

L'Union des Producteurs de Chaux Calcique
Feuille de route de décarbonation 2030 - 2050.

Juin 2023

1. Table des matières	
2. INTRODUCTION	6
3. LA PRODUCTION DE CHAUX EN FRANCE	6
3.1 CHIFFRES CLES	6
3.2 IMPORTANCE DE LA CHAUX DANS L'INDUSTRIE	7
3.3 FILIERES D'UTILISATION DE LA CHAUX	9
3.4 SITES DE PRODUCTION	9
3.5 NATURE DES INSTALLATIONS	10
3.6 ENERGIE	11
3.6.1 CONSOMMATION ENERGETIQUE.....	11
3.6.2 MIX ENERGETIQUE	11
3.7 EMISSIONS DE CO ₂	12
4. REDUCTION DES EMISSIONS DE CO₂	13
4.1 LA POLITIQUE DU CLIMAT DANS LE CADRE DE L'ETS DEPUIS 2005.....	13
4.2 LEVIERS POSSIBLES POUR LA REDUCTION DES EMISSIONS DE CO ₂	13
4.3 POTENTIEL DE BAISSSE DES EMISSIONS	15
4.4 CHANGEMENT DE COMBUSTIBLE	15
4.4.1 BIOMASSE	16
4.4.2 BIOGAZ	16
4.4.3 HYDROGENE VERT	17
4.4.4 ELECTRICITE BAS CARBONE	19
4.5 NOUVELLES TECHNOLOGIES EN DEVELOPPEMENT RECENT	19
4.5.1 FOUR ELECTRIQUE.....	19
4.5.2 FOUR A SEPARATION DE CO ₂ DE PROCESS ET DE COMBUSTION.....	20
4.5.3 NOUVEAU FOUR MAERZ	20
4.5.4 CALCIUM LOOPING.....	20
4.6 A RETENIR	20
5. CAPTAGE DU CO₂	21
5.1 L'OXYCOMBUSTION	21
5.2 CAPTAGE DU CO ₂	22
5.2.1 PROCEDE AUX AMINES	22
5.2.2 CRYOGENISATION.....	22
5.2.3 MEMBRANES	23
5.3 BESOIN EN ENERGIE ELECTRIQUE	23
5.4 A RETENIR	24
6. TRANSPORT, STOCKAGE ET UTILISATION DU CO₂ CAPTE.....	25

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

6.1	TRANSPORT DU CO₂	25
6.2	STOCKAGE DU CO₂	27
6.2.1	STOCKAGE EN FRANCE	27
6.2.2	STOCKAGE EN EUROPE	28
6.3	COUT DU CCS	28
6.4	CADRE JURIDIQUE ACTUEL SUR LE STOCKAGE GEOLOGIQUE : ETAT DES LIEUX	30
6.5	EXEMPLES DE CCS	31
6.5.1	PROJET LHOIST – AIR LIQUIDE A RETY	31
6.5.2	PROJET REVCOO CHEZ BOCAHUT	32
6.6	RETOUR D’EXPERIENCE	32
6.7	UTILISATION DU CO₂	32
6.7.1	BENEFICES DU CCU	32
6.7.2	POSSIBILITES DE CCU	32
6.7.3	DIFFICULTES LIEES AU CCU	34
6.7.4	EXEMPLE DE CCU	35
6.8	A RETENIR	37
7.	<u>FEUILLE DE ROUTE ET SCENARII</u>	38
7.1	SOLUTION COURT-TERME (2030).....	38
7.2	SOLUTION MOYEN-TERME (2040).....	40
7.3	SOLUTIONS LONG-TERME (2050).....	41
7.4	A RETENIR	42
8.	<u>CONCLUSION</u>	43

Remarques préliminaires et points d'attention

L'enjeu de la décarbonation de la filière se manifeste à trois stades/échelons différents : réduction, captage, stockage. Cependant il n'existe pas de solution standard pour supprimer les émissions de CO₂ dans les sites de production de chaux.

Les solutions de réduction dépendent :

- D'un certain nombre de facteurs techniques (taille du site de production, localisation géographique, infrastructure disponible, transfert de technologie non mature) et financiers (capacité d'investissement, réglementation future du système ETS, réglementation carrière) gérés par les chauffourniers
- De facteurs décisionnels du ressort de l'Etat
 - Subventions
 - Accès aux sources d'énergie (électricité, H₂, Biomasse, Biogaz)
 - Stratégie de transport du CO₂
 - Stockage du CO₂
- Développement de la filière d'utilisation du CO₂ (CCU)
- Evolution/maintien des marchés de la chaux

L'industrie de la chaux se trouve donc d'une part face à des objectifs de décarbonation ambitieux et d'autre part face à des technologies de décarbonation encore peu matures (cryogénisation, transport du CO₂, etc...). Ces objectifs engagent des investissements forts et des transformations profondes des process industriels de la filière dans une période économiquement difficile et une production stagnante. En effet, le PIB Industries décroît d'année en année et la crise COVID et la guerre en Ukraine ont des impacts tangibles sur le marché du secteur et sur les combustibles (prix et disponibilité). De plus, la crise de l'eau en France, les puits de carbones bois mis à mal par la sécheresse et les feux rendent l'accès aux bois combustibles difficiles. Les investissements pour la décarbonation vont ainsi engendrer des augmentations du prix et éventuellement des baisses de marché encore plus importantes.

