

COMPILATION N°01 DES QUESTIONS ET RÉPONSES

Ce document compile les questions posées par les participants à l'atelier du 22 novembre à Saint-Avold et les réponses apportées par les maîtres d'ouvrage (VERSO ENERGY, GRTgaz et RTE), sur les sujets suivants :

- *le raccordement du projet CarlHYng au réseau MosaHYc et le réseau MosaHYc proprement dit ;*
- *le raccordement électrique du projet CarlHYng ;*
- *les procédures administratives.*

Un document complémentaire sera prochainement mis en ligne pour les autres sujets.

SOMMAIRE

Questions sur le raccordement gaz et sur MosaHYc.....	2
Questions sur le raccordement électrique	4
Questions sur les procédures administratives.....	12

QUESTIONS SUR LE RACCORDEMENT GAZ ET SUR MOSAHYC

Quelle est la capacité de transport de la capacité de la canalisation ?

91 000 Nm³/h, soit 65 000 t/an, soit environ 450 MW de production d'hydrogène.

Comment s'assurer que la pression n'augmentera pas dans les conduites ?

GRTgaz va déposer un dossier de demande de construire et d'exploiter avec une pression maximale de service (PMS) de 28 bar. C'est cette pression administrative qui est retenue dans les études de danger pour calculer les distances d'effets. Elle ne peut en aucun cas être dépassée ni modifiée.

GRTgaz règle ses chaînes de sécurité pression de manière à s'assurer qu'en aucun cas la PMS ne puisse être dépassée.

Quels risques associés à la compression de l'hydrogène ? La sortie des compresseurs sera-t-elle directement branchée sur MosaHYc ?

Il n'y a pas de compression de l'hydrogène le long de la canalisation MosaHYc opérée par GRTgaz.

La sortie des compresseurs de production d'hydrogène (opérés par les producteurs comme VERSO ENERGY) est raccordée à un poste d'injection d'hydrogène. Ce poste en amont du réseau principal permet de compter, d'analyser la qualité du gaz et d'isoler le site de production d'hydrogène du réseau GRTgaz en cas de besoin.

Comment est gérée la mise en sécurité des installations (VERSO/GRTgaz) ?

La mise en sécurité peut être automatique, l'automatisme de sécurité du poste d'injection fermera une vanne motorisée permettant d'interrompre le transit de gaz si nécessaire. Une mise en sécurité du poste d'injection est également possible à distance par une action humaine depuis un centre de surveillance.

Comment vous assurez vous que personnes n'entrera sur les sites GRTgaz?

GRTgaz mettra en place, a minima, une protection périmétrique de type clôture avec des panneaux rigides en fils soudés maillés d'une hauteur 2 m. GRTgaz mettra en place des moyens de protection de son patrimoine qui dépendront de la criticité du site, ces informations resteront confidentielles.

Quels sont les systèmes mis en place en cas d'incident sur le réseau de transport ?
Que faire si l'injection dans le réseau MosaHYc est impossible ?

Des postes de sectionnement permettant l'isolement du réseau sont mis en place sur le réseau MosaHYc tous les 10 km. Le poste d'injection permet d'isoler la production d'hydrogène de la conduite principale

Si une injection dans le réseau s'avère impossible en termes de capacité, c'est-à-dire que les besoins en transit de gaz dépassent une production de 450 MW, alors des études de renforcement du réseau devront être initiées.

Quel est l'éloignement entre les postes de sectionnement GRTgaz ?

L'éloignement entre les postes de sectionnement sur le réseau MosaHYc est de 10 km.

Quelles sont les distances d'effet de la canalisation gaz ?

Les distances d'effet d'une canalisation d'hydrogène dépendent du couple pression/diamètre. Le diamètre de l'ouvrage de raccordement à construire n'est pas défini à ce jour mais devrait être de 150 à 250 mm, ce qui donne une distance d'effet incluant la Servitude d'Utilité Publique autour de 40 à 60 m de part et d'autre de la canalisation.

Comment gérez-vous le risque incendie (forêt à proximité et sécheresse récurrente) ?

Dans la conception du poste d'injection, GRTgaz instaure une bande coupe-feu de 15 m entre l'installation et la végétation.

QUESTIONS SUR LE RACCORDEMENT ÉLECTRIQUE

Comment RTE fait-il face à l'afflux de demande de raccordements électriques ? RTE fait-il une discrimination selon les projets ? Est-ce que la loi Aper ne va pas permettre au préfet de choisir le projet qu'il va soutenir ? Ne s'agit-il pas d'un phénomène spéculatif ?

RTE se mobilise pour accompagner la décarbonation et la souveraineté industrielle de la France. Il met en œuvre les moyens humains et techniques de l'entreprise pour répondre au développement des territoires en proposant des solutions de raccordement et les solutions de renforcement adaptées aux demandes des utilisateurs du réseau et aux territoires.

Depuis l'ouverture progressive des marchés dans la décennie 2000, les consommateurs d'électricité et de gaz sont libres du choix de leurs fournisseurs. Ces derniers, producteurs et commercialisateurs d'énergie, évoluent dans le secteur concurrentiel.

Les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz sont restés des monopoles et, à ce titre, doivent garantir un accès transparent et non-discriminatoire aux utilisateurs du réseau, pour acheminer l'énergie des fournisseurs vers leurs clients. Afin d'assurer leur efficacité économique et leur indépendance vis-à-vis des acteurs, ces monopoles sont soumis à une régulation, exercée en France par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

Lors de sa constitution en société anonyme en 2005, RTE s'est doté d'un code de bonne conduite (CBC), soumis à l'approbation de la CRE, qui réunit « les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. » (article L. 111-22 du code de l'énergie).

Ces mesures nécessaires au bon fonctionnement des marchés permettent :

- d'assurer l'indépendance de RTE vis-à-vis de l'entreprise intégrée et des autres acteurs du marché,
- de garantir la non-discrimination dans l'accès au réseau et dans l'accès au marché de l'électricité,
- d'assurer la transparence vis-à-vis du régulateur, des utilisateurs du réseau et des acteurs du marché de l'électricité,
- de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Dans le cadre des orientations nationales et européennes visant à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre, de nombreux acteurs industriels ont récemment engagé des projets d'investissement de décarbonation. Nombre de

ces projets sont fortement consommateurs d'électricité : il peut s'agir de la modification d'installations industrielles existantes en vue de leur électrification, d'électrolyseurs de forte puissance destinés à produire de l'hydrogène, ou encore de nouvelles installations industrielles au service de la décarbonation des usages énergétiques

La loi n° 2023-175 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (dite « loi APER »), adoptée le 10 mars 2023, prévoit de nouvelles dispositions permettant de répondre à ces besoins et objectifs.

En particulier, elle contient dans son article 28 une disposition transitoire qui permet à l'autorité compétente de l'État, lorsque l'insuffisance de la capacité d'accueil du réseau public de transport conduit à un délai de raccordement supérieur à cinq ans, de modifier, au sein d'une zone géographique et selon des critères transparents, non-discriminatoires et objectifs fixés par décret en Conseil d'État, l'ordre de classement des demandes de raccordement des projets de décarbonation et des projets qualifiés par décret comme ayant une importance particulière pour la transition écologique ou la souveraineté nationale.

La loi n° 2023-973 du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte est venue étendre le champ d'application des articles 27 et 28 aux projets présentant un intérêt national majeur pour la transition écologique ou la souveraineté nationale.

Une série de décrets attendue viendra préciser les modalités de mise en œuvre de ces différentes dispositions légales portées par ces deux textes.

Dans tous les cas, il n'appartient pas à RTE de se positionner sur l'opportunité des projets qui lui sont soumis. RTE se conforme aux règles de raccordement en vigueur et instruit dans le cadre légal l'ensemble des demandes complètes qui lui sont adressées.

Est-ce que le réseau est capable d'accueillir le projet CarlHYng ? Y a-t-il la place pour alimenter un projet de 300 MW et un projet de 400 MW ? Le poste de Saint-Avoid est-il capable d'accueillir la liaison ?

RTE a établi une proposition technique et financière (PTF) à VERSO ENERGY définissant les modalités de son raccordement au réseau public de transport d'électricité via une liaison souterraine 400 000 volts entre le poste de Saint-Avoid et le poste du client capable de répondre à la puissance envisagée par VERSO ENERGY. Cette proposition a été entérinée par VERSO ENERGY. Au travers de cet engagement contractuel, RTE formalise sa capacité à raccorder le projet de VERSO ENERGY au réseau public de transport existant.

En complément, la mission de RTE est d'adapter le réseau pour répondre aux besoins de ses clients, en particulier dans le contexte de la transition énergétique.

Dans le contexte particulier de la zone de Saint-Avold, la capacité à raccorder les projets qui émergent doit à la fois s'analyser en termes de possibilités techniques des installations du réseau public de transport et en termes de rythme de déploiement desdits projets. En lien avec les différents utilisateurs du réseau concernés, et sous le contrôle de sa tutelle, RTE dans le cadre de ces missions proposera les solutions adaptées pour répondre à ses besoins.

La liaison électrique est-elle en phase avec le planning annoncé du projet ? Sera-t-elle prête à temps ? Quels sont les délais et les procédures pour planifier et construire ?

La proposition technique et financière établie par RTE et entérinée par VERSO ENERGY, définit les modalités de raccordement au réseau public de transport d'électricité et l'engagement sur les délais de mise en œuvre.

La réalisation d'une liaison souterraine 400 000 volts nécessite à la suite et en complément de la concertation préalable du public, une phase de concertation dite « Fontaine » placée sous l'égide du Préfet, associant les services de l'État, les élus, les associations et le maître d'ouvrage en application de la Circulaire du 9 septembre 2002 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, puis une phase de procédures administratives, conduisant notamment à la Déclaration d'Utilité Publique avant les travaux. Ces phases s'échelonnent habituellement sur plusieurs années. Sous réserve de l'obtention de ces autorisations administratives instruites par les services de l'État, le planning annoncé dans la proposition technique et financière répond aux attentes du projet VERSO ENERGY.

Quel est l'impact d'une liaison souterraine en termes d'empreinte carbone (matériaux, machines) ? Il faut la quantifier, même si c'est insignifiant.

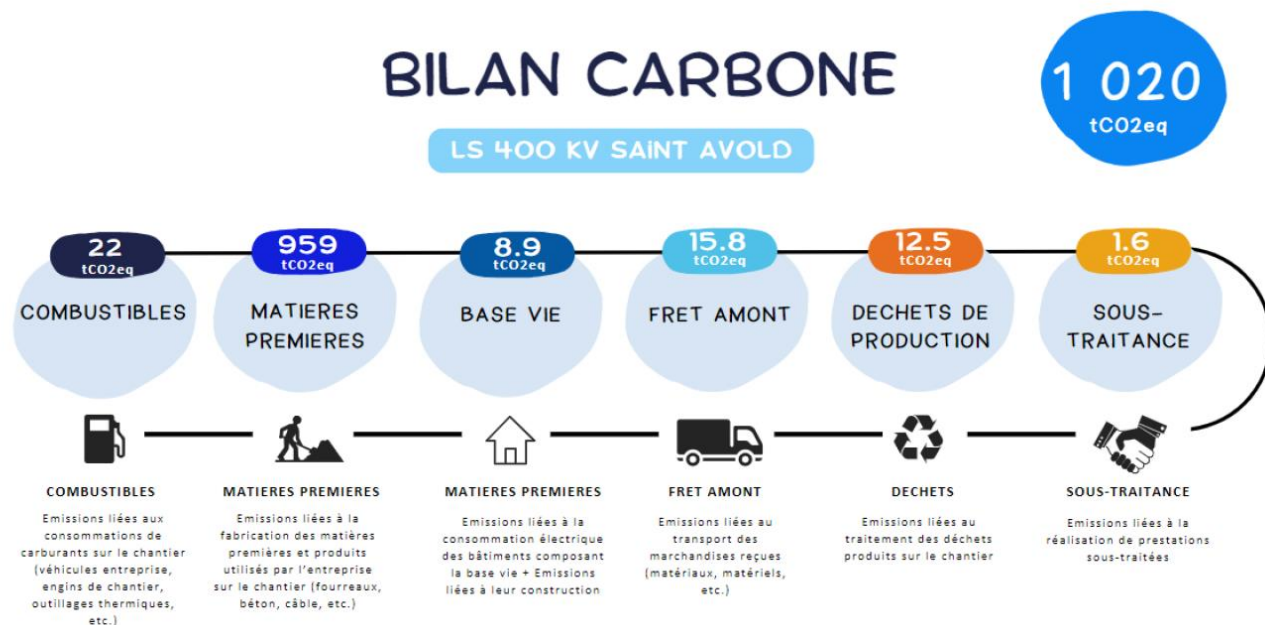
RTE est un acteur incontournable de la transition énergétique nécessaire au respect des engagements de l'Accord de Paris. À ce titre, RTE réalise le bilan des émissions de gaz à effet de serre de son activité, un exercice nécessaire qui lui permet de déterminer dans quelle mesure l'entreprise peut contribuer à la neutralité carbone engagée par la France et l'Europe.

Sans attendre, RTE est engagé dans une politique active de gestion durable des ressources et essaie de diminuer au maximum l'empreinte environnementale de ses activités, au niveau de ses infrastructures et du système électrique.

RTE développe des outils pour évaluer l'impact carbone des projets d'infrastructure et le réduire. Néanmoins, de manière brute, la construction d'une

infrastructure quelle qu'elle soit nécessite des matériaux, des engins et une consommation d'énergie pour les mettre en œuvre pendant le chantier.

Le bilan des émissions pour la mise en œuvre d'une liaison 400 000 volts d'une longueur d'environ 3 kilomètres sont estimées à 1 020 t CO₂eq.



À titre de comparaison, cela correspond au fonctionnement d'une centrale à charbon de 600 MW pendant un peu moins de deux heures.

Question sur la capacité des infrastructures de production locale à répondre à la demande de 300 MW ?

Une des missions de RTE consiste à garantir à chaque instant l'équilibre entre l'offre de production et la demande de consommation d'électricité et sa production sur le territoire national en prenant en compte les échanges d'énergie avec les partenaires européens.

Le rôle du réseau de transport d'électricité est par essence même d'assurer la solidarité électrique des territoires en acheminant ou en évacuant l'énergie vers les zones où elle doit être consommée.

Le contribuable va-t-il payer le raccordement ?

Les conditions de prise en charge financière d'un raccordement sont au travers des dispositions du code de l'énergie. Ces dispositions définissent les conditions de répartition entre le demandeur du raccordement, en l'espèce VERSO ENERGY, et la collectivité, par l'intermédiaire du TURPE¹.

RTE applique strictement les conditions de prise en charge fixée par la réglementation afin d'assurer une équité de traitement de l'ensemble de ses clients.

En l'espèce, le périmètre des travaux pris en charge par VERSO ENERGY comporte sa liaison de raccordement 400 000 volts auquel est appliqué un coefficient de réfaction de 30 % correspondant à la part prise en charge par le TURPE¹.

Dans le cadre de son futur contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité, VERSO ENERGY contribuera aux recettes de RTE. Ces nouvelles ressources contribueront indirectement à couvrir la part réfactée sur la durée d'exploitation du client.

Il n'y a aucune contribution reposant sur l'impôt public pour la mise en œuvre du raccordement de VERSO ENERGY au réseau public de transport d'électricité.

Pourquoi la capacité de raccordement n'est dimensionnée que pour VERSO ENERGY ?

VERSO ENERGY est à l'origine de la demande et contribue majoritairement à son financement. Le dimensionnement du câble répond donc prioritairement au besoin exprimé par le client (400 MW) ainsi que le prévoient les règles d'accès au réseau.

Néanmoins, des marges sur les capacités de transit du câble sont disponibles pour une éventuelle augmentation de puissance ou une réutilisation ultérieure.

Raccordement RTE : Où serait le fuseau ? Quelle est la différence entre un raccordement en terre et un raccordement aérien ? À quoi ressemble le câble ?

La circulaire ministérielle du 9 septembre 2002, dite circulaire Fontaine, s'applique à tous les développements des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité. Elle définit les principes et phases de concertation que RTE, en tant que maître d'ouvrage, doit mettre en œuvre. C'est dans le cadre de cette

¹ Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) sont destinés à couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux.

Payée par l'ensemble des utilisateurs, cette tarification répond à trois grands principes :

- la tarification « timbre-poste » (correspondant à l'application d'un même tarif quelle que soit la distance parcourue par l'énergie électrique) ;
- la péréquation tarifaire (tarifs identiques sur l'ensemble du territoire) ;
- la couverture des coûts engagés par les gestionnaires de réseaux (ces coûts devant correspondre à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace).

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) aide à l'élaboration du TURPE par la publication de délibérations et contrôle l'évolution de ces tarifs. La structure tarifaire du TURPE est revue en règle générale tous les 4 ans.

concertation menée sous l'égide de l'État que sont définis dans un premier temps l'aire d'étude du projet de raccordement et dans un second temps le fuseau de moindre impact.

Cette concertation sera menée en 2024, elle sera nourrie par les enseignements de la concertation préalable du public en cours.

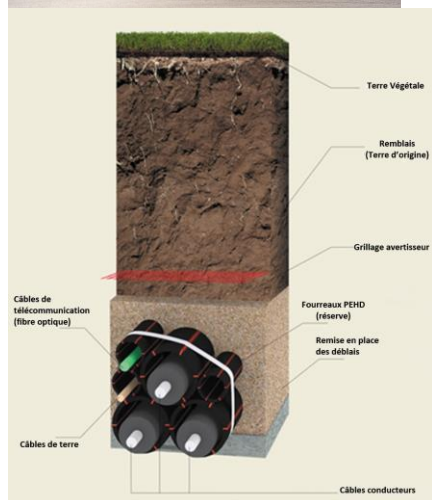
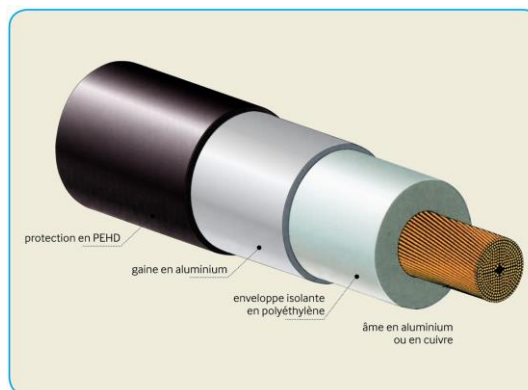
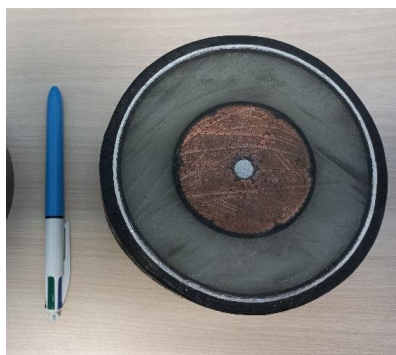
Les différences entre un réseau aérien et souterrain sont nombreuses. Dans le cadre du présent projet, on peut citer les principales : l'encombrement (emprise bien moins large pour une ligne souterraine), l'intégration paysagère (facilitée pour une liaison souterraine), du fait de sa section de conducteur plus importante, la liaison souterraine permet une diminution des pertes électriques (pertes joules) à puissance égale, une ligne aérienne est potentiellement plus sensible aux conditions météorologiques (foudre, tempêtes).

Dans tous les cas le choix de la technologie retenue pour la construction d'une ligne électrique repose sur le meilleur compromis entre le besoin, le coût, les délais et les enjeux environnementaux du territoire d'implantation.

La technique souterraine utilise, dans le cas d'une liaison simple circuit, trois câbles électriques, à isolement synthétique et âme en aluminium, tirés dans des fourreaux en PEHD (250 mm de diamètre).

Le diamètre externe d'un câble en 400 000 volts est d'environ 140 mm, sa section devrait être de 1600 mm².

Les câbles de la liaison souterraine seront posés dans une tranchée d'environ 0.80 m de large et d'1,50 m de profondeur.



Des questions ont été posées sur la différence, notamment dans les servitudes entre les canalisations de transport d'électricité, notamment enterrées et aérienne, ainsi que les notions d'une constructibilité dans ces bornes de servitude.

RTE n'est pas propriétaire des terrains sur lesquels les lignes électriques sont implantées. Il implante ses ouvrages sur des parcelles de propriétés privées, ou sur le domaine public et doit donc obtenir l'accord des propriétaires, matérialisé par une convention dite convention de servitude.

Cette servitude permet à RTE d'effectuer l'installation, la maintenance (y compris élagage à proximité, s'agissant des lignes électriques aériennes) et l'exploitation des ouvrages nécessaires au bon fonctionnement du système électrique.

Le propriétaire conserve la jouissance de son terrain mais doit faire face à certaines obligations, prévues dans la convention. Notamment, pour des questions de sécurité, le propriétaire s'engage à ne pas faire de plantation d'arbres, de travaux, ou de construction qui soient susceptibles d'interférer avec la ligne.

En contrepartie de ces obligations, RTE indemnise le propriétaire de façon forfaitaire et définitive à l'établissement de la convention.

Si une convention amiable ne peut être signée avec le propriétaire (injoignable, succession non soldée, refus, ...), RTE sollicite un arrêté préfectoral de mise en servitude, sur la base de la Déclaration d'Utilité Publique de la ligne, pour instituer une servitude aux parcelles concernées.

La différence d'impact des servitudes entre les lignes aériennes et souterraines notamment 400 000 volts se situe :

- au niveau de la largeur des bandes de servitudes (5 mètres pour une liaison souterraine simple et jusqu'à 60 mètres pour une liaison aérienne) ;
- au niveau de la constructibilité (interdite dans la bande de servitude d'une liaison souterraine et autorisée sous conditions dans la bande de servitude d'une ligne aérienne) ;
- au niveau des plantations (arbres de haut jet interdits dans la bande de servitude d'une liaison souterraine, soumise à l'accord de RTE dans la bande de servitude d'une ligne aérienne).

QUESTIONS SUR LES PROCÉDURES ADMINISTRATIVES

Quelle est la durée de la procédure d'instruction ? Des accélérations sont-elles possibles lors de l'instruction ?

Synthèse de l'instruction d'un dossier de demande d'autorisation environnementale :

1- Phase d'examen

Dès que le dossier de demande d'autorisation environnementale comprend les pièces exigées, un accusé réception est transmis au pétitionnaire et le dossier est transmis au service coordonnateur. Durant la phase d'examen, une consultation des services, organismes et de l'autorité environnementale (si le projet est soumis à évaluation environnementale) est réalisée. Lorsque l'instruction fait apparaître que le dossier n'est pas complet ou régulier, ou ne comporte pas les éléments suffisants pour en poursuivre l'examen, le préfet invite le demandeur à le compléter dans un délai qu'il fixe (les délais d'instruction sont alors suspendus).

À l'issue de la phase d'examen, le préfet peut rejeter la demande dans les cas prévus à l'article R181-34 du code de l'environnement.

La durée de la phase d'examen est de 4 ou 5 mois selon les autorisations embarquées, de 8 mois lorsque l'autorisation environnementale est demandée dans le cadre d'une régularisation. Elle peut être prolongée pour une durée d'au plus quatre mois lorsque le préfet l'estime nécessaire.

2- Phase d'enquête publique

Si le dossier n'est pas rejeté, le préfet saisit le président du tribunal administratif en vue de la désignation d'un commissaire enquêteur ou d'une commission d'enquête, au plus tard quinze jours suivant la date d'achèvement de la phase d'examen. L'autorité administrative compétente saisit pour avis les collectivités territoriales et leurs groupements intéressés par le projet. La durée de l'enquête publique est de 1 mois.

3- Phase de décision

Le préfet transmet pour information la note de présentation non technique de la demande d'autorisation environnementale et les conclusions motivées du commissaire enquêteur au CODERST ou à la CDNPS. La durée de la phase de décision est de 2 mois. Si le préfet sollicite l'avis de la commission ou du conseil susmentionnés sur les prescriptions dont il envisage d'assortir l'autorisation ou

sur le refus qu'il prévoit d'opposer à la demande, la durée de cette phase est de 3 mois. Ces délais peuvent être prorogés une fois.

À l'issue de cette phase, le préfet prend un arrêté préfectoral d'autorisation, assorti des prescriptions applicables à l'installation, ou de refus.

(source : INERIS)

Où en sont les études de spécialités et notamment la partie biodiversité ?

Les études de spécialité et notamment l'étude en lien avec la biodiversité, c'est-à-dire l'étude sur un cycle de 4 saisons (cycle biologique complet) a démarré au premier trimestre 2023.

Il s'agit d'investiguer la faune, la flore, les habitats ainsi que la potentialité en zone humide au niveau des terrains du projet ainsi que des terrains à proximité à ce dernier.

Plusieurs passages ont déjà été réalisés. L'étude est donc en cours. À l'horizon de début 2024, le cabinet expert remettra ses conclusions au donneur d'ordre suite à la compilation de l'ensemble de ces passages.

COMPILATION N°02 DES QUESTIONS ET RÉPONSES

Ce document compile les questions posées par les participants à l'atelier du 22 novembre à Saint-Avold et les réponses apportées par les maîtres d'ouvrage (VERSO ENERGY, GRTgaz et RTE), sur les sujets suivants :

- *la filière hydrogène et l'approvisionnement électrique du projet ;*
- *le bilan aqueux du projet ;*
- *le terrain et le bilan carbone.*

SOMMAIRE

QUESTIONS SUR LA FILIÈRE HYDROGÈNE ET L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE DU PROJET	2
QUESTIONS SUR LE BILAN AQUEUX DU PROJET	6
QUESTIONS SUR LE TERRAIN ET LE BILAN CARBONE	7

QUESTIONS SUR LA FILIÈRE HYDROGÈNE ET L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE DU PROJET

Rendement des électrolyseurs et pertinence de la filière hydrogène : Pourquoi ne pas électrifier directement ?

Le rendement électrique de l'ensemble de l'infrastructure du projet (300 MW d'électrolyse + les auxiliaires : déminéralisation, compression...) est d'environ 60 kWh/kg d'hydrogène, ce qui signifie qu'il faut 60 kWh d'électricité pour produire un kilogramme d'hydrogène prêt à être injecté dans le réseau MosaHYc.

Cet hydrogène peut être employé à plusieurs fins :

- En tant que réactif chimique, pour servir de matière de base dans la production d'ammoniac (engrais) par exemple ou d'agent réducteur dans la fabrication d'acier. L'électricité n'est pas une alternative ici.
- En tant que combustible pour produire de la chaleur industrielle haute température.
- En tant que vecteur énergétique, pour emmagasiner momentanément de l'énergie et la restituer ultérieurement, sous forme d'électricité dans une pile à combustible par exemple.

VERSO ENERGY défend un usage pragmatique et raisonné de l'hydrogène. Lorsque l'électrification directe des usages est possible, cela doit rester la solution privilégiée. C'est le cas de la décarbonation de la mobilité légère par l'électricité notamment.

Toutefois, dans l'industrie, l'électrification peut ne pas être adaptée pour des raisons technico-économiques (ex. production de chaleur haute température) et dans ce cas l'hydrogène peut s'avérer être une solution sérieuse à envisager comme moyen de décarbonation.

Le projet CarlHYng a vocation à desservir les usages industriels où l'utilisation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone est la solution prioritaire pour se décarboner.

Combien de projets de production d'hydrogène faut-il prévoir pour répondre aux besoins (nationaux et régionaux)?

Au niveau national, l'ambition affichée par le gouvernement est de développer 6.5 GW (6 500 MW) d'électrolyse d'ici 2030. Aujourd'hui une douzaine de projets d'électrolyse pour une puissance cumulée de 3 à 4 GW ont annoncé/ amorcé/ voir terminé leur concertation. Les mises en service prévues s'étalent de 2026 à 2030. Afin de respecter les objectifs et délais français, une dizaine d'autres projets de l'ampleur de CarlHYng seraient encore nécessaires.

Au niveau du territoire transfrontalier, les besoins en hydrogène sont estimés de 70 000 à 95 000 tonnes par an à l'horizon 2030 (sur la base des déclarations d'acteurs industriels de la Grande Region Hydrogen, ainsi que d'une étude réalisée par la Région Grand Est), et pourraient grimper à 200 000 tonnes par an d'ici 2035-2040.

Plusieurs projets de production d'hydrogène seront nécessaires pour satisfaire les besoins du territoire. Leur diversité répondra par ailleurs à la volonté des industriels consommateurs d'hydrogène de diversifier leur source d'approvisionnement afin de mieux répartir les risques entre les producteurs.

Est-ce que vous avez la certitude d'être livré et approvisionné en énergie pour les 300MW du projet ?

RTE a établi une Proposition Technique et Financière à VERSO ENERGY définissant les modalités de son raccordement au Réseau Public de Transport via une liaison souterraine 400 000 volts entre le poste de Saint-Avoid et le poste du client capable de répondre à la puissance envisagée par VERSO ENERGY. Cette proposition a été entérinée par VERSO ENERGY. Au travers de cet engagement contractuel, RTE formalise sa capacité à raccorder le projet de VERSO ENERGY au réseau public de transport existant. Le planning annoncé dans la proposition Technique et financière répond par ailleurs aux attentes du projet VERSO ENERGY.

En complément, VERSO ENERGY, en tant qu'énergéticien, développe en parallèle de ses projets de production d'hydrogène des installations de production

d'électricité renouvelable et de stockage d'électricité. Plus de 2GW de projets photovoltaïques sont ainsi en cours de développement sur tout le territoire français. Via des mécanismes contractuels, comme les contrats d'achat d'électricité renouvelable à long terme, (appelés Power Purchase Agreement, ou PPA), passés entre les actifs hydrogène d'un côté et les actifs renouvelables de VERSO ENERGY ou ceux de producteurs partenaires, il sera possible de flécher les électrons produits par les parcs renouvelables vers les projets hydrogène, dont CarlHYng. Si les énergies renouvelables ne suffisent pas alimenter les électrolyseurs, le reste pourra être complété par un approvisionnement du marché français de l'énergie (énergie bas-carbone).

Le ratio renouvelable / bas-carbone dépendra, outre les capacités d'approvisionnement en énergie renouvelable, également des spécificités des besoins en hydrogène exprimés par les clients, ex : hydrogène 100 % renouvelable, hydrogène au meilleur prix indépendamment de l'aspect renouvelable ou bas-carbone, besoins fluctuants en fonction du temps...

Quel est le mix électrique du projet ? Comment l'hydrogène peut-il être qualifié au regard de la taxonomie européenne ?

Le mix électrique alimentant le projet sera composé d'énergie renouvelable et/ ou bas-carbone provenant du mix énergétique français. Le ratio dépendra des capacités d'approvisionnement en énergie renouvelable et des spécificités des besoins en hydrogène exprimés par les clients, ex : hydrogène 100 % renouvelable, hydrogène au meilleur prix indépendamment de l'aspect renouvelable ou bas-carbone, besoins fluctuants en fonction du temps...

L'hydrogène produit aura la même taxonomie que l'énergie ayant alimenté les électrolyseurs, et dans les mêmes proportions. Si au pas de temps horaire, 60% de l'énergie ayant alimenté les électrolyseurs est renouvelable et les 40% restants sont bas-carbone, alors l'hydrogène produit sera lui-même qualifié de renouvelable à hauteur de 60% et bas-carbone à hauteur de 40%.

Comment faire si le client ne veut que de l'hydrogène vert (ou renouvelable) ?

Si le client ne veut que de l'hydrogène renouvelable, VERSO ENERGY contractualisera les volumes nécessaires d'énergie renouvelable (auprès de ses propres actifs ou de ceux de producteurs ENR partenaires) en amont pour approvisionner ses électrolyseurs et répondre aux besoins.

Compte tenu de l'intermittence des énergies renouvelables et de l'évolution de la réglementation européenne (corrélation temporaire entre l'approvisionnement en énergie renouvelable et production d'hydrogène renouvelable évoluant du pas de temps mensuel au pas de temps horaire à partir de 2030), il se peut que VERSO ENERGY soit amené à moduler la puissance de fonctionnement des électrolyseurs au cours du temps pour qu'elle suive la courbe de production électrique des centrales renouvelables les approvisionnant.

Les électrolyseurs de technologie PEM, comme ceux de Siemens Energy, se prêtent particulièrement bien à cet exercice de modulation et de réactivité.

Quels sont les autres projets de VERSO ENERGY en France ? Est-ce qu'il y a des installations opérationnelles ? Le développement des projets solaires est-il en phase avec le planning des projet hydrogène ?

Outre des projets de production d'hydrogène à destination de la mobilité et de l'industrie, VERSO ENERGY développe des projets de production d'électricité renouvelable, essentiellement photovoltaïque, et de stockage d'énergie par batterie. Les premiers projets solaires seront opérationnels dès 2025 et les premiers projets hydrogène de grande ampleur, comme CarlHYng, le seront d'ici fin 2027-courant 2028. Les projets sont développés dans une logique d'optimisation des flux énergétiques au niveau du portefeuille d'actifs ainsi que dans une cohérence du calendrier d'émergence des besoins.

QUESTIONS SUR LE BILAN AQUEUX DU PROJET

Quelle est la consommation en eau des projets ?

La consommation d'eau du projet est estimée à 36 m³/heure au lancement du projet (une fois que la première unité de 100 MW de production d'hydrogène sera mise en service) et à 110 m³/heure lorsque les 3 unités seront opérationnelles, soit 900 000 m³/an au total à terme. Le projet sera raccordé au réseau d'eau industrielle opéré par la Société des Eaux de l'Est (SEE).

Le territoire dispose de ressources en eau très abondantes, qui ont justifié en partie l'implantation historique d'activités – minières et industrielles – denses et gourmandes en eau localement. La consommation locale d'eau a diminué : il est ainsi estimé qu'en 10 ans la consommation annuelle en eau industrielle est passée de plus de 14 millions à environ 10 millions de m³.

Résultat, certaines nappes phréatiques, comme la nappe de grès du Trias, se reconstituent naturellement jusqu'à remonter, affleurer et envahir certaines communes.

Compte tenu du contexte, l'opérateur du réseau d'eau local - la SEE - et l'agence de l'eau Rhin Meuse ont confirmé la disponibilité de la ressource en eau au regard des consommations prévisionnelles du projet.

L'eau par ailleurs subira le traitement adéquat pour répondre aux exigences de qualité exigées par le procédé d'électrolyse.

Pour plus d'informations, vous pouvez consulter les pages 51-52 et 69 du dossier de concertation.

Où seront envoyées les eaux de rejets du projet ?

Plusieurs exutoires sont étudiés pour accueillir les eaux de rejet du projet, moyennant la mise en place de solutions de traitement d'eau intermédiaires efficaces garantissant la compatibilité des rejets avec le milieu récepteur dans le respect de la réglementation en vigueur :

- les cours d'eau locaux (Bisten, Merle, Rosselle, Lauterbach, ruisseau de Diesen...)
- l'infiltration dans le sol
- et une valorisation en boucle fermée de l'ensemble des effluents vers l'entrée du procédé d'électrolyse.

Parmi les 3 solutions envisagées, le rejet d'eau par infiltration n'est pas l'option privilégiée.

QUESTIONS SUR LE TERRAIN ET LE BILAN CARBONE

Qui exploite le terrain aujourd'hui ? Comment est l'exploitation actuelle ?

Le site envisagé pour l'installation du projet CarlHYng est aujourd'hui occupé par une ISDI (installation de stockage de déchets inertes), gérée par la société CGR ENVIRONNEMENT, filiale du groupe TELLOS dont l'activité sera arrêtée de façon anticipée afin de laisser place à la production d'hydrogène visée.

Un porter à connaissance sera réalisé pour solliciter une modification des conditions de remise en état imposée dans l'arrêté préfectoral n°2013-DDT/SABE/PNB-2 du 22 février 2013 et dans l'arrêté préfectoral n°2017-DCAT/BEPE-95 du 10 mai 2017 de la société CGR ENVIRONNEMENT. En effet, en l'état des autorisations CGR Environnement a l'obligation de rétablir l'état initial du site ce qui ne sera pas le cas compte tenu du projet CarlHYng.

Ce dossier sera réalisé conformément aux exigences du Code de l'Environnement, et plus spécifiquement à l'article R. 181-46 du Code de l'Environnement.

Ensuite, un mémoire de cessation d'activité sera réalisé par la société CGR ENVIRONNEMENT. Le mémoire de cessation sera transmis à la Préfecture au moins trois mois avant l'arrêt définitif.

Ce dossier sera réalisé conformément aux exigences définies à l'article R. 512-39-1 et à l'article R. 512-35 du Code de l'environnement.

Quelle est l'empreinte carbone du projet ?

À ce stade du projet, l'empreinte carbone globale du projet, liée à la construction, l'opération et la maintenance des infrastructures du projet n'est pas encore connue. Ce calcul sera effectué au moment des études de faisabilité.

Néanmoins, un calcul simplifié des émissions de GES peut être effectué en première approche, prenant en compte le type de procédé de fabrication de l'hydrogène.

Selon la base empreinte de l'ADEME de 2020, l'empreinte CO₂ de l'hydrogène produit par :

- vaporeformage de gaz naturel vaut 11,1 kg eq. CO₂/kg H₂ ;
- électrolyse à partir du mix énergétique français vaut 2,77 kg eq. CO₂/kg H₂ ;
- électrolyse à partir d'électricité renouvelable vaut 1,59 kg eq. CO₂/kg H₂.

À noter : ces estimations sont majorantes dans la méthode de calcul de l'empreinte carbone de la production d'hydrogène par rapport à d'autres bases de données (ex. le rapport JEC Well-To-Wheels de la Commission Européenne).

Compte tenu des caractéristiques suivantes du projet :

- Durée du projet : 30 ans (2028 à 2058) ;
- Production annuelle d'hydrogène : 51 000 tonnes (sauf en 2028 : 17 000 tonnes et en 2029 : 34 000 tonnes dû au phasage de déploiement du projet) ;
- Mix d'approvisionnement des électrolyseurs en moyenne sur 30 ans de projet : 60 % renouvelable, 40 % mix énergétique français ;

L'empreinte CO₂ de CarlHYng liée à sa production d'hydrogène est estimée à 3 050 000 tonnes de CO₂ sur les 30 ans d'exploitation prévus.

À titre de comparaison, la production d'hydrogène sur la même durée et pour les mêmes volumes produits à 100 % par vaporeformage de gaz naturel – tel que c'est le cas aujourd'hui pour approvisionner les industriels visés – est estimée à 16 417 000 tonnes de CO₂.

CarlHYng permettrait en conséquent d'éviter l'émission de plus de 13 367 000 tonnes de CO₂ sur 30 ans.

À noter :

- la présence et l'utilisation du réseau MosaHYc pour acheminer l'hydrogène produit jusqu'aux clients permet en plus de s'épargner des émissions liées au transport par camions.
- Le bilan des émissions pour la mise en œuvre d'une liaison 400 000 volts d'une longueur d'environ 3 kilomètres est estimé à 1 020 tonnes de CO₂. A titre de comparaison, cela correspond au fonctionnement d'une centrale à charbon de 600 MW pendant un peu moins de deux heures. (Plus de détails dans la compilation n°01 des questions et réponses mise en ligne dans la Médiathèque)

Comment le projet intègre-t-il le réchauffement climatique ?

Combattre le réchauffement climatique en apportant des solutions de décarbonation aux industriels régionaux afin que ceux-ci diminuent leurs émissions de gaz à effet de serre est une des raisons d'être du projet CarlHYng.

COMPILATION N°03 DES QUESTIONS ET RÉPONSES

Ce document compile les questions posées par les participants à l'atelier du 22 novembre à Saint-Avold et les réponses apportées par les maîtres d'ouvrage (VERSO ENERGY, GRTgaz et RTE), sur les sujets suivants :

- *le budget et la création d'emplois liés au projet ;*
- *les risques et la maîtrise des risques ;*
- *l'implantation.*

SOMMAIRE

QUESTIONS SUR LE BUDGET ET LA CRÉATION D'EMPLOIS LIÉS AU PROJET	2
QUESTIONS SUR LES RISQUES ET LA MAITRISE DES RISQUES	3
QUESTIONS SUR L'IMPLANTATION.....	5

QUESTIONS SUR LE BUDGET ET LA CRÉATION D'EMPLOIS LIÉS AU PROJET

Quel est le coût des ouvrages ?

Le budget total du projet est estimé à 450 millions d'euros intégrant notamment les coûts de fourniture et d'installation des infrastructures de production d'hydrogène et des auxiliaires.

Combien d'emplois directs seront créés en phase d'exploitation ? Aux différentes phases du projet ? Les emplois créés seront-ils locaux ?

Il est estimé qu'entre 30 et 50 emplois seront créés en phase d'exploitation (une trentaine dès 2027 pour la première phase du projet et une cinquantaine à partir de 2030 lors de la mise en service des 3 unités).

VERSO ENERGY favorisera le recrutement de profils locaux pour l'exploitation du site mais également en amont pour le déroulement du chantier.

Pourquoi un autre projet similaire génère 200 emplois alors que VERSO ENERGY n'en génère de 30 à 50 ?

VERSO ENERGY estime que 30 à 50 salariés seront suffisants pour exploiter son installation. Recruter beaucoup plus de salariés sur une installation de production d'hydrogène basée sur la technologie PEM n'est pas nécessaire et en affecterait la compétitivité.

VERSO ENERGY ne peut s'avancer sur les annonces faites par les autres développeurs de projet.

Quand le recrutement pour la phase d'exploitation va-t-il débuter ?

Le recrutement des salariés qui travailleront sur le site en phase d'exploitation débutera un an avant la mise en service commerciale de celui-ci, soit en fin d'année 2026 - début 2027. Une année de formation leur sera proposée pour leur permettre de suivre le chantier tout en se familiarisant avec le fonctionnement des équipements dans le but d'être opérationnels à la mise en service commerciale.

Pour faciliter et centraliser le dépôt des candidatures, et les rendre accessibles à tous les acteurs du projet concernés par le recrutement, VERSO ENERGY envisage la mise en place d'un guichet unique en collaboration avec Pôle Emploi.

Où vont loger les 300 personnes qui vont venir travailler pendant la phase chantier ? Durée des travaux ?

Il sera mis à disposition du personnel intervenant en phase chantier, ainsi qu'en phase d'exploitation, un guide réalisé en collaboration avec la Chambre de Commerce et de l'Industrie de Moselle promouvant les services locaux d'hébergement, restauration, loisirs...

Il est prévu que les travaux durent 2 ans et demi.

QUESTIONS SUR LES RISQUES ET LA MAITRISE DES RISQUES

Est-ce qu'il y aura du stockage d'hydrogène sur le site ? Quels sont les seuils ICPE atteints par le projet ?

Du stockage complémentaire aux petits systèmes de stockages « tampons » nécessaires au procédé industriel même n'est pas envisagé sur site. L'hydrogène produit sera directement injecté dans la canalisation reliée aux clients.

Compte tenu des rubriques ICPE visées par le projet (3420.a et 4715.2), CarlHYng sera soumis à autorisation ICPE, sans être classé Seveso car la quantité d'hydrogène présente sur site sera largement inférieure au seuil de 5 tonnes réglementaires.

Quels sont les risques de l'hydrogène ? Quels sont les phénomènes dangereux ?
Quelles sont les mesures de maîtrise des risques associés prévues ?

L'hydrogène pur ne présente pas de risque en tant que tel. C'est un gaz non toxique, non polluant, léger (dispersion atmosphérique rapide dans les espaces non confinés) et sa flamme est peu radiative, ce qui limite les effets dominos par radiation. Toutefois, la fuite d'hydrogène, suivie de son mélange avec de l'oxygène (présent dans l'air), à proximité d'une source inflammable, peut générer un incendie ou une explosion.

Des mesures de protection préventive seront mises en place pour assurer la sécurité du site de CarlHYng et de ses riverains. Des systèmes de mesure (des différents gaz, hydrogène, oxygène, azote, de la température...) et de commande surveilleront en permanence et aideront à exploiter le site de manière efficace et sûre. Un système de sécurité intégré et certifié, assurera l'arrêt automatique ou l'alerte suivant les cas. La technologie d'électrolyseurs choisie (PEM pour Membrane Échangeuse de Protons) présente notamment l'avantage d'être très réactive aux arrêts d'urgence. En cas de déclenchement d'un arrêt de sécurité ou de la mise à l'arrêt du système d'électrolyse, une purge des circuits à l'azote est automatiquement effectuée afin de chasser l'hydrogène par les événements, permettre sa dispersion dans l'atmosphère et ainsi éviter tout risque.

En cas d'arrêt des installations pour raison de sécurité, que faites-vous de l'hydrogène produit ?

Si les installations de production d'hydrogène doivent être mises à l'arrêt, les volumes d'hydrogène résiduels présents dans l'installation seront purgés à l'aide d'azote et évacués dans l'atmosphère, via les événements.

Les rejets d'hydrogène associés sont inodores, incolores, et sans impacts identifiés à ce jour. L'azote est quant à lui l'un des constituants majeurs de l'air, et ne présente pas intrinsèquement de toxicité particulière. Une fois évacués, la ventilation naturelle assurera la dispersion des gaz.

Quels sont les risques liés à l'huile dans les transformateurs pour les opérateurs ?
Comment seront gérées les fuites ?

Dans le poste de transformation électrique, de l'huile sera utilisée dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur du circuit magnétiques et des enroulements. Environ 50 tonnes d'huile par transformateur (3 à terme) sont nécessaires. Les risques liés aux transformateurs électriques sont l'incendie, l'explosion et la pollution des sols. Dans le cas où une fuite d'huile surviendrait, celle-ci peut se répandre, polluer le sol et occasionner un risque d'incendie, en cas de contact avec une étincelle. Le transformateur en cas de fuite et de perte d'huile peut également surchauffer, prendre feu, voire exploser.

Pour éviter les risques de fuite et propagation de l'huile, une fosse déportée pour sa collecte sera installée. Des murs pare-feu et une colonne sèche seront également prévus pour éviter la propagation d'un potentiel incendie. Un système de détection de surcharge transformateur (capteur température, pression) ou de court-circuit (lecture du courant électrique) permettra de couper l'alimentation électrique des transformateurs par anticipation si une anomalie est détectée.

Comment gérez-vous le risque incendie (forêt à proximité et sécheresse récurrente = incendie de forêt qui se propagerait au site) ?

VERSO ENERGY a collaboré dès la phase de conception de l'implantation du projet avec le service départemental d'incendie et de secours (SDIS) sur les mesures de protection et gestion d'incendie à mettre en œuvre.

La collaboration se poursuivra tout au long du développement, construction et exploitation du projet.

QUESTIONS SUR L'IMPLANTATION

Quelle est la hauteur des bâtiments ?

Les bâtiments feront entre 10 et 15 mètres de hauteur.

Quelles sont les obligations liées à la végétalisation ? à l'installation de panneaux solaires sur les ombrières, les parkings ? Est-ce prévu pour ce projet ?

VERSO ENERGY en collaboration avec l'architecte du projet réfléchit aux mesures de performance énergétique et environnementale à mettre en place sur son site dans le respect du code de la construction et de l'habitation (végétalisation des toitures, production d'énergie renouvelable, revêtements de surface ...) tout en s'assurant qu'elles sont conciliables avec les contraintes sécuritaires des bâtiments (ex. contraintes structurelles des bâtiments permettant une meilleure maîtrise des risques).

Quelle est la fonction des différents bassins sur le plan d'implantation ?

Les bassins envisagés sont notamment des bassins de confinement des eaux d'extinction d'incendie et d'infiltration des eaux de pluie.