

IV. Rapport du lot de travail no. 4

Analyse juridique et administrative complémentaire

Membres :

Prof. Dr Michael Frey, Mag. rer. publ., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Bénédicte Laroze, LL.M., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Philipp Boetzelen, Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

IV.1. Contexte et objectif

Le projet CO2InnO a pour objectif d'étudier des solutions permettant d'atteindre la neutralité climatique dans la région du Rhin supérieur, en mettant particulièrement l'accent sur la transformation de l'approvisionnement en chaleur et en énergie. La centrale de cogénération à hydrogène étudiée par l'École supérieure de Karlsruhe représente une technologie de chauffage alternative, car elle utilise une source d'énergie non fossile. L'étude de la faisabilité d'une telle centrale au niveau communal dans le cadre de la planification communale du chauffage fait partie d'un concept global d'intégration intersectorielle, dont les autres composantes sont traitées par d'autres partenaires du projet.

La mise en œuvre d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène nécessite inévitablement la production d'hydrogène, que ce soit par l'utilisation d'électricité provenant de centrales nucléaires (l'énergie nucléaire représente 72 % de la production d'électricité primaire en France (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024) ou par le développement des énergies renouvelables. Parallèlement, les besoins en électricité ne cessent d'augmenter en raison de l'électrification croissante et de la forte consommation d'énergie nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse.

Une gestion intelligente du réseau est indispensable pour garantir un approvisionnement énergétique sûr, éviter les surcharges du réseau et prévenir les pénuries d'approvisionnement. L'utilisation de compteurs intelligents est un élément central à cet égard. Une gestion intelligente de l'énergie favorise également l'intégration intersectorielle et encourage le développement de la mobilité électrique, qui nécessite à son tour une infrastructure de recharge étendue.

La transition énergétique et climatique est un sujet hautement politique et socialement sensible – la participation des citoyens est un facteur clé pour l'acceptation sociale et donc pour le succès des projets correspondants. Alors que ces aspects ont été étudiés par d'autres partenaires du projet, l'université de Kehl s'est concentrée sur le cadre juridique et administratif.

Grâce à la participation de la Stadt Offenburg et à l'utilisation de sa base de données, le projet a pu s'ancrer dans la pratique afin de tester le potentiel de mise en œuvre de la manière la plus réaliste possible. Étant donné que le projet doit avoir un impact explicitement transfrontalier et renforcer la coopération franco-allemande, tous les partenaires du projet tiennent compte des aspects transnationaux et des différences nationales.

La nouveauté des technologies utilisées nécessite de clarifier leur cadre juridique et leurs possibilités de mise en œuvre – cet aspect est traité dans une étude juridique et administrative complémentaire. L'objectif est non seulement d'identifier le droit applicable, mais aussi de mettre en évidence les obstacles juridiques potentiels qui découlent du caractère innovant des technologies. L'orientation transfrontalière du projet permet de comparer les approches

nationales, mais pose également des défis, car les différences nationales peuvent compliquer la coopération énergétique. L'Allemagne et la France sont toutes deux membres de l'UE et doivent donc intégrer la politique énergétique de l'UE dans leur législation nationale et leurs mesures de planification. L'UE devient de plus en plus un « quasi-législateur » dans le secteur de l'énergie et influence considérablement le droit allemand de l'énergie (Danner et Kühling, 2024). Cette affirmation s'applique également au droit français de l'énergie.

La mise en œuvre de la politique énergétique de l'UE par les États membres est certes largement homogène, notamment en ce qui concerne la gouvernance, la planification et la mise en œuvre des exigences du marché et des objectifs de l'UE (Tesson, 2024). Néanmoins, les États disposent d'une marge de manœuvre importante, notamment en matière d'organisation de la réglementation et de sécurité d'approvisionnement, afin de tenir compte des spécificités nationales (Tesson, 2024). Le choix des sources d'énergie, leurs modes de production et les instruments de soutien publics peuvent également varier d'un État membre à l'autre sans enfreindre le droit européen (Tesson, 2024). La décision d'utiliser ou non l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité relève donc de la seule compétence des États membres (Lamoureux, 2022). La France et l'Allemagne présentent des divergences particulièrement marquées sur cette question, ce qui a également une incidence sur le projet, car l'hydrogène est classé différemment selon son mode de production et n'est pas réglementé de manière uniforme par la loi.

Le programme de travail de l'École supérieure d'administration publique de Kehl s'est donc concentré sur l'évaluation juridique des différents aspects du projet. La construction d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène soulève des questions en matière d'aménagement du territoire, de planification urbaine et de droit des autorisations, tant en Allemagne qu'en France. Comme bon nombre de ces questions sont nouvelles, elles représentent un défi majeur pour les décideurs concernés. Les mesures de l'UE renforcent de plus en plus le rôle du niveau local dans la transition énergétique, par exemple en lui conférant la responsabilité d'approuver les infrastructures nécessaires (par exemple, la désignation de zones pour les énergies renouvelables, les bornes de recharge, la planification de la mobilité ou du chauffage, la participation financière des citoyens), ce qui en fait un acteur central de la mise en œuvre (Müller, Laroze et Frey, 2024). La classification et le commerce de l'hydrogène ont également dû être étudiés. Du point de vue de la participation citoyenne, le niveau local est essentiel pour permettre la participation de la population et favoriser ainsi l'acceptation sociale. Le projet visant à une intégration intersectorielle, l'université de Kehl s'est également penchée sur les aspects juridiques de cette intégration, notamment en ce qui concerne les compteurs intelligents et le stockage d'énergie. Le nombre croissant de cyberattaques contre les infrastructures énergétiques souligne la sensibilité de ce domaine, qui est fortement influencé par la réglementation européenne.

Cette recherche repose sur l'analyse de la mise en œuvre du droit européen dans le domaine de la politique énergétique en France et en Allemagne. Cette mise en œuvre ne représente pas seulement un défi juridique, car elle nécessite des adaptations importantes au système juridique national respectif, mais elle est également fortement influencée par les décisions stratégiques des deux pays en matière de politique énergétique. En particulier, les différences d'attitude à l'égard de l'utilisation de l'énergie nucléaire ont des implications importantes pour la conception nationale des mesures de protection du climat. Alors que l'Allemagne, dans le cadre de sa stratégie hydrogène, met clairement l'accent sur la production et l'importation d'hydrogène vert issu de sources d'énergie renouvelables, la France poursuit une stratégie qui mise davantage sur l'hydrogène à faible teneur en carbone, en incluant l'énergie nucléaire comme source d'énergie à faibles émissions. Ces approches divergentes reflètent les priorités fondamentales des deux États en matière de politique énergétique et influencent de manière significative la mise en œuvre pratique des objectifs climatiques européens au niveau national. L'objectif du lot de travail était donc de présenter de manière comparative et compréhensible la législation applicable à l'hydrogène et à une centrale de cogénération en France et en Allemagne, en tenant compte des questions de cybersécurité, de participation citoyenne et d'intégration intersectorielle, afin d'identifier et de surmonter les éventuels obstacles juridiques à la mise en œuvre de nouvelles technologies.

IV.2. Méthodes et matériel

Le travail suit une approche juridique et interdisciplinaire. L'objectif était d'identifier, d'analyser systématiquement et d'évaluer de manière comparative le cadre juridique pertinent pour la transition énergétique et la politique en matière d'hydrogène aux niveaux européen, allemand et français. Sur le plan méthodologique, une méthode d'interprétation juridique classique a été appliquée, complétée par une analyse comparative du droit et des éléments d'analyse politique.

IV.3.1.

IV.3. Méthodes utilisées

Méthodes d'interprétation juridique

Des méthodes d'interprétation juridique reconnues ont été utilisées pour analyser les dispositions légales et autres textes normatifs tels que les directives et les règlements. Plus précisément, l'interprétation littérale, l'interprétation systématique dans le contexte de l'ensemble du droit, l'interprétation historique tenant compte de l'historique de la norme et l'interprétation téléologique, qui met l'accent sur le sens et l'objectif de la norme, ont été utilisées. Cette approche méthodologique a permis de saisir avec précision la signification et la portée exactes des dispositions juridiques respectives.

Comparaison juridique

IV.3.2. L'analyse comparative des cadres juridiques en Allemagne et en France a constitué un élément méthodologique central de l'étude. Elle a notamment porté sur les fondements juridiques des politiques énergétiques respectives, les instruments de planification utilisés tels que les stratégies nationales, les compétences institutionnelles ainsi que les cadres de financement et d'autorisation. La comparabilité entre les deux systèmes juridiques a été établie sur la base de critères fonctionnels. Les différences dans la structure juridique, l'administration et la gouvernance politique ont été systématiquement mises en évidence et classées dans leur contexte respectif.

Analyse bibliographique

IV.3.3. Afin d'approfondir l'interprétation des dispositions légales et de les classer dans les discours scientifiques existants, la littérature juridique spécialisée pertinente a été consultée. Il s'agit notamment de commentaires juridiques, d'articles spécialisés et de monographies. Ces sources ont non seulement permis une analyse juridique approfondie, mais aussi la présentation des différents points de vue et controverses au sein de la communauté juridique.

Analyse de documents politiques et stratégiques

IV.3.4. En complément de l'étude des bases juridiques, des programmes politiques et des documents stratégiques pertinents ont également été analysés. Il s'agit par exemple des accords de coalition du côté allemand, du PPE en France ainsi que des stratégies nationales et européennes dans le domaine de l'hydrogène et de la mobilité. Le contenu des documents a été systématiquement évalué, en particulier en ce qui concerne les objectifs formulés, les mesures prévues, les délais et les responsabilités institutionnelles. Cela a permis de comprendre dans quelle mesure les réglementations juridiques sont interprétées, développées ou complétées sur le plan politique.

