



HAL
open science

Montages juridiques, mécanismes de soutien, partenariats public-privé, autoconsommation et communautés d'énergie : où en est le droit vis-à-vis de l'hydrogène ?

Blanche Lormeteau, Justine Bain-Thouverez, Henri Bouillon

► To cite this version:

Blanche Lormeteau, Justine Bain-Thouverez, Henri Bouillon. Montages juridiques, mécanismes de soutien, partenariats public-privé, autoconsommation et communautés d'énergie : où en est le droit vis-à-vis de l'hydrogène ?. 2022. halshs-03818584

HAL Id: halshs-03818584

<https://shs.hal.science/halshs-03818584v1>

Submitted on 18 Oct 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

MONTAGES JURIDIQUES, MÉCANISMES DE SOUTIEN, PARTENARIATS PUBLIC-PRIVÉ, AUTOCONSOMMATION ET COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE : OÙ EN EST LE DROIT VIS-À-VIS DE L'HYDROGÈNE ?

Blanche Lormeteau^{1,2,*}, Henri Bouillon^{3,4,†}, Justine Bain-Thouvez^{5,6,7,‡}

- La structuration du cadre juridique de l'hydrogène pour des usages industriels, énergétiques et de mobilité est placée au cœur des politiques européennes de sécurité énergétique
- Le cadre européen est en train de se dessiner, avec une attention particulière portée sur la structuration d'un marché européen de l'hydrogène
- La France a adopté une première réglementation dès 2021 distinguant l'hydrogène renouvelable, bas carbone ou carboné, suivant des seuils qui restent à définir
- Le régime juridique s'organise autour de mécanismes de soutien public, de garanties de traçabilité et de garanties d'origine favorisant l'hydrogène renouvelable et bas-carbone
- Les collectivités territoriales peuvent désormais s'investir dans différentes structures juridiques (sociétés privées ; opérations d'autoconsommation, futures communautés d'énergie) permettant de soutenir le développement de filières locales de production d'hydrogène pour, notamment, couvrir leurs besoins énergétiques ou satisfaire leurs objectifs territoriaux climatiques
- Malgré cette reconnaissance, le cadre juridique demeure trop strict pour autoriser une pleine intervention des collectivités territoriales dans le développement de l'hydrogène, mais des évolutions réglementaires sont envisageables



MOTS CLÉS :

HYDROGÈNE # CARBONE # GARANTIES D'ORIGINE # SOUTIEN PUBLIC # MARCHÉ # COLLECTIVITÉS TERRITORIALES
INVESTISSEMENT # SOCIÉTÉ # AUTOCONSOMMATION # COMMUNAUTÉS D'ÉNERGIE

¹ Chargée de recherche CNRS, laboratoire IODE UMR 6262 Rennes1

² Responsable de l'axe « Droit de l'énergie et du changement climatique » du Réseau EDEN.i

³ Maître de conférences, droit public, Université de Franche-Comté, CRJFC

⁴ Responsable de l'axe « Décentralisation et déconcentration : acteurs publics locaux et transition énergétique » du Réseau EDEN.i

⁵ Docteur en droit et Avocat associé - cabinet LLC et Associés

⁶ Coprésident du groupe de travail de la Fabrique Ecologique « Circuits courts énergétiques et solidarités énergétiques locales »

⁷ Chercheuse associée au Réseau EDEN.i

Les plans de relance post-covid européens et français de 2020 ont consacré l'hydrogène comme une priorité¹, un facteur permettant de stimuler la croissance économique et la résilience, tout en permettant de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet essor s'accompagne de la structuration d'un cadre juridique dédié à l'hydrogène au niveau européen² et français³ dès 2021. Mais, face aux conséquences de la guerre en Ukraine qui accentuent l'augmentation continue depuis le printemps 2021 du prix de gros du gaz et de l'électricité sur le marché européen⁴ et achèvent de mettre en lumière l'insécurité énergétique de l'Union européenne⁵, la Commission européenne a amplifié sa stratégie.

Ainsi, souhaitant renforcer le paquet *Fit-for-55*, adopté dans le cadre du plan de relance post-covid et des engagements climatiques de l'Union, le plan *REPowerEU : affordable, secure and sustainable energy for Europe*⁶ présenté en mai 2022 vise à réduire la dépendance de l'Union européenne à l'égard des combustibles fossiles russes et à faire avancer promptement la transition écologique par une accélération des réformes portant notamment sur l'hydrogène.

