

Verbatim Concertation Projet Ep'HyNE

du 24 avril au 22 juin 2025

Table ronde thématique

ÉPINAL

Mercredi 30 avril 2025 de 18h30 à 20h30

Centre des congrès, 7 Avenue de St-Dié

Création d'une unité de capture de CO₂
et de production de carburant d'aviation durable
sur l'Ecoparc de Chavelot

Participant.es : 16
Nombre de questions : 14

Modérateur
Sébastien ALBERT

GARANTS CNDP :
Rémy COUCHON

VERSO ENERGY :
Ludovic LAGAY
Antoine GHESQUIÈRE
Timothée BLONDEL

Intervenants externes aux maîtres d'ouvrage :
Simon PUJAU - France HYDROGÈNE
Yann LESESTRE - SIA

Ouverture et introduction de la table ronde par Sébastien Albert - Modérateur

Bonsoir à toutes et à tous. Je vais me rapprocher un peu, puisque nous ne sommes finalement pas très nombreux ce soir. Ça promet une ambiance conviviale, et je pense qu'on va pouvoir vraiment prendre le temps de répondre à vos questions. Avant de commencer, j'aimerais simplement savoir : qui parmi vous n'était pas présent à la réunion d'introduction la semaine dernière ? Très bien, merci. Ça nous permet de mesurer un peu le niveau de connaissance du public ce soir.

Je me présente : je m'appelle Sébastien Albert, je suis le modérateur de cette réunion, comme la semaine dernière. Mon rôle, c'est d'animer les échanges, de distribuer la parole et de faire respecter le temps imparti. On est ensemble jusqu'à 20h30 précises, donc pour une durée de deux heures. Le format de ce soir est un peu différent, mais toujours avec des temps d'échange. Comme on n'est pas très nombreux, on pourra vraiment bien travailler ensemble.

Voici comment va se dérouler la soirée : on commencera par le cadre et le contexte de la concertation, présenté par Monsieur Rémy Couchon, qui est ici ce soir et qui représente la CNDP. Ensuite, on reviendra sur les grandes lignes du projet Ep'hyne, en lien avec la décarbonation du secteur aérien. Ce sera le premier grand thème, suivi d'un premier temps d'échange d'environ un quart d'heure.

Nous aborderons ensuite la filière hydrogène avec une intervention de France Hydrogène, puis un second temps d'échange. Enfin, un troisième sujet portera sur la valorisation du CO₂ issu de la biomasse pour produire un carburant de synthèse de type kérosène. Ce sera présenté par la société SIA. Là encore, on prendra le temps de discuter ensemble. En fin de réunion, je vous parlerai des prochains rendez-vous de la concertation.

Concernant les règles de prise de parole : comme d'habitude, je vous demanderai de lever la main. Je viendrai vous apporter le micro. Il est très important de bien parler dans le micro, et ce pour deux raisons. D'abord, comme la semaine dernière, la réunion est enregistrée. Une retranscription et une synthèse seront mises en ligne dans quelques jours sur le site internet. Ensuite, particularité de ce soir : la réunion est aussi diffusée en direct sur Internet. Une personne était connectée tout à l'heure, je crois que c'est toujours le cas. Donc bonsoir à elle ! La caméra diffuse ce qui se passe ici dans la salle, ainsi que les diapositives projetées. Les personnes en ligne peuvent aussi poser des questions, et je me chargerai de les relayer dans la salle. Je compte sur vous pour parler distinctement dans le micro, afin que tout le monde vous entende, y compris à distance. Et bien sûr, la courtoisie reste de mise — mais je crois qu'on n'a jamais eu de problème de ce côté-là.

Je termine avec la présentation des intervenants de ce soir. Pour la CNDP, nous avons donc Monsieur Rémy Couchon, garant de la concertation. Côté Verso Energy, sont présents Antoine Ghesquière, chef de projet, Timothée Blondel et Ludovic Lagay, tous deux ingénieurs de développement. Pour France Hydrogène, nous accueillons Simon Pujau, responsable des relations institutionnelles. Enfin, pour la société SIA, Monsieur Yann Lesestre, manager Énergie et Utilities.

Je vais maintenant laisser la parole à Monsieur Rémy Couchon pour la présentation de la CNDP.

Rémy Couchon – Garant de la CNDP

Merci. Bonsoir à toutes et à tous.

Je vais vous présenter rapidement le rôle que je tiens en tant que garant, ainsi que celui de la CNDP, dans le cadre de cette concertation qui se déroule sur deux mois.

Je représente la Commission nationale du débat public, la CNDP, qui est née en 1995. Elle est l'héritière directe des principes posés lors du Sommet de la Terre de Rio en 1992. Ce sommet, vous en souvenez peut-être, avait posé les bases de la réflexion mondiale sur l'environnement et les changements climatiques.

En France, cela s'est traduit par la création de la CNDP, dont la mission est d'assurer que les citoyens puissent

être consultés sur les grands projets industriels, notamment en ce qui concerne leurs impacts environnementaux. Pour chaque projet d'envergure, la CNDP nomme deux garants. Ce soir, je suis seul, car mon collègue n'a pas pu être présent.

Notre rôle est très clair : nous ne jugeons pas de l'opportunité du projet. Ce n'est pas à nous de dire si le projet est bon ou mauvais. Ce rôle revient aux porteurs de projet, aux ingénieurs, aux acteurs techniques. Moi, je suis ici pour faire en sorte que vous, citoyens, soyez pleinement informés et que vous puissiez vous exprimer dans un cadre serein et équilibré.

Le projet qui nous occupe ce soir est technique, complexe, et je vous encourage à poser toutes vos questions. Aucune question n'est inutile. Mon objectif, c'est que vous puissiez comprendre les enjeux du projet et que l'information soit aussi claire et accessible que possible.

La CNDP repose sur six principes fondamentaux, que je vous présente ici :

- L'indépendance : bien que nous ayons une fonction administrative d'État, nous ne dépendons ni des porteurs de projet, ni des pouvoirs publics, ni des politiques.
- La neutralité : je ne prends pas position sur les contenus ou les échanges. Mon rôle est d'accompagner, pas de juger.
- La transparence : toutes les réunions sont enregistrées, les échanges sont tracés, et tout cela sera rendu public. Vous pourrez retrouver les comptes rendus, les mails, les contributions sur le site dédié.
- L'argumentation : je veille à ce que les informations fournies soient de qualité, compréhensibles pour le plus grand nombre.
- L'égalité de traitement : toutes les voix comptent, qu'on soit élu, technicien, citoyen lambda ou membre d'une association.
- L'inclusion : tous les publics doivent pouvoir accéder à l'information et participer au débat, quels que soient leurs parcours ou leurs compétences.

Je termine avec un dernier point important : essayez de centrer vos questions et vos remarques sur les impacts du projet sur le territoire local, en l'occurrence celui de la Communauté de communes d'Épinal. Les débats plus globaux, philosophiques ou politiques à l'échelle nationale ou européenne ont leur importance, bien sûr, mais ils sortent du cadre de cette concertation.

Si vous avez des questions sur la CNDP ou sur mon rôle, je suis à votre disposition. Merci à vous pour votre attention. Je passe maintenant la parole à Antoine Ghesquière.

Antoine Ghesquière – Verso Energy

Bonsoir à toutes et à tous, et merci d'être présents ce soir. Je reconnais plusieurs visages, et je vous remercie pour votre participation active. C'est notre deuxième rendez-vous dans le cadre de cette concertation, et le format de ce soir est un peu différent : on est sur une table ronde avec plusieurs experts qui vont intervenir tour à tour sur différents sujets.

Avant de rentrer dans ces thématiques, je voulais faire un rapide rappel du projet pour celles et ceux qui n'étaient pas là lors de la première réunion.

Le projet Ep'Hyne, c'est un projet de production de carburant d'aviation durable, qui vise à produire jusqu'à 80 000 tonnes par an de e-SAF - c'est-à-dire du Sustainable Aviation Fuel, carburant d'aviation durable en anglais. Le «e» signifie «électrique», car l'un des principaux intrants de notre procédé, c'est de l'électricité renouvelable ou bas carbone.

Le site du projet s'implantera sur l'Écoparc de Chavelot, une zone d'activité développée par la Communauté d'agglomération d'Épinal. On prévoit d'y occuper une parcelle d'environ 25 hectares, sur laquelle seront implantées quatre unités principales : une unité de capture de CO₂, une unité d'électrolyse, une unité de méthanolation et

une unité de méthanol. Ces quatre briques constituent l'ensemble du procédé industriel du projet Ep'Hyne — Épinal, Hydrogène et Nouvelles Énergies.

Je vous présente maintenant, à l'écran, une vue schématique du procédé. On part d'abord de l'unité d'électrolyse. C'est ici qu'on va produire de l'hydrogène renouvelable et bas carbone à partir d'eau et d'électricité. Cette électricité proviendra du réseau national, via un raccordement spécifique au réseau haute tension opéré par RTE, qui est co-saisisseur du projet auprès de la CNDP. RTE n'est pas présent ce soir, mais ils étaient là lors de la première réunion et interviendront dans les prochaines. Parallèlement, on installera une unité de captage de CO₂, avec pour objectif de récupérer du dioxyde de carbone sur les cheminées de deux industriels locaux bien connus ici : Norske Skog Golbey et Green Valley Énergie. Ce CO₂ est qualifié de biogénique, contrairement au CO₂ d'origine fossile. Les intervenants de ce soir reviendront sur cette distinction.

Une fois que nous avons notre hydrogène et notre CO₂, nous les combinons dans une unité de méthanolation pour produire un e-méthanol, qui est un intermédiaire de synthèse. Ce e-méthanol est ensuite traité dans une unité spécifique pour obtenir le produit final : du e-SAF, carburant d'aviation synthétique, prêt à être livré aux aéroports et compagnies aériennes. Le e-SAF produit à Chavelot sera exporté via une logistique multimodale : par train notamment, grâce à la future plateforme multimodale de l'Écoparc, prévue pour 2029. Ce carburant sera ensuite acheminé vers des dépôts pétroliers partenaires, en cours d'identification un peu partout en France, où il sera mélangé à du kérosène fossile. La réglementation actuelle impose en effet un mélange à hauteur maximale de 50 %, pour garantir la compatibilité avec les moteurs d'avions existants.

Une fois ce mélange réalisé, il sera injecté dans les réseaux d'oléoducs existants, comme le réseau CEPS (Central European Pipeline System) ou le réseau Le Havre-Paris, qui alimente notamment les aéroports parisiens - ceux-ci représentant à eux seuls plus des deux tiers de la consommation nationale de kérosène.

Quelques chiffres clés à retenir pour le projet :

- Production annuelle visée : 80 000 tonnes de e-SAF à l'horizon 2030 ;
- Consommation d'eau : 100 m³/heure, avec un prélèvement brut de 180 m³/heure et un rejet de 80 m³/heure ;
- Volume de CO₂ capté : 334 000 tonnes par an, issues des deux industriels cités ;
- Besoins électriques : environ 400 mégawatts, dont 350 pour l'électrolyse et 50 pour les unités de carburant de synthèse ;
- Surface du site : 25 hectares ;
- Une capacité électrique de 450 mégawatts a été réservée auprès de RTE pour le raccordement.

En termes d'environnement, je précise que le projet n'émettra ni poussières, ni odeurs, ni émissions atmosphériques en dehors de l'oxygène, qui est un coproduit de l'électrolyse. Cet oxygène pourrait être valorisé localement si des industriels expriment un besoin, ce qui est encore en cours d'étude. Le mode d'export par train et pipeline vise aussi à limiter fortement le transport routier, ce qui représente un impact environnemental positif. Un premier bilan carbone a été réalisé selon la méthode de l'ADEME. À ce stade de conception, le projet permettrait d'éviter jusqu'à cinq millions de tonnes de CO₂ fossile sur 25 ans, soit la durée d'exploitation envisagée.

Sur le plan économique, les retombées sont significatives : entre 800 et 1 400 personnes mobilisées chaque jour durant les trois ans de la phase chantier, et environ 250 emplois directs et indirects en phase d'exploitation. L'investissement global est estimé à 1,4 milliard d'euros, avec des retombées positives attendues pour les entreprises locales. Par ailleurs, le rachat du CO₂ auprès de Norske Skog Golbey et Green Valley Énergie constituera pour eux une nouvelle source de revenus, participant à leur stratégie de diversification.

Vous voyez ici à l'écran une première esquisse du site. Il ne s'agit pas encore de la version finale - les études sont en cours - mais cela donne une idée. À gauche, on distingue la partie traitement des eaux et les bâtiments administratifs ; au centre, l'électrolyse, avec les bâtiments correspondants ; puis la zone de méthanolation, avec deux grandes colonnes de distillation (et non des cheminées), nécessaires pour séparer l'eau du méthanol. Viennent ensuite la capture de CO₂, avec deux colonnes : l'une pour la capture, l'autre pour le régénérateur de solvant,

et enfin l'unité de transformation en e-SAF, avec les stockages associés. Les hauteurs maximales seront de 50 mètres, soit des dimensions comparables aux industries voisines, et le reste des bâtiments se situera entre 15 et 20 mètres.

Je termine avec le calendrier prévisionnel. L'objectif est une mise en service à l'horizon 2030, en cohérence avec les objectifs européens et français d'incorporation de carburants durables dans l'aviation. Aujourd'hui, en 2025, nous sommes dans la phase de constitution des permis, après un travail préparatoire entamé dès le début de l'année. Cette phase de concertation préalable, à laquelle vous participez ce soir, nous permet d'échanger avec les habitants et d'intégrer les remarques du territoire à la conception du projet. L'instruction des permis est prévue pour fin 2025, suivie de la consultation du public (nouvelle formule de l'enquête publique) en 2026. La décision finale d'investissement est envisagée pour fin 2026, afin de démarrer les travaux début 2027, pour une durée de trois ans, avec une mise en service complète en 2030, y compris le raccordement par RTE.

Voilà pour ce rappel du projet Ep'Hyne. Pour certains d'entre vous, ce sont des éléments déjà présentés la semaine dernière, mais il me semblait important de poser à nouveau le cadre. Je vais maintenant laisser la parole à Ludovic, qui va aborder plus précisément le thème de la décarbonation de l'aviation.