Communication institutionnelle et données statistiques

Pour compléter l'analyse, les communiqués des institutions publiques, telles que les ministères fédéraux, l'ADEME française ou la Commission européenne, ont également été évalués. Ces communications officielles fournissent des informations actualisées sur l'état d'avancement de la mise en œuvre et offrent un aperçu pratique de la manière dont les réglementations juridiques analysées sont appliquées. Elles ont également été utilisées pour actualiser et valider l'analyse juridique, notamment en intégrant des données statistiques pertinentes.

IV.4. Sources et base documentaire

L'étude s'appuie sur un grand nombre de sources différentes. Il s'agit notamment de sources de droit primaire telles que les lois, les règlements, les directives européennes et leurs

justifications officielles. En complément, des ouvrages secondaires pertinents ont été utilisés sous forme de commentaires spécialisés, d'articles juridiques et d'études scientifiques. Les documents de planification politique tels que les stratégies nationales, les programmes ou les accords de coalition constituent un autre élément de la base documentaire. En outre, des données et statistiques officielles ainsi que des supports de communication d'institutions publiques, notamment des discours, des communiqués de presse et des rapports, ont été pris en compte. Les sources ont été sélectionnées selon des critères de pertinence, d'actualité et de fiabilité institutionnelle.

IV.5. Justification du choix des méthodes

La combinaison des méthodes utilisées était nécessaire pour pouvoir traiter la question de recherche de manière exhaustive et approfondie. La méthode d'interprétation juridique a garanti une analyse précise et différenciée du droit applicable. L'approche comparative a permis de mettre en évidence les différences et les similitudes systématiques entre les deux systèmes juridiques étudiés. L'intégration des programmes politiques a en outre permis de mieux comprendre la mise en œuvre pratique et les objectifs sous-jacents. Enfin, l'évaluation de la communication institutionnelle fournit des informations et des évaluations actuelles et pratiques qui complètent l'analyse juridique et la replacent dans le contexte actuel.

IV.6. Défis particuliers

Au cours de l'étude, plusieurs défis méthodologiques sont apparus. Il s'est avéré que l'accès aux documents de planification stratégique était parfois moins transparent en France qu'en Allemagne, ce qui a compliqué la collecte d'informations. En outre, les différences entre les systèmes juridiques centralisé français et fédéral allemand ont posé des défis méthodologiques en termes de comparabilité. Les aspects linguistiques ont également joué un rôle, car de nombreux documents n'étaient disponibles que dans leur langue originale, ce qui a nécessité une traduction minutieuse et fidèle au contexte. De plus, la publication des stratégies politiques dans les deux pays n'était pas synchronisée, ce qui a entraîné des décalages temporels qui ont rendu difficile la comparaison directe des différentes mesures.

IV.7. Résultats

Dans le cadre du projet CO2InnO, l'étude juridique et administrative complémentaire a abordé tous les aspects du projet et, en collaboration avec les partenaires, a d'abord présenté le cadre juridique et mis en lumière les défis juridiques potentiels. Les résultats suivants ont été obtenus.

Le secteur de l'énergie et la neutralité climatique

Le secteur de l'énergie est responsable de plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre dans l'UE (Commission européenne, n.d.a). En 2022, les émissions liées à l'énergie représentaient environ 85 % des émissions de gaz à effet de serre en Allemagne (Agence fédérale de l'environnement, 2024). En raison de l'utilisation de l'énergie nucléaire, cette part est nettement inférieure en France : en 2023, le secteur de l'énergie n'était responsable que de 9 % des émissions de gaz à effet de serre (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024). La décarbonisation du secteur énergétique joue un rôle essentiel dans la réalisation de l'objectif de neutralité climatique fixé par l'UE (art. 2, paragraphe 1, de la loi européenne sur le climat (règlement UE 2021/1119 du 30 juin 2021)).

En tant qu'États membres de l'UE, l'Allemagne et la France sont liées par les objectifs climatiques de l'UE. Les États membres sont en effet tenus de transposer et d'appliquer le droit de l'UE. Les règlements sont directement applicables dans tous les États membres et doivent être appliqués sans autre transposition nationale (art. 288, paragraphe 2, TFUE). Les directives, en revanche, n'engagent les États membres qu'en ce qui concerne l'objectif, la mise en œuvre concrète étant assurée par le droit national (article 288, paragraphe 3, du TFUE). Toutefois, l'UE ne peut adopter des dispositions législatives que si les traités le lui permettent expressément (article 5, paragraphe 1, du TUE). Dans le domaine de la politique énergétique, l'UE partage la compétence avec les États membres (compétence dite partagée) (art. 4, paragraphe 2, point i), du TFUE). En ce qui concerne les règles de concurrence requises (articles 101 à 109 du TFUE), l'UE dispose d'une compétence exclusive (Khan 2024). En vertu du principe de primauté, le droit de l'UE prime sur le droit national des États membres. Cela a déjà été confirmé par la Cour de justice de l'Union européenne dans son arrêt du 15 juillet 1964 dans l'affaire *Flaminio Costa contre ENEL* (EUR-Lex, 2023). La primauté vise à garantir le bon fonctionnement de l'Union ainsi que l'application et l'efficacité uniformes du droit de l'Union (Müller, Laroze et Frey, 2024). Concrètement, cela signifie que les États membres ne peuvent pas appliquer des dispositions nationales qui sont contraires au droit de l'Union en vigueur (Müller, Laroze et Frey, 2024). Les autorités locales sont également directement tenues de mettre en œuvre le droit de l'Union européenne. Étant donné qu'elles sont, tout comme les États membres, soumises au droit de l'Union européenne, elles sont également responsables de son application. Les directives ont un effet direct sur les autorités administratives (arrêt de la CJUE du 22 juin 1989, *Fratelli Costanzo SpA contre Comune di Milano*, affaire 103/88). Cela limite leur autonomie d'action, mais souligne en même temps leur rôle clé dans la mise en œuvre pratique, en particulier pour des objectifs politiques tels que la transition énergétique (Müller, Laroze et Frey, 2024). Les actes juridiques de l'UE, tels que les règlements sur la politique énergétique, obligent les autorités locales à prendre des mesures concrètes (Müller, Laroze et Frey, 2024). Malgré l'autonomie constitutionnelle des États

membres en matière d'organisation territoriale garantie par l'article 4 du traité de Lisbonne, l'influence e du droit européen au niveau local reste considérable (Geiger et Kirchmaier, 2024). En raison des différents systèmes juridiques – fédéral en Allemagne et centralisé en France – la mise en œuvre des actes juridiques de l'UE diffère dans les deux pays (Müller, Laroze et Frey, 2024).

IV.7.1.1. Le couplage sectoriel

La décarbonisation du secteur énergétique nécessite une approche de plus en plus intégrée de ses différentes composantes. L'intégration du système énergétique, également appelée couplage sectoriel, peut être définie comme « la connexion énergétique du secteur de l'électricité avec les secteurs du chauffage, des transports et de l'industrie » (Brinkschmidt, 2023). Dans sa communication « Une stratégie européenne pour l'intégration du système énergétique afin d'alimenter une économie neutre en carbone » du 8 juillet 2020 (COM(2020) 299 final, 8.7.2020), la Commission européenne définit trois piliers centraux pour la mise en œuvre de l'intégration sectorielle : premièrement, l'amélioration de l'efficacité énergétique, deuxièmement, l'électrification accrue des secteurs d'utilisation finale et, troisièmement, l'utilisation accrue de combustibles et de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone. Elle souligne que le système énergétique intégré est multidirectionnel : verticalement (les producteurs et les clients décentralisés contribuent à la flexibilité et à la stabilité du réseau, par exemple grâce au Vehicle-to-Grid) et horizontalement grâce à l'augmentation des échanges d'énergie entre les secteurs, par exemple grâce à l'équilibrage thermique dans les réseaux intelligents de chauffage et de refroidissement urbains (cf. Figure IV-1 ci-dessous).

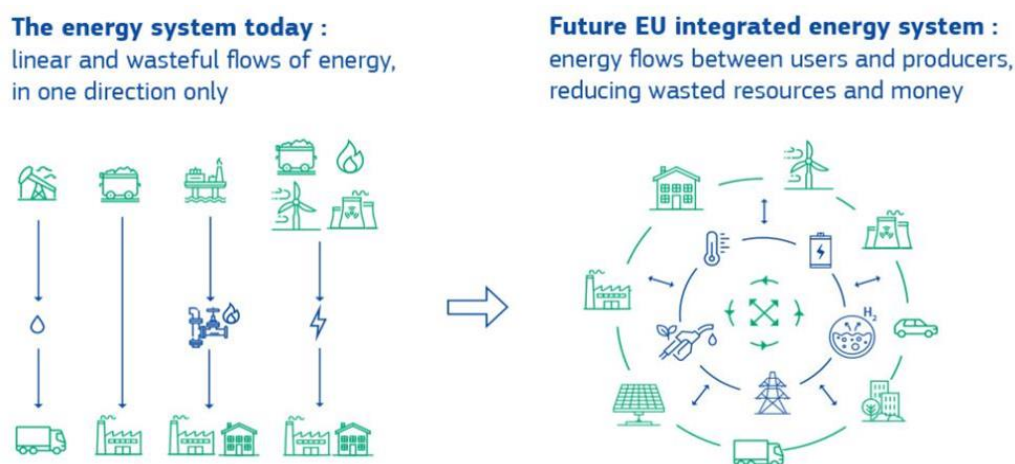


Figure IV-1: Comparaison entre le système énergétique intégré actuel et futur de l'UE

IV.7.1.2. L'interconnexion des secteurs en Allemagne

L'interconnexion des secteurs en Allemagne est considérée comme un élément central de la transition énergétique (DFBEW, 2024). Elle constitue une solution importante pour la

décarbonisation et contribue à compenser les fluctuations de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (Brinkschmidt, 2023). Depuis 2016, le couplage sectoriel fait partie du plan de protection climatique 2050, et l'accord de coalition du gouvernement « feu tricolore » de 2021 le met également en avant comme une mesure importante pour éviter la fermeture des installations d'énergie renouvelable en cas de pénurie.

Cependant, l'interconnexion des secteurs représente un défi pour le réseau électrique, car les capacités actuelles du réseau ne sont pas suffisantes pour intégrer les millions de pompes à chaleur et de véhicules électriques prévus (DFBEW, 2024). La flexibilité du réseau doit donc être accrue, par exemple en ajustant les temps de recharge des véhicules électriques ou en utilisant des technologies « power-to-gas » qui transforment l'électricité excédentaire en hydrogène (Brinkschmidt, 2023). Pour une intégration réussie, une numérisation du système énergétique est nécessaire, les compteurs intelligents devant permettre l'échange d'informations entre les opérateurs de réseau et les exploitants d'installations (Brinkschmidt, 2023). La « loi sur la relance de la numérisation de la transition énergétique » vise à accélérer l'installation de compteurs intelligents en réduisant la bureaucratie et en simplifiant les procédures (BMWK, 2023). Cependant, malgré les aides financières, le déploiement des compteurs intelligents en Allemagne progresse lentement (Brinkschmidt, 2023). Cette tendance a également été constatée dans le cadre d'un séminaire franco-allemand organisé par les partenaires KIT et UHA (cf. WP 6).

Pour une interconnexion efficace des secteurs, l'extension du réseau a été planifiée de manière prospective (BDEW, 2024). Le « paquet de Pâques » de 2022 prévoit une planification à long terme de l'extension du réseau, qui tient également compte de l'électrification des transports (BMDV, 2022). Les gestionnaires de réseau doivent aligner l'extension des infrastructures sur les scénarios régionaux et tenir compte des plans communaux en matière de chauffage (DFBEW, 2024). La séparation des gestionnaires de réseau de la production et de la distribution d'énergie vise à promouvoir la concurrence et la transparence, mais complique l'exploitation directe d'installations de couplage sectoriel par les gestionnaires de réseau (Brinkschmidt, 2023).

Dans le domaine de la mobilité électrique (et donc de la décarbonisation des transports), le gouvernement fédéral a adopté en 2019 le plan directeur pour les infrastructures de recharge, qui coordonne le développement des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques et qui a été complété en 2022 par le plan directeur pour les infrastructures de recharge II (BMDV, 2022). Ce dernier poursuit une stratégie interministérielle visant à simplifier la mise en place et l'exploitation des points de recharge, à encourager les investissements du secteur privé et à mieux intégrer l'infrastructure de recharge dans le système électrique (BMDV, 2022). L'un des objectifs centraux est l'interconnexion étroite entre l'infrastructure de recharge et le réseau électrique (BMDV, 2022). À cet égard, il convient par exemple de prévoir

à un stade précoce la recharge bidirectionnelle et les propriétés de soutien du réseau des véhicules électriques (BMDV, 2022). Il est également important de favoriser les échanges entre les acteurs concernés, d'améliorer la coordination, d'assurer l'évolutivité et de prendre en compte les exigences spécifiques telles que les sites à haute puissance pour les poids lourds (BMDV, 2022). Afin de soutenir cette expansion, un projet de loi visant à modifier la loi sur l'infrastructure de mobilité électrique des bâtiments (BT-Drucksache 20/12774) est actuellement en cours d'examen. Celui-ci vise principalement à promouvoir l'installation d'infrastructures de recharge rapide dans les stations-service publiques afin de renforcer la confiance dans la mobilité électrique et de soutenir l'objectif de neutralité carbone d'ici 2045 (DIP, 2023). Avec l'adoption du règlement sur les infrastructures pour les carburants alternatifs (Alternative Fuels Infrastructure Regulation – AFIR) en 2023 (règlement (UE) 2023/1804 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023), l'UE a fixé des objectifs et des exigences contraignants pour le développement des infrastructures pour les carburants alternatifs, en particulier dans le domaine de la mobilité électrique. Ces objectifs ont été examinés plus en détail dans le cadre du WP3. La mobilité électrique est associée à des mesures visant à assouplir et à développer le réseau dans le cadre de l'interconnexion des secteurs (BMDV, 2022). Néanmoins, d'autres mesures législatives sont nécessaires et il faudra du temps avant que les mesures prises ne produisent leurs effets.

Les autorités locales jouent un rôle central dans la mise en œuvre de l'interconnexion des secteurs, car elles sont responsables de l'aménagement du territoire, de la désignation des zones destinées aux installations d'énergie renouvelable et de la planification du chauffage (Müller, Laroze et Frey, 2023). Elles assument également des tâches importantes dans le développement de l'infrastructure de recharge et de la mobilité urbaine. Grâce à une planification ciblée, elles peuvent promouvoir la transition énergétique locale et contribuer à la réalisation des objectifs climatiques (Müller, Laroze et Frey, 2023).

Dans l'ensemble, le couplage sectoriel nécessite une coopération étroite à tous les niveaux et une adaptation profonde des infrastructures afin de mener à bien la transition énergétique et d'atteindre la neutralité climatique.

IV.7.1.3. Le couplage sectoriel en France

En France, l'intégration sectorielle repose sur deux instruments stratégiques : la stratégie nationale de basculement vers une économie bas carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui sont toutes deux en cours d'actualisation. La SNBC définit la voie à suivre pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 ; elle s'adresse aux décideurs publics qui doivent l'intégrer dans leurs documents de planification et la traduire en politiques opérationnelles (investissements, subventions, normes, fiscalité). La PPE définit les mesures à prendre pour atteindre les objectifs climatiques, notamment l'amélioration de l'efficacité

énergétique, le développement des énergies renouvelables et le développement coordonné des réseaux, du stockage et de la gestion de la demande.

Ni la SNBC ni la PPE ne mentionnent explicitement « l'intégration sectorielle » ou le « couplage sectoriel », mais elles traitent de leurs composantes : flexibilité du système, électrification massive de l'utilisation, soutien aux technologies de couplage (cogénération, pompes à chaleur, power-to-gas). Un exemple est l'objectif de produire un million de pompes à chaleur d'ici 2027 (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2024).

Cette électrification générale devrait augmenter la demande d'électricité d'environ 180 TWh d'ici 2035 (DFEBW, 2024). Pour répondre à cette demande, la France mise sur deux leviers : la relance du parc nucléaire (dont la contribution ne se concrétisera toutefois pas avant 2035) et le développement accéléré des énergies renouvelables (DFEBW, 2024), reconnues dans la loi sur l'énergie comme « d'intérêt public majeur » (art. L. 211-2-1 Code de l'énergie). La flexibilité du réseau devient donc cruciale. La mobilité électrique pourrait y contribuer grâce à des infrastructures de recharge intelligentes et à des systèmes de stockage intégrés, mais le cadre juridique actuel, qui qualifie la recharge de « service » et non de fourniture d'électricité, rend difficile la transmission des impulsions du marché nécessaires pour gérer la demande (Lacoste et Annamayer, 2022). Cela laisse supposer une possible révision de cette qualification.

La décarbonisation des transports est soutenue par plusieurs lois et instruments de planification successifs (Lacoste et Annamayer, 2022). Ces textes encouragent le développement rapide du réseau d'infrastructures de recharge, créent des incitations financières et exigent l'élaboration d'un plan directeur pour le développement des infrastructures de recharge en collaboration avec les gestionnaires de réseau (Lacoste et Annamayer, 2022). En France comme en Allemagne, on observe un « droit à une borne de recharge » qui doit permettre aux locataires et aux propriétaires – par exemple dans une copropriété – d'installer une borne de recharge. Ce droit n'est toutefois pas illimité et ne s'applique qu'à certains cas ; en outre, il ne s'agit pas d'un droit opposable à l'État. Les législations allemande et française tiennent compte des objectifs fixés par l'Union européenne, d'une part en les intégrant dans divers instruments de planification, mais surtout en les transposant dans la législation.

En matière de gouvernance, la France, en tant qu'État unitaire, délègue la coordination de la politique énergétique aux régions et aux collectivités locales (Müller, Laroze et Frey, 2025). Les collectivités territoriales doivent intégrer les objectifs climatiques dans l'urbanisme et définir des zones pour le développement accéléré des énergies renouvelables ou des réseaux de chaleur (Müller, Laroze et Frey, 2025). Elles jouent un rôle décisif dans la légitimation et l'acceptation locale des projets de production d'énergies renouvelables (Maurus et Huglo, 2023). La responsabilité de la gestion du développement des infrastructures de recharge

accessibles au public pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables est également transférée au niveau local. En effet, la loi d'orientation pour la mobilité (loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019) a créé la possibilité pour les autorités locales compétentes d'élaborer un plan directeur pour le développement de ces infrastructures. Elles jouent ainsi un rôle central dans le développement de l'offre de recharge accessible au public sur leur territoire (Ministère de la Transition écologique, 2021).

Cette décentralisation, encouragée par le droit européen, nécessite une meilleure coordination entre la planification nationale et locale afin d'assurer la cohérence opérationnelle de l'intégration sectorielle (Müller, Laroze et Frey, 2025).

IV.7.1.4. Conclusion intermédiaire

En conclusion, on peut dire que l'utilisation historique de l'énergie nucléaire confère au système électrique français une plus grande stabilité qu'au système allemand, mais ne réduit pas pour autant la nécessité de développer massivement les énergies renouvelables, les réseaux et les infrastructures de stockage et de recharge. Les défis français sont donc similaires à ceux de l'Allemagne : planification intégrée à plusieurs niveaux, flexibilité du système et mobilisation des acteurs locaux dans un cadre juridique largement harmonisé par l'Union européenne.