La Commission a structuré un groupe de travail de la plateforme énergétique de l'Union visant à mettre en œuvre une plateforme d'achats communs d'énergie, disposant, pour sécuriser les achats sur le long terme, d'un axe de travail spécifique à l'hydrogène. L'Union entend donc développer massivement les capacités de production d'hydrogène sur le sol européen, à la fois pour couvrir les besoins locaux, mais également pour développer une nouvelle filière de commercialisation avec les partenaires extérieurs⁷. En effet, la Commission a adopté des objectifs ambitieux pour l'hydrogène dit « renouvelable » (les définitions et catégories seront explicitées ci-après) : 10 millions de tonnes de production nationale d'hydrogène renouvelable et de 10 millions de tonnes d'importations d'hydrogène renouvelable d'ici à 2030⁸. Pour atteindre cet objectif, plusieurs réformes d'importance sont attendues, prioritairement celle de la directive EnR – quant aux objectifs assignés à l'hydrogène comme carburants renouvelable d'origine non biologique (75 % dans l'industrie contre 50 % initialement ; 5 % dans les transports contre 2,6 % initialement) et l'institution d'un cadre juridique dédié au développement d'un marché commun européen du gaz et de l'hydrogène⁹.

Des réalisations sont déjà à l'œuvre. Le 15 juillet 2022 la Commission a ainsi approuvé le Projet IPCEI Hy2Tech (Important Projects of Common European Interest), visant à développer des technologies innovantes pour la chaîne de valeur de l'hydrogène afin de décarboniser les processus industriels et la mobilité. Le projet implique 35 entreprises et 15 États membres (Allemagne,

¹L'article L. 100-4 du Code de l'énergie relatif à la politique énergétique nationale a été complété pour y intégrer l'objectif de « développer l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriels, énergétiques et pour la mobilité ».

²v. spé. *Proposition pour un règlement du Parlement européen et du Conseil relatif aux marchés intérieurs des gaz renouvelables et naturels et de l'hydrogène* : COM (2021), 804 final, 15 déc. 2021. – *Proposition pour une directive du Parlement européen et du Conseil relative à des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz renouvelables et naturels et de l'hydrogène* : COM (2021), 803 final, 15 déc. 2021.

³Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ; Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène.

⁴v. not. J. Percebois, B. Solier, « Vers une envolée des prix du gaz et de l'électricité en 2022 », *Connaissance des énergies*, 15 sept. 2021 ([en ligne](#)) ;

⁵v. not. Discours de la Présidente von der Leyen à la plénière du Parlement européen sur l'agression de l'Ukraine par la Russie, 1^{er} mars 2022, SPEECH/22/1483 ([en ligne](#)) ; pour les éléments chiffrés, v. IEA, *How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year*, 3 March 2022, ([en ligne](#))

⁶Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, *Plan REPowerEU*, 18 mai 2022, COM(2022) 230 final, {SWD(2022) 230 final} ; ([en ligne](#))

⁷ *Stratégie relative aux relations extérieures en matière d'énergie, Relations extérieures de l'UE en matière d'énergie dans un monde en mutation*, JOIN(2022) 23 (du 18.5.2022).

⁸Correspondant à l'engagement des acteurs du secteur dans leur Déclaration commune : European Clean Hydrogen Alliance, *European Electrolyser Summit*, 5 mai 2022, Bruxelles ; ([en ligne](#))

⁹La Commission souhaite également, notamment, doubler le nombre de vallées de l'hydrogène d'ici 2030 par l'octroi de 200 millions supplémentaires à l'Entreprise commune «Hydrogène propre» mais également mettre en place des contrats d'écart compensatoire appliqués au carbone (ou ou contrats pour la différence appliqués au carbone)

Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Italie, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Slovaquie et République tchèque.) autour de 41 projets. La validation de la Commission permet, au titre du droit des aides d'État, le versement d'aides publiques de 5,4 milliards d'euros maximum, et permettant, aux dires de la Commission d'attirer 8,8 milliards d'euros d'investissements privés supplémentaires¹⁰.

Ce type de soutien permet de dé-risquer l'investissement pour des activités évoluant dans un secteur pour lequel le marché n'existe pas encore. Effectivement, pour l'heure, l'hydrogène ne bénéficie pas d'un cadre juridique spécifique, et ce dernier est pourtant nécessaire pour mettre en œuvre la politique énergétique de l'Union européenne, en particulier quant au développement des filières d'hydrogène renouvelable et bas-carbone.

I - Elaboration d'un cadre juridique pour l'hydrogène : priorité donnée au bilan carbone

Si l'hydrogène est au cœur des réformes européennes, la France a anticipé et adopté, par une ordonnance du 17 février 2021¹¹, un cadre favorisant particulièrement l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, sur des dynamiques similaires au droit de l'énergie de sources renouvelables : catégorisation des types d'hydrogène, mécanismes de soutien public, régime de garanties de traçabilité et de garanties d'origine¹².