Malgré tout, la filière se veut volontaire et engagée. Sur le long terme, au vu des décisions coûteuses, les choix doivent se faire de manière éclairée afin d'avancer sur un mix de solutions, adapté à chaque cas. La localisation géographique des sites de production (Figure 4) par exemple, n'assure pas la même facilité d'accès à certaines ressources/évacuation de CO₂.

Il est nécessaire que l'État soit flexible sur les délais et les solutions possibles par exemple en défendant des solutions intermédiaires (CCU, les stockages nationaux en sous-sol). En effet, pour que les objectifs de décarbonation soient tenus pour notre secteur industriel, il faut que toute la chaîne de valeur de décarbonation fonctionne dans un même tempo de planification : énergie verte, transport, stockage, possibilité d'implantation de sites industriels complémentaires en phase avec la loi sur l'artificialisation.

Dans le même temps, en subventionnant les gros émetteurs sur des périodes longues, alors que les technologies de décarbonation ne sont pas encore disponibles pour les émetteurs moins importants, il faudra veiller à ce que ne s'instaure pas une distorsion de concurrence entre les industries d'un même secteur.

De plus, il est important souligner que l'industrie de la chaux reste soumise à la fragilité des autorisations d'exploitation accordées d'une manière générale aux carrières. Bien que fournisseurs de filières d'importance vitale, cette industrie ne bénéficie pas d'un statut de site d'intérêt public majeur et les

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

arrêtés d'autorisation d'exploitation restent à la merci d'attaques pouvant remettre en cause le fonctionnement et l'existence d'un site. Les investissements lourds et nécessaires à venir ne peuvent s'envisager que dans le cadre d'une pérennité assurée des sites. Aussi, un classement des gisements en gisement d'intérêt public majeur ou stratégique avec une durée d'autorisation portée à 50 ans permettrait un engagement fort et durable des acteurs de la chaux.

2. Introduction

Ce document a pour objectif de situer le contexte et la situation actuelle du secteur de la chaux française, de comprendre quelles solutions existent ou vont exister pour réduire les émissions CO₂, estimer les ressources nécessaires et présenter une feuille de route jusqu'à 2050.



Figure 1 : Objectif de réduction des émissions de CO₂

En 2022, l'industrie de la chaux a baissé ses émissions de CO₂ de 26% par rapport à 2015.

3. La production de chaux en France

3.1 Chiffres clés

Il existe en France 17 producteurs de chaux, 18 sites industriels et 33 gisements le plus souvent associés aux sites industriels comme la montre la Figure 2.



Figure 2: Chiffres clés de la production de chaux et dolomie en France

La production annuelle de la chaux s'élève en moyenne de 3 à 4 millions de tonnes ce qui fait de la France le troisième producteur européen.

Compte tenu de la qualité de la minéralogie en France, une partie de cette chaux est exportée soit vers la Scandinavie, soit vers l'Amérique du Sud, soit vers l'Afrique du Sud. La balance commerciale de la chaux reste positive sachant que les importations prioritaires viennent d'Espagne pour des applications essentiellement tournées vers le TP.

3.2 Importance de la chaux dans l'industrie

La chaux calcique, encore appelée chaux aérienne, est issue d'une pierre calcaire pure. Le résultat du passage dans le four sera l'obtention d'une substance chimique, base forte, encore appelé oxyde de calcium ou chaux vive.

La chaux peut être commercialisée sous forme de chaux vive, sous forme de chaux hydratée ou encore sous forme de lait de chaux.

La chaux calcique est une base forte intervenant dans les process industriels dont la versatilité lui permet de se recombinaison dans un instant précis du process.

Les fonctionnalités de la chaux sont les suivantes :

- Source de calcium et magnésium,
- Pouvoir neutralisant
- Déshydratant,
- Agent purifiant,
- Agent fondant,
- Caustifiant,
- Pouvoir réfractaire,
- Agent de blanchiment.