Ludovic Lagay – Verso Energy

Alors maintenant qu'on a revu ensemble le rappel du projet, je vous propose de rentrer dans le vif du sujet de cet atelier, avec une première séquence consacrée à un enjeu central : la décarbonation de l'aviation.

C'est un secteur particulièrement difficile à décarboner, bien plus complexe que, par exemple, le transport automobile. Pour les voitures, il «suffit» - et je mets des guillemets - de passer à l'électrique. Mais pour l'avion, ça ne fonctionne pas de cette manière-là. Donc je vais vous proposer un tour d'horizon des différents leviers d'action qui existent aujourd'hui pour réduire les émissions du secteur aérien. Et bien sûr, je vais vous expliquer en quoi les carburants durables, comme ceux que nous voulons produire avec le projet Ep'Hyne, peuvent jouer un rôle crucial dans cette transition.

Commençons par quelques chiffres clés sur l'aviation. En 2024, ce sont 300 millions de tonnes de kérosène qui sont consommées chaque année dans le monde. Cela représente un milliard de tonnes de CO₂, soit environ 3 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. C'est donc un secteur important, qu'on ne peut pas ignorer si on veut atteindre nos objectifs climatiques. Autre élément à prendre en compte : les tendances actuelles. Le secteur aérien continue de croître - en nombre de passagers, en nombre de vols, et donc mécaniquement en émissions. Sur le graphique qu'on vous présente ici, vous voyez une forte baisse brutale : c'est la période du COVID, bien sûr. Mais depuis, la courbe est repartie à la hausse. Ce qui est difficile, c'est de prévoir l'évolution future. Deux trajectoires sont possibles. Soit le trafic continue d'augmenter, comme le prévoient certains acteurs du secteur, notamment l'Association internationale du transport aérien (IATA), qui anticipe un doublement de la flotte mondiale d'ici 2043. Cela signifierait aussi, potentiellement, deux fois plus d'émissions si rien n'est fait. Soit on entre dans une logique de sobriété, et le trafic ralentit ou stagne. Mais pour l'instant, la majorité des scénarios retiennent une hausse continue du trafic.

Alors comment fait-on pour décarboner un secteur qui continue de croître ? Il y a trois grands leviers d'action.

- Le premier, c'est la sobriété. Cela veut dire, très concrètement, réduire le nombre de vols. Par exemple, privilégier le train ou d'autres modes de transport quand c'est possible, ou tout simplement voyager moins. C'est ce qu'on appelle le report modal. C'est un levier puissant, mais qui repose évidemment sur les choix des citoyens, sur les politiques publiques, et sur l'aménagement du territoire.

- Le deuxième levier, c'est l'efficacité énergétique. Là, on cherche à améliorer les performances des avions eux-mêmes, mais aussi tout ce qui entoure leur fonctionnement : la gestion des vols, l'aérodynamisme, les moteurs, le poids... L'idée, c'est de consommer moins de carburant pour la même distance parcourue. C'est un peu comme

passer d'une voiture qui consomme 10 litres au 100 à une autre qui en consomme 2.

• Et puis il y a le troisième levier, celui qui nous concerne directement avec Ep'Hyne : la substitution des carburants fossiles par des carburants durables, plus respectueux de l'environnement. Ce sont ces carburants de synthèse, ou e-carburants, qu'on souhaite produire à Chavelot. C'est sur ce troisième pilier que repose l'essentiel de notre démarche, et c'est ce que Timothée va vous détailler à présent.

Timothée Blondel – Verso Energy

Merci Ludovic.

Comme il l'a expliqué, la sobriété est évidemment un levier essentiel pour décarboner le secteur aérien. Cela implique que des politiques publiques fortes soient mises en œuvre pour encourager, entre autres, le report modal vers des transports moins émetteurs. Mais une fois ce levier actionné au maximum, on peut légitimement se poser plusieurs questions : quelles seront les contributions respectives des différentes solutions technologiques ? À quel horizon de temps ces solutions pourront-elles être déployées ? Et surtout, dans quelle mesure ces solutions techniques, qu'elles relèvent de l'efficacité énergétique ou de la substitution énergétique, permettront de décarboner réellement le secteur aérien ?

C'est ce que je vais vous présenter, avec en ligne de mire un objectif : vous montrer le rôle central que devront jouer les carburants d'aviation durables, comme ceux produits par le projet Ep'Hyne.

Commençons par les leviers techniques à court et moyen terme. Sur la question de l'efficacité énergétique, on le sait, les compagnies aériennes comme les fabricants d'avions sont déjà engagés depuis longtemps dans une logique d'amélioration continue de leurs performances technologiques. Historiquement, ces efforts ont surtout été motivés par des considérations économiques : améliorer les moteurs pour consommer moins de carburant, ça fait baisser les coûts d'exploitation et ça améliore la compétitivité.

Concrètement, cela passe par :

- L'amélioration des moteurs conventionnels,
- Une meilleure performance aérodynamique,
- Des gains de masse sur les matériaux utilisés à bord.

D'après les différentes feuilles de route technologiques annoncées par les industriels du secteur, on pourrait envisager des gains d'efficacité énergétique de l'ordre de 20 % à horizon 2035 sur les trajets courts et moyen-courriers, et à horizon 2040 pour les vols long-courriers. Ce sont des progrès importants, et cette fois-ci, ils sont aussi motivés par des enjeux environnementaux, ce qui n'était pas toujours le cas auparavant.

En parallèle, certains constructeurs travaillent sur des technologies de propulsion alternatives, comme l'avion à hydrogène. Ces solutions promettent, sur le papier, une élimination quasi totale des émissions liées à la combustion de carburants fossiles. Mais attention : elles sont encore très peu matures, et on ne peut pas s'attendre à un déploiement commercial significatif avant 2045, voire 2050. Or, je le rappelle, l'objectif de neutralité carbone nette est fixé à 2050. On voit bien que ces technologies arriveront trop tard pour jouer un rôle décisif dans la phase critique de transition. Au-delà des progrès technologiques, il existe aussi des leviers opérationnels qui peuvent permettre de gagner quelques points en termes d'émissions.

Par exemple :

- Au sol, on peut optimiser les déplacements des avions avant le décollage et après l'atterrissage. Ces phases consomment beaucoup d'énergie, car les avions utilisent leurs réacteurs.
- En vol, on peut optimiser les trajectoires, aussi bien horizontalement que verticalement, pour réduire la distance parcourue et donc la quantité de carburant brûlé.

En cumulant ces leviers technologiques et opérationnels, on estime qu'on peut réduire les émissions d'environ 30 % : environ 20 % par les motorisations, et 10 % par les opérations. Mais pour atteindre la neutralité carbone, on ne peut pas s'arrêter là. Il faut se tourner vers des solutions de substitution : c'est-à-dire des carburants alternatifs au kérosène fossile.

Ces carburants durables se divisent en deux grandes catégories : les biocarburants, produits à partir de biomasse et les carburants de synthèse, comme le e-SAF, qui sont produits à partir d'électricité bas carbone et de CO₂ - c'est précisément ce que nous développons avec le projet Ep'Hyne. Simon et Yann reviendront dans un instant sur les filières hydrogène-CO₂, mais je vais déjà vous parler de la réglementation européenne qui encadre cette transition. Les institutions européennes ont mis en place un mandat d'incorporation progressif, que vous voyez ici en bleu sur le graphique. Il oblige les distributeurs de carburants d'aviation à intégrer une proportion croissante de SAF (c'est-à-dire Sustainable Aviation Fuel, un terme générique qui regroupe à la fois les biocarburants et les carburants de synthèse) dans les aéroports de l'Union européenne.

À cela s'ajoute un sous-mandat spécifique, représenté en vert, qui concerne uniquement les carburants de synthèse produits à partir d'électricité et de CO₂, comme notre e-SAF. Ce sous-mandat fixe un volume minimal de e-SAF à distribuer. Mais attention : le e-SAF peut aussi contribuer au respect du mandat global SAF. En clair, on peut dépasser les objectifs du sous-mandat vert pour participer à l'atteinte des objectifs plus larges du mandat bleu. Et ça, c'est essentiel à avoir en tête. Ce qu'il faut également comprendre, c'est que les ressources en biomasse durable sont très limitées. La réglementation européenne encadre strictement leur origine, leur mode d'exploitation, et leur capacité à se régénérer. L'objectif est d'éviter les effets pervers comme la déforestation, ou le déplacement d'émissions vers d'autres secteurs.

Aujourd'hui, certains grands groupes comme Shell ou BP ralentissent ou mettent en pause leurs projets biosaf, faute de trouver suffisamment de biomasse durable. Cela confirme que les e-SAF devront jouer un rôle central dans l'atteinte des objectifs de décarbonation du secteur aérien.

Si on regarde l'évolution du mix de carburant à long terme, on peut dire que :

À horizon 2030, les premiers efforts de décarbonation viendront des biocarburants ; mais à moyen terme, ce sont bien les carburants de synthèse, aussi appelés Power-to-Liquid, qui deviendront majoritaires. Et ce n'est qu'à partir de 2045 que les technologies à hydrogène ou à batteries pourront commencer à jouer un rôle.

Les solutions d'efficacité énergétique permettront de couvrir environ 30 % des besoins de décarbonation du secteur ; les carburants d'aviation durables, en particulier les e-SAF, porteront environ 60 % de l'effort ;

Il restera toujours une part d'émissions résiduelles, notamment parce qu'il faudra mélanger ces carburants avec du kérosène fossile (conformément à la réglementation). Et pour traiter ces émissions résiduelles, il faudra recourir à des mécanismes de compensation carbone, comme la capture et le stockage de CO₂ biogénique, par exemple en l'enfouissant dans le sous-sol au lieu de le relâcher dans l'atmosphère.

Sébastien Albert – Modérateur

Voilà, on vient de terminer cette première partie de la réunion. Vous l'avez sans doute remarqué, c'était une séquence beaucoup plus technique que celle de la semaine dernière. On va maintenant prendre un premier temps d'échange, d'environ un quart d'heure, peut-être un peu plus si besoin. Je vais m'occuper du micro, donc pas de souci de ce côté-là. Je vous propose qu'on échange ensemble, soit sur la décarbonation de l'aviation, le thème que Ludovic et Timothée viennent de développer, soit sur la présentation générale du projet Ep'Hyne, pour revenir sur certains points abordés plus tôt.

Comme toujours, si vous souhaitez intervenir, levez la main, je viendrai vers vous avec le micro. Merci de bien parler dans le micro, c'est très important, à la fois pour que les personnes qui nous suivent en ligne vous entendent correctement, et pour que vos interventions soient bien restituées dans la retranscription après la réunion.

Qui souhaite poser la première question ou faire une première remarque ? Je vous demande juste d'être concis, mais comme on est peu nombreux ce soir, on pourra vraiment prendre le temps d'échanger. Et s'il vous plaît, parlez bien près du micro, et n'oubliez pas de dire votre prénom et votre nom avant de prendre la parole.

PREMIER TEMPS D'ÉCHANGE AVEC LE PUBLIC

Question 1 - Jean-Claude Cravasi

Est-ce que vous pouvez me dire, au niveau de l'usage de l'avion, qu'est-ce que ça va changer concrètement de brûler du e-SAF ou du SAF par rapport au kérosène classique ?

Réponse de Ludovic Lagay – Verso Energy

Alors, il y a plusieurs façons de répondre à votre question.

D'abord, la molécule elle-même, celle qu'on appelle e-SAF ou SAF, c'est en fait du kérosène. Techniquement, on parle de la même molécule que celle utilisée aujourd'hui dans les avions. Donc, du point de vue de l'usage ou du fonctionnement des moteurs, il n'y a aucune différence : les avions n'ont pas besoin d'être modifiés, et les performances sont équivalentes. Ce qui change, c'est l'origine de ce carburant. Le kérosène fossile, lui, est extrait des sous-sols à partir de pétrole brut. Et ce pétrole contient, naturellement, d'autres composants comme du soufre, de l'azote, et ce qu'on appelle des composés aromatiques. Ces éléments indésirables ne sont pas présents dans le carburant de synthèse, car on le fabrique "molécule par molécule", de manière beaucoup plus propre.

Du coup, quand on brûle ce carburant dans un avion, il y a moins d'émissions polluantes : notamment moins d'oxydes d'azote (NOx) et d'oxydes de soufre (SOx). Donc en matière de qualité de l'air, c'est un progrès important.

En revanche, si la question portait plus spécifiquement sur les émissions de CO₂, là, les choses sont différentes. Puisque c'est la même molécule, la combustion d'un litre de kérosène fossile ou synthétique va libérer la même quantité de CO₂. Ce qui change fondamentalement, c'est le cycle du carbone. Dans le cas du e-SAF, le CO₂ utilisé pour fabriquer le carburant a été capté en amont - soit directement dans l'atmosphère via des processus naturels comme la photosynthèse (dans le cas de la biomasse), soit à partir d'installations industrielles comme on le fait dans le projet Ep'Hyne. Et donc, quand ce CO₂ est libéré à nouveau dans l'atmosphère lors de la combustion, le bilan global est neutre : on a prélevé du carbone, on l'a utilisé pour produire de l'énergie, puis on l'a restitué dans le même cycle. C'est très différent d'un carburant fossile, qui introduit du carbone "neuf" dans l'atmosphère, alors qu'il était auparavant piégé dans le sous-sol depuis des millions d'années. Donc oui, pour résumer, du point de vue de l'usage dans l'avion, rien ne change. Mais du point de vue environnemental, et notamment sur le plan des émissions indirectes, le e-SAF présente un vrai intérêt.

Question 2 - Christophe Foiré

Juste une question à propos du CO₂. Si je comprends bien ce que vous dites, aujourd'hui l'aviation représente 3 % des émissions mondiales, en termes de CO₂, et 3 % de l'effet de serre global. Donc si le trafic double, comme cela a été évoqué, on passe à 6 %, rien que pour le CO₂. Mais si on tient compte de l'effet de serre global, on monte déjà à 12 %, rien qu'avec les avions.

Et ensuite, vous ajoutez à cela la consommation d'électricité nécessaire pour produire du e-SAF, pour capter le CO₂, etc. Vous êtes en train de dire que vous allez consommer à peu près quatre fois plus d'énergie que ce que vous émettez en CO₂. Donc si on fait le calcul, on va se retrouver avec une augmentation de l'impact climatique de l'aviation de l'ordre de 18 %.

Moi, je suis peut-être d'une autre génération, je suis plus âgé, mais j'ai quand même le sentiment que vous, qui êtes plus jeunes, vous vous inscrivez dans un processus qui va amplifier la crise climatique, et non la résoudre.

On parle ici de kérosène ou de e-SAF, mais en réalité, ce que vous défendez, c'est une filière aviation qui, au lieu de réduire son impact, l'augmente.

Donc je repose la question : est-ce que le développement de cette filière, dans les conditions actuelles, avec les besoins énergétiques qu'elle implique, n'est pas en train de rendre le problème encore plus grave ? Parce que, quand on écoute les syndicats des producteurs d'énergie, je ne parle pas de ceux qui transportent, eux-mêmes expriment de forts doutes sur la viabilité de cette filière à l'échelle planétaire.

Réponse d'Antoine Ghesquière – Verso Energy

Aujourd'hui, le CO₂ émis par la combustion du e-SAF, c'est un CO₂ qui a été capté en amont — soit dans l'atmosphère, soit sur des installations industrielles. Donc ce n'est pas un CO₂ "fossile", qu'on viendrait ajouter dans le cycle du carbone. Il n'a pas d'impact net sur le réchauffement climatique, parce qu'on est dans un cycle fermé. Je crois qu'on n'a pas la diapositive sous les yeux ce soir, mais la semaine dernière, on vous a montré un schéma complet du cycle de vie du e-SAF. Ce que ça montre, c'est que le CO₂ qu'on utilise pour produire le carburant, c'est un CO₂ qui aurait de toute façon été émis. Le fait de le réutiliser, puis de le relibérer après combustion, permet d'avoir un bilan neutre en carbone.

<< Interruption – Christophe Foiré :

Non mais moi je vous parle de l'impact global de l'aviation.>>

Oui, si on élargit la discussion à l'aviation dans son ensemble, alors effectivement, il faut prendre en compte la croissance du secteur. Et c'est justement tout l'enjeu.

Comme l'ont expliqué Ludovic et Timothée un peu plus tôt, l'idée n'est pas de continuer comme aujourd'hui avec du kérosène fossile, en doublant le trafic aérien sans rien changer. Si on faisait ça, oui, on doublerait les émissions et on aggraverait le problème.

Mais ce qu'on propose ici, c'est une combinaison de leviers :

D'abord, la sobriété : il faut freiner la croissance du trafic autant que possible. Ensuite, l'efficacité énergétique : améliorer les avions, optimiser les trajectoires, etc. Et enfin, la substitution du carburant fossile par des carburants durables, comme le e-SAF. C'est l'ensemble de ces leviers combinés qui doit permettre, progressivement, de réduire les émissions nettes du secteur aérien. On ne dit pas que l'aviation sera parfaite demain. Ce qu'on dit, c'est qu'on doit trouver des solutions crédibles et concrètes, et que le e-SAF en est une.

Intervention de Rémy Couchon – CNDP

Pardon, je me permets de revenir un instant à la première question, parce que j'ai le sentiment que la réponse apportée n'a pas entièrement satisfait Monsieur.

Si je peux me permettre de reformuler - et vous me corrigerez si je me trompe - je pense que ce que vous cherchiez à savoir, c'est quelle est la différence entre le bio-SAF et le e-SAF, et surtout quels sont les impacts respectifs de ces deux types de carburants. En clair, quelles sont les différences fondamentales entre ces deux solutions de substitution, et quelles conséquences environnementales elles entraînent, chacune à leur manière.

Réponse de Timothée Blondel – Verso Energy

Dans votre question, vous avez utilisé le mot "usage", donc je vais d'abord répondre sur ce point, puis je reviendrai sur les impacts.

En termes d'usage, le biosaf et le e-saf, c'est exactement la même molécule : du kérosène, chimiquement parlant. Ce carburant est parfaitement compatible avec les moteurs d'avions actuels. La seule contrainte, aujourd'hui, c'est qu'on doit le mélanger avec du kérosène fossile, principalement pour des questions techniques liées à la lubrification et à la durabilité des équipements de motorisation. Mais globalement, du point de vue du fonction-

nement, il n'y a aucune différence. Ce qui les distingue, ce sont leurs origines respectives, c'est-à-dire la source d'énergie primaire utilisée pour les produire. Dans le cas du biosaf, on va chercher les atomes de carbone et d'hydrogène dans la biomasse — par exemple, du bois. Ce bois a capté du CO₂ atmosphérique pendant sa croissance (via la photosynthèse), et il contient aussi de l'hydrogène naturellement. Donc on exploite une matière organique qui est déjà présente dans l'environnement.

Dans le cas du e-saf, on fabrique le carburant à partir de deux éléments :

De l'hydrogène, qu'on produit par électrolyse de l'eau, en utilisant de l'électricité ; du CO₂, qu'on capture sur des sites industriels — pour éviter qu'il soit émis dans l'atmosphère — et qu'on revalorise ensuite en l'intégrant dans la molécule du carburant.

L'intérêt, c'est qu'avec le e-saf, on utilise des ressources très différentes : de l'eau, de l'électricité, qu'on peut produire de façon décarbonée (solaire, éolien, nucléaire), et du CO₂ industriel, qu'on empêche de contribuer au réchauffement climatique. Ce sont donc des technologies plus "scalables", comme on dit. Ça signifie qu'on peut monter en volume, car on dispose de solutions techniques pour produire davantage d'électricité bas carbone. La biomasse, en revanche, est limitée : les ressources sont finies, soumises à des contraintes écologiques, et il y a d'autres usages concurrents (chauffage, construction, industrie...).

Donc oui, les deux filières - biosaf et e-saf - permettent de produire du carburant décarboné, mais leurs impacts et leurs limites ne sont pas les mêmes.

Remarque de Christophe Foiré – Public

Merci, c'est plus clair maintenant. Mais j'aimerais faire une remarque. Aujourd'hui, on est engagés dans une démarche globale de réduction du CO₂. Or, ce que vous proposez, c'est une projection dans laquelle le trafic aérien double, et où l'on va donc avoir besoin de quantités énormes de biomasse pour produire du carburant — une biomasse qu'on va consommer plus vite qu'elle ne peut se régénérer.

Les arbres qu'on coupe aujourd'hui, ils ont 40 à 50 ans, et vous voulez construire une filière industrielle sur des cycles de 20 ans. Ça ne tient pas. Résultat : même avec des carburants dits "durables", vous augmentez l'impact global sur l'atmosphère.

Donc, au lieu de réduire les émissions, cette filière - en particulier si elle repose sur de la biomasse - risque de les doubler. L'effet sur le réchauffement climatique pourrait être pire que de ne rien faire. C'est ça, le fond de ma critique.

Question 3 - Sébastien Bresson

Merci, bonsoir à toutes et à tous.

Je suis Sébastien Bresson, habitant de Chavelot, et j'ai une multitude de questions à vous poser ce soir. Je vais essayer de structurer mon intervention, et je précise d'emblée que j'interviendrai plus tard dans la réunion à propos de la neutralité carbone du CO₂ biogénique, car je ne suis pas tout à fait d'accord avec les éléments que vous avez présentés sur ce sujet.

Mais pour l'instant, je vais rester sur la thématique de la décarbonation, puisque c'est le thème de cette première partie. D'après ce que vous avez présenté, le projet permettrait d'éviter l'émission de 200 000 tonnes de CO₂ par an. Ma première question est donc la suivante :

Pouvez-vous détailler le calcul qui permet d'aboutir à ce chiffre ? Comment est-ce que vous obtenez ce résultat ? Ensuite, existe-t-il un facteur d'émission pour le e-SAF ? On connaît ceux du kérosène fossile, mais pour le e-SAF, est-ce qu'il y a des valeurs reconnues ? Est-ce qu'elles sont publiées, accessibles ?

Par ailleurs, pourriez-vous fournir des données sur l'empreinte carbone liée à la production d'électricité pour le projet ?

Et je parle ici de l'électricité consommée, pas seulement de son origine «bas carbone», mais bien de son impact en équivalent CO₂ selon les sources utilisées.

Je voudrais également évoquer l'empreinte carbone relative au cycle de vie complet du site industriel :

Construction, démolition, maintenance, exploitation... Est-ce que ces données existent ? Et pouvez-vous les partager ? Même chose pour l'empreinte carbone du transport : de l'e-SAF une fois produit, mais aussi des matières premières, voire du CO₂, s'il devait être importé à un moment donné si la ressource locale s'avérait insuffisante.

Et enfin, dernière sous-question de cette première intervention : avez-vous des données sur l'impact carbone des catalyseurs utilisés dans vos procédés ? Parce que ce sont souvent des métaux rares, avec une empreinte carbone non négligeable, à prendre en compte dans l'évaluation globale du projet.

Merci à vous pour vos réponses.

Réponse de Antoine Ghesquière – Verso Energy

Merci beaucoup pour votre question, très complète.

Alors, à ce stade du projet, je ne vais pas pouvoir vous détailler l'ensemble des éléments que vous évoquez, pour une raison simple : les études sont encore en cours. Cela dit, nous avons déjà réalisé une première estimation du bilan carbone, comme je l'ai mentionné un peu plus tôt. Ce travail s'appuie sur la méthodologie de l'ADEME, et a été conduit par un cabinet indépendant, en l'occurrence Bureau Veritas, dans le cadre d'un audit des émissions de gaz à effet de serre (les fameux GHG – Greenhouse Gases).

Ce premier bilan respecte donc une méthode reconnue. Je peux vous transmettre le nom exact de la méthode utilisée, et on pourra également vous indiquer les principaux postes d'émissions que nous avons identifiés dans cette première phase. En revanche, je ne suis pas en mesure, pour le moment, de vous fournir les données précises, poste par poste. Ces données seront intégrées dans le dossier d'autorisations environnementales, que nous préparons actuellement. Une fois que ce dossier sera finalisé et soumis aux autorités - ce qui est prévu pour fin 2025 - vous y aurez pleinement accès, dans le cadre de l'enquête publique, prévue courant 2026.

À ce moment-là, toutes les informations relatives : à l'empreinte carbone du site (construction, exploitation, maintenance, démantèlement), à la production d'électricité, aux transports (matières premières, CO₂, e-SAF) et à l'utilisation de catalyseurs, seront détaillées et rendues publiques, comme l'exige la réglementation.

Ce que je peux déjà vous dire, c'est que nous avons bien identifié l'ensemble de ces postes dans notre analyse, et nous sommes tout à fait prêts à partager les grandes lignes avec vous à mesure que les données seront consolidées. On peut d'ores et déjà s'engager à vous communiquer, à moyen terme, les postes d'émissions principaux associés aux intrants du projet, dès qu'ils auront été validés dans le cadre des études.

Question 4 - Alexandre Demoute

Bonsoir, je suis Alexandre Demoute, et j'aurais quelques questions relatives à la logistique, que vous avez évoquée dans votre présentation introductive.

Vous avez parlé d'une mise en exploitation à partir de 2030, et vous avez indiqué que la logistique reposerait essentiellement sur le transport ferroviaire. Très bien. Mais j'aimerais comprendre concrètement comment cela va se mettre en place. Dans le ferroviaire, vous allez devoir créer ce qu'on appelle un embranchement particulier, un EP. Donc ma première question est la suivante : quelle voie mère allez-vous utiliser pour raccorder cet EP ?

Est-ce que ce sera la ligne 16, c'est-à-dire la ligne Blainville – Lure ? Ou bien est-ce que vous envisagez de vous greffer sur l'EP déjà existant de la papeterie Norske Skog ?

Par ailleurs, j'ai bien noté que votre parcelle se situe en aval de la D166A. Or, il y a un obstacle réglementaire majeur ici : la circulaire Bussereau, qui interdit la création de nouveaux passages à niveau. Est-ce que cet écueil a déjà été identifié et pris en compte par vos équipes ? Et le cas échéant, comment comptez-vous le surmonter ? Est-ce qu'une solution technique ou réglementaire est déjà envisagée ?

Enfin, vous avez aussi parlé, rapidement, d'un acheminement par pipeline, ce qui m'a beaucoup intrigué. Est-ce que vous pourriez préciser ce point, notamment sur les modalités de raccordement, les réseaux concernés, et la faisabilité technique à l'échelle du site et du territoire ?

Merci d'avance pour vos réponses.

Réponse de Antoine Ghesquière – Verso Energy

Alors, sur votre première question, qui porte sur la logistique ferroviaire, effectivement, nous travaillons en lien étroit avec la Communauté d'agglomération d'Épinal, qui pilote le développement de la plateforme multimodale sur le site.

La mise en service de cette plateforme est prévue pour 2029, ce qui coïncide avec le calendrier du projet Ep'Hyne, dont la mise en exploitation est prévue pour 2030.

Merci pour vos remarques très précises, notamment sur la question de l'embranchement particulier (EP). Ces éléments sont connus de la collectivité, et ils sont intégrés aux discussions en cours. Pour être tout à fait transparent, je n'ai pas aujourd'hui la réponse précise concernant la voie mère utilisée pour le raccordement. Mais si vous le souhaitez, on pourra vous transmettre cette information ultérieurement, en lien avec les équipes de la communauté d'agglomération, qui sont d'ailleurs présentes ce soir dans la salle.

Je vais d'ailleurs laisser Yann Henriette, en charge du développement économique à la CAE, vous apporter un complément d'information plus technique sur ce sujet.

Complément de réponse – Yann Henriette – Développement économique, CA Épinal

Bonsoir, je suis Yann Henriette, chargé du développement économique à la Communauté d'agglomération d'Épinal.

Je peux effectivement vous apporter quelques éléments d'éclairage. Vous avez mentionné à juste titre la solution déjà existante sur le site de la Green Valley, notamment à travers l'embranchement ferroviaire de la papeterie Norske Skog, qui est un acteur économique majeur dans le secteur. Cet embranchement est opérationnel et connecté au réseau ferré national. L'idée, c'est bien de s'appuyer sur ces infrastructures existantes, dans une logique de synergie entre les différents acteurs du site, notamment dans le cadre de la plateforme multimodale. Cela permet d'avoir dès maintenant une certitude technique sur la faisabilité du raccordement.

Comme vous l'avez très justement souligné, il y a néanmoins un point de vigilance réglementaire important : c'est la D166A, qui sépare physiquement la zone de l'Écoparc et la zone déjà industrialisée de la Green Valley. Et effectivement, la circulaire Bussereau interdit la création de nouveaux passages à niveau. Ce point a été identifié dès les premières études, et nous avons déjà engagé un travail étroit avec les services compétents de SNCF Réseau. Le scénario retenu aujourd'hui repose sur la construction d'un ouvrage d'art, qui permettra de franchir cette route départementale en surplomb. Il s'agira donc d'un pont ferroviaire, qui viendra en parallèle d'un ouvrage existant dans le même secteur. Cette solution permettra de connecter la nouvelle plateforme multimodale à la voie mère, en assurant une continuité ferroviaire entre la zone de production et le réseau national, tout en respectant les contraintes réglementaires et de sécurité.

Enfin, pour répondre à votre dernière question sur le pipeline, ce mode d'exportation est bien envisagé, mais je laisserai l'équipe de Verso y revenir un peu plus en détail dans les échanges à venir.

Sébastien Albert – Modérateur

Très bien, merci à tous. Ça fait maintenant un peu plus de quinze minutes qu'on échange, donc on va bientôt conclure ce premier temps de questions.

On va encore prendre les deux dernières interventions, puis on passera à la suite du programme. Bien entendu, vous aurez à nouveau la parole un peu plus tard dans la réunion pour continuer à poser vos questions ou revenir sur certains points.

Question 5 - Élisabeth Forlaire

Bonjour, Élisabeth Forlaire.

J'ai quelques questions pratiques à vous poser. Vous avez évoqué l'objectif de remplacer 35 % du kérosène fossile par du carburant de substitution, comme le e-SAF, d'ici 2050.

Ma question est donc la suivante :

Combien d'usines comme Ep'Hyne faudrait-il construire en France pour atteindre cet objectif de substitution ? Et, plus largement, est-ce que la France sera en capacité de fournir l'électricité nécessaire à un tel déploiement industriel à grande échelle ? On parle ici de volumes considérables d'énergie.

Autre point : aura-t-on suffisamment de CO₂ disponible, c'est-à-dire d'unités industrielles émettrices, pour permettre la production de tout ce carburant synthétique ?

Merci.

Réponse de Simon Pujau – France Hydrogène

Bonsoir à toutes et à tous.

Je suis Simon Pujau, je représente France Hydrogène, et je présenterai plus en détail la fédération un peu plus tard dans la réunion.

Sur la question du nombre d'usines nécessaires pour atteindre 35 % de carburant de substitution à horizon 2050... pour être tout à fait honnête, je ne vais pas m'aventurer dans une règle de trois rapide, parce qu'il y a plusieurs paramètres à prendre en compte. D'abord, ce 35 %, c'est un objectif d'incorporation minimale à l'échelle européenne, à horizon 2050. Mais ce pourcentage dépend directement de la consommation énergétique totale de l'aérien à cette échéance. Et ça, aujourd'hui, on ne le connaît pas avec précision.

Est-ce que cette consommation restera au niveau actuel ? Est-ce qu'elle augmentera fortement (ce qu'on n'espère pas) ? Ou bien est-ce qu'on aura réussi à entamer une trajectoire de réduction, notamment grâce à la sobriété et, dans une moindre mesure, à l'amélioration de l'efficacité énergétique des avions ? Tout cela influera directement sur le nombre d'unités de production à déployer. Je ne vais pas trop développer maintenant parce que je reviendrai sur ces points dans ma présentation tout à l'heure, mais ce que je peux vous dire dès à présent, c'est que à horizon 2035, côté filière hydrogène française, on a les moyens d'atteindre le quota de 5 % d'incorporation, voire de le dépasser ; si la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est respectée, notamment sur le déploiement des énergies renouvelables, la France dispose des ressources électriques nécessaires pour produire ces carburants ; mieux encore : à court terme, la France pourrait même être temporairement exportatrice de e-SAF, car elle est plutôt bien positionnée en matière d'électricité décarbonée.

Maintenant, est-ce qu'il faudra, à plus long terme, importer une partie de ces carburants ou diversifier les sources d'approvisionnement ? Ce n'est pas exclu, et c'est un sujet que je pourrais approfondir un peu plus tard dans la réunion.

Enfin, pour la question sur le CO₂ disponible, je crois que Yann Lesestre doit y revenir dans un autre temps d'échange - je ne veux pas déborder sur sa réponse.

Complément de réponse – Yann Lesestre – SIA

Justement, je comptais répondre à cette question un peu plus tard dans ma présentation, mais je peux déjà vous apporter quelques éléments chiffrés. Pour faire simple : oui, aujourd'hui, la France produit suffisamment de CO₂ biogénique pour alimenter toutes les usines de e-fuel (ou carburants de synthèse) qu'il faudrait construire à horizon 2050, si l'on décidait de produire en France 100 % de notre consommation de kérosène.

C'est évidemment une hypothèse ambitieuse, car cela suppose une production totalement nationale, ce qui reste, à ce stade, un pari - il faudra voir comment évoluera la logique d'approvisionnement, d'import-export, etc. Cela dit, la vraie question, ce n'est pas la quantité disponible de CO₂ biogénique - on l'a - mais plutôt le coût d'accès à ce CO₂, c'est-à-dire : où se trouvent les gisements ? Comment on les capte ? À quel coût ?

Et là, on entre dans une problématique plus technique et économique, qui est d'abord celle des porteurs de projets comme Verso Energy.

Pour résumer, oui, il y a assez de CO₂ biogénique en France pour alimenter les e-SAF en quantité suffisante à long terme ; Mais l'enjeu principal, ce sera de rendre cette ressource accessible, dans de bonnes conditions techniques et économiques.

Question 6 - Alexandre Demoute

Oui, je voudrais aborder le sujet de la production et de la consommation d'électricité.

Je ne sais pas s'il est prévu un exposé spécifique sur cette question un peu plus tard dans la réunion - auquel cas je pourrais intervenir après - mais je voulais déjà compléter mon intervention précédente, notamment sur l'empreinte carbone liée à l'infrastructure électrique elle-même. Plus précisément, est-ce que vous disposez de données sur l'empreinte carbone de la construction, de la maintenance, et de la déconstruction du réseau électrique, et en particulier des lignes à haute tension qui vont alimenter le site ? Est-ce que ce sont des données que vous avez déjà intégrées dans vos études ? Et d'ailleurs, est-ce qu'il s'agit de données consolidées, ou bien plutôt de projections, avec un niveau de fiabilité variable ? Autrement dit, sur ce point-là, à quel degré de précision en êtes-vous aujourd'hui dans vos analyses ?

Réponse d'Antoine Ghesquière – Verso Energy

Sur la partie raccordement électrique, je précise que RTE n'est pas présent ce soir, donc je ne vais pas parler à leur place. Mais on pourra leur poser directement la question, et vous apporter une réponse plus précise via leurs services.

Concernant les données utilisées aujourd'hui, notamment dans le cadre du bilan carbone, je vous confirme qu'on s'appuie sur des bases de données reconnues, et que tout cela a été fait dans le cadre de la méthodologie validée par Bureau Veritas, qui a conduit l'audit. Il s'agit de données existantes, issues de référentiels publics ou normalisés, utilisés couramment dans ce type d'exercice. Dans certains cas, c'est vrai, on se heurte à l'absence de données spécifiques pour certains matériaux ou composants. Dans ces situations, on procède par estimation, mais ces estimations sont encadrées méthodologiquement, donc ce n'est pas fait au hasard.

<<Relance – Alexandre Demoute

Oui, mais vous évoquez quand même des chiffres, donc ce sont des projections, pas des données garanties. Et donc ce que je vous dis, c'est qu'on ne peut pas être certain aujourd'hui que les économies de carbone annoncées soient effectivement atteignables>>.

Vous avez tout à fait raison. Ce sont bien des projections, fondées sur l'état actuel des connaissances et sur les hypothèses techniques disponibles aujourd'hui. Ce que je peux vous affirmer, en revanche, c'est que le projet Ep'Hyne atteindra au minimum 70 % de réduction des émissions, par rapport au kérosène fossile, et c'est le seuil minimum requis par la réglementation européenne pour que le carburant soit reconnu comme durable.

D'après le bilan carbone prévisionnel que nous avons établi, on est au-dessus de cette limite des 70 %. Mais vous avez raison : dire exactement à combien on atterrira à la fin des études, c'est encore trop tôt aujourd'hui. On avance avec des hypothèses robustes, mais comme tout projet en phase de conception, certaines données restent à consolider.

Et bien sûr, dès que ces éléments seront finalisés, ils seront partagés dans le cadre de l'enquête publique, conformément aux obligations réglementaires.

Intervention de Rémy Couchon – CNDP

Concernant le raccordement électrique par RTE, je vous propose qu'on reprenne ce sujet plus en détail lors des ateliers thématiques qui sont prévus début juin, à partir du 2 juin précisément.

Ce sera l'occasion idéale, car RTE sera présent lors de ces ateliers, et vous aurez donc tout le loisir de les interpellier directement sur ces questions, que ce soit : sur la capacité d'alimentation électrique, sur les infrastructures de raccordement, et plus largement sur la capacité de RTE à couvrir les besoins énergétiques liés au développement de la filière hydrogène. Je vous invite donc vraiment à participer à ces temps d'échange ciblés, où l'on pourra approfondir techniquement ce type de sujet avec les bons interlocuteurs.

Sébastien Albert – Modérateur

Alors voilà, comme l'a rappelé Monsieur Couchon, on aura bien une session en atelier thématique, où on travaillera en petits groupes, de manière beaucoup plus interactive et précise, sur des sujets techniques comme celui de l'alimentation

électrique. Ce sera l'occasion de creuser concrètement les points soulevés ce soir.

Monsieur, est-ce que vous souhaitez ajouter une dernière remarque avant qu'on enchaîne avec la suite du programme ?

Remarque / Question 7 - Alexandre Demoute

Concernant le calcul du bilan carbone, est-ce que vous prenez en compte les émissions de CO₂ biogénique ?

Ou bien, est-ce que vous les considérez comme nulles, comme non comptabilisées ?

En clair, est-ce que votre bilan carbone se base uniquement sur les émissions liées à la production d'électricité, ou est-ce que le CO₂ biogénique est inclus ?

Réponse de Ludovic Lagay – Verso Energy

Oui, on prend en compte toutes les émissions liées aux intrants du projet : l'électricité, les catalyseurs, le transport, etc. Mais concernant le CO₂ biogénique, il est comptabilisé à zéro dans le cadre de l'analyse carbone, comme vous l'avez mentionné. C'est la règle actuelle en vigueur dans les méthodologies de comptabilité carbone.

Alexandre Demoute

D'accord, donc c'est ça qui vous permet d'atteindre les résultats que vous annoncez.

Parce que, moi, j'ai fait les calculs de mon côté, et si on intègre réellement les émissions liées à ce CO₂ biogénique, qui est tout de même émis dans l'atmosphère à la combustion, les résultats changent beaucoup.

Et sinon, il y a une autre question qui n'a pas été abordée :

Est-ce qu'il existe un facteur d'émission officiel pour le kérosène, qui pourrait faciliter les calculs de comparaison ?

Complément de réponse Simon Pujau – France Hydrogène

Je me permets d'ajouter un élément sur le CO₂ biogénique, pour compléter ce qu'a dit Ludovic.

Dans le cas du projet Ep'Hyne, le CO₂ biogénique est capté sur un site industriel existant, qui aujourd'hui ne le capte pas du tout. Donc, en le valorisant pour produire du e-SAF, on évite qu'il soit directement émis.

Et pour la comptabilité carbone, on utilise le système existant à l'échelle européenne : le EU ETS, c'est-à-dire le système d'échange de quotas d'émissions.

Dans ce système, les émissions restent comptabilisées au niveau de l'industriel émetteur, et ne sont pas doublées du côté de l'usage aérien. C'est pourquoi, dans les bilans, le CO₂ biogénique réutilisé est considéré comme neutre.

C'est une méthodologie reconnue, ce n'est pas une omission de notre part.

Alexandre Demoute

Très bien. Peut-être qu'en fin de réunion, on pourra prendre un petit temps pour comparer les différents scénarios, entre le référentiel fossile et le scénario avec action. Ça pourrait être intéressant d'avoir plusieurs approches.

Mais donc, si je comprends bien, il n'existe pas de facteur d'émission spécifique au e-kérosène ?

Yann Lesestre – SIA

Non, pas exactement. Ce que prévoit la réglementation européenne, c'est que pour qu'un carburant de synthèse soit reconnu comme un e-SAF, il doit répondre à des critères stricts.

Le producteur doit prouver, certification à l'appui, que son carburant permet une réduction minimale de 70 % des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble de son cycle de vie, par rapport à un kérosène fossile de référence.

Alors oui, il existe sans doute des experts ou des organismes qui utilisent des facteurs d'émission types, mais dans la réglementation européenne, ce n'est pas un chiffre unique et officiel pour l'e-kérosène.

En revanche, pour le kérosène fossile, oui, il existe un facteur d'émission reconnu, qui est défini dans les textes — je ne l'ai pas en tête là tout de suite, mais il est bien documenté.

Et donc, les producteurs d'e-SAF doivent démontrer, calculs à l'appui, que leur produit permet une réduction d'au moins 70 % par rapport à ce facteur-là. S'ils n'y arrivent pas, leur production ne sera pas reconnue comme durable, et n'aura aucune valeur réglementaire ou commerciale.

Sébastien Albert – Modérateur

Très bien, on reviendra vers vous, bien sûr. Vous aurez à nouveau la parole un peu plus tard dans la soirée, pas d'inquiétude. Je vous propose maintenant qu'on écoute Monsieur Pujau, pour son exposé au nom de France Hydrogène. Ensuite, on passera à l'intervention de Monsieur Yann Lesestre. Et après ces deux présentations, on vous redonnera la parole pour poursuivre les échanges.

Merci.

Simon Pujau – France Hydrogène

Bonsoir à toutes et à tous. Je suis Simon Pujau, responsable des relations institutionnelles chez France Hydrogène, qui est la fédération professionnelle représentative de la filière hydrogène renouvelable et bas carbone en France.

Je vais essayer de tenir le temps imparti, donc je lance un petit chronomètre pour rester dans les clous.

France Hydrogène représente l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur de l'hydrogène, depuis les producteurs d'électricité jusqu'aux utilisateurs finaux dans divers secteurs : la sidérurgie, la chimie, le transport maritime et aérien, la logistique, le transport routier professionnel, etc.

Aujourd'hui, nous comptons plus de 400 membres, principalement des entreprises industrielles, mais aussi des collectivités, dont les 12 régions métropolitaines françaises.

- **Un mot sur l'hydrogène et sa production actuelle**

Quand on parle d'hydrogène dans les médias, on entend souvent parler de « couleurs » : hydrogène gris, vert, bleu... C'est parfois confus. En réalité, on parle toujours de la même molécule de dihydrogène (H₂), composée de deux atomes d'hydrogène. Ce qu'il faut savoir, c'est que l'hydrogène est déjà très utilisé dans le monde, depuis longtemps : environ 45 % pour la synthèse de l'ammoniac, utilisé à 80 % pour la production d'engrais azotés ; environ 45 % dans le raffinage, pour la désulfuration des carburants ; le reste dans la chimie de base. Mais cet hydrogène est majoritairement produit à partir d'énergies fossiles, notamment par vapocraquage du méthane. Ce procédé libère une quantité importante de CO₂, et rien que cette production d'hydrogène est responsable d'environ 2 % des émissions mondiales de CO₂.

- **L'enjeu : produire un hydrogène bas carbone**

L'objectif de la filière hydrogène renouvelable et bas carbone est de décarboner cette production, en particulier via l'électrolyse de l'eau, qui permet de séparer l'eau en hydrogène et oxygène, à condition que l'électricité utilisée soit décarbonée (renouvelable ou nucléaire). Sinon, le processus perd tout son intérêt environnemental.

Cet hydrogène décarboné pourra donc : remplacer l'hydrogène fossile existant (raffinage, engrais, chimie) ; mais aussi ouvrir de nouveaux usages, nécessaires pour atteindre les objectifs de neutralité carbone : sidérurgie, transport maritime, transport aérien, logistique lourde, etc.

Exemple : la sidérurgie - la production d'acier représente 7 à 8 % des émissions mondiales de CO₂ selon les années. C'est donc un enjeu majeur. L'hydrogène y jouera un rôle crucial, notamment via le procédé de réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène, même si ce n'est pas la seule solution technique.

Et dans l'aérien ? C'est le cœur de notre sujet ce soir. Les transports aériens et maritimes représentent à eux deux environ 8 % des émissions de l'Union européenne. L'hydrogène permettra ici : soit d'être utilisé indirectement via la production de carburants de synthèse (e-SAF pour l'aérien), soit directement, dans le transport routier lourd et intensif, là où l'électrique ne suffit pas et où le report modal vers le ferroviaire est impossible.

Il ne s'agit pas d'un miracle énergétique - l'hydrogène nécessite beaucoup d'électricité - mais d'une solution indispensable pour certains usages spécifiques.

- Quelques chiffres prospectifs

Dans les scénarios mondiaux de neutralité carbone, l'hydrogène pourrait représenter entre 6 et 25 % de la consommation d'énergie finale d'ici 2050, selon les sources. Le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) se situe à 13 %. Qu'on retienne 6 % ou 25 %, l'hydrogène jouera un rôle structurant dans la transition énergétique mondiale.

En France, RTE (le gestionnaire du réseau électrique) a publié un bilan prévisionnel à 2035 qui intègre l'évolution de la production d'hydrogène. Selon ce scénario : en 2035, la France produirait 43 TWh d'hydrogène par an (environ 1 200 kilotonnes) et le premier usage identifié serait celui des carburants aériens de synthèse, comme le e-SAF.

La stratégie nationale repose sur deux piliers : produire un hydrogène compétitif, grâce à notre mix électrique bas carbone (renouvelable + nucléaire) ; créer une filière industrielle française autour de l'hydrogène (électrolyseurs, équipements, stockage, etc.), pour ne pas dépendre d'acteurs étrangers, comme c'est le cas aujourd'hui pour le solaire ou les batteries.

En développant cette chaîne de valeur, la France pourrait : réduire de 6 % sa consommation annuelle d'énergies fossiles, diminuer de 6 milliards d'euros sa facture énergétique extérieure, générer 6 milliards d'euros d'activité exportatrice et contribuer à hauteur de 8 % à la réduction du déficit commercial, soit autant que le secteur pharmaceutique aujourd'hui.

Grâce à une réglementation européenne contraignante, les projets d'e-SAF se structurent rapidement. Les obligés (distributeurs de carburant) ont des quotas précis à respecter, sous peine de pénalités dissuasives. Cela crée une traînée d'activation industrielle : en structurant la filière e-SAF, on accélère indirectement : la production d'acier bas carbone, la production d'engrais azotés et d'autres débouchés industriels liés à l'hydrogène.

La France est le pays européen le mieux positionné à horizon 2035 pour développer la filière e-SAF, grâce à : son mix électrique déjà largement bas carbone, comme l'indique la carte des émissions 2023 de l'UE ; sa capacité à exporter de l'électricité : en 2024, la France a été exportatrice nette de 89 TWh ; la possibilité de convertir cette électricité en valeur industrielle, plutôt que de se contenter de la vendre brute. RTE prévoit qu'en 2035, même en tenant compte de 65 TWh consacrés à l'hydrogène, la France resterait exportatrice nette d'électricité.

Enfin, la France dispose : de sources concentrées de CO₂ biogénique, comme ici à Épinal et Chavelot ; d'un écosystème industriel et de recherche dynamique, notamment dans l'aéronautique ; et de grands acteurs du transport aérien, comme Air France, déjà engagés dans la structuration de cette nouvelle chaîne de valeur.

En conclusion, le développement de l'hydrogène et de ses dérivés, comme le e-SAF, est essentiel pour atteindre nos objectifs climatiques, mais aussi pour faire émerger une filière industrielle française d'avenir, créatrice d'emplois, de valeur, et de souveraineté.

Merci pour votre attention.

Sébastien Albert – Modérateur

Merci beaucoup, Monsieur Pujau. Franchement, vous pourriez faire de la radio : vous êtes à 15 minutes tout pile, c'est parfait ! Non, vraiment, formidable, merci.

Alors, on va profiter de votre présence pour ouvrir un temps d'échange. S'il y a des questions sur l'hydrogène, sa production, son utilisation, ou sur les éléments abordés dans votre présentation, c'est le moment.

Qui souhaite intervenir ?

SECOND TEMPS D'ÉCHANGE AVEC LE PUBLIC

Question 8 - Joseph Maguillard

Bonjour, Joseph Maguillard. J'avais assisté à la première réunion de présentation, mais je n'avais pas pris la parole. Du coup, je me permets d'intervenir aujourd'hui, en particulier sur la question de la production d'énergie pour alimenter l'électrolyse.

Vous avez parlé tout à l'heure d'une électricité "décarbonée", je ne me souviens plus du terme exact, mais dans les faits, ce sera surtout une électricité bas carbone, et pas entièrement renouvelable, puisque vous l'avez dit vous-même, le nucléaire jouera un rôle important dans le mix énergétique utilisé pour le projet.

Cela m'amène à une deuxième question, liée à la cohérence territoriale.

La Communauté d'agglomération d'Épinal affiche un objectif de territoire à énergie positive. Or, vous annoncez une consommation électrique très importante pour votre site industriel.

Donc je voulais savoir, est-ce que vous avez prévu de produire une partie de cette électricité localement ? Est-ce que vous avez envisagé, par exemple, d'installer du photovoltaïque sur votre site ?

Je me souviens que lors de la première réunion, vous aviez montré une diapositive avec une ancienne gravière recouverte de panneaux photovoltaïques. Est-ce que c'est un vrai projet, en cours de développement ? Parce que je trouve que c'est une idée intéressante et qui irait dans le sens d'un projet plus cohérent au niveau local.

Merci.

Réponse de Simon Pujau – France Hydrogène

Je peux peut-être commencer sur la partie électrique, et je laisserai ensuite Verso Energy compléter pour les éléments spécifiques à leur projet.

La proportion d'électricité renouvelable utilisée dans la production d'hydrogène - par opposition à de l'électricité simplement bas carbone, comme celle issue du nucléaire - va dépendre de chaque porteur de projet, de sa stratégie, de sa culture industrielle, et de son modèle énergétique. Je disais tout à l'heure que la France a un avantage compétitif, avec un mix électrique déjà très largement décarboné par rapport à d'autres pays de l'Union européenne. Ce n'est pas seulement un atout industriel, c'est aussi un atout réglementaire, et je vais y revenir.

La Commission européenne a publié en 2023 des règles très attendues encadrant la production d'hydrogène électrolytique renouvelable. C'était l'aboutissement de longues discussions, mais le principe de base est très clair : l'hydrogène est indispensable pour atteindre la neutralité carbone, mais il représente aussi une consommation électrique supplémentaire significative, qui ne doit en aucun cas provoquer une hausse des émissions du secteur électrique. En d'autres termes, il ne faut pas que l'essor de l'hydrogène pousse à faire tourner davantage les centrales à gaz ou à charbon. C'est pour cela que la Commission a introduit un critère de corrélation temporelle horaire. Ce critère impose une simultanéité entre la consommation électrique des électrolyseurs et la production d'électricité renouvelable associée : soit via un raccordement direct, soit via le réseau, mais en s'appuyant sur des contrats de gré à gré (type PPA), le tout de manière physiquement cohérente dans le fonctionnement du système électrique.

Dans ce contexte, la France, comme la Suède ou la Finlande, bénéficie d'une exemption partielle. Pourquoi ?

Parce que notre mix électrique est déjà largement décarboné : nucléaire + renouvelables. Ce qui nous permet de faire fonctionner nos électrolyseurs sur davantage d'heures dans l'année. Concrètement : pendant les heures où l'électricité provient clairement de sources renouvelables, l'hydrogène produit est qualifié de "renouvelable" ; en dehors de ces heures, l'électricité utilisée reste bas carbone, donc l'hydrogène produit est qualifié de "bas carbone", mais pas renouvelable au sens strict. C'est un avantage opérationnel majeur par rapport à d'autres États européens qui doivent limiter leurs plages horaires de fonctionnement pour rester dans les clous réglementaires.

Maintenant, la proportion d'électricité réellement renouvelable utilisée dépend du choix de chaque développeur. Certains auront une part plus importante, d'autres moins. Dans le cas de Verso Energy, d'après ce que je sais, la part de renouvelable dans leur mix est relativement élevée, mais je vais les laisser confirmer et détailler leur stratégie énergétique spécifique, notamment en lien avec les projets photovoltaïques que vous avez évoqués.

Complément de réponse – Timothée Blondel – Verso Energy

Merci Simon. Je vais apporter quelques précisions sur la partie approvisionnement électrique spécifique au projet Ep'Hyne.

Comme cela a été expliqué, deux options principales existent pour alimenter un site comme celui-ci en électricité : soit un raccordement direct à des actifs de production locaux (comme une centrale photovoltaïque ou éolienne située à proximité) ; soit un raccordement au réseau électrique national, avec un approvisionnement via le marché de l'électricité, ou à travers des contrats de gré à gré avec des producteurs d'électricité renouvelable situés partout en France. Dans le cadre du projet Ep'Hyne, c'est cette deuxième option que nous avons retenue.

Le site sera raccordé directement au réseau électrique national via une infrastructure spécifique construite par RTE, qui est co-maître d'ouvrage du projet. Ce raccordement est dimensionné pour permettre un appel de puissance de 450 mégawatts, ce qui correspond aux besoins estimés pour l'ensemble du site.

Concernant la nature de l'électricité qui alimentera le projet : une partie importante sera d'origine renouvelable, provenant d'actifs que nous développons et exploitons nous-mêmes en tant qu'énergéticien intégré. Verso Energy produit de l'électricité photovoltaïque sur plusieurs sites répartis sur tout le territoire français. Grâce à des contrats de gré à gré, nous pourrions affecter une partie de cette production au projet Ep'Hyne. Nous pourrions aussi compléter cet approvisionnement par de l'électricité renouvelable produite par des tiers, via des contrats similaires.

Aujourd'hui, le mix final d'approvisionnement n'est pas encore totalement arrêté. Nous sommes en discussion avec plusieurs producteurs, afin de comparer les options possibles, d'optimiser les coûts, et de sécuriser un approvisionnement à la fois bas carbone et économiquement soutenable. Cependant, comme Simon Pujau l'a rappelé, la réglementation européenne impose une corrélation temporelle : il faut que la production d'électricité renouvelable soit simultanée à sa consommation par les électrolyseurs. Or, cette simultanéité n'est pas toujours possible, notamment la nuit, quand les installations photovoltaïques ne produisent pas. Dans ces cas-là, pour garantir la continuité de production d'hydrogène, nous devons compléter l'approvisionnement par de l'électricité nucléaire, qui est bas carbone et largement disponible dans le mix français. Et c'est un atout important : la France dispose d'une électricité très faiblement émettrice de CO₂, ce qui permet au projet de rester cohérent avec les objectifs climatiques, même lorsqu'on ne s'appuie pas exclusivement sur du renouvelable.

Pour résumer, nous avons intégré une logique de complémentarité énergétique, nous produisons une partie de l'électricité nous-mêmes via le photovoltaïque et nous mobiliserons également de l'électricité nucléaire aux heures où les énergies renouvelables ne sont pas disponibles.

Cela permet de sécuriser l'approvisionnement, tout en maintenant un bilan carbone très favorable.

Question 9 - Sébastien Bresson

Sébastien Bresson, bonsoir.

J'aurais une nouvelle question concernant l'électricité, et plus précisément sur les besoins du projet Ep'Hyne.

Vous avez évoqué à plusieurs reprises une puissance électrique nécessaire pour le site, mais j'ai relevé deux chiffres différents : 400 mégawatts d'un côté, et 450 mégawatts de l'autre.

Est-ce que vous pourriez clarifier la distinction entre les deux ? Est-ce que les 450 mégawatts correspondent à la capacité réservée auprès de RTE, mais que la puissance réellement utilisée serait de 400 mégawatts ? Ou est-ce que ces chiffres recouvrent des périmètres différents ?

Merci de bien vouloir préciser cela.

Réponse – Antoine Ghesquière – Verso Energy

Oui, tout à fait. Le projet prévoit deux grands postes de consommation électrique : environ 350 mégawatts pour l'électrolyse et environ 50 mégawatts pour les unités liées à la synthèse du carburant (capture de CO₂, méthanolation, etc.). Donc au total, cela fait 400 mégawatts de puissance utilisée en moyenne sur l'année.

Mais nous avons réservé une capacité de 450 mégawatts auprès de RTE. Pourquoi cette différence ?

Parce que dans les unités d'électrolyse, on utilise des « stacks », c'est-à-dire des modules qui produisent de l'hydrogène. Or, ces stacks se dégradent au fil du temps, ce qui signifie que pour produire la même quantité d'hydrogène, ils consomment progressivement plus d'électricité. Donc les 50 MW supplémentaires représentent une marge de sécurité,

qui anticipe cette dégradation et permet de maintenir le niveau de production visé sans interruption, même en fin de cycle de vie des équipements.

Sébastien Bresson

D'accord. Donc si je comprends bien, la puissance moyenne à considérer sur l'ensemble de la durée de vie du site, disons 25 ans, c'est bien 400 mégawatts ?

Antoine Ghesquière

Exactement. La puissance moyenne, sur toute la durée d'exploitation, est bien de 400 mégawatts.

Sébastien Bresson

Et en termes de consommation annuelle prévisionnelle, vous avez une estimation en térawattheures ?

Antoine Ghesquière

Oui. Aujourd'hui, on estime la consommation annuelle à un peu plus de 3 térawattheures pour le site dans son ensemble.

Sébastien Bresson

Mais les électrolyseurs ne tournent pas 24 heures sur 24, 365 jours par an ?

Antoine Ghesquière

Alors non, pas à 100 %. On vise un taux de charge d'environ 95 %, soit environ 8 300 heures de fonctionnement par an. C'est ce qui permet d'atteindre notre objectif de production annuelle de 80 000 tonnes de e-SAF. Ce taux de fonctionnement sera bien sûr ajusté en fonction des opérations de maintenance et des spécifications techniques des équipements. Le vrai défi de ce projet, ce n'est pas d'avoir les quatre unités en fonctionnement, car individuellement elles existent déjà dans d'autres contextes industriels. Le vrai enjeu, c'est de les faire fonctionner ensemble, de manière couplée, sur un même site, avec des flux interdépendants entre chaque étape du processus.

Sébastien Bresson

Cette consommation électrique de 400 mégawatts, si on la rapporte à d'autres unités de production d'énergie, c'est l'équivalent de la moitié d'un réacteur nucléaire de 1000 mégawatts, ou environ 25 à 30 % d'un EPR. C'est aussi l'équivalent de 450 hectares de panneaux photovoltaïques ou de 100 à 150 hectares d'éolien, si on veut produire cette électricité en renouvelable.

Donc, si quatre projets comme le vôtre voient le jour, cela représente déjà l'équivalent d'un réacteur EPR. Et s'il y en a plusieurs dizaines dans toute la France, il faudra forcément construire de nouveaux moyens de production, que ce soit nucléaire ou renouvelable. Est-ce que cette nouvelle demande d'électricité ne va pas entraîner de facto la construction de nouveaux réacteurs ou d'immenses surfaces de production renouvelable ? Et dans tous les cas, que ce soit en France ou à l'étranger, augmenter la demande oblige à augmenter la production, ce qui a des impacts environnementaux directs : occupation du foncier, impacts sur la biodiversité, pollutions liées aux installations et même des risques sanitaires ou industriels, selon les cas.

Alors, comment prenez-vous en compte cet impact systémique dans la réflexion autour du projet Ep'Hyne ?

Réponse – Simon Pujau - France Hydrogène

Je vais apporter un éclairage à l'échelle macro, et je laisserai éventuellement Verso Energy compléter avec une vision plus projet. Ce que je disais précédemment, c'est que ces nouvelles consommations électriques, comme celles du projet Ep'Hyne, ne sortent pas de nulle part. Elles sont intégrées dans un schéma de développement prospectif national, élaboré par RTE.

Le document de référence, c'est le bilan prévisionnel 2035 de RTE, qui est public. On y trouve des projections très détaillées sur l'évolution du mix énergétique français, intégrant : les besoins croissants liés à l'électrification de nouveaux usages (dont la production d'hydrogène) et le rythme de développement prévu des capacités de production, notamment

en photovoltaïque, en éolien terrestre et offshore, et dans une moindre mesure, nucléaire.

Pour répondre à votre remarque sur le nucléaire, non, il n'y aura pas de nouveaux réacteurs mis en service d'ici 2035.

Les premiers EPR2 sont prévus à partir de 2037, sous réserve du calendrier, qui reste à confirmer. Donc d'ici là, ce sont les énergies renouvelables qui porteront l'essentiel du développement de capacité pour répondre à cette nouvelle demande, y compris celle liée à la production d'hydrogène.

Sur le fond, vous avez raison : toute production d'énergie a un impact environnemental, que ce soit : une emprise au sol (artificialisation), des risques technologiques ou sanitaires ou des impacts sur la biodiversité, les paysages, etc. Mais ce qui est essentiel, dans le cadre de la transition énergétique, c'est de mettre ces impacts en perspective :

Quel est le cycle de vie complet de la solution ? Comment se compare-t-elle à d'autres formes de production ou de consommation ? Et comment s'insère-t-elle dans une trajectoire globale de décarbonation ?

Je parlais du bilan 2035, mais RTE a aussi publié un autre rapport fondamental, intitulé «Futurs énergétiques 2050». C'est un document unique en Europe, et même au monde, par sa neutralité et sa rigueur analytique. Il explore plusieurs scénarios énergétiques à 2050, avec : différents niveaux de consommation (scénarios de sobriété ou non) et différents mix de production (du très nucléarisé au 100 % renouvelables). Même dans les scénarios 100 % renouvelables, qui sont ceux avec la plus forte emprise au sol, les niveaux d'artificialisation restent très faibles lorsqu'on les compare à d'autres usages du sol : urbanisation, lotissements pavillonnaires, infrastructures routières, modes de production agricole ou alimentaire. Cette mise en perspective est nécessaire pour ne pas regarder l'impact d'un projet de manière isolée, mais bien dans son contexte global, énergétique, environnemental et économique.

Donc pour conclure : cette consommation électrique est significative et elle implique des choix de production énergétique, mais oui aussi, elle est déjà anticipée et intégrée dans un schéma cohérent et chiffré de développement des capacités de production électrique en France. Et cela n'implique pas nécessairement de nouveaux réacteurs nucléaires avant 2035, ni une artificialisation incontrôlée du territoire. C'est un défi d'aménagement, mais il est prévu, encadré et piloté à l'échelle nationale.

Question 10 - une personne de l'assemblée qui n'a pas donnée de nom

Oui, j'aurais deux questions.

La 1^{ère}, vous avez parlé tout à l'heure de 43 térawattheures d'hydrogène à l'horizon 2035, c'est bien cela ? Est-ce que vous êtes en mesure de préciser quelle quantité d'électricité sera nécessaire pour produire cette quantité d'hydrogène, à l'échelle nationale ? Parce que 43 TWh d'hydrogène, ça implique une conversion en amont par électrolyse, donc il serait intéressant d'avoir l'équivalent électrique mobilisé pour cette production.

La deuxième question porte sur la politique énergétique française, et plus précisément sur le cadre fixé par RTE.

Vous évoquez régulièrement le bilan prévisionnel 2035, mais à ce jour, ce n'est pas un document voté par le Parlement. Il s'agit d'un document prospectif, mais il n'engage pas les pouvoirs publics, surtout sur une période aussi longue, avec des alternances politiques possibles.

Autrement dit, à dix ans d'échéance, rien n'est tranché sur ce que sera la politique électrique du pays.

Et en parallèle, on prévoit déjà un doublement du prix de l'électricité dans les quinze prochaines années.

Donc ma question est simple : avec une telle incertitude, comment peut-on garantir la viabilité économique de votre projet ? Je vais aller plus loin : j'ai fait quelques rapides estimations économiques. Aujourd'hui, le kérosène fossile est autour de 1 000 € la tonne. Dans votre projet, rien que l'investissement initial, réparti sur la production de 80 000 tonnes par an, représente entre 500 et 800 € par tonne. Si on ajoute des charges d'exploitation (hors électricité), on arrive déjà à environ 200 € supplémentaires par tonne. Donc, sans même compter l'électricité, la maintenance, ni les imprévus, on approche les 1 000 € par tonne, soit le prix du kérosène fossile.

Alors ma question est la suivante : À quel moment votre projet devient-il rentable ? Qu'est-ce qui se passe si un aléa intervient sur votre installation, un défaut technique, un arrêt temporaire, ou une hausse de coût de l'électricité ? Est-ce que la viabilité économique du projet ne repose pas sur un équilibre extrêmement fragile ?

Réponse – Simon Pujau – France Hydrogène

Je vais répondre sur les deux points, l'un après l'autre. Sur la quantité d'électricité nécessaire pour produire 43 TWh d'hydrogène, effectivement, les 43 térawattheures d'hydrogène dont j'ai parlé tout à l'heure correspondent à une puissance calorifique. Si l'on convertit cela en électricité nécessaire pour produire cet hydrogène par électrolyse, on arrive, selon les scénarios de RTE, à environ 65 térawattheures électriques.

Ce chiffre intègre plusieurs hypothèses de rendement, en tenant compte : des différentes technologies d'électrolyse disponibles (électrolyse alcaline, PEM, électrolyse haute température), des niveaux de maturité technique et d'une pondération de leur déploiement dans le mix technologique national. RTE ne se base donc pas sur une seule technologie, mais sur un scénario moyenné, en intégrant les progrès attendus d'ici 2035 et bien sûr, au-delà de cette échéance, on s'attend à des rendements améliorés, notamment grâce aux technologies haute température.

Sur votre deuxième point, je comprends bien la préoccupation liée à l'incertitude politique. C'est vrai : les documents de RTE sont prospectifs, et ne sont pas des lois votées, même s'ils s'inscrivent dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Ce sont des références de travail très solides, reconnues pour leur rigueur technique et leur transparence. Mais il est vrai qu'à dix ans, le contexte peut évoluer.

Et concernant le prix de l'électricité et la rentabilité économique, sur ce point, il faut bien comprendre que le passage du fossile au non fossile ne se fera pas à coût équivalent. C'est un choix assumé du législateur européen, et c'est même tout le sens de la réglementation ReFuelEU Aviation. Cette réglementation implique des quotas obligatoires de distribution de carburants durables, et impose des pénalités extrêmement fortes aux distributeurs qui ne respectent pas ces quotas. Il ne s'agit pas de dire que l'e-kérosène sera moins cher que le kérosène fossile. Il s'agit de créer un marché réglementé, structuré, avec une obligation de transition, car l'abondance du fossile, c'est terminé.

Une logique assumée de transition et de transformation industrielle, le passage à une économie bas carbone implique des investissements, des coûts nouveaux, mais aussi : des opportunités industrielles (création de filières, d'emplois) et des ajustements de prix finaux, notamment sur certains biens ou services.

Par exemple, si le prix du billet d'avion augmente légèrement parce que le carburant utilisé est bas carbone, c'est un choix de société. Ce n'est pas le même impact qu'une augmentation du prix de la baguette de pain, pour prendre un autre exemple.

Et c'est pour ça que cette réglementation européenne est pivot : elle permet de faire émerger une filière non fossile, sans attendre que le marché seul s'autorégule et sans faire porter tout le coût sur les finances publiques, ce qui ne serait ni réaliste, ni souhaitable à long terme.

En résumé, oui, l'e-SAF coûte plus cher aujourd'hui que le kérosène fossile, mais ce coût est assumé, structuré et justifié dans un cadre réglementaire clair et c'est précisément ce qui rend cette filière crédible, soutenable et économiquement viable à long terme.

Réponse – Timothée Blondel – Verso Energy

Oui, je vais répondre rapidement pour compléter ce qui vient d'être dit.

Comme l'a expliqué Simon, l'objectif n'est pas de concurrencer directement le kérosène fossile sur son coût.

Ce n'est pas réaliste dans le contexte actuel. L'objectif, c'est d'être compétitif sur le marché émergent du carburant durable, dans le cadre du règlement européen ReFuelEU et donc de proposer une solution plus attractive que les autres producteurs d'e-SAF, en France ou à l'étranger.

Pour cela, il faut que nous soyons en mesure de proposer un prix d'e-kérosène compétitif sur ce marché réglementé, et c'est à ce niveau-là que se situe la logique de rentabilité.

Sur la question du prix de l'électricité, je confirme qu'il y a des incertitudes, c'est vrai.

Mais c'est précisément pour cette raison que nous construisons un modèle qui permet de sécuriser nos approvisionnements sur 20 ans.

Concrètement, cela passe par : des contrats de gré à gré (ou Power Purchase Agreements, PPA) avec des producteurs d'électricité renouvelable et également avec nos propres installations photovoltaïques, que nous développons en parallèle du projet. C'est l'un des atouts du modèle intégré de Verso Energy : nous sommes à la fois producteur d'électricité

et développeur de projets industriels.

Cela nous donne une visibilité sur les coûts réels de production d'électricité et une capacité à optimiser notre stratégie d'achat sur le long terme.

Nous utilisons aussi des mécanismes de marché à long terme pour acheter à l'avance des volumes d'électricité sur plusieurs années. Cela permet de se protéger contre la volatilité à court terme et de lisser les prix sur l'ensemble du cycle de vie du projet. Ces stratégies sont aujourd'hui utilisées dans de nombreux secteurs industriels à forte intensité énergétique, et elles sont bien maîtrisées.

Ce sont des outils classiques de couverture dans les marchés de l'énergie.

En conclusion, notre objectif, en tant qu'industriel, est de : minimiser notre exposition au risque de prix de l'électricité et de garantir la viabilité économique du projet sur 25 ans. C'est pour cela que nous intégrons dès aujourd'hui ces leviers de sécurisation dans notre modèle d'exploitation. Ce travail d'optimisation est au cœur de la stratégie de développement du projet Ep'Hyne.

Sébastien Albert – Modérateur

Merci pour ces échanges.

On va maintenant attaquer la troisième partie de cette soirée, avec l'intervention de Monsieur Lesestre.

C'est parti pour un quart d'heure de présentation.

Yann Lesestre – Manager Énergie et Utilities SIA

Bonsoir à toutes et à tous. Je suis Yann Lesestre, manager au sein du cabinet de conseil SIA, spécialisé en stratégie et en management. Nous accompagnons les acteurs du secteur de l'énergie depuis plus de 25 ans, notamment dans les domaines de l'hydrogène et des carburants de synthèse.

Ce soir, je vais vous parler de l'e-kérosène, que vous avez entendu sous l'appellation e-SAF (pour électro Sustainable Aviation Fuel). Les deux termes désignent le même produit, la seule différence étant sémantique. Pour plus de clarté, j'utiliserai ici le mot e-kérosène.

Le SAF, c'est un carburant d'aviation durable. On distingue deux grandes catégories :

- Le bioSAF, produit à partir de biomasse (comme le bois ou les huiles usagées),
- Et le e-SAF, ou e-kérosène, produit à partir de CO₂ capté et d'électricité bas carbone ou renouvelable.

Il n'y a pas de biomasse utilisée directement dans le procédé.

En revanche, le CO₂ capté peut lui-même provenir de la combustion ou de la valorisation de biomasse, ce qu'on appelle alors du CO₂ biogénique. Pour information, il existe une troisième voie hybride, que l'on appelle parfois «E2-Kérosène», qui combine de la biomasse et de l'hydrogène produit par électrolyse. Ce n'est pas le cas ici.

Je passe rapidement sur cette partie, car elle a déjà été évoquée, mais pour rappel : à partir de 2030, 6 % des carburants d'aviation distribués en Europe devront être des SAF et parmi eux, 1,2 % minimum devront être des e-SAF.

Cette part sera progressivement augmentée jusqu'à atteindre 35 % de SAF en 2050, dont une part significative d'e-SAF.

Le CO₂ biogénique est du dioxyde de carbone émis lors de la transformation ou la combustion de biomasse.

Voici quelques exemples de secteurs qui en émettent : la production de biogaz, la fabrication de bioéthanol, les chaudières biomasse, la filière papetière, les incinérateurs de déchets, en particulier les déchets organiques et bois.

La réglementation considère que la valorisation du CO₂ biogénique, dans une logique de boucle courte, peut être neutre en carbone dans le cadre d'une analyse de cycle de vie (ACV) complète.

J'ai souhaité vous présenter deux scénarios illustrés :

1. Sans captation

On valorise de la biomasse (dans une chaudière, une usine, etc.). Le CO₂ émis retourne directement dans l'atmosphère, une partie de la biomasse non valorisée se dégrade naturellement, et émet aussi du CO₂. Ce modèle repose sur une

reprise partielle du CO₂ par photosynthèse, à mesure que la biomasse repousse.

2. Avec captation pour e-kérosène

On capture le CO₂ issu de la biomasse, ce CO₂ est ensuite utilisé pour produire de l'e-kérosène, ce carburant est brûlé dans un moteur d'avion, et le CO₂ est réémis dans l'atmosphère.

Si l'on regarde l'ensemble du cycle, le CO₂ réémis est à peu près équivalent à celui qui aurait été émis sans captation. Mais dans le second scénario, on évite d'utiliser du pétrole, ce qui évite une émission fossile supplémentaire.

Il faut bien sûr prendre en compte les émissions liées à la captation, au transport et à la synthèse du carburant.

Mais la réglementation européenne est très claire : un projet de production d'e-SAF ne peut être labellisé durable que s'il permet une réduction de 70 % des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie, par rapport à un carburant fossile. C'est une condition indispensable à la mise en marché.

À ce jour, près de 140 millions de tonnes de CO₂ sont émises chaque année par des installations industrielles et énergétiques en France. Parmi elles, environ 34 millions de tonnes sont d'origine biogénique, c'est-à-dire liées à la valorisation de biomasse. Ces émissions proviennent en majorité, du secteur des déchets (incinération) et dans une moindre mesure, de la filière papetière, de la production d'électricité, ou de la chimie.

Le CO₂ biogénique est présent sur l'ensemble du territoire, de manière hétérogène.

Par exemple, en 2023 : le Grand Est en comptabilisait 2,8 millions de tonnes, la région Centre-Val de Loire montait à plus de 14 millions de tonnes. Le projet Ep'Hyne, pour sa part, prévoit de capter environ 340 000 tonnes de CO₂ biogénique par an. C'est l'ordre de grandeur habituel pour ce type d'installation. On est donc sur un gisement largement disponible au regard du parc industriel français actuel.

Enfin, un dernier mot sur les besoins futurs. Nous avons modélisé, chez SIA, un scénario d'évolution de la consommation d'e-kérosène en France en prenant en compte la croissance du trafic aérien, les gains d'efficacité énergétique et la progression réglementaire du taux d'incorporation des SAF.

Selon ce scénario la France passerait de 100 000 tonnes d'e-SAF en 2030 à environ 2,5 millions de tonnes en 2050.

Pour répondre à cette demande avec une production 100 % nationale, il faudrait capter : environ 6 à 11 millions de tonnes de CO₂ selon le taux d'indépendance visé (50 % ou 90 %). Sachant que nous disposons actuellement de 34 millions de tonnes de CO₂ biogénique émis chaque année, cela signifie que le gisement national est suffisant, en théorie, pour couvrir les besoins de la filière. Bien entendu, il faudra aussi tenir compte : de la localisation de ces sources, des coûts de captation et de leur accessibilité logistique.

Merci pour votre attention. Je suis légèrement en avance, donc nous aurons un peu plus de temps pour échanger ensuite.

Sébastien Albert – Modérateur

Monsieur Lesestre, au niveau du timing, super ! Vous avez tenu parfaitement le quart d'heure imparti, merci à vous.

Nous allons donc ouvrir maintenant le troisième temps d'échange, comme pour les parties précédentes.

TROISIÈME TEMPS D'ÉCHANGE AVEC LE PUBLIC

Question 11 - Intervenant du public (non identifié)

J'ai une question très concrète concernant le CO₂ que vous allez capter chez Norske Skog.

À quel moment précis du processus de fabrication du papier ce CO₂ est-il émis ? Est-ce qu'il provient de la combustion ? D'un traitement chimique ? Autrement dit, où se situe exactement cette émission de CO₂ dans la chaîne de production de la papeterie de Norske Skog ?

Merci.

Réponse – Antoine Ghesquière – Verso Energy

Merci pour votre question.

Dans le cadre du projet Ep'hyme, nous allons capter le CO₂ à deux endroits distincts, tous deux situés sur le site industriel de Golbey, à proximité immédiate. Premièrement, une partie du CO₂ sera captée sur la chaudière de Green Valley Énergie, qui est une chaudière de nouvelle génération, récemment construite dans le cadre du projet Box. Ce projet, si vous en avez entendu parler, concerne la conversion de l'une des lignes de production de Norske Skog : on passe de la fabrication de papier journal à celle de papier carton.

Deuxièmement, une autre partie du CO₂ sera captée directement sur l'une des chaudières de Norske Skog Golbey.

Dans les deux cas, ces chaudières ont une fonction principale : produire de la vapeur industrielle, qui est ensuite utilisée dans le processus de fabrication du papier. C'est donc lors de cette étape de production de vapeur que le CO₂ est émis, et c'est à ce niveau que nous intervenons pour le capter.

Intervenant du public :

Donc, pour être clair, c'est la chaufferie qui produit le CO₂ en brûlant, c'est bien ça ?

Réponse complémentaire – Antoine Ghesquière - Verso Energy

Exactement. Ce sont des résidus de bois ou des déchets de biomasse qui sont brûlés dans les chaudières.

Et c'est lors de cette combustion qu'est émis le CO₂ que nous venons capter. L'intrant initial, c'est bien de la biomasse, et celle-ci est conforme à des schémas de certification et de durabilité. Ces critères sont essentiels car ils nous permettent de qualifier ce CO₂ comme biogénique, conformément aux exigences de la réglementation européenne.

Question 12 - Alexandre Demoute

Je reviens sur la question de la logistique, et plus précisément sur le transport de kérosène, qui, si je ne me trompe pas, est classé matière dangereuse. Puisque vous avez prévu un transport ferroviaire, ma question est la suivante : où seront stockées les rames ? Est-ce que le stockage temporaire des wagons-citernes se fera sur l'emprise de la plateforme multimodale prévue à Chavelot ? Ou bien seront-elles refoulées jusqu'au faisceau de la gare marchandises d'Épinal, en centre-ville ?

Réponse – Antoine Ghesquière – Verso Energy

Merci pour votre question.

Je réponds sous le contrôle de la Communauté d'agglomération d'Épinal, mais tout l'objectif de cette plateforme multimodale implantée sur l'écoparc, c'est justement de gérer l'ensemble de la logistique directement sur place, sans transit par le centre-ville d'Épinal. Nous aurons un stockage sur notre site industriel du produit final – c'est-à-dire le kérosène de synthèse – ce qui permettra d'avoir une certaine capacité tampon.

Actuellement, nous envisageons l'expédition d'environ deux demi-trains par semaine, ce qui donne un ordre de grandeur modéré en termes de fréquence. Les wagons seront remplis sur la plateforme multimodale, directement connectée à notre site. Il y aura bien entendu un temps de chargement, durant lequel le kérosène sera contenu dans les rames stationnées sur place. Tout cela sera strictement encadré par une étude de dangers, comme l'exige la réglementation pour les installations classées. Cette étude détaillera les risques liés au stockage temporaire et aux opérations de chargement, dans le cadre de notre demande d'autorisation environnementale.

Relance – Alexandre Demoute

D'accord, mais sur le plan plus technique, en lien avec la configuration de la ligne ferroviaire...

Sauf à créer un nouvel accès direct vers le nord, vos expéditions devront sans doute emprunter la ligne en direction d'Épinal. Or, je vois mal des trains de 1 800 tonnes de kérosène, longs de 650 mètres, circuler vers Lure. Donc, est-ce que la SNCF a prévu un raccordement spécifique vers le nord ? Ou bien devrez-vous refouler les trains jusqu'au faisceau de

la gare marchandises d'Épinal ? Ou encore, est-ce que le faisceau de la papeterie Norske Skog, qui dispose de plusieurs voies, servira à cette opération ?

Réponse – Yann Lesestre - SIA

Merci pour cette précision, je vais apporter quelques éléments complémentaires.

Effectivement, comme je l'expliquais précédemment, l'idée est bien d'utiliser au maximum les infrastructures déjà existantes, notamment le raccordement ferroviaire de la papeterie Norske Skog. Un autre acteur est également concerné : Eurorail, l'exploitant ferroviaire déjà actif sur la zone. Cela nous permet d'organiser une mutualisation entre les différents acteurs économiques de la Green Valley.

Concrètement, cela signifie que les rames de wagons-citernes ne seront pas isolées, mais intégrées à une logistique globale mutualisée. On ne fera pas circuler un train dédié uniquement à du kérosène synthétique. On cherche au contraire à créer un effet de massification et à favoriser la synergie entre les flux logistiques.

Donc pour répondre à votre question : il n'est pas prévu de refouler les rames jusqu'au centre-ville d'Épinal. Les opérations resteront concentrées sur l'écoparc et les infrastructures existantes de la Green Valley, avec un départ vers le nord, conformément aux besoins de desserte des terminaux évoqués précédemment. Cela répond à un objectif de cohérence logistique, de réduction des nuisances, et de mutualisation des infrastructures pour en améliorer l'efficacité.

Réponse – Antoine Ghesquière – Verso Energy

Merci pour votre question, et désolé de ne pas y avoir répondu plus tôt.

Concernant le projet photovoltaïque flottant :

L'image que vous avez vue sur la diapositive représente en fait un autre projet que nous développons, mais pas ici à Épinal. Il s'agit d'un projet de solaire flottant que nous portons dans une autre région, plus précisément sur la commune de Gueugnon, si je ne me trompe pas. Ce projet est bien réel, mais n'a aucun lien direct avec le projet Ep'hyme.

Vous avez raison, il existe également des gravières sur le territoire d'Épinal, mais à ce stade, Verso Energy n'a pas prévu d'y développer un projet de solaire flottant. Ce n'est pas une option envisagée actuellement, même si bien sûr, les choses peuvent évoluer dans le temps.

(Complément d'un autre intervenant) :

<<Il y aura un projet de solaire flottant développé par un autre acteur, en l'occurrence la société Seine Terranaire, mais pas par Verso Energy pour le moment.>>

Il faut bien comprendre que le site d'Épinal ne sera pas raccordé directement à un pipeline. En revanche, notre stratégie logistique prévoit d'acheminer le kérosène de synthèse par train jusqu'à des dépôts pétroliers existants, qui, eux, sont déjà raccordés aux réseaux de transport d'hydrocarbures. Ces dépôts sont situés dans des zones stratégiques comme Strasbourg, Le Havre, ou même de l'autre côté de la frontière, en fonction des besoins logistiques.

Ces dépôts ont plusieurs avantages : ils disposent déjà d'un stock de kérosène fossile, ils sont connectés aux pipelines existants, comme le réseau CEPS (Central European Pipeline System) ou le réseau Le Havre – Paris, ils peuvent réaliser les opérations de mélange entre le kérosène fossile et notre kérosène de synthèse (e-SAF), conformément à la réglementation actuelle qui impose un taux maximal de 50 % d'incorporation. L'idée est donc de profiter des infrastructures logistiques et énergétiques déjà en place pour limiter au maximum les impacts environnementaux liés à de nouveaux aménagements, tout en assurant une connexion efficace aux réseaux européens de distribution.

Question 13 - Sébastien Bresson

Avant de revenir sur le sujet du CO₂ biogénique, j'aimerais m'arrêter à nouveau sur la consommation électrique du projet Ep'hyme. Pourriez-vous confirmer certains chiffres, afin que les personnes présentes puissent bien prendre la mesure de l'ampleur de cette consommation d'électricité ? D'après mes calculs, la consommation annuelle du site serait de l'ordre de 3,35 térawattheures par an.

Cela représente : environ 1 % de la production nucléaire française actuelle ou environ 0,5 % de la production totale d'électricité française ; e, à titre de comparaison, l'équivalent de la consommation d'environ 1,5 million de Français.

Pouvez-vous confirmer ou corriger ces ordres de grandeur ? Merci.

Réponse de Antoine Ghesquière– Verso Energy

Oui, on a les chiffres, et je pense que vous tombez globalement juste.

Pour vous donner une base de comparaison précise : en 2024, selon RTE, la consommation nationale d'électricité était d'environ 450 térawattheures. La production nationale, elle, s'est établie autour de 530 térawattheures.

Le projet Ep'hyme, de son côté, prévoit une consommation annuelle d'environ 3,6 térawattheures.

Donc si on fait les calculs cela représente 0,8 % de la consommation nationale d'électricité et environ 0,6 % de la production électrique française.

Ces ordres de grandeur confirment ceux que vous évoquiez à peu de choses près. Mais ce qu'il faut souligner, c'est que ce niveau de consommation ne pose pas de problème de bouclage énergétique.

On en a parlé plus tôt : la France dispose actuellement d'un excédent structurel d'électricité, qu'elle exporte chaque année. La filière de l'e-SAF, et plus largement de l'hydrogène décarboné, peut contribuer à valoriser une partie de cet excédent sur le territoire national, plutôt que de le vendre à perte à l'étranger. En plus de cela, le procédé technologique retenu, le «Méthanol-to-Jet», présente un avantage important : il est plus flexible que le procédé alternatif «Fischer-Tropsch» et permet d'adapter le fonctionnement de l'installation aux fluctuations du réseau électrique. Autrement dit, lors des pics de consommation (comme le matin ou le soir en hiver), l'installation pourra réduire temporairement sa consommation d'électricité. Nous participerons ainsi aux mécanismes de flexibilité du réseau, tels que ceux proposés par RTE, pour éviter les tensions et contribuer à la stabilité du système électrique national.

Intervention – Sébastien Bresson (suite de la question précédente)

Oui, je voulais revenir sur le CO₂ mais avant ça, je souhaitais compléter par quelques remarques chiffrées concernant la réduction d'émissions que le projet Ep'hyme est censé permettre. D'après les éléments qui ont été présentés, l'installation devrait permettre d'éviter environ 200 000 tonnes de CO₂ par an.

Or, si on se réfère aux données disponibles, les émissions actuelles de l'aviation française métropolitaine, c'est-à-dire celles liées aux vols au départ de la France, s'élèvent à environ 20 millions de tonnes de CO₂ par an, soit 20 mégatonnes. Ce qui signifie que le projet Ep'hyme permettrait, dans sa configuration actuelle, de réduire seulement 1 % des émissions du secteur aérien français. Et cela, dans un contexte où - selon certains scénarios - les émissions de l'aviation pourraient doubler, voire tripler d'ici à 2050, si aucune inflexion majeure n'est prise.

Est-ce que vous pouvez confirmer ces ordres de grandeur concernant l'impact du projet sur les émissions du secteur aérien ? J'avoue ne pas avoir les chiffres exacts, mais j'aimerais avoir votre confirmation ou vos corrections sur ces points.

Réponse de Antoine Ghesquière - Verso Energy

Merci pour votre remarque.

Effectivement, on pourra vérifier les chiffres plus précisément après la réunion, si besoin - je ne sais pas si mes collègues les ont sous la main. Mais, pour être clair, nous n'avons jamais prétendu que notre projet constituait à lui seul la solution complète à la décarbonation de l'aviation. Ce que l'on dit, c'est que le projet Ep'hyme s'inscrit dans une réponse progressive à un objectif réglementaire, celui fixé par le règlement ReFuelEU Aviation. Si l'on prend ces objectifs au niveau national, il faudrait, à l'horizon 2035, environ cinq projets de la taille du nôtre pour y répondre. Et c'est précisément dans cette logique que nous avons dimensionné notre projet : pas plus que ce que prévoit la réglementation, mais suffisamment pour qu'il soit pertinent dans ce cadre. L'idée n'est pas de surdimensionner un site par rapport à une demande qui n'existerait pas encore. Ce ne serait ni réaliste, ni économiquement viable.

Notre stratégie chez Verso Energy, c'est plutôt de développer plusieurs projets de taille équivalente sur le territoire, tous autour de 80 000 tonnes de e-SAF par an, pour contribuer, de manière structurée, à l'effort global de décarbonation. Nous ne prétendons pas tout faire seuls, mais nous apportons une brique concrète à un chantier qui va s'étendre sur plusieurs années et mobiliser de nombreux acteurs. Merci.

Question 14 - Sébastien Bresson

Concernant le CO₂ biogénique, je souhaite soulever un point de fond. Pour ma part, je trouve que c'est un concept assez discutable, voire trompeur.

On part du principe que le CO₂ émis lors de la combustion du bois – ou plus largement de la biomasse – est neutre en carbone, parce qu’il serait ensuite réabsorbé par les arbres en croissance. Mais ce raisonnement me semble poser problème. Pourquoi ? Parce que le cycle du carbone dans les arbres est un cycle long, qui s’étale sur plusieurs décennies, parfois un siècle voire plus. Ce n’est pas du tout compatible avec les échéances climatiques actuelles, notamment les objectifs de neutralité carbone à l’horizon 2050.

Quand on brûle du bois aujourd’hui, ce CO₂ est immédiatement relâché dans l’atmosphère, tandis que la re-séquestration, elle, prendra des dizaines d’années. Cela crée un décalage temporel important qui, à mes yeux, invalide en partie la notion même de neutralité carbone dans ce contexte. Et même si on parlait du principe qu’on va planter de nouveaux arbres pour compenser ces émissions – ce qui serait en soi nécessaire –, encore faut-il que cela se fasse réellement. Et ce n’est pas la forêt existante qui pourra le faire, car elle est déjà mobilisée pour absorber nos émissions actuelles. Ce nouveau CO₂ émis s’ajoute donc à la charge, il n’est pas “annulé”.

Si on prend un ordre de grandeur : un hectare de forêt séquestre en moyenne entre 5 et 10 tonnes de CO₂ par an. Si on émet 200 000 tonnes de CO₂, il faudrait donc entre 20 000 et 40 000 hectares de forêts supplémentaires, uniquement pour compenser ces émissions - et cela, sur une durée bien supérieure à 25 ans, souvent au-delà de 2050.

Donc pour moi, même s’il est qualifié de biogénique, ce CO₂ contribue pleinement à l’augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l’atmosphère, et donc au réchauffement climatique. La compensation, si elle arrive, arrivera trop tard. Je pense qu’il faut remettre en question ce concept de neutralité du CO₂ biogénique. Il ne me semble ni fiable, ni scientifiquement robuste si l’on veut réellement respecter nos engagements climatiques.

Réponse – Simon Pujau (France Hydrogène)

Je vais apporter un premier élément de réponse, même si je laisserai Yann Lesestre compléter, car il est plus directement spécialiste sur ces aspects.

Je ne suis pas un expert de l’industrie papetière, mais il faut déjà bien distinguer le type de forêt dont on parle. On n’est pas du tout sûr de la forêt primaire, c’est-à-dire ces forêts anciennes qui se développent sur des cycles très longs. Ce n’est pas cela qu’on exploite ici.

On parle de forêts gérées spécifiquement pour des usages industriels, dans lesquelles on travaille avec des cycles courts. Ce sont des essences plantées, exploitées, replantées, et donc gérées dans une logique de renouvellement planifiée. Et dans ces forêts, les premières années de croissance sont aussi les plus productives en termes d’absorption de CO₂. C’est la phase où l’arbre pousse vite, capte plus de carbone – un peu comme chez un être vivant, la phase de croissance est rapide et intense.

Donc on est bien sûr des cycles de carbone courts, adaptés à une logique d’usage industriel. Ce n’est pas comparable avec des cycles forestiers centenaires. Et là-dessus, la réglementation européenne a posé des exigences très strictes. Je crois que Yann et les représentants de Verso l’ont déjà mentionné, mais ces règles précisent exactement comment doit être gérée la biomasse pour qu’on puisse considérer qu’elle est durable et que son utilisation est compatible avec les objectifs climatiques, y compris en intégrant cette question de temporalité du carbone.

Bref, ce ne sont pas des hypothèses laissées de côté, elles sont déjà encadrées réglementairement, notamment pour les secteurs comme la papeterie.

Réponse – Yann Lesestre (cabinet SIA)

Je vais répondre très brièvement. Je ne suis pas non plus un spécialiste des cycles forestiers, et je pense d’ailleurs que vous avez peut-être plus d’éléments techniques que moi sur ce point.

En revanche, ce que je tiens à rappeler, et c’est essentiel, c’est que le projet de Verso Energy, comme d’autres projets de production de SAF en France, s’inscrit dans une logique de valorisation de CO₂ déjà émis.

C’est-à-dire que les émissions de CO₂ issues de l’industrie papetière existent déjà aujourd’hui, indépendamment du projet. On peut, bien sûr, débattre du bilan carbone de cette industrie elle-même – et certains peuvent avoir des critiques à lui adresser – mais ce CO₂ est bel et bien émis actuellement dans l’atmosphère.

Ce que propose ici Verso Energy, c’est de le capter et de le réutiliser, de l’empêcher de repartir directement dans l’atmosphère, pour produire un carburant de substitution. C’est une forme de valorisation d’un flux qui, sinon, serait émis de toute façon.

Sébastien Albert – Modérateur

Très bien, merci. Avant de conclure, on va faire un rapide tour d'horizon des prochains rendez-vous de la concertation, avant de laisser la parole à notre garant pour la clôture.

Nous étions ce soir ici à Épinal, pour cette deuxième réunion publique. Nous nous donnons rendez-vous le 2 juin, pour un atelier thématique qui se tiendra dans la salle des fêtes de Chavelot, à 18h30.

Ce sera un format différent, interactif : six pôles de travail thématiques seront installés dans la salle. Vous pourrez passer librement de l'un à l'autre en fonction de vos centres d'intérêt. Les thématiques seront affichées sur place et abordées avec les différents intervenants.

Ensuite, nous nous retrouverons pour la réunion de synthèse, qui aura lieu le 19 juin à Golbey, toujours à 18h30.

En parallèle, plusieurs rencontres de proximité sont également prévues : le 15 mai, sur le parvis de la gare d'Épinal, le 1^{er} juin, au marché de Golbey, le 3 juin, pour une animation interactive (lieu à préciser, mais indiqué sur le site internet).

Je vous rappelle que le site internet de la concertation est à votre disposition pour consulter les informations, poser vos questions et suivre l'évolution du processus : concertation-ephyne.eu

Sur ce site, vous avez aussi la possibilité de déposer un cahier d'acteur. Peut-être que Monsieur le garant pourra nous en dire un mot pour préciser ce qu'est un cahier d'acteur, afin que ce soit bien clair pour tout le monde.

Je crois que nous avons fait le tour des communications pratiques. Je vous remercie pour votre attention, et je cède maintenant la parole à Monsieur le garant.

Rémy Couchon – Garant CNDP

Monsieur, merci.

Je souhaitais, pour conclure cette réunion, souligner la qualité des échanges qui ont eu lieu ce soir, ainsi que la pertinence des questions posées aux intervenants. J'espère que, pour la plupart d'entre vous, les réponses apportées ont permis d'éclairer vos interrogations.

Si toutefois ce n'était pas le cas, je vous invite vivement à poursuivre vos contributions via les outils mis à votre disposition. Vous pouvez : compléter vos questions en ligne, à l'aide du formulaire accessible sur le site internet (affiché à l'écran), ou bien déposer un cahier d'acteur.

Le cahier d'acteur, qu'est-ce que c'est ?

C'est un document dans lequel tout citoyen, collectif, association, institution ou entreprise peut exposer librement son point de vue, ses arguments, ses attentes ou ses critiques sur le projet. Ce document intègre officiellement le processus de concertation. Il sera pris en compte dans la synthèse finale que nous, garants CNDP, rédigerons à l'issue de la concertation. Cette synthèse sera remise aux porteurs de projet et publiée publiquement.

Je vous encourage donc à contribuer tout au long des deux mois de concertation, que ce soit en ligne, lors des prochaines réunions ou sur le terrain, lors des rencontres de proximité.

Pour conclure, je retiens que cette réunion a mis en évidence un certain scepticisme vis-à-vis du projet, ce qui est tout à fait légitime et attendu dans une démarche de concertation. C'est précisément l'objectif de ces temps d'échange : permettre à chacun de s'exprimer librement, de poser des questions, et d'interpeller les porteurs de projet.

Merci à toutes et à tous pour votre participation à cette table ronde.

Bonne soirée.

Sébastien Albert – Modérateur

Merci à toutes et à tous.

Nous saluons également les personnes qui nous ont suivis à distance, en direct, via la diffusion sur Zoom tout au long de cette soirée. Aucune question n'a été posée dans le chat, semble-t-il. En tous les cas, merci pour votre participation, sur place comme en ligne. Nous vous souhaitons à tous un très bon jour férié pour demain, et nous vous donnons rendez-vous le 2 juin pour poursuivre ensemble cette concertation.

Bonne soirée !