexibilisation, en renvoyant des prix temporellement moyennés, relativement élevés, ne permettant pas à ces différents acteurs d'adopter des comportements vertueux ou de s'équiper en vue de réaliser des économies.

Les tarifs de réseaux, qui constituent environ un tiers de la facture des ménages (selon le niveau de taxation de l'électricité), constituent un levier efficace pour encourager cette flexibilité. Certains États européens (comme l'Allemagne) disposent encore de tarifs constants ne reflétant pas les fluctuations prévisibles de la sollicitation du réseau (horo-saisonnalité des pics de production et de demande). Même dans les pays disposant d'une approche plus sophistiquée d'horo-saisonnalisation des tarifs, celle-ci, trop souvent figée dans le temps, ne reflète plus les enjeux du système électrique actuel. C'est le cas de la France où la Commission de régulation de l'énergie fait évoluer à la marge le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE) à chaque nouvelle version alors que la rapidité et la profondeur des évolutions du système électrique nécessiterait une refonte complète pour l'adapter aux enjeux actuels.

Or, des tarifs non adaptés aux enjeux du réseau ne permettent pas de rémunérer de façon incitative l'utilisateur pour un service de décalage de consommation et de stockage qui n'en est de fait pas vraiment un. L'enjeu de renvoyer un signal économique en faveur de la flexibilisation du système électrique *via* les tarifs réseau, afin de mieux répartir temporellement leur sollicitation, est bien identifié par la Commission européenne³⁹. Il convient cependant de le mettre concrètement en œuvre au sein de chaque État membre.

Recommandation 10

Adapter les tarifs de réseau aux nouveaux usages.

Engager les États membres à instaurer une structuration horo-saisonnière des tarifs réseau de l'électricité. Cette tarification devrait être différenciée entre injection et soutirage (les enjeux étant *a priori* opposés : encourager le soutirage et dissuader l'injection en cas de surproduction locale et vice-versa), et adaptée au territoire d'application.

Les tarifs doivent enfin être régulièrement revus afin de refléter au mieux les enjeux du système électrique, indépendamment de toute considération politique ou de conservatisme vis-à-vis des tarifs précédemment en vigueur.

³⁹ Propositions 33 à 42 des recommandations de la Commission sur le développement des formes et technologies innovantes d'énergies renouvelables du 2 juillet 2025.

Sur ce dernier point, les régulateurs de l'énergie bénéficient d'un statut d'autorité indépendante, notamment pour les prémunir de considérations et de conservatismes politiques, afin d'être en mesure d'adapter et d'optimiser au mieux un système technique pour qu'il serve le consommateur de la manière la plus adéquate possible. Le creusement d'un décalage entre l'évolution rapide du réseau et des évolutions marginales des tarifs (comme c'est le cas en France) est ainsi contradictoire avec les missions du régulateur.

Notons que dans certains États, des étapes préalables seront nécessaires afin de pouvoir véritablement construire des tarifs réseau incitant à la flexibilisation des usages et à l'intégration des énergies renouvelables en progression rapide : déploiement des compteurs connectés dans les États-membre en retard sur ce plan et potentiellement une rationalisation des gestionnaires de réseau de distribution dont le grand nombre (associé aux faibles moyens de chacun) dans certains États membres constitue un frein au déploiement de ces compteurs communicants et à la gestion de tarifs non constants dans le temps (plus complexes à gérer).

c. Restructuration des produits à terme de l'électricité

Outre les taxes et le réseau, environ un tiers de la facture d'électricité provient de l'achat de cette électricité. Celle-ci est en large partie achetée sur des marchés à terme qui permettent aux fournisseurs de se couvrir lorsqu'ils proposent des contrats à prix fixe pour un, deux ou trois ans à leurs clients.

Les produits à terme proposés par EEX, la bourse européenne de l'électricité, sont aujourd'hui structurés en deux offres :

- base : un bandeau de consommation pendant toute la journée ;
- pointe : un bandeau de consommation entre 8 h et 20 h.

Ceux-ci ne permettent pas aux fournisseurs de bénéficier de prix contrastés selon l'heure de la journée et la saison, qu'ils pourraient ensuite répercuter sur leurs consommateurs afin de concevoir des systèmes heures pleines/heures creuses permettant à l'utilisateur d'optimiser sa consommation et, ce faisant, de réaliser des économies. Même si un fournisseur sait que l'électricité sera très peu chère dans 3 ans l'après-midi en France, chère en début de soirée, puis peu chère la nuit, la structuration des produits à terme ne lui permet pas à ce jour d'en tenir compte. En outre, même en connaissant le profil de prix du *spot* deux ou trois ans dans le futur, le fournisseur doit nécessairement réduire autant que possible son exposition à ce prix *spot* car en connaître la forme générale ne dit rien de la valeur moyenne à ces échéances : autrement dit s'il est certain que l'électricité sera moins chère un après-midi d'hiver dans 3 ans qu'en début de soirée la même journée, la valeur moyenne de l'électricité autour de laquelle le prix *spot* fluctuera est inconnue.

Se couvrir sur les marchés à terme est donc une nécessité pour le fournisseur, et pour ses clients, afin d'éviter tout risque de défaut en cas de crise (ce qui a pu arriver dans certains cas isolés de fournisseurs insuffisamment couverts lors de la crise de l'énergie de 2021-2022). Pour permettre aux fournisseurs de concevoir des offres contribuant réellement à la flexibilité du système électrique, les produits à terme doivent donc refléter dans leur structure les différentes périodes d'états de prix du système électrique : matinée, après-midi, début de soirée, nuit.

Les réflexions d'EEX autour de la création d'un nouveau produit correspondant au pic solaire de l'après-midi vont dans le bon sens mais ne sont pas suffisantes. En effet, si la journée n'est pas elle-même décomposée en produits continus, les fournisseurs se verront contraints d'acheter des produits moyennés couvrant des périodes différentes (base ou pointe) pour couvrir certaines heures (matinée par exemple), lesquels couvriront également l'après-midi. Cela limitera la capacité des fournisseurs à bénéficier pleinement du nouveau produit « pic solaire », et en réduira l'attractivité.

Recommandation 11

Repenser les produits de marché pour s'adapter aux nouveaux modes de production et d'encourager les nouvelles consommations.

Revoir le découpage horaire des produits à terme de l'électricité en s'assurant que les nouveaux produits mis bout à bout couvrent l'ensemble de la journée et correspondent à des états à peu près homogènes du système électrique (matinée, après-midi, début de soirée, nuit).

La présente note clôt un triptyque consacré à l'agenda énergétique européen de la seconde mandature von der Leyen. Le premier volet plaidait pour une refonte de la gouvernance énergie-climat de l'Union, autour d'objectifs centrés sur l'intensité carbone de l'énergie finale plutôt que sur la seule part renouvelable. Le second en tirait les conséquences pour les infrastructures, en proposant les contours d'un *European Energy Security Act* technologiquement neutre. Cette troisième note vient opérationnaliser le pendant aval : adapter les marchés de l'électricité à un système physique en transformation rapide, sans renoncer aux acquis fondamentaux qu'ont constitués la tarification au coût marginal, la libéralisation et la neutralité concurrentielle des réseaux.

Les fondements posés depuis les années 1990 demeurent pertinents, **la tarification marginale est la traduction directe de la théorie économique néoclassique appliquée à un bien dont l'équilibre offre-demande doit être maintenu en temps réel**, mais certains contours doivent être profondément revus pour assurer une convergence entre le coût du système électrique et le prix payé par le consommateur, et absorber la bascule vers un bouquet dominé par des actifs à forte intensité capitalistique et à faibles coûts marginaux. Le règlement *Electricity Market Design* de juin 2024 a posé des premiers jalons utiles ; la note en propose le prolongement opérationnel.

Trois lignes se dégagent pour améliorer la cohérence systémique. La première vise à assurer le financement de la décarbonation au moindre coût pour les finances publiques nationales, par l'articulation entre PPA et CfD bidirectionnels, le déploiement d'appels d'offres mixtes, et l'institution d'une garantie européenne du risque de contrepartie. La deuxième entend reconnecter les signaux de prix aux contraintes physiques du système, par la refonte des garanties d'origine vers une granularité horaire, la révision des tarifs réseau, et la restructuration des produits à terme. La troisième européenne la sécurité d'approvisionnement à

travers le couplage des mécanismes de capacité nationaux, l'exclusion progressive des réserves stratégiques distorsives, et la reconnaissance d'un cadre commun *ad hoc* dans le droit sectoriel.

Ces propositions, comme l'ensemble de celles formulées dans la série *L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme*, confirment un cap nécessaire : la neutralité technologique dans la décarbonation du système énergétique européen. Qu'il s'agisse des mécanismes de soutien aux nouvelles installations, du registre européen des capacités, des garanties d'origine étendues à toutes les énergies bas-carbone, ou du traitement des prolongations d'actifs existants, l'approche défendue refuse les dispositifs *ad hoc* sectoriels au profit de cadres généraux permettant à chaque État membre de composer son bouquet conformément à la compétence que lui réserve l'article 194 du TFUE. En concentrant l'intervention publique sur ce que le marché ne peut produire seul – la sécurité d'approvisionnement administrativement déterminée, la stabilisation des flux pour les actifs intensifs en capital, la traçabilité de la décarbonation – tout en laissant aux signaux de marché le soin d'allouer les ressources entre technologies et entre acteurs, cette neutralité est la clé d'efficacité de l'action d'état.

Une fenêtre politique semble commencer à se dessiner au niveau continental pour la mise en œuvre d'une telle réforme. Plus que des réformes isolées, la feuille de route est claire, et c'est bien la séquence cohérente entre gouvernance, infrastructures et marchés qui conditionnera la capacité de l'Union à tenir ses engagements climatiques sans sacrifier sa compétitivité économique. Dans un contexte international tendu où la compétitivité énergétique est un attribut de puissance et un levier géopolitique, et alors que le *Clean Industrial Deal* cherche à réconcilier décarbonation et réindustrialisation, ce chantier des marchés constitue moins un sujet technique qu'un test décisif de la capacité d'agir collective européenne.

Annexe I • Démonstration de l'approche d'appel d'offres mixtes

FONDEMENTS THÉORIQUES

Reprenons l'approche présentée dans la note, où :

- V (MW) est la capacité décarbonée nouvelle ouvert par les autorités pour un appel d'offres de CfD bidirectionnels ;
- C (MW) la capacité de production du porteur de projet ;
- x la part proposée par le porteur de projet en PPA ;
- p_{CfD} le prix proposé par le porteur de projet dans l'appel d'offre CfD ;
- p_{PPA} le prix proposé par le porteur de projet pour des contrats PPA.

En pratique, le porteur de projet procédera de la manière suivante :

- observer sur le marché sa capacité à placer à un prix p_{PPA} une part x de sa production ;
- il détermine alors le niveau optimal de sa production placée dans le CfD, qui est le niveau couvrant au moins $(1-x)C$ tel qu'il maximise le TRI *equity* leveragé long terme du projet, qui représente la performance financière qu'il cherche à réaliser et dont il souhaite qu'elle soit la plus élevée possible par rapport au coût de ses capitaux propres. Il existe alors trois scénarios :
 - soit la demande de PPA est faible (que ce soit parce que les consommateurs ont une très forte préférence pour le présent et une faible aversion au risque de prix futur, ou parce que peu d'entre eux ont la capacité contractuelle de s'engager sur le long terme), soit elle est inexistante (le marché n'étant pas encore assez liquide, voire pas encore structuré, pour constituer un véritable marché concurrentiel qui permettrait au développeur de projet de choisir réellement entre un PPA et un CfD à prix équivalents pour un même niveau

- d'exposition, p étant le prix d'exercice du CfD). Le niveau optimal est alors évidemment de 1, tous les volumes sont placés en CfD, et le porteur de projet va essayer de placer sa production à un prix $p_{_CfD}$ aussi élevé que possible dans l'appel d'offres. **On est donc exactement dans la situation d'un appel d'offres classique.** Si celui-ci est concurrentiel, il va offrir à $p_{_CfD}$ tel que le TRI du projet couvre exactement son coût du capital, que nous notons $p_{_0}$;
- soit il existe une demande de PPA, auquel cas le producteur arrive à placer sa production à un prix égal à $p_{_1}$, qui désigne le prix de vente des volumes en PPA tel que le TRI du projet couvre alors exactement son coût du capital, pour une quote part donnée $x_{_max}$. C. Si le marché du PPA est concurrentiel et efficient, le porteur de projet est prêt à conclure un PPA dès qu'il atteint sa cible de rendement sur fonds propres, donc dès qu'il est au moins à $p_{_1}$. Comme le risque est plus élevé en PPA qu'en CfD, cela se traduit par de moins bonnes conditions d'endettement, on a $p_{_1} > p_{_0}$.

On peut montrer que dans un tel cas, si $p_{_blend}'(0) < p_{_1} - p_{_0}$, il existe un optimum pour une valeur non nulle de x . En effet, en notant : $p_{_blend}(x) = x p_{_1} + (1-x)p(x)$, avec $p(x)$ le prix d'offre dans l'enchère de CfD pour réaliser un TRI des fonds propres à 10 % on trouve :

$$p_{_blend}'(x) = p_{_1} - p(x) + (1-x)p'(x)$$

Si la condition est remplie, on a alors $p'(0) < 0$ soit qu'incorporer un peu de PPA dans la couverture du projet permet de faire baisser légèrement le prix du CfD. Comme de l'autre côté $p'(1)$ est bien positif, cela implique par le théorème des valeurs intermédiaires qu'il existe bien un x pour lequel $p'(x)$ s'annule, et donc qui minimise p , prix offert dans l'appel d'offres de CfD ;

- si enfin le marché du PPA n'est pas concurrentiel, et qu'il parvient à vendre à un meilleur prix que $p_{_1}$, il est intéressant de tout placer en PPA (en tout cas en inclure autant que possible dans la candidature de CfD s'il existe une contrainte de volume). En effet toute augmentation de la part placée en CfD au-delà de

ce qu'imposent d'éventuelles contraintes sur les volumes mis aux enchères conduit à un prix plus élevé et réduit donc ses chances d'être retenu dans l'appel d'offres si celui-ci est concurrentiel.

EXEMPLE CHIFFRÉ

Considérons par exemple un parc éolien onshore de 100 MW, à 1 300 €/kW de Capex, avec un facteur de charge de 30 %, une durée de vie de 25 ans, des coûts de maintenance de 25 €/kW par an. Supposons que le coût des fonds propres du porteur de projet soit de 10 %, on fait en outre l'hypothèse qu'il a accès :

- sous une hypothèse de contractualisation intégrale en CfD, à une dette avec un *gearing* à 70 % et un taux à 4 % sur 18 ans ;
- sous une hypothèse de contractualisation partielle en PPA (mais pouvant aller jusqu'à 100 %), à une dette sculptée avec un DSCR différencié (plus bas pour les revenus en CfD, plus haut pour les revenus en PPA) et en appliquant une décote sur les volumes PPA dans le dimensionnement de la dette, conduisant à un *gearing* à 50 % et un taux à 5,5 %, sur 18 ans.

Si le porteur de projet candidate pour vendre 100 % de sa production en CfD, il participe à l'appel d'offres à 55,15 €/MWh, noté p_{cf} , qui rémunère au plus juste ses fonds propres à 10 %. Sur le marché du PPA, il rémunère ses fonds propres à un taux supérieur à 10 % dès qu'il place sa production à un prix meilleur que 61,15 €/MWh, noté p_{p} .

Dans l'hypothèse où les termes de dette se déforment continuellement selon la part de PPA, si les PPA sont placés à un prix plus bas que 61,15 €/MWh, il est préférable de ne demander que du CfD. Si les PPA sont placés à un meilleur prix, il est toujours intéressant d'aller maximiser la part de PPA jusqu'à 100 % si possible, puisque cela génère un rendement des fonds propres toujours meilleur que ne le permettrait l'enchère de CfD,

où l'on candidatera au prix le plus bas possible tant que l'on maintient la cible de rendements. Si l'on est *exactement* à 61,15 €/MWh enfin, dans notre cas d'étude, la condition *supra* n'est pas vérifiée (les termes de dette demeurent suffisamment favorables en PPA) et il demeure intéressant de maximiser la part en PPA.

Si les termes de dette ne se déforment pas continument (effets de seuil lorsqu'une certaine quotité de PPA est incluse), des circonstances peuvent exister où un optimum local non trivial (différent de 0 ou 1) pour la part en CfD existe. Un des cas les plus fréquents – et les plus proches de la pratique réelle – est celui où la durée de remboursement de la dette se réduit significativement à partir d'un certain seuil pour la part en PPA (par exemple 50 %), et où dans la plupart des cas cela conduit à ce que ce seuil devienne le niveau optimal pour la quotité de PPA, dès lors qu'ils sont placés à un meilleur prix que p_{-} .

Les auteurs remercient toutes les personnes auditionnées dans le cadre du triptyque *L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme* :

- **Benjamin Bailly**, directeur des Marchés et de L'Innovation, Voltalis
- **Yves Barlier**, ancien directeur de la planification du réseau et des smart grids, Enedis
- **Rémi Borel**, chef du Pôle Société Civile et Débats, EDF direction des Affaires Publiques
- **Patrice Bruel**, directeur de la Régulation, EDF
- **Léa Boudinet**, cheffe du bureau Marchés de l'électricité (DGEC), ancienne conseillère énergie, Représentation permanente française auprès de l'Union européenne
- **Jean-Pierre Clamadieu**, président du Conseil d'Administration, ENGIE
- **Ivan Debay**, CEO, Origo et président, QuiEstVert
- **Camille Defard**, ancienne cheffe du Centre Énergie, Institut Jacques Delors
- **Stéphane Dupuis**, *Managing Director*, Teneo
- **Marc-Antoine Eyl-Mazzega**, directeur du Centre énergie et climat, Institut français des relations internationales
- **Laurent Fayollas**, directeur adjoint d'Ardian Infrastructure et président dHy24
- **Claire Gaillard**, responsable réglementaire et stratégie, Voltalis
- **Pierre-Étienne Girardot**, directeur de la Business opération amont, Orano
- **Nicolas Goldberg**, *Partner*, Columbus consulting – responsable du pôle énergie, Terra Nova
- **Joseph Hajjar**, chef du pôle décarbonation et énergie, Secrétariat Général à la Planification Écologique
- **Aurélien Hamelle**, directeur stratégie et développement durable et membre du comité exécutif, TotalÉnergies
- **Ewelina Hartstein**, cheffe d'unité, Communication and Outreach, Directorate General pour l'ÉnergIE, Commission européenne

- **Hugues Hinterlang**, directeur des Affaires Publiques Européennes, Orano
- **Frédéric Jobert**, ancien secrétaire général adjoint à la planification écologique
- **Marion Labatut**, directrice des Affaires Européennes, EDF
- **Mathias Laffont**, délégué général adjoint, Union française de l'électricité
- **Chloé Latour**, directrice stratégie et régulation, Réseau de Transport d'Électricité
- **Thomas-Olivier Léautier**, chef économiste, TotalÉnergies
- **Pierre Maurin**, directeur de projet stratégie et innovation, Veolia
- **Bruno Menu**, co-fondateur et COO, Granular Energy
- **Antoine Pellion**, directeur général d'IDEX/ ancien secrétaire général à la planification écologique auprès du premier ministre
- **Eric Peltier**, directeur des études économiques et financières d'Enedis
- **Cyril Piquemal**, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne
- **Xavier Ploquin**, directeur d'investissement, Meridiam et directeur de Cabinet de Monsieur Thierry Déau, PDG de Meridiam
- **Blaise Rapior**, directeur général adjoint, Vinci Autoroutes
- **Alexandre Raulot**, direction de la Stratégie, EDF
- **Nathalie Schmitt**, directrice des Affaires Publiques Transition Énergétique et Technologies, Air Liquide
- **Damien Siess**, directeur de projet Régulation Nucléaire, EDF
- **Alain Taccoen**, direction des Affaires Européennes, EDF
- **Gilles Vermot Desroches**, directeur de la Citoyenneté et des Affaires Institutionnelles, Schneider Electric

Ils remercient aussi les équipes mobilisées au sein des différents adhérents de l'Institut pour leurs commentaires.

Les opinions exprimées dans cette note ne reflètent pas nécessairement la position des personnes auditionnées.

Les auteurs remercient également l'équipe de direction de l'Institut Montaigne ainsi que **Joseph Dellatte** – expert résident et responsable de projet Énergie-Climat et **Hugo Jennepin Reyero** – chargé de projets Énergie-décarbonation pour leurs relectures attentives et leurs contributions. Enfin ils remercient **Rosalie Klein, Manon Anderson, Coline Seigneur, Valerio Castellini, Guillaume Angleys** et **Donna Clément** pour leurs commentaires et leur contribution à la sortie de cette note.



Institut Montaigne
59 rue La Boétie, 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
institutmontaigne.org

Imprimé en France
Dépôt légal : Juillet 2026
ISSN : 1771-6756

ABB France	Domia Group	Group	Qualisocial
AbbVie	Edenred	iQo	Raise
Accenture	EDF	ISRP	Renault
Accor	EDHEC Business	Jeanetet Associés	Ricol Lasteyrie
Accuracy	School	Johnson &	Rivoliér
Adeo	Edmond de	Johnson	Roche
ADIT	Rothschild	Jolt Capital	Roche Diagnostics
Air Liquide	Ekimetrics France	Kairos	Rokos Capital
Airbus	Engie	Katalyse	Management
Allianz	EQT	KPMG S.A.	Rothschild & Co
Amazon	ESL Rivington	Kyndryl	RTE
Amir Aslani	Eurogroup	La Banque Postale	Safran
Amundi	Consulting	Lazard	Sanofi
Antidox	Everest Insurance	LCH SA	SAP France
Antin	International	Lenovo ISG	Schneider Electric
Infrastructure	FGS Global	Les Jardins de la	Septeo
Partners	FIVES	Testa	SERB
ArchiMed	Forvis Mazars	Limagrain	Pharmaceuticals
Ardian	Gide Loyrette	Linedata Services	Servier
Arthur D. Little	Nouvel	Lloyds Europe	SIER Constructeur
August Debouzy	Gigalis	L'Oréal	SNCF
AXA	Google	LVMH	SNCF Réseau
Bain & Company	Groupama	M.Charraire	Synergie
France	Groupe Bel	Média-	Teneo
BearingPoint	Groupe Berkem	Participations	The Boston
Bessé	Groupe BPCE	Mediobanca	Consulting Group
BNP Paribas	Groupe Brousse	Mercer	Tilder
Bolloré	Groupe Garcia	Meridiam	Tofane
Bouygues	Groupe M6	Meta	TotalEnergies
Brunswick	Groupe Martin	Microsoft France	TP ICAP
Capgemini	Belaysoud	Mistertemp'	Transformation
Capital Group	Groupe Orange	Mitsubishi France	Factory
CAREIT	Hameur et Cie	S.A.S	Unicaner
Carrefour	Helsing France	Moody's France	Veolia
CEO2CEO	Hitachi Energy	Morgan Stanley	Verian
Consulting	France	Natural Grass	Verlingue
Chubb	Hogan Lovells	Naval Group	VINCI
CIS	Howden	Nestlé	Vivendi
Clariane	HSBC Continental	OCIRP	Vodafone Group
Clifford Chance	Europe	ODDO BHF	Wavestone
CNP Assurances	IBM France	Orano	White & Case
Conseil supérieur	IFPASS	o9 Solutions	Willis Towers
du notariat	Incyte Biosciences	PAI Partners	Watson France
Coopérative U	France	Pergamon	Zurich
D'Angelin & Co.Ltd	Institut Mérieux	Polytane	
Dassault Systèmes	International SOS	Publicis	
Delair	Interparfums	PwC France	
Deloitte	Ionis Education	& Maghreb	

L'énergie est au cœur des préoccupations de la nouvelle Commission européenne. Si la mandature précédente a vu se succéder les crises, elle a également permis de définir une ambition commune : atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Cette ambition s'accompagne d'étapes intermédiaires à moyen terme. L'Union européenne s'est ainsi fixé un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 d'ici à 2030, décliné dans les politiques sectorielles regroupées au sein du paquet législatif « *Fit for 55* ». Plus récemment, un nouvel objectif de réduction de 90 % des émissions d'ici à 2040 a également été proposé.

Au-delà des enjeux de réforme de la gouvernance énergie-climat européenne, au cœur de la première note d'action de cette série, et des instruments facilitant un déploiement massif, rapide et coordonné des infrastructures (transformation, transport, distribution et stockage) dédiées aux énergies bas carbone, au cœur de la seconde note, la transition énergétique doit aussi être portée par les investissements privés, à travers un cadre de marché adéquat, qui valorise la production bas carbone ainsi que la sécurité d'approvisionnement.

La présente note clôt le triptyque de l'Institut Montaigne sur la politique énergétique européenne. Si l'architecture actuelle des marchés européens a longtemps fait ses preuves, ses paramètres ne sont plus adaptés à la transformation du bouquet électrique. La pénétration massive des énergies renouvelables variables bouscule le modèle : occurrences répétées de prix négatifs, volatilité intra-journalière accrue et érosion des signaux de long terme nécessaires aux investissements massifs.

Cette note explique concrètement et didactiquement le fonctionnement du marché électrique, et propose des solutions actionnables pour son adaptation. Le double défi européen est immense : réussir la défossilisation complète de ses systèmes énergétiques tout en préservant sa base industrielle.

10 €

ISSN : 1771-6756

NAC2607-01