Ces qualités sont utilisées dans de nombreuses applications :

- Sidérurgie : fondant et purifiant, critère de réactivité et de pureté, granulométrie précise
- Industrie métallurgique :
 - La chaux est un des réactifs clés utilisés dans la flottation des minerais procédé prioritaire du fait de la baisse des concentrations des métaux dans les minerais de base : l'aluminium, le cuivre, l'or, le nickel, le cobalt, l'uranium, le titane et le lithium et les minéraux qui en contiennent.
 - Agent de basicité pour l'extraction des métaux précieux
 - Traitement du lithium
- Environnement :
 - Traitement des eaux industrielles et urbaines : neutralisation, biocide (virus et bactéries, largement utilisé pendant le COVID), purification par floculation des matières organiques en suspension
 - Contrôle de la propagation des pandémies via rejet urbains et industriels (actions de la DGPR et de la DGAL dans le cadre des pandémies de Covid, de virus de la grippe porcine, de grippe aviaire)
 - Traitement des boues urbaines et industrielles, assainissements et déshydratation
 - Traitement des digestats de méthanisation : assainissements en post production pour épandages ultérieurs.
 - Traitement des fumées d'incinérateurs et fumées industrielles : notamment dans les cas de fumées acides (dioxyde de soufre, acide chlorhydrique, ou fluorhydrique). Il y a formation de composés solides qui sont récupérés au niveau des installations de dépoussiérage et évacués en zone de stockage des déchets ultimes.
 - Economie d'eau : utilisation de la chaux pour éliminer les argiles dans les traitements en carrières de granulats en lieu et place de l'utilisation de l'eau

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

- Recyclage des sols : en place pour réutilisation in situ, évite transport et stockage en centre de déchets inertes.
- Filières des sacs non plastiques
- Agriculture :
 - La chaux est utilisée directement comme amendement minéral basique pour lutter contre l'acidification des sols, que celle-ci soit issue de l'évolution naturelle des sols ou bien intensifiée par les pluies acides, la fertilisation, les phytosanitaires, les fumiers, les pratiques culturales.
 - La chaux est d'une grande utilité pour restaurer la structure des sols argileux limoneux qui s'asphyxient et deviennent battants. Cette action est un des éléments permettant d'éviter l'érosion des sols et la dégradation par ruissellement.
 - Dans les bâtiments agricoles, la chaux biocide assainit, désinfecte et traite les murs des élevages.
 - Traitement des fumiers, des lisiers et des effluents liquides des palmipèdes. Elle a notamment été largement utilisée dans le cadre des pandémies de grippe aviaires ou porcines et dans le traitement des cadavres.
 - Désinfectant pour les parcours des animaux.
- Alimentation : Agent de réduction de l'acidité dans les industries laitières, process de gélatine, conservation des fruits et légumes en AC, préparation des galettes de maïs.
- Génie Civil :
 - Modification des caractéristiques des sols argileux avec amélioration de la portance
 - Traitement des sols pour obtenir une réaction pouzzolanique qui améliore la résistance mécanique des sols.
 - Complément de prise des liants hydrauliques,
 - Traitements de reconditionnement des sols sur chantiers ou sur zone de stockages extérieures,
 - Renforcement des travaux en souterrains : tunnelier du Grand Paris, mortiers de bourrage de tunnels,
 - Action de préservation des enrobés bitumineux : évite le suage des routes en cas de fortes chaleurs, la propagation des fissures et les orniérages.

3.3 Filières d'utilisation de la chaux

Les filières d'utilisation de la chaux sont représentées dans la Figure 3.