• Les enjeux de la catégorisation des types d'hydrogène

En droit français, jusqu'à la transposition du droit européen, l'hydrogène est juridiquement défini comme « *le gaz composé, dans une proportion déterminée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, de molécules de dihydrogène, obtenu après mise en œuvre d'un procédé industriel.* ». Si l'arrêté est toujours attendu, le Code de l'énergie (C. énergie, art. L. 811-1, al. 1) distingue déjà trois types d'hydrogène définis, selon leur mode de production et impliquant un régime juridique distinct :

- Hydrogène renouvelable, est celui « *produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables(...), soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil.* »
- Hydrogène bas-carbone est celui « *dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères* ». Cette catégorie permet notamment d'inclure l'hydrogène issu de la filière nucléaire.
- Hydrogène carboné est celui qui n'est « *ni renouvelable, ni bas-carbone* ». A noter que ce type pourra couvrir de l'hydrogène produit à partir de sources fossiles mais également à partir de source renouvelable si le procédé de production émet plus de dioxyde de carbone que le seuil fixé pour déterminer l'hydrogène renouvelable.

Ces différentes définitions et notamment les seuils évoqués seront précisés par arrêté du ministre chargé de l'énergie. Elles préfigurent le cadre de soutien accordé à la filière hydrogène et orientent la politique publique vers l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, l'hydrogène carboné étant totalement absent du cadre juridique créé par l'ordonnance de 2021.

¹⁰ Commission approves up to €5.4 billion of public support by fifteen Member States for an Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain, 15 juill. 2022 ; ([en ligne](#)) ; décision SA.64671 spécifiquement pour la France

¹¹ Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène

¹² art. L.811-1 à L.851-2 du C. de l'énergie

Au niveau européen, le cadre actuellement en discussion préfigure les seuils, et acte du fait que l'hydrogène ne relèvera pas uniquement de la réglementation dédiée à l'hydrogène.

Ainsi, l'hydrogène renouvelable sera doublement défini. D'abord, la proposition de directive RED II¹³ le classe dans les « carburant[s] renouvelable d'origine non-biologique »¹⁴, c'est-à-dire « *les carburants liquides ou gazeux dont le contenu énergétique provient de sources renouvelables autres que la biomasse* ». A ce titre, les Etats membres devront veiller à ce que « la contribution des carburants renouvelables d'origine non biologique destinés à des utilisations finales énergétiques et non énergétiques représente 50 % de l'hydrogène destiné à des utilisations finales énergétiques et non énergétiques dans l'industrie d'ici à 2030 » et 2,6 % de l'énergie fournie au secteur des transports)¹⁵. L'hydrogène renouvelable relève aussi des « combustibles renouvelables » qui intègrent en leur sein les carburants renouvelables d'origine non-biologique. Ensuite, une récente proposition d'acte délégué particularisé dans le secteur des transports, toujours en discussion, vise à introduire la définition de l'hydrogène renouvelable dans le cadre législatif du marché de l'hydrogène actuellement en cours de structuration, comme « *hydrogen derived only from renewable energy sources other than biomass* »¹⁶.

L'hydrogène bas carbone relève de la réglementation spécifique au gaz et à l'hydrogène. La proposition de directive le définit comme « *l'hydrogène dont la teneur énergétique provient de sources non renouvelables et qui respecte un niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70 %* »¹⁷ par rapport aux combustibles fossiles. Cet hydrogène rentre également dans la famille des « carburants bas carbone ».

Enfin, hydrogène carboné est celui qui n'est ni renouvelable, ni bas carbone.

- **Une exigence d'additionnalité différée**

Si les enjeux de la définition des seuils sont particulièrement vifs, c'est également le cas des actes délégués relatifs à la détermination des critères d'additionnalité. En effet, afin d'éviter que l'électricité « verte » nécessaire à la production de l'hydrogène renouvelable et bas carbone ne manque à d'autres usages, la Commission européenne a fait une première proposition d'acte délégué en mai 2022. Dans cette dernière, elle soumet l'idée d'imposer des critères d'additionnalité couplés à des critères de corrélation temporelle (*art. 3 et 4*). Le principe d'additionnalité implique que l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène doit provenir de nouvelles installations de production. Les critères préfigurés sont les suivants : la mise en service de l'installation de production d'électricité renouvelable alimentant l'installation de production d'hydrogène - par une ligne directe, une association technologique ou un soutirage sur le réseau -, devra intervenir au plus tôt 36 mois avant l'installation d'hydrogène et au plus tôt 24 mois si l'électrolyseur est déjà installé. Le débat actuel¹⁸ porte sur le champ d'application temporel de l'acte délégué : 1er janvier 2027 (*art.7*

¹³ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil, le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil et la directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, COM(2021) 557 final, art. 1

¹⁴ v. annexe 3 Proposition préc.

¹⁵ le contenu énergétique de l'hydrogène est déterminé à l'annexe 3, pouvoir calorifique inférieur : 120MJ/kg

¹⁶ Art. 2 (4), Commission delegated regulation (EU) .../... supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, Document Ares(2022)3836651 ; la traduction officielle n'étant pas encore assurée à l'heure où nous écrivons ces lignes, la formulation en anglais demeure plus précise.

¹⁷ COM (2021), 803 final, concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène ; permettant par ailleurs de définir la notion de « carburants bas carbone », comme : « les carburants à base de carbone recyclé, au sens de l'article 2 de la directive (UE) 2018/2001, l'hydrogène bas carbone et les carburants gazeux synthétiques dont la teneur énergétique est issue de l'hydrogène bas carbone et qui respectent un niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70 % »

¹⁸ v. not. les avis émis lors de la phase de consultation publique ([en ligne](#)).

et 8), laissant la possibilité de développer dès à présent des électrolyseurs en dehors des exigences d'additionnalité.

- **Des mécanismes de soutien public dirigés uniquement vers l'hydrogène renouvelable et bas carbone**

Afin d'inciter les producteurs à investir dans des technologies de production (électrolyse) plus coûteuses que la production d'hydrogène carboné (vaporeformage ou reformage à la vapeur du gaz naturel) le droit français organise un le dispositif de soutien public à destination de la production d'hydrogène renouvelable ou d'hydrogène bas-carbone par électrolyse de l'eau (*C. énergie, art. L. 812-1 à L. 812-10*)¹⁹. L'État prévoit la possibilité de bénéficier d'une aide au fonctionnement ou d'une combinaison d'aides à l'investissement et au fonctionnement, sous la forme notamment d'un complément de rémunération. L'aide accordée fera l'objet d'un contrat conclu entre le bénéficiaire et l'État d'une durée maximale de 20 ans en cas d'aide au fonctionnement.

Pour en bénéficier, les soumissionnaires devront passer par une procédure de mise en concurrence constituée de deux phases, d'abord un appel à projets pour sélectionner les installations ou projets éligibles, ensuite, respectant la procédure du dialogue compétitif, les projets seront examinés individuellement au regard des critères de rentabilité économique et des critères environnementaux, notamment le bilan de l'installation en termes d'émission de gaz à effet de serre et sa contribution aux objectifs énergétiques nationaux, références faites à l'article L.100-4 I 10° du Code de l'énergie : *« De développer l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriel, énergétique et pour la mobilité, avec la perspective d'atteindre environ 20 à 40 % des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel à l'horizon 2030 ; »*

Les conditions de l'aide au fonctionnement dont bénéficieront les projets retenus seront fixées en tenant compte, notamment, des autres aides financières ou fiscales dont ils bénéficient, le cas échéant. L'article L. 812-5, alinéas 2 et 3, du Code de l'énergie précise que *« Le niveau de l'aide au fonctionnement accordée ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes prévisionnelles de l'installation et des aides financières ou fiscales dont elle bénéficie, excède un niveau de rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents aux activités sur lesquelles porte l'aide. Le bénéfice de l'aide au fonctionnement accordée à titre individuel peut, à cette fin, être subordonné, par le contrat conclu avec l'Etat, à la renonciation, par le producteur, à certaines de ces aides financières ou fiscales. »*.

Les conditions générales de l'aide au fonctionnement seront précisées ultérieurement par l'autorité administrative, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Elles feront l'objet d'une révision périodique, afin de tenir compte de l'évolution effective des coûts des installations et de leur fonctionnement.

- **La structuration immédiate d'un régime de garanties de traçabilité et de garanties d'origine**

L'ordonnance de février 2021 a mis un place deux mécanismes pour garantir la traçabilité de l'hydrogène produit et attester de son origine lors de sa production (*C. énergie, art. L. 821-1 et s.*), valorisant le caractère renouvelable ou bas carbone de ce vecteur énergétique.

- Mécanisme de garantie d'origine pour l'hydrogène renouvelable ou bas carbone susceptible d'être mélangé à d'autres gaz entre l'étape de production et l'étape de consommation a été créé au niveau national et est préfiguré au niveau européen²⁰. Il a pour objet de certifier à un acheteur ou à un consommateur que, parmi la quantité

¹⁹ A. Lecourt, "Le soutien par appel d'offres à la production d'hydrogène renouvelable et d'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse de l'eau", *Energie - Env. - Infrastr.* 2022, doss. 4.

²⁰Art. 8 : COM (2021), 803 final

d'hydrogène livré, une quantité d'hydrogène ayant le caractère renouvelable ou bas-carbone a été produite.

- Mécanisme de garantie de traçabilité est propre à l'hydrogène. Ce mécanisme sera mis en place pour l'hydrogène qui n'est pas mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz entre l'étape de production et celle de consommation. Cette garantie permet de prouver que la quantité d'hydrogène qui a été livrée présente le caractère d'hydrogène renouvelable ou bas carbone. La garantie de traçabilité sera donc dépendante de la quantité d'hydrogène produite, contrairement à la garantie d'origine, et est donc une garantie de traçabilité physique.

Ces garanties seront gérées par un organisme, désigné après mise en concurrence, lequel sera en charge également de l'établissement du registre électronique national des garanties de production d'hydrogène. Les garanties d'origine et de traçabilité seront valables pendant 12 mois à compter de la date de la fin de la production de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone qu'elles certifient. Contrairement au mécanisme imposé en matière d'électricité (*C. énergie, art. L. 311-21*) ou de biogaz (*C. énergie, art. L446-19*), l'articulation avec les mécanismes de soutien n'est pas opérée.

Dès lors, sous réserve des décrets d'application, les producteurs d'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourront bénéficier à la fois de la valorisation des garanties d'origine et des aides au fonctionnement ou d'une combinaison d'aides à l'investissement et au fonctionnement.

Mais le soutien au développement de la filière, et plus généralement la satisfaction des objectifs climatiques européen et national passent également par la mobilisation des acteurs territoriaux, aux premiers rangs desquels se situent les collectivités territoriales. Ces dernières, particulièrement vulnérables aux aléas du marché de l'énergie²¹, développent différentes actions de résilience énergétique, passant notamment par des montages juridiques plus ou moins innovants, leur permettant de participer directement ou indirectement à la structuration de filières énergétiques territoriales, dont elles peuvent bénéficier pour leurs besoins propres ou en faire bénéficier leurs habitants.

Leur mobilisation pour l'obtention de cadres juridiques dédiés doit être saluée et présentée, et les freins qu'elles peuvent actuellement rencontrer ne doivent pas être sous-estimés.

II - Les collectivités territoriales aux avants postes de la résilience énergétique : le soutien à la structuration d'une filière locale d'hydrogène

En principe, les collectivités territoriales n'ont pas le droit de participer au capital d'une société privée à but lucratif (contrairement à l'État). L'article L. 2253-1 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) indique que, « sauf autorisation prévue par décret en Conseil d'État », une commune ne peut pas participer au « capital d'une société commerciale et de tout autre organisme à but lucratif n'ayant pas pour objet d'exploiter les services communaux ou des activités d'intérêt général » (l'article L. 3231-6 renouvelle l'interdiction pour les départements et l'article L. 4211-1 pour les régions).

L'interdiction posée vise donc les sociétés commerciales et les organismes à but lucratif qui n'exploitent pas d'activités d'intérêt général. Il en résulte une limite *a priori* très importante pour les collectivités territoriales, incompétentes pour investir dans des sociétés *ordinaires*, à moins d'y avoir été expressément autorisées par décret en Conseil d'État (mais leur participation doit alors être inférieure à 33 %, ce qui les empêche d'avoir une capacité de blocage).

Néanmoins, des exceptions à ce principe existent, et particulièrement, depuis l'adoption en 2015

²¹ v. not. *Les collectivités territoriales face à la hausse du coût des énergies*, table ronde organisée par la délégation aux collectivités territoriales du Sénat, 7 juill. 2022, ([en ligne](#))

de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

La production d'énergie renouvelable est l'un des domaines de compétences reconnus aux collectivités territoriales et aux EPCI, qui peuvent désormais « aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter [...] toute nouvelle installation de production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone définis à l'article L. 811-1 du code de l'énergie » (*CGCT, art. L. 2224-32*)²².

Les collectivités territoriales peuvent investir dans un certain nombre de sociétés privées dont l'objet sera la production d'EnR (sans compter qu'elles peuvent aussi y investir indirectement, lorsque l'une des sociétés dont elles sont actionnaires investies à son tour dans une société commerciale active dans le secteur de la production d'EnR ; ce point ne sera pas abordé ici) ; mais également dans des structures porteuses d'autoconsommation collective ou de communauté énergétique. Malgré cette reconnaissance, le cadre juridique demeure trop strict pour autoriser une pleine intervention des collectivités territoriales dans le développement de l'hydrogène.

- **Entreprises publiques locales**

Elles recouvrent les sociétés d'économie mixte (SEM), les sociétés publiques locales (SPL) et les sociétés d'économie mixte à opération unique (SEMOP).

- *SEM* :

Le grand intérêt de la société d'économie mixte (SEM) est précisément sa mixité : en combinant des capitaux publics et privés, elle permet le financement de gros projets (notamment) de production d'EnR. Elle permet ainsi aux collectivités publiques de ne pas assumer, à elles seules, l'intégralité des investissements et des risques, en partageant le capital de la société avec au moins un acteur privé. Grâce à sa mixité, la SEM peut ainsi agréger des initiatives publiques et privées, qui se concrétisent par ce capital hybride. La seule limite véritable que rencontre le champ de compétences de la SEM est qu'elle doit justifier d'un intérêt public pour agir²³ et, donc, ne pas prendre en charge un objet exclusivement commercial et lucratif. Une autre difficulté que rencontrent les SEM locales, pour les collectivités, est qu'elles ne peuvent en principe conclure de contrats avec les collectivités publiques qu'en se soumettant aux (lourdes) obligations de publicité et de mise en concurrence définies par le Code de la commande publique (CCP).

- *SPL* :

Elle présente cette particularité, bien qu'elle soit une structure de droit privé, de n'avoir que des actionnaires publics, y compris des collectivités territoriales étrangères, ce qui doit permettre une coopération locale transfrontalière qui ne peut qu'être souhaitable en matière de production d'EnR (*CGCT, art. L. 1531-1*). Également, elle ne doit avoir d'activités que pour le compte de ses seuls actionnaires. Ces deux conditions lui permettent de correspondre à l'exception *in house* du droit de l'Union européenne (appelée en France la quasi-régie ou les *prestations intégrées*)²⁴. Mais ces conditions excluent la possibilité de faire appel à des fonds privés, la possibilité pour la SPL de réaliser un but lucratif, et qu'elle ne peut avoir d'autres clients que ses actionnaires ou répondre à un appel d'offre d'une collectivité qui n'est pas son actionnaire (notamment pour répondre à ses besoins en énergie) Il y a là des freins évident à la création de SPL pour des projets réclamant des investissements importants. Elle ne peut pas davantage prendre des participations financières dans le capital d'une autre société, ce qui neutralise son efficacité pour multiplier les projets d'EnR, notamment ceux qui nécessiteraient des fonds importants.

²²La procédure d'occupation du domaine public par les installations de production d'hydrogène bas carbone et renouvelable est simplifiée, CGPPP, art. L. 2122-1-3-1, al. 2.

²³CE, 5 juillet 2010, *Syndicat national des agences de voyages*, n° 308564

²⁴ "le cas où le service est confié à un établissement public exécutant des prestations intégrées (*in house*) pour le compte de la collectivité" (*CGCT, art. L. 1411-12*), C. Devès, Interventions économiques des collectivités territoriales, *Jcl. Collectivités territoriales*, 10 Mai 2022

○ SEMOP

Comme la SEM, la SEMOP vise une coopération publique-privée, puisqu'elle regroupe des actionnaires publics et (au moins un) privés. Elle est constituée de manière temporaire, pour réaliser une seule opération. Elle ne peut donc pas diversifier ses activités (sans quoi plusieurs contrats de la commande publique devraient être conclus, à l'issue d'autres procédures de mise en concurrence). Il ne lui est de même pas possible de développer une activité accessoire, distincte de ce contrat, ni de prendre des participations dans des sociétés commerciales (même article).

● Le portage de projet par une SA / SAS

Les collectivités territoriales peuvent participer au capital d'une société anonyme (SA) ou d'une société par actions simplifiée (SAS) dont l'objet social est la production d'énergie renouvelable ou d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par des installations situées sur leur territoire ou, pour une commune, sur le territoire d'une commune limitrophe ou, pour un groupement, sur le territoire d'un groupement limitrophe (*article L. 2253-1 alinéa 3 du CGCT*). L'objet social de l'entreprise est étroitement circonscrit : la société doit viser la production d'EnR ou d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone (ce qui exclut l'hydrogène carboné).

Hormis cet objet social précis, il n'y a pas d'autres conditions restrictives, ce qui doit favoriser l'investissement public dans de telles sociétés. L'article 42 de la loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 a ainsi supprimé la condition qui imposait, pour que les collectivités territoriales puissent participer au capital de la société, que ladite société contribue à l'approvisionnement énergétique de leur propre territoire.

Cette condition était juridiquement logique dans la mesure où une collectivité territoriale ne peut en principe œuvrer que pour l'intérêt public local de son territoire. Mais la difficulté était bien entendu de tracer l'origine de l'énergie, ce qui n'était pas toujours évident. Aussi, pour concilier la logique juridique et les limites de traçabilité de l'énergie, le seul critère est-il dorénavant l'emplacement des installations de production d'énergies renouvelables (sur le territoire de la collectivité ou sur un territoire « limitrophe »). Un tel assouplissement est bien entendu favorable à la participation des collectivités territoriales et peut faire l'objet d'une appréciation objective. Pour les régions en revanche, l'article L. 4211-1, 14° du CGCT impose que les installations soient « situées sur leur territoire », ce qui est plus restrictif puisque n'ouvrant pas la possibilité de participer à des sociétés implantées sur des territoires limitrophes.

Cette prise de participation peut se réaliser de trois manières, faisant là encore apparaître la volonté du législateur de favoriser ce type d'investissement d'intérêt général.

D'une part, il peut s'agir d'une prise de participation classique dans le capital de la société, ce qui permet d'agir dans sa gouvernance.

D'autre part, il peut s'agir d'une prise de participation indirecte, c'est-à-dire d'une prise de participations au capital de sociétés commerciales (dites sociétés intermédiaires) ayant pour seul objet de détenir les actions au capital d'autres sociétés. Une telle possibilité devrait faciliter les prises de participation publiques.

Enfin, les collectivités et leurs groupements peuvent consentir aux sociétés de production d'EnR auxquelles ils participent directement des avances en compte courant aux prix du marché et dans les conditions prévues à l'article L.1522-5 du CGCT (qui définit le régime applicable aux SEM locales), c'est-à-dire que ces avances ne pourront être consenties que pour une durée maximale de deux ans renouvelable une fois et ne pourront excéder 5 % des recettes réelles de la section de fonctionnement du budget de la collectivité ou du groupement. Cette dernière hypothèse permet, en cas de besoin de financement, aux sociétés de production d'énergie renouvelable de faire appel à leurs associés afin de bénéficier d'un prêt plutôt que de procéder à une augmentation de capital dont la procédure peut souvent s'avérer plus longue.

A noter que, si l'installation bénéficie des mécanismes de soutien public, les collectivités peuvent consentir aux sociétés des avances en compte courant aux prix du marché, la durée des avances en compte courant pouvant être portée à sept ans, renouvelable une fois²⁵.

L'avantage de cette formule est double.

D'abord, elle n'impose aucune participation minimale aux collectivités : 1 euro suffit. L'avantage est alors que les collectivités limitent drastiquement leur responsabilité financière et ne prennent pas de gros risques d'investissement. À l'inverse, il n'est pas non plus exclu que les collectivités territoriales deviennent actionnaires majoritaires de la société. Dans cette hypothèse, et si elles répondaient aux autres conditions posées pour répondre à cette situation, la société pourrait alors relever de l'exception *in house* (ou quasi-régie)²⁶, ce qui lui permettrait de conclure directement des contrats de la commande publique, sans publicité ni mise en concurrence, avec les collectivités territoriales actionnaires ; selon toute vraisemblance, une telle situation ne pourra qu'être très marginale²⁷.

Enfin, il existe une assez grande liberté contractuelle, puisque le pacte d'association de la SA ou de la SAS permet une certaine souplesse dans l'organisation des relations entre la société et la collectivité participant à son capital. La modulation de l'intervention de la collectivité publique peut ainsi être faite par la participation (ou non) de la collectivité aux organes de direction de la société. Tout dépendra sur ce point du pacte d'association de la société et du montant de la participation de la collectivité. De même, le pacte d'association peut permettre à la collectivité, au lieu de percevoir des dividendes, de bénéficier de l'énergie produite.

L'inconvénient de cette participation est que, dans le cas où une collectivité souhaiterait conclure un contrat avec cette société pour bénéficier d'un contrat d'achat d'énergie, elle devrait procéder à une mise en concurrence préalable. En effet, cette société ne répond pas aux critères de l'exception *in house*.

L'autre risque juridique soulevé par cette structure est surtout que l'intervention financière de la collectivité dans le capital de la société soit analysée comme une *aide d'État* au sens du droit de l'Union européenne. L'article 107§1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) prohibe en effet les aides d'État. Le terme peut être trompeur en droit français, parce qu'il ne désigne pas que les aides apportées par l'État. L'interdiction, plus englobante, concerne en réalité toute aide financière faite par une personne publique à l'aide de deniers publics. Plus précisément, et par définition, l'aide d'État est un avantage consenti par l'autorité publique sous diverses formes, qui faussent ou menacent de fausser la concurrence, en créant un certain avantage en faveur d'une entreprise. L'objectif recherché est véritablement d'éviter toute distorsion de concurrence, ce qui pourrait être le cas si une administration aidait (notamment financièrement) un opérateur économique, et non pas ses concurrents.

Pourtant, en dépit de cette interdiction, l'article 345 du TFUE autorise les autorités publiques à participer au capital d'une société, puisque l'article affirme la neutralité de l'Union européenne vis-à-vis des structures institutionnelles par lesquelles agit l'État²⁸. Il semble ici y avoir contradiction entre les deux articles. La Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) règle cette contradiction en recourant à la notion « d'investisseur avisé agissant dans les conditions normales d'une économie

²⁵ art. L. 2253-1 al. 2 du CGCT, en application de l'article 52 de la loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique (loi ASAP)

²⁶ «le cas où le service est confié à un établissement public exécutant des prestations intégrées (*in house*) pour le compte de la collectivité» (CGCT, art. L. 1411-12), C. Devès, Interventions économiques des collectivités territoriales, *Jcl. Collectivités territoriales*, 10 Mai 2022

²⁷M. Noël, J. Orier, « Participation des collectivités territoriales au capital d'une société privée ayant pour objet la production d'énergie renouvelable », *Le moniteur. Contrats publics*, 2015, n° 160, p. 42.

²⁸B. Delaunay, « L'article 345 TFUE ou la neutralité supposée à l'égard du régime de la propriété des États membres », *La privatisation de l'État*, Frédéric Rouvillois et Michel Degoffe (dir.), CNRS éd., 2012.

de marché ». On évoque ici le *test de l'investisseur privé*. L'idée est ici que le soutien financier de la personne publique est considéré comme une *aide d'État* si l'investissement n'est pas raisonnable en termes économiques. « *Ce critère de l'investisseur privé vise à établir si la participation ou l'intervention publique dans le capital de l'entreprise bénéficiaire poursuit un objet économique qui pourrait être également poursuivi par un investisseur privé dans un même type d'opération dans des conditions normales de marché.* »²⁹ Dans la mesure où l'investisseur privé ordinaire opère dans des conditions normales de l'économie de marché afin de réaliser des bénéfices, il n'y aura pas *aide d'État* si, lorsqu'elle est actionnaire d'une entreprise, la personne publique se comporte comme un actionnaire normal, c'est-à-dire dans l'espoir raisonnable d'un profit.

Pour éviter la qualification d'aide d'État, qui rendrait illégale la participation d'une collectivité territoriale au capital d'une société productrice d'EnR, la collectivité territoriale devra répondre au *test de l'investisseur privé*, ce qui implique que sa participation financière possède une certaine rentabilité pour la collectivité publique. « *La collectivité devra donc, au-delà de l'intérêt écologique du projet, veiller à ce que son intérêt financier ne soit pas compromis par le principe de cette prise de participation.* »³⁰

Ces dispositions présentent l'intérêt principal d'accompagner, par un actionnariat public/privé, des investissements lourds nécessaires au développement d'une filière de production d'hydrogène.

- **L'articulation de ses structures avec les opérations d'autoconsommation collective et les futures communautés**

Le Code de l'énergie consacre la notion d'autoconsommation d'hydrogène (*C. énergie, art. L. 813-1 et s.*) : « *Pour être regardé comme autoconsommé, l'hydrogène doit être produit et consommé sur un même site, dit "d'autoproduction", par un ou des producteurs et un ou des consommateurs, liés entre eux, le cas échéant, au sein d'une même personne morale. L'hydrogène autoconsommé peut l'être soit instantanément, soit après une période de stockage sur le même site.* » (*C. énergie, art. L. 813-2*).

Les opérations d'autoconsommation électrique pourront donc se coupler à des opérations d'autoconsommation d'hydrogène, au sein d'une même personne morale et s'articuler avec les futures communautés d'énergie (communauté énergétique citoyenne et communauté d'énergie renouvelable)³¹. Les collectivités territoriales pourront intégrer ces structures comme consommatrices, mais également comme productrices, suivant des montages juridiques qui devront prendre en compte le statut juridique de la collectivité productrice et celui des autres membres de ces projets.

Si les communautés ne peuvent détenir des réseaux de gaz naturel ou d'électricité, elles disposent d'un droit d'accès aux réseaux de distribution et de transport (*C. énergie, art. L. 293-2*) permettant d'envisager des communautés énergétiques à une maille territoriale étendue.

Ce cadre juridique nouveau offre donc des perspectives intéressantes de développement de circuits courts de l'énergie intégrant et combinant les enjeux d'autoconsommation, de mobilité hydrogène et de stockage de production d'énergie renouvelable intermittente. Notamment, le dispositif juridique de communauté d'énergie (*C. énergie, art. L. 291-1 à L. 294-1*), en cours de transposition, pourra en faciliter la mise en œuvre, puisqu'il comporte dans son objet même la possibilité de

²⁹M. Karpenschif et J.-L. Sauron, « Droit des aides d'État. Décisions du 1^{er} janvier au 30 avril 2018 », *JCP A*, 2018, n° 30-34, 2218.

³⁰M. Noël, J. Orier, « Participation des collectivités territoriales au capital d'une société privée ayant pour objet la production d'énergie renouvelable », *Le moniteur. Contrats publics*, 2015, n° 160, p. 43.

³¹ Les communautés se distinguant notamment quant au périmètre géographique : la communauté énergétique citoyenne pourra être contrôlée par des membres extérieurs au territoire où elle exerce ses activités ; la communauté d'énergie renouvelable sera effectivement contrôlée par des actionnaires ou des membres *se trouvant à proximité* des projets d'énergie renouvelable auxquels elle a souscrit et qu'elle a élaborés (art. L.291-1 et L.292-2 du C. de l'énergie)

consommer, produire, stocker et vendre l'énergie en y associant des services énergétiques tels que ceux de la mobilité électrique.

Toutefois, comme il est notamment souligné dans la note de Maître Justine Bain-Thouvez "L'achat d'énergies vertes et la commande publique : surmonter les difficultés, proposer des évolutions"³² des freins demeurent, particulièrement en raison des dispositions du droit de la commande publique, et le législateur pourrait profiter des débats à venir sur le projet de loi « relatif à l'accélération des énergies renouvelables » pour réfléchir aux solutions proposées.

³² Lettre du Réseau EDEN.i, n°6 sept. 2022 ([en ligne](#)).



ÉCONOMIE ET DROIT DE L'ÉNERGIE
dans un contexte industriel

“

Le Réseau EDEN.i est une initiative de l'Université de Franche-Comté avec le soutien de la Région Bourgogne Franche-Comté. Le Réseau est lauréat du dispositif « Soutien aux actions structurantes et d'animation scientifique » de la Région Bourgogne Franche-Comté.

”



Le Réseau EDEN.i est créateur des Matinées de la Transition Énergétique dans un contexte industriel.

RÉGION
BOURGOGNE
FRANCHE
COMTÉ



www.edeni-energies.com



Scannez-moi !