En ce qui concerne la centrale de cogénération à hydrogène prévue dans le projet, il apparaît clairement dans quelle mesure les solutions de chauffage au niveau communal peuvent contribuer de manière significative au couplage des secteurs. Pour une ville plutôt rurale comme Offenburg dans notre exemple, qui n'a pas accès au chauffage urbain en raison de l'absence d'industrie dans la région, l'utilisation de l'hydrogène pourrait être une solution pour atteindre la neutralité climatique, stabiliser le réseau et coupler les secteurs. La centrale de cogénération étudiée dans le WP2 permettrait, à condition d'être couplée à un système de mesure intelligent, de convertir l'électricité excédentaire (lorsqu'une installation d'énergie renouvelable produit plus d'électricité que le réseau ne peut en absorber) en hydrogène. Cet hydrogène peut ensuite être stocké ou utilisé dans la centrale de cogénération pour produire de la chaleur ou de l'électricité afin de couvrir les besoins en chauffage ou en électricité (par exemple dans le domaine de la mobilité électrique) de la commune. L'utilisation des technologies Vehicle-to-Grid offrirait en outre une possibilité supplémentaire de stocker l'électricité et contribuerait ainsi également à la stabilisation du réseau. Toutefois, l'efficacité des différents processus de conversion et la rentabilité doivent être examinées au cas par cas. Il ressort de tout ce qui précède qu'un autre élément clé de l'interconnexion des secteurs réside dans des capacités de stockage suffisantes pour l'énergie produite en excédent, et donc, en fin de compte, dans le droit au stockage de l'énergie. Outre les questions relatives au droit de la construction et des autorisations, qui sont importantes pour les installations de stockage d'hydrogène en fonction de leur taille et de leur emplacement et qui posent essentiellement

les mêmes problèmes que ceux évoqués précédemment, se pose la question du cadre juridique actuel du stockage d'énergie.

Cadre juridique du stockage d'énergie (Allemagne et France)

L'utilisation croissante des énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire nécessite un stockage accru de l'énergie afin de compenser la volatilité de la production d'électricité et de garantir la stabilité du réseau. Les systèmes de stockage d'énergie sont donc un élément central du système énergétique futur, car ils atténuent non seulement la volatilité, mais réduisent également les coûts du réseau en diminuant le besoin d'infrastructures surdimensionnées et en réduisant les coûts liés à la gestion des congestions.

Malgré leur importance, les systèmes de stockage d'énergie ont été confrontés dans le passé à des défis tels que la rentabilité, la sécurité des investissements et un cadre juridique fragmenté. La directive 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a introduit pour la première fois dans l'Union européenne des dispositions relatives au stockage d'énergie qui reconnaissent les systèmes de stockage comme un élément essentiel du système énergétique. Cette directive et le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » créent un cadre juridique qui accorde aux systèmes de stockage d'énergie la même position sur le marché que les autres composants du système énergétique.

En Allemagne, des progrès ont été réalisés dans la définition juridique et la promotion des systèmes de stockage d'énergie. Conformément à l'article 11c de la loi allemande sur l'approvisionnement en énergie (EnWG), la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie sont considérées comme étant d'intérêt public, ce qui devrait accélérer les procédures de planification et d'autorisation. Cependant, le cadre juridique n'est pas encore tout à fait cohérent et l'intégration des technologies de stockage dans l'interconnexion des secteurs nécessite des ajustements supplémentaires, notamment en ce qui concerne la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques (Vehicle-to-Grid).

En France, le stockage d'énergie est également un élément important de la transition énergétique, notamment en raison de l'obligation légale de l'État de fournir des moyens appropriés pour le transport et le stockage de l'énergie. La définition juridique est conforme à la réglementation européenne et reconnaît le stockage comme étant d'intérêt public. Cependant, le cadre juridique pour le Vehicle-to-Grid et le stockage des énergies non fossiles est encore en cours d'élaboration.

Dans l'ensemble, il apparaît que tant en Allemagne qu'en France, le cadre juridique régissant le stockage de l'énergie et l'interconnexion des secteurs progresse, mais doit encore gagner en clarté et en cohérence afin d'atteindre efficacement les objectifs climatiques.

Cadre juridique de la cybersécurité

La flexibilisation du réseau rendue possible par le stockage d'énergie nécessite toutefois l'installation de compteurs intelligents appropriés. La numérisation accrue qui en résulte augmente également le risque de cyberattaques. Pour y remédier, l'UE a adopté des lois visant à renforcer la cybersécurité dans le secteur de l'énergie. Fin 2020, la Commission européenne et le haut représentant de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité ont présenté une nouvelle stratégie de cybersécurité de l'UE (Commission européenne, n.d.b). Celle-ci vise à renforcer la sécurité des infrastructures critiques, telles que les réseaux énergétiques, ainsi que des appareils connectés dans les foyers, les bureaux et les installations industrielles (Commission européenne, n.d.b). Dans le cadre de cette stratégie, la directive révisée sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information (NIS2) a été introduite (Commission européenne, n.d.b). Elle élargit les exigences en matière de cybersécurité dans les secteurs critiques et oblige les États membres de l'UE à la mettre en œuvre au plus tard le 18 octobre 2024 (Commission européenne, n.d.b). L'Allemagne et la France travaillent actuellement à sa mise en œuvre. Des projets de loi correspondants ont été présentés, mais la directive NIS2 n'a pas encore été pleinement mise en œuvre dans ces deux pays (Scharfenberg, J. et Gilch, J., 2025). Les infrastructures concernées attendent donc toujours des dispositions légales claires.

IV.7.4. Conclusion

Une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène, raccordée à un réseau de chauffage/refroidissement et au réseau électrique, et connectée à des compteurs intelligents pour la gestion des flux d'énergie, est donc en synergie avec les objectifs d'intégration sectorielle visés par l'UE. Étant donné que la solution proposée par le projet est conforme aux objectifs de la politique énergétique européenne, il n'est pas surprenant que les lois applicables dans ce cas soient plutôt favorables. Il s'agit néanmoins d'un domaine juridique en constante évolution et encore en partie en cours d'élaboration, car certains aspects de la législation européenne doivent encore être adoptés et l'Allemagne et la France sont encore en train de transposer certaines exigences de l'UE dans leur droit national. Cet environnement législatif très dynamique et en constante évolution a des implications pratiques sur le cadre juridique du projet et représente actuellement un défi juridique. Il existe donc de nombreux points juridiques qui doivent être clarifiés et pris en compte lors de la mise en œuvre des solutions étudiées.

IV.8. L'hydrogène comme source d'énergie centrale

Le cadre juridique de l'hydrogène

Le projet de centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène soulève la question du cadre juridique applicable tant à cette source d'énergie qu'aux infrastructures nécessaires à sa production et à son approvisionnement.

IV.8.4/ l'hydrogène est un gaz très léger, facilement inflammable, inodore, incolore, non toxique et non corrosif (ENGIE, 2021). Ces propriétés font que l'hydrogène est classé comme substance dangereuse au sens de l'article 3, paragraphe 10, de la directive 2012/18/UE du 4 juillet 2012, ce qui a des implications sur les normes applicables à l'hydrogène.

L'hydrogène est un vecteur énergétique central de la transition énergétique, dont l'impact environnemental dépend fortement du mode de production utilisé (Drouiller, 2022). Si son utilisation ne génère pas d'émissions directes de CO₂, sa production peut, selon le procédé utilisé, entraîner des émissions de gaz à effet de serre parfois considérables.

L'Union européenne adopte donc une approche pragmatique qui consiste à promouvoir non seulement l'hydrogène renouvelable, mais aussi l'hydrogène à faible teneur en carbone, à condition qu'il respecte certaines limites d'émissions (Drouiller, 2024). Au niveau européen, la classification par couleur a été abandonnée au profit d'un système basé sur les émissions, avec une distinction entre « hydrogène d'origine électrique » et « hydrogène fossile » (Erbach et Svensson, 2023) : l'« hydrogène d'origine électrique » est un hydrogène produit par électrolyse. Si l'électricité utilisée provient d'énergies renouvelables, on parle d'hydrogène « propre » ou « renouvelable » conformément à la stratégie de l'UE en matière d'hydrogène. À l'opposé, on trouve l'« hydrogène fossile », produit par différents procédés utilisant des combustibles fossiles tels que le gaz naturel (reformage) ou le charbon (gazéification). La stratégie de l'UE en matière d'hydrogène introduit également le terme « hydrogène fossile avec capture du CO₂ », qui désigne l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles, mais dont les gaz à effet de serre sont capturés.

La stratégie de l'UE en matière d'hydrogène introduit également la notion d'« hydrogène à faible teneur en CO₂ », qui comprend l'hydrogène fossile avec captage du CO₂ et l'hydrogène produit à partir d'électricité, dont les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie sont nettement inférieures à celles de la production actuelle d'hydrogène (Borning, 2024). Cela montre l'approche pragmatique de la Commission européenne, qui consiste à prendre en compte non seulement l'hydrogène renouvelable, mais aussi la production d'hydrogène à faible émission de gaz à effet de serre, dans laquelle l'électricité est produite à partir de l'énergie nucléaire ou dans laquelle les gaz à effet de serre émis sont captés (Borning, 2024). La prise en compte de l'hydrogène produit à partir d'électricité d'origine nucléaire était particulièrement importante pour la France, où une grande partie de l'électricité provient des centrales nucléaires (Borning, 2024).

L'acte délégué DeIVO (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 définit quatre types d'approvisionnement en électricité qui permettent la production d'hydrogène renouvelable : l'approvisionnement direct en électricité à partir d'une installation d'énergie renouvelable, l'approvisionnement en électricité du réseau dans une zone d'enchères avec plus de 90 % d'énergie renouvelable, approvisionnement en électricité renouvelable via un contrat d'achat d'électricité (PPA) et consommation d'électricité évitant l'arrêt d'une installation d'énergie renouvelable dans le cadre d'une mesure de redispatching. Le suivi de l'origine de l'électricité nécessite l'utilisation de compteurs intelligents.

L'hydrogène à faible teneur en carbone peut également être produit à partir d'énergie nucléaire ou d'électricité fossile avec capture et stockage du carbone (CSC), à condition que les limites d'émissions soient respectées. La France a adopté ce système et reconnaît explicitement l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire comme étant à faible teneur en carbone (art. L. 811-1 du Code de l'énergie). En Allemagne, en revanche, on s'en tient à un système basé sur les couleurs, en particulier dans l'EEG et le GEG. Les aides publiques sont actuellement limitées à l'hydrogène vert, qui doit être produit exclusivement à partir d'électricité renouvelable (§ 3 n° 27a EEG). Néanmoins, l'accord de coalition de 2025 ouvre la possibilité de prendre en compte à l'avenir d'autres formes d'hydrogène climatiquement neutre, y compris l'hydrogène à faible teneur en carbone (CDU/CSU/SPD, 2025).

Le système des garanties d'origine constitue un élément central pour garantir la durabilité et permettre le bon fonctionnement du marché intérieur. Ces garanties documentent l'origine de l'énergie injectée indépendamment du flux physique réel. Elles ont été initialement développées pour l'électricité, mais ont ensuite été étendues au biogaz et à l'hydrogène (Dost et Hanke, 2024 ; Lamoureux, 2022). Elles servent à garantir la transparence et visent à empêcher que les consommateurs soient trompés sur l'origine réelle (Büllesfeld et Koch, 2023). La directive sur les énergies renouvelables (RED III) oblige tous les États membres de l'UE à mettre en place et à consulter des registres de garanties d'origine afin de garantir la transparence et la traçabilité.

La reconnaissance mutuelle des garanties d'origine est essentielle pour le commerce transfrontalier de l'hydrogène. En vertu du droit européen, les États membres sont en principe tenus de reconnaître les garanties d'origine provenant d'autres États membres, sauf s'il existe des doutes fondés quant à leur exactitude (art. 19, paragraphe 9, de la directive 2018/2001/UE ; Sauer, 2024). En France, cette obligation de reconnaissance ne s'applique toutefois actuellement qu'aux garanties d'origine de l'hydrogène renouvelable. Pour l'hydrogène à faible teneur en carbone, la reconnaissance juridique au niveau national n'est pas encore définitivement réglée. Bien que l'article L. 824-2 du code français de l'énergie prévoie en principe la possibilité d'une reconnaissance, il n'existe pas de règlement concret, de sorte que des incertitudes juridiques subsistent (Abadie, 2022).

La France a en outre mis en place un système dual qui prévoit, en plus des garanties d'origine, des garanties dites de traçabilité. Ces garanties confirment non seulement le mode de production, mais aussi que l'hydrogène physiquement livré correspond exactement à celui qui a été produit. Contrairement aux garanties d'origine, les garanties de traçabilité ne peuvent toutefois pas être négociées indépendamment de l'hydrogène. Ce système vise à garantir une plus grande transparence, mais il est critiqué car il entraîne un découplage des flux énergétiques et commerciaux et n'est pas entièrement compatible avec le système européen (Abadie, 2022).

En Allemagne, le système de garantie d'origine pour l'hydrogène n'a été introduit dans la législation qu'en 2023. Si la base juridique a désormais été créée, la mise en œuvre pratique – notamment en ce qui concerne l'étiquetage du gaz et l'intégration du marché – est encore en cours d'élaboration (Wesche et Rath, 2024).

Un autre point critique découle de la situation juridique actuelle de l'UE : l'hydrogène à faible teneur en carbone n'est pas encore pris en compte dans la réalisation des objectifs de l'UE en matière d'énergies renouvelables (Anonyme, 2023). Néanmoins, la Commission européenne souligne que les sources d'énergie à faible teneur en CO₂ peuvent jouer un rôle important dans la phase de transition de la transition énergétique, car elles réduisent les émissions et favorisent le développement du marché des alternatives renouvelables (Commission européenne, n.d.c). Dans ce contexte, l'UE travaille actuellement à l'élaboration d'un nouvel acte délégué visant à évaluer les émissions de gaz à effet de serre de l'hydrogène à faible teneur en carbone (, DFBEW, 2024).

En résumé, on peut affirmer que les efforts européens visant à harmoniser la classification et la certification de l'hydrogène sont déjà bien avancés. Néanmoins, il existe des différences nationales, notamment en ce qui concerne l'intégration de l'énergie nucléaire, la politique de subventionnement et les systèmes de certification, qui compliquent la mise en place d'un marché uniforme de l'hydrogène. Le double système de traçabilité français offre certes une meilleure traçabilité physique, mais il n'est pas entièrement conforme aux exigences légales de l'UE. L'Allemagne, en revanche, dispose d'une marge de manœuvre très limitée en raison de sa focalisation unilatérale sur l'hydrogène vert. Une harmonisation future des systèmes et des définitions est donc indispensable pour permettre un commerce transfrontalier efficace d'hydrogène respectueux du climat.

L'infrastructure nécessaire au développement de l'hydrogène

L'approvisionnement en hydrogène de la centrale de cogénération nécessite inévitablement la construction d'une infrastructure appropriée, qui comprend d'une part la production d'hydrogène (électrolyseurs), le transport et le stockage, et d'autre part la construction de l'installation elle-même. C'est pourquoi les procédures de planification et d'autorisation des infrastructures correspondantes en Allemagne et en France ont été examinées et sont

présentées ci-dessous en mettant l'accent sur les points les plus importants. Il apparaît clairement à ce stade que les longues périodes de planification et d'autorisation constituent un « obstacle majeur au développement du marché de l'hydrogène » (Maaß, Weller et Zwanziger, 2024). Dans la pratique, il est fortement recommandé d'informer et de coopérer en temps utile ou à un stade précoce avec les autorités compétentes en matière d'autorisation.

IV.8.2.1. La production d'hydrogène : procédure d'autorisation pour les électrolyseurs

IV.8.2.1.1. Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs en Allemagne

En Allemagne, la production industrielle d'hydrogène est soumise à autorisation au titre de l'annexe 1, § 4.1.12 4. BImSchV (règlement fédéral sur la protection contre les émissions). Une procédure d'autorisation formelle avec participation du public est requise à cet effet (§ 10 BImSchG). Sont exclues les installations exploitées exclusivement à des fins de recherche ou produisant de l'hydrogène à des fins non industrielles. Toutefois, le terme « échelle industrielle » n'est pas clairement défini sur le plan juridique. Il n'existe pas de seuils quantitatifs fixes, mais l'évaluation se fait au cas par cas en fonction de l'utilisation et de la conception technique. Selon une interprétation du groupe de travail fédéral/régional pour la protection contre les émissions (LAI), l'utilisation d'un électrolyseur d'une puissance maximale de 100 kW pour l'autoconsommation (par exemple dans un bâtiment) n'est pas considérée comme une production industrielle. Si une installation dépasse ces valeurs, une procédure d'autorisation formelle avec participation du public est nécessaire.

Autorisations, permis et mesures nécessaires à la construction d'un électrolyseur (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023) :

- Les exigences de la législation sur l'eau relatives à la construction et à l'exploitation d'installations destinées à la manipulation de substances dangereuses pour l'eau (articles 62 et 63 de la loi allemande sur la gestion de l'eau, WHG) doivent être respectées. Sur cette base, le règlement relatif aux installations destinées à la manipulation de substances dangereuses pour l'eau (AwSV) précise la classification des substances et des mélanges dans des classes de danger pour l'eau, définit les exigences techniques applicables aux installations, définit les obligations des exploitants et réglemente l'agrément des experts chargés de contrôler ces installations ;
- Procédure d'autorisation formelle avec participation du public (article 10 de la loi fédérale sur la protection contre les nuisances (BImSchG)) ;
- Exceptions : électrolyseur à des fins de recherche ou pour la production d'hydrogène à des fins non industrielles (moins de 100 kW) ;

- Examen préliminaire général concernant la compatibilité environnementale (n° 4 du tableau de l'annexe 1 de l'UVPG). Le résultat de l'examen préliminaire général détermine s'il existe une obligation de réaliser une étude d'impact sur l'environnement (EIE) complète ;
- Exigences selon la directive sur les émissions industrielles ;
- Exceptions : électrolyseur à des fins de recherche ou pour la production d'hydrogène à des fins non industrielles (moins de 100 kW) ;
- Exigences de la législation sur la sécurité des produits : procédure d'évaluation de la conformité par le fabricant concerné, dans la mesure où les composants individuels, les pièces/sous-ensembles, les installations partielles ou l'ensemble de l'installation installés dans une installation d'électrolyse relèvent du champ d'application des directives ou règlements européens du marché intérieur ;
- 12. BImSchV (règlement sur les accidents majeurs) pour les installations d'électrolyse qui font partie d'une zone d'exploitation au sens de l'article 3, paragraphe 5a, de la BImSchG. C'est-à-dire pour les installations d'électrolyse qui font partie d'une zone placée sous la surveillance d'un exploitant et dans laquelle se trouvent des substances dangereuses au sens du règlement sur les accidents majeurs et à partir d'un seuil quantitatif de 5 000 kg d'hydrogène ;
- Exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité d'exploitation ;
- En raison des éventuelles pollutions atmosphériques ou nuisances sonores pouvant provenir de l'installation, il convient de vérifier si le seuil de signification fixé dans les directives TA Luft et TA Bruit est atteint ou non ;
- Les réglementations en matière de protection de la nature au sens des articles 13 et suivants de la loi fédérale sur la protection de la nature (BNatSchG) doivent être vérifiées et, le cas échéant, des mesures de prévention, de minimisation, de compensation et de remplacement doivent être mises en œuvre pour compenser les effets néfastes sur l'environnement ;
- Droit de l'urbanisme : les autorités compétentes en matière de droit de la construction vérifient la conformité du projet avec le droit de l'urbanisme, qui dépend de l'emplacement du projet (champ d'application d'un plan d'aménagement au sens de l'article 30 de la BauGB, dans les zones urbaines construites au sens de l'article 34 de la BauGB ou en zone périphérique au sens de l'article 35 de la BauGB) ;
- Les exigences du BauNVO doivent également être vérifiées. En principe, les projets soumis à autorisation en vertu de la loi sur la protection contre les immissions (4e BImSchV) ne peuvent être autorisés que dans des zones industrielles ou des zones spéciales correspondantes, sauf si, dans des cas

particuliers, il s'agit d'une configuration atypique compatible avec l'utilisation dans une zone commerciale.

- Dans le cas du stockage d'hydrogène, les seuils quantitatifs suivants s'appliquent :
- À partir de 3 tonnes : autorisation obligatoire conformément à l'article 19 de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BlmSchG) (procédure simplifiée sans participation du public)
- À partir de 5 tonnes en cas de pertinence au regard de la législation sur les accidents majeurs (§ 19, al. 4 BlmSchG) : autorisation obligatoire conformément au § 10 BlmSchG (avec participation du public)
- À partir de 30 tonnes : autorisation obligatoire conformément au § 10 de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BlmSchG) (avec participation du public) Obligations des exploitants et contrôles réguliers (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023) :
- Lors du rejet de substances dangereuses, les exigences relatives au rejet et à la prévention des mélanges explosifs doivent être respectées, en particulier lors du soufflage d'oxygène et d'hydrogène ;
- Exigences en matière d'émissions sonores et de réduction des immissions (TA Bruit) ;
- Pour les installations relevant de la directive IE : inspection environnementale régulière.
- En plus des inspections IE officielles et des prélèvements officiels d'échantillons d'eaux usées, l'exploitant est tenu de respecter le règlement sur l'autocontrôle du Land de Bade-Wurtemberg.
- Pour les installations relevant du champ d'application de la 12e BlmSchV : inspections en cas d'accident majeur ;
- Contrôles des exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité opérationnelle (ÜAnIG en liaison avec la BetrSichV) ;
- les modifications apportées à l'électrolyseur ou aux parties de l'installation associées doivent être coordonnées avec l'autorité compétente en matière d'autorisation et de surveillance ;
- Conformément à l'article 15, paragraphe 3, de la BlmSchG, toute cessation d'activité prévue doit être immédiatement signalée aux autorités compétentes.

IV.8.2.1.2. Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs en France

En France, la construction d'une installation à hydrogène nécessite en principe un permis de construire délivré par le préfet compétent (art. L. 422-2 du Code de l'urbanisme).

Les installations à hydrogène sont soumises aux dispositions relatives aux ICPE (installations classées pour la protection de l'environnement) conformément à l'article L.511-1 du Code de l'environnement. Il existe trois régimes – autorisation, enregistrement et déclaration – avec des obligations différentes en matière de procédure et d'exploitation. Une installation peut relever de plusieurs régimes, par exemple lorsqu'un électrolyseur est relié à un réservoir de stockage et doit donc satisfaire aux deux exigences. L'appartenance à un régime dépend, entre autres, de critères quantitatifs.

- Les installations qui stockent entre 100 kg et 1 000 kg d'hydrogène (quel que soit leur état physique) sont soumises aux dispositions de la procédure de déclaration.
- Les installations qui stockent 1 000 kg d'hydrogène ou plus sont soumises aux dispositions de la procédure d'autorisation.

L'exploitation d'une installation à hydrogène nécessite une autorisation conformément aux dispositions relatives aux ICPE si la production est classée comme industrielle. En France également, il n'existe pas de définition contraignante du terme « quantité industrielle ». Une note explicative du ministère de l'Environnement précise qu'une évaluation au cas par cas doit être effectuée. Pour ce faire, des critères tels que l'utilisation commerciale (c'est-à-dire le critère commercial) et la pertinence environnementale (par exemple, les procédés utilisés, les quantités de substances, les impacts environnementaux potentiels) sont pris en compte. Ainsi, une petite installation d'électrolyse qui ne consomme que de faibles quantités d'eau et sert à l'autoconsommation peut être exemptée de l'obligation d'autorisation. Cependant, ici aussi, il n'existe pas de valeurs seuils concrètes, par exemple en ce qui concerne la quantité d'eau ou l'efficacité énergétique, ce qui entraîne une incertitude quant à l'applicabilité des réglementations.

Les installations qui prélèvent de l'eau ou rejettent des eaux dans le milieu aquatique sont soumises aux dispositions IOTA (en français : installations, ouvrages, travaux et activités) qui, en fonction du volume prélevé ou rejeté, nécessitent une déclaration ou une autorisation (art. R 214-1 du Code de l'environnement).

Autorisations, permis et mesures nécessaires pour la construction d'un électrolyseur :

- Permis d'urbanisme conformément à l'art. L. 422-2 du Code de l'urbanisme ;
- Respect de la réglementation ICPE. Conformément à la rubrique 3420 de la nomenclature ICPE, la construction d'une installation de production d'hydrogène nécessite un permis d'environnement.
- La demande comprend une étude d'impact sur l'environnement, une étude des risques, un examen par les autorités administratives et une consultation publique.
 - o Exceptions : électrolyseurs destinés à la production d'hydrogène à des fins non industrielles ou à des fins de recherche.

Obligations de l'exploitant : l'exploitant est tenu de signaler à l'autorité de contrôle des installations classées toute modification importante apportée à l'installation de production d'hydrogène (dans notre cas, l'électrolyseur) ainsi que tout accident ou incident survenu pendant l'exploitation (Babès, 2023). Cette obligation de notification est liée à l'obligation de se soumettre aux contrôles de l'inspection des installations classées (Babès, 2023).

Les exigences relatives au stockage de l'hydrogène produit dépendent de la quantité à stocker. Les installations d'une capacité de stockage comprise entre 100 kg et 1 000 kg sont soumises aux exigences de l'AMPG 4715 du 12 février 1998. Les installations qui stockent plus de 1 000 kg doivent obtenir une autorisation conformément à la réglementation relative aux ICPE. Les installations destinées au stockage d'hydrogène gazeux ne doivent pas être surmontées de bâtiments habités par des tiers et doivent respecter une distance de 8 m par rapport aux limites du terrain ou aux bâtiments si elles sont situées à l'extérieur. Il existe quelques exceptions qui doivent être examinées au cas par cas en fonction de l'emplacement du terrain.

Dans le cas de l'hydrogène liquide, l'installation ne doit pas être surplombée par des bâtiments habités par des tiers et doit être située à plus de 20 m de la limite du terrain.

IV.8.2.1.3. Conclusion Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs

Dans les deux pays, la directive européenne sert de base. Tant en Allemagne qu'en France, l'obligation d'autorisation est liée à la notion peu claire de production « industrielle ». En Allemagne, l'accent est mis sur l'utilisation commerciale et la taille technique de l'installation, le seuil d'autorisation obligatoire étant fixé dans la pratique à une puissance d'environ 100 kW et une capacité de stockage de 100 kg d'hydrogène. En France, la classification dans le cadre de la réglementation ICPE s'effectue sur la base d'une évaluation globale de l'installation. Les critères sont multiples, mais ne sont pas non plus clairement définis sur le plan quantitatif. Il en résulte une situation juridique incertaine pour les projets hydrogène de petite envergure ou innovants.

IV.8.2.2. Cadre juridique d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène

IV.8.2.2.1. Centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne

En Allemagne, la cogénération (KWK) est réglementée de manière détaillée par la loi. La KWKG encourage en particulier la transition vers l'hydrogène. À partir de mi-2023, les nouvelles installations de cogénération au gaz de plus de 10 MW ne recevront une autorisation que si elles sont certifiées « H₂ -ready ». Les autorisations sont délivrées notamment en vertu de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BImSchG) et sont soumises à des contrôles individuels complexes, par exemple en matière de compatibilité environnementale, de protection des eaux, de sécurité au travail et de droit de l'urbanisme. L'exploitation d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène est soumise à d'autres exigences, telles

que les contrôles des émissions, les obligations de déclaration et les exigences relatives à l'intégration de l'électricité sur le marché. Les subventions au titre de la loi KWKG ne sont possibles que dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres.

Autorisations, permis et mesures pour la construction d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène :

- L'autorisation au titre de la législation sur la protection contre les émissions dépend de la puissance thermique de combustion de la centrale de cogénération. Conformément aux points 1.2.3.1 et 1.2.3.2 de l'annexe 1 du 4e BImSchV, les installations destinées à la production d'électricité, de chaleur industrielle ou de gaz d'échappement chauffés dans une installation de combustion (telle qu'une centrale électrique, une centrale thermique, une chaufferie, une turbine à gaz, un moteur à combustion interne, toute autre installation d'extraction) par l'utilisation de d'hydrogène avec une puissance thermique de combustion comprise entre 20 MW et moins de 50 MW ou entre 1 mégawatt et moins de 20 mégawatts, dans le cas des installations à moteur à combustion ou des installations à turbine à gaz sont soumises à autorisation ;
- En raison de la pollution atmosphérique causée par une centrale de cogénération et des nuisances sonores, il convient de vérifier si le seuil de signification fixé dans les directives TA Air et TA Bruit est atteint ou non ;
- Dès que l'installation atteint les seuils quantitatifs fixés à l'annexe 1 de la 12e BImSchV, le règlement sur les accidents majeurs (douzième règlement d'application de la loi fédérale sur la protection contre les émissions, 12e BImSchV) s'applique et l'exploitant de l'installation est soumis à des obligations supplémentaires en matière de sécurité de l'installation ;
- Dès que l'installation relève du champ d'application de la directive IE et que des substances dangereuses sont utilisées, un rapport sur l'état initial doit être établi. Ce rapport sert à déterminer de manière contraignante l'état initial du sol et des eaux souterraines avant la mise en service de l'installation ;
- Évaluation des incidences sur l'environnement : conformément aux points 1.2.3.1 et 1.2.3.2 de l'annexe 1 de l'UVPG, l'autorité doit effectuer une évaluation préliminaire spécifique au site afin de déterminer l'obligation d'EIE pour la construction et l'exploitation d'une installation de production d'électricité à partir d'hydrogène d'une puissance thermique de combustion comprise entre 10 MW et moins de 50 MW, ou de 1 MW à moins de 10 MW, dans le cas d'installations à moteur à combustion ou à turbine à gaz (§ 7, al. 2 UVPG) ;
- Les réglementations en matière de protection de la nature au sens des articles 13 et suivants de la loi fédérale sur la protection de la nature (BNatSchG) doivent

être examinées et, le cas échéant, des mesures de prévention, de minimisation, de compensation et de remplacement doivent être mises en œuvre afin de compenser les effets néfastes sur l'environnement ;

- Exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité d'exploitation ;
- En cas d'utilisation de substances dangereuses pour l'eau (par exemple, huile lubrifiante ou fioul), il convient de vérifier, sur la base de la loi allemande sur la protection des eaux (WHG), s'il existe un risque pour les eaux souterraines ou autres eaux. Ces exigences s'appliquent indépendamment du fait que l'installation soit soumise ou non à autorisation au titre de la législation sur la protection contre les émissions.
- Les autorités compétentes en matière de droit de la construction vérifient la conformité du projet avec le droit de l'urbanisme, qui dépend de l'emplacement du projet (champ d'application d'un plan d'urbanisme au sens de l'article 30 du BauGB, dans les zones bâties contiguës au sens de l'article 34 du BauGB ou en zone périphérique au sens de l'article 35 du BauGB).
- Conformément à l'article 14, paragraphe 3, du BauNVO, les installations de cogénération exploitées à l'intérieur de bâtiments peuvent, sous certaines conditions, être exemptées de l'exigence de subordination fonctionnelle, ce qui permet leur admissibilité dans toutes les zones de construction. Conformément à l'article 14, paragraphe 4, du BauNVO, les installations destinées à la production ou au stockage d'hydrogène qui sont liées à des installations utilisant l'énergie solaire peuvent également être autorisées dans les zones industrielles sous certaines conditions. Toutefois, ces paragraphes ne régissent pas spécifiquement le cas des installations de cogénération qui n'utilisent pas l'hydrogène pour le produire ou le stocker, mais pour l'utiliser. Par conséquent, la question de savoir si une installation de cogénération fonctionnant à l'hydrogène peut être autorisée dans toutes les zones constructibles reste ouverte (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023).

Tout comme pour l'exploitation d'un électrolyseur, l'exploitation d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène est soumise à des exigences et à des obligations de contrôle qui doivent être respectées.

Conformément à l'article 4, paragraphe 1, phrase 1 de la loi allemande sur la cogénération (KWKG), les exploitants d'installations de cogénération d'une puissance électrique supérieure à 100 kW doivent commercialiser directement l'électricité produite ou la consommer eux-mêmes. Pour les installations de cogénération d'une puissance maximale de 100 kW, l'exploitant peut commercialiser directement l'électricité produite par cogénération, la consommer lui-même ou exiger de l'exploitant du réseau qu'il l'achète.

IV.8.2.2.2. Centrales de cogénération à hydrogène en France

En France, le cadre juridique de la cogénération est moins développé et axé sur la cogénération à partir de gaz naturel fossile, la promotion des installations de cogénération au gaz naturel ayant été suspendue depuis 2020. Le plan directeur national de l'énergie (PPE) ne prévoit de soutien que pour la cogénération à partir de biomasse et de biogaz – les installations de cogénération à hydrogène ne sont pas concernées. La construction est soumise aux règles générales du droit de la construction et du droit de l'environnement (par exemple, le régime ICPE), mais il n'existe pas de spécifications claires pour la cogénération à hydrogène (H₂).

En ce qui concerne la construction de l'installation elle-même, les règles du droit de la construction et de l'aménagement du territoire doivent généralement être respectées. Le maître d'ouvrage doit donc tenir compte des règles d'urbanisme contenues dans les plans d'urbanisme locaux (PLU) ou dans les cartes communales gen. Les centrales de cogénération fonctionnant à la biomasse ont un impact potentiel sur la pollution atmosphérique et sont donc soumises à la réglementation ICPE. Il s'agit de la même réglementation que celle qui s'applique aux installations de production d'hydrogène (voir ci-dessus). On peut en déduire qu'une installation de cogénération destinée à la production d'hydrogène est également soumise à cette réglementation et aux autorisations et contrôles qui y sont associés.

En ce qui concerne la production d'électricité par la centrale de cogénération, celle-ci est soumise à la délivrance d'un permis d'exploitation par l'autorité administrative au sens de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie. Ce permis d'exploitation doit être compatible avec le PPE. Le PPE ne prévoit pas de mesures de soutien à la cogénération à hydrogène, mais encourage le développement de solutions innovantes permettant d'optimiser l'énergie.

IV.8.2.3. Le transport transfrontalier de l'hydrogène

Compte tenu de la situation frontalière de la région du Rhin supérieur et des projets qui y sont liés, la question se pose de savoir comment l'hydrogène peut être transporté au-delà des frontières. Les aspects juridiques relatifs à la classification de l'hydrogène et à ses effets sur le commerce ont déjà été abordés précédemment. L'hydrogène étant gazeux, l'accent est désormais mis sur les infrastructures nécessaires à son transport, en particulier les conditions juridiques et administratives requises pour la construction d'un pipeline transfrontalier.

Malgré un cadre juridique commun de l'UE sur la transition énergétique et la stratégie hydrogène, il existe des différences considérables entre l'Allemagne et la France dans la mise en œuvre pratique. Celles-ci compliquent considérablement la réalisation d'un réseau hydrogène transfrontalier (Müller, 2025). En raison du principe de territorialité, « les procédures de planification et d'autorisation pertinentes pour une infrastructure transfrontalière de transport d'hydrogène ne devraient dans un premier temps être envisagées que jusqu'aux frontières nationales » (Müller, 2025).

Une solution possible réside dans un accord international entre l'Allemagne et la France afin de surmonter les défis liés à la coordination des procédures, à la gouvernance et au principe de territorialité (Müller, 2025). L'article 19 du traité d'Aix-la-Chapelle (VvA), qui oblige les deux pays à promouvoir la transition énergétique dans tous les domaines pertinents, pourrait notamment servir de base juridique (Müller, 2025).

En outre, la conclusion d'un traité international spécifique au projet, qui réglemente concrètement la construction d'un pipeline transfrontalier d'hydrogène, constituerait une autre option juridique (Müller, 2025). Si un traité international ne pouvait être conclu, d'autres instruments juridiques de planification ou mesures visant à assouplir la législation pourraient également être envisagés (Müller, 2025).

IV.9. Conclusion et perspectives

Les défis juridiques et administratifs dans le domaine de l'hydrogène et du couplage sectoriel nécessitent une coopération plus étroite au niveau européen. Une harmonisation et une clarification supplémentaires de la législation sont nécessaires afin de promouvoir efficacement l'intégration de l'hydrogène en tant que source d'énergie et d'accélérer le couplage sectoriel dans les deux pays.

IV.10. Relations publiques

Au cours du projet, deux articles ont été publiés à son sujet :

- « L'hydrogène suscite beaucoup d'espoirs », par Dominik Kaltenbrunn, 28/12/2023 dans Mittelbadische Presse
- « Solutions pour la neutralité climatique », par Philipp Boetzelen, Bénédicte Laroze, LL.M. et Âdem Uğurlu, contribution sur le gaz du 13/11/2024 dans Future4Public

Les résultats partiels obtenus dans le cadre du projet ont été présentés lors des conférences suivantes :

- « Discussion on Hydrogen's Impact on Energy Justice », Michael Frey et Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2023, 23 juin 2023 à Anglet (France)
- « Advancing Local Hydrogen Initiatives to Safeguard Energy Justice », Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2024, 30 mai 2024, à Casablanca (Maroc)
- « Le rôle des municipalités dans la neutralité carbone de la région du Rhin supérieur grâce à la production décentralisée d'énergie et au couplage sectoriel », Bénédicte Laroze, conférence SFAIS 2024 « Beyond Vision : Sustainable Futures in Action Innovate to Sustain », 27 septembre 2024, Mersin (Turquie)

IV.11. Problèmes et risques

Le cadre juridique applicable au projet, notamment en ce qui concerne l'hydrogène, les énergies renouvelables, la mobilité électrique, la cybersécurité et le couplage sectoriel, est en pleine mutation. Au cours des dernières années et pendant la durée du projet, une grande partie des réglementations légales pertinentes ont été introduites ou profondément remaniées au niveau européen. Il s'agit donc d'un domaine juridique très récent et encore immature à certains égards.

Cela pose plusieurs défis : d'une part, il existe encore des lacunes dans la législation, d'autre part, l'expérience pratique et la jurisprudence établie font souvent défaut pour pouvoir évaluer avec certitude les processus concrets et les effets des nouvelles normes juridiques. À cela s'ajoute le fait que l'environnement réglementaire est fortement politisé et dynamique. Les différences nationales en matière d'orientation politique font que les réglementations et mesures correspondantes sont mises en œuvre ou priorisées à des rythmes différents dans les différents États membres, y compris entre l'Allemagne et la France. Malgré ces différences, les deux pays sont liés par les objectifs généraux de l'UE et tenus d'en assurer la mise en œuvre, au moins dans sa forme minimale.

La France et l'Allemagne ont récemment connu des changements de gouvernement qui, dans le contexte de la polarisation partisane du débat sur la transition énergétique, ont une influence considérable sur la mise en œuvre du cadre juridique européen. De nombreuses réformes essentielles pour l'ensemble du projet ont ainsi été écartées à plusieurs reprises de l'agenda parlementaire, comme le PPE en France, la loi sur l'accélération de l'hydrogène en Allemagne ou la mise en œuvre nationale de la directive NIS2 dans le domaine de la cybersécurité dans les deux pays.

Pour le projet, cela signifie que certaines exigences légales n'étaient pas encore claires ou n'étaient pas encore définies au moment de la rédaction du rapport. Des deux côtés du Rhin, d'importants cadres juridiques et instruments de planification sont encore en cours d'élaboration ou de développement. Dans ce contexte, les analyses juridiques du projet ont été réalisées sur la base du droit en vigueur (« de lege lata »). Dans le même temps, les incertitudes ou les évolutions législatives à venir sont clairement indiquées. Cela permet de donner une image réaliste du statu quo juridique actuel sans occulter les changements futurs.

IV.12. Écarts

En raison des difficultés rencontrées pour trouver du personnel qualifié pour le projet, l'université de Kehl n'a pu démarrer qu'en février 2023, soit quatre mois après le lancement du projet.

Différences dans l'application pratique et l'analyse entre la partie allemande et la partie française :

Du côté allemand, la Stadt Offenburg a activement contribué au projet et a servi d'exemple pratique. Lors du premier colloque, le cadre juridique pour la construction d'une centrale de cogénération à hydrogène destinée à alimenter des bâtiments publics a été examiné sur cette base et expliqué plus en détail lors de discussions bilatérales. Il n'existait pas de référence pratique comparable provenant d'une commune française, de sorte qu'aucune analyse approfondie n'a pu être effectuée du point de vue du droit français. En conséquence, l'évaluation juridique dans cette partie du projet s'est principalement concentrée sur la perspective allemande.

Il en a été de même pour l'étude sur l'acceptation sociale et la participation citoyenne, réalisée par l'Institut de technologie de Karlsruhe (KIT). Là encore, aucune étude de cas française n'était disponible, car aucune centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène n'a été testée ou construite en France (voir WP5), ce qui a limité la comparabilité transfrontalière. Le Hochschule Kehl et le KIT ont élaboré une note d'orientation qui se réfère donc au cadre juridique allemand.

IV.13. Perspectives

Le projet CO2InnO a apporté une contribution précieuse à l'analyse et à la préparation de solutions pour la transition climatique dans la région du Rhin supérieur. Néanmoins, des recherches et des mesures sont encore nécessaires dans plusieurs domaines afin de mettre en œuvre avec succès et efficacité les approches esquissées.

IV.13.1.

Analyses de rentabilité et faisabilité financière au niveau communal

L'une des principales lacunes du projet réside dans l'absence d'évaluation de la rentabilité des options technologiques étudiées, en particulier celle de la centrale de cogénération à hydrogène. Comme l'a montré l'étude, le niveau local et communal est un acteur majeur de la transition énergétique et de l'intégration intersectorielle. Néanmoins, de nombreuses communes sont confrontées à des restrictions financières considérables. Les études futures devraient donc examiner en détail la faisabilité économique et l'évolutivité de telles solutions.

IV.13.2.

Cela nécessite des modèles de financement viables, des cadres de financement coordonnés et des stratégies de partage des risques.

Approfondissement de l'intégration intersectorielle

Le cadre juridique de l'interconnexion des secteurs et du stockage de l'énergie a été analysé de manière approfondie dans le cadre du projet. Cependant, les interfaces techniques et réglementaires entre les secteurs de l'électricité, du chauffage, de la mobilité et de l'industrie ne sont pas encore suffisamment différenciées dans la pratique. Le déploiement de systèmes de contrôle et de mesure intelligents (compteurs intelligents, réseaux intelligents) soulève

notamment de nombreuses questions en matière de protection des données et de sécurité, qui doivent être examinées de manière plus approfondie. Là encore, il est nécessaire d'étudier de manière systématique l'acceptation, la rentabilité et la faisabilité juridique.

Participation citoyenne et acceptation sociale

L'un des principaux résultats du projet a été de mettre en évidence l'importance de la participation citoyenne comme facteur de réussite (voir le lot de travail du KIT). L'acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques dépend en grande partie de la mesure dans laquelle la population concernée est impliquée de manière précoce, transparente et crédible. Le projet montre que les procédures d'autorisation actuelles offrent des possibilités de participation.

Harmonisation et coopération dans l'application de la loi

Le projet a mis en évidence des différences entre l'Allemagne et la France en matière de réglementation de l'hydrogène, du couplage sectoriel et des mesures d'infrastructure. Pour une mise en œuvre transfrontalière de la transition énergétique, une coordination approfondie dans le domaine des pratiques d'autorisation, des mécanismes de soutien et des normes techniques est indispensable, selon l' . Une étude complémentaire pourrait se concentrer spécifiquement sur les mécanismes d'harmonisation juridique et de comparaison transfrontalière des expériences, par exemple à travers des projets pilotes communs ou des plateformes de transfert de connaissances.

IV.14. Recommandations concernant la feuille de route et l'action politique

Renforcer le couplage sectoriel au niveau local

La transition énergétique, et en particulier le couplage intersectoriel, nécessitent un renforcement des possibilités d'action des communes. Les communes ont besoin non seulement de clarté juridique, mais aussi de sécurité en matière de planification et de ressources financières. La mise en œuvre réussie du couplage sectoriel nécessite un renforcement ciblé du niveau communal et local, tant sur le plan juridique que financier et structurel. Les mesures et réformes suivantes sont appropriées pour éliminer les obstacles existants et activer le potentiel de mise en œuvre local :

IV.14.1.1. Création d'un cadre juridique clair pour l'interconnexion des secteurs

Les acteurs communaux ont besoin de bases juridiques contraignantes et compréhensibles qui intègrent de manière systémique les technologies intersectorielles telles que les centrales de cogénération à hydrogène, les pompes à chaleur ou les installations de stockage. L'introduction d'un cadre juridique intersectoriel, par exemple sous la forme d'une « loi sur

l'intégration sectorielle » nationale, pourrait garantir la sécurité de la planification et simplifier les procédures d'autorisation. Les instruments de planification communaux devraient également être adaptés de manière ciblée à cet effet.

IV.14.1.2. Accélération et simplification des procédures d'autorisation

Afin de permettre le développement d'infrastructures décentralisées au niveau local, des procédures accélérées et des critères standardisés sont nécessaires. La mise en œuvre complète et conforme de la RED III avec ses « zones d'accélération » devrait permettre de réaliser plus rapidement les projets de stockage, de réseau et d'énergies renouvelables. Les autorités communales devraient bénéficier d'une formation ciblée et de renforts en personnel pour l'application des nouvelles règles d'autorisation.

IV.14.1.3. Soutien financier et audit de rentabilité

La viabilité financière est un obstacle majeur pour de nombreuses communes. Il convient donc de développer la promotion de projets sectoriels au niveau communal, par exemple par le biais de programmes ciblés, de subventions aux coûts d'investissement ou de remboursements des coûts d'exploitation. Parallèlement, des analyses de rentabilité systématiques sont nécessaires afin de présenter aux décideurs communaux des scénarios réalistes et viables à long terme.

IV.14.1.4. Renforcement de la participation citoyenne comme facteur de réussite

La participation citoyenne doit être considérée comme un élément stratégique des projets énergétiques communaux. Le cadre juridique offre déjà aujourd'hui de nombreuses possibilités de participation citoyenne, qui doivent être mises en œuvre de manière obligatoire afin de promouvoir la confiance et l'acceptation. Les communes doivent soutenir activement les modèles financiers de participation citoyenne (par exemple les coopératives énergétiques) et concevoir des processus de planification participatifs facilement accessibles.

IV.14.1.5. Développer la mise en réseau et le transfert de connaissances

Les acteurs locaux et communaux tirent profit des échanges et des expériences en matière de bonnes pratiques. La mise en place de centres de compétences transfrontaliers, de réseaux communaux et de plateformes de formation continue peut contribuer à diffuser systématiquement les connaissances sur les solutions techniques, les exigences légales et les instruments de financement. L'accès à ces ressources est particulièrement crucial pour les petites communes afin de pouvoir introduire de nouvelles technologies de manière compétente.

Clarté juridique et normalisation

Dans le domaine de l'hydrogène en particulier, des incertitudes subsistent actuellement quant aux définitions juridiques, aux procédures d'autorisation et aux garanties d'origine. Une définition claire et cohérente, par exemple pour l'hydrogène « vert » ou « renouvelable », est essentielle pour donner aux acteurs du marché une sécurité de planification. Les directives européennes existantes, telles que la RED III, devraient être transposées de manière cohérente dans le droit national et leur application devrait être normalisée. Les garanties d'origine devraient également être conçues de manière transparente et liées à des outils numériques.

Développement des énergies renouvelables et garantie de la flexibilité du système énergétique

La transition vers un système énergétique interconnecté basé sur des sources d'énergie non fossiles nécessite un développement massif des énergies renouvelables comme source primaire d'électricité, de chaleur et de production d'hydrogène. Dans le même temps, la flexibilité du système doit être accrue afin de compenser la volatilité des sources renouvelables. Les solutions de stockage (par exemple, les batteries, les réservoirs d'hydrogène) et les structures de consommation flexibles (par exemple, les pompes à chaleur, les véhicules connectés au réseau) sont essentielles à cet égard. Les mesures politiques devraient promouvoir de manière ciblée les investissements dans les technologies de stockage et supprimer les obstacles réglementaires à leur intégration.

La directive RED III et les règlements délégués connexes de l'UE établissent les bases juridiques et techniques essentielles pour le développement des énergies renouvelables, des infrastructures de réseau et de stockage, ainsi que pour l'économie de l'hydrogène. Cependant, leur mise en œuvre lente au niveau national compromet la réalisation des objectifs climatiques dans les délais impartis et freine les investissements. Les décideurs politiques devraient insister sur une mise en œuvre accélérée et coordonnée, avec la participation de tous les acteurs concernés, en particulier au niveau local.

Renforcement de la coopération transfrontalière

Dans une région frontalière comme le Rhin supérieur, la coopération avec le pays voisin dans le domaine de l'énergie est particulièrement importante. Cependant, cette coopération pose parfois des défis majeurs. Afin de supprimer les obstacles administratifs, par exemple pour le développement d'un réseau transfrontalier ou l'offre transfrontalière de transports publics tels que les scooters électriques ou les vélos électriques, la conclusion d'un traité international serait nécessaire (comme c'est le cas, par exemple, pour le tramway Strasbourg-Kehl). Afin de permettre la construction d'une infrastructure transfrontalière, telle qu'un pipeline de transport d'hydrogène, il est également nécessaire d'harmoniser les normes techniques. À

cette fin, la coopération avec les institutions de coopération transfrontalière déjà existantes dans le Rhin supérieur est indispensable.

Le présent texte a été traité avec ChatGPT à des fins d'amélioration linguistique et de vérification grammaticale.