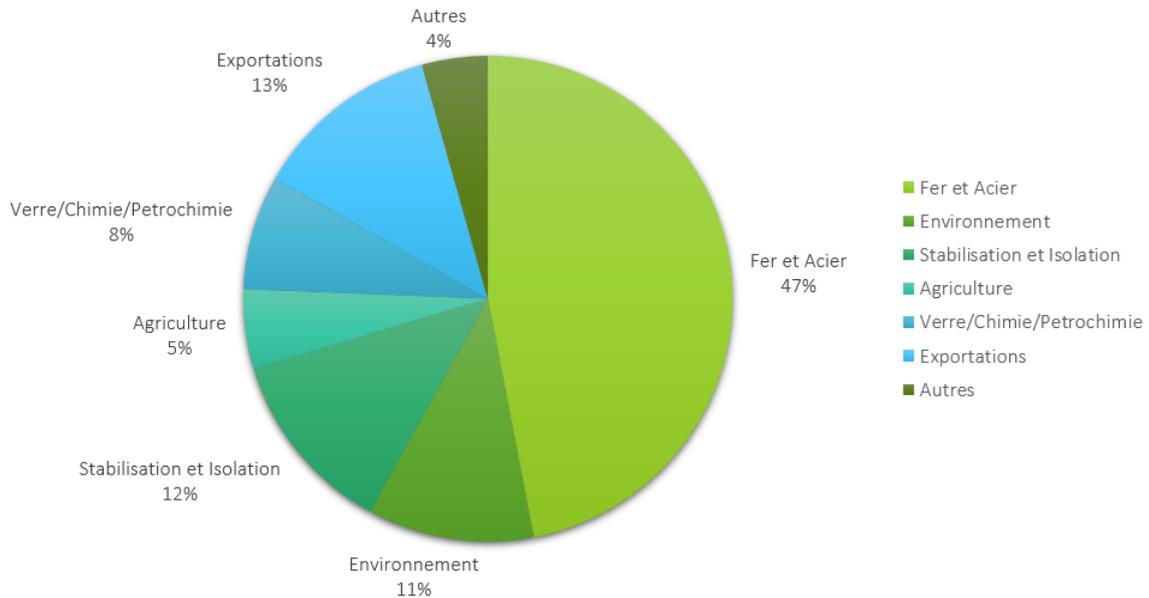


Figure 3: Secteurs d'utilisation de la chaux

47% de la production est utilisé par la sidérurgie et la métallurgie soit sur le territoire national soit à l'export. Une grosse partie de la chaux est aussi utilisée dans le traitement de l'environnement qui recouvre le traitement des fumées industrielles, le traitement de l'eau, le traitement des eaux usées urbaines et industrielles, le traitement des boues de station d'épuration urbaine et industriels. Le génie civil et le marché de l'isolation représente 12% des utilisations, le verre la chimie la pétrochimie et l'industrie du carton papier représentent 8%. L'agriculture représente 5 % les exportations autres que les exportations sidérurgiques 13%.

3.4 Sites de production

On observe une répartition homogène sur le territoire qui permet une desserte optimisée des lieux de consommation tout en permettant des réponses coordonnées en cas de demande particulière. Cinq sites représentés produisent respectivement plus de 200 000 tonnes par an alors que onze sont compris entre 50 et 200 000 tonnes de production annuelle.

Feuille de route décarbonation Juin 2023



Figure 4 : Sites de production de chaux et dolomie en France

3.5 Nature des installations

La nature des installations de production en France sont est représentée sur la Figure 5.

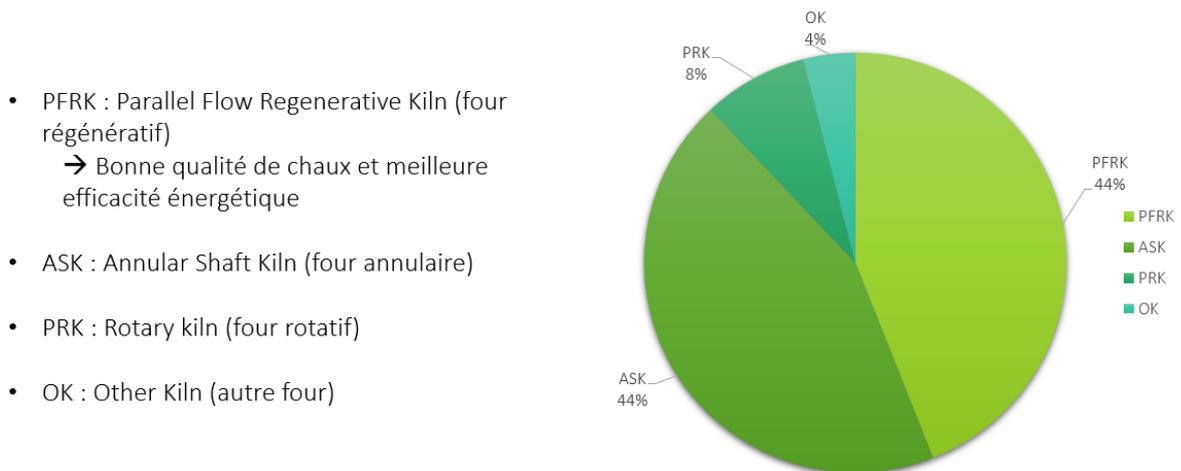


Figure 5 : Nature des fours à chaux

44% des fours sont des fours régénératifs à double cuves parallèle (PFRK) qui représentent l'optimum actuel des fours avec une excellente qualité de chaux et une efficacité énergétique optimisée. Mais l'existence des émissions cycliques et une concentration variable de CO₂ dans les fumées dues au mode de fonctionnement du four rend techniquement compliquée la captation de celles-ci.

Il existe 44% de fours annulaires qui sont plus énergivores que les PFRK mais moins que les fours rotatifs. Les fours restants sont des fours droits de fabrications diverses.

3.6 Energie

3.6.1 Consommation énergétique

Les typologies de four présentées au chapitre précédent expliquent le niveau de consommation spécifique relativement élevé de 4,21 gigajoules/t_{Chaux}, notamment à cause de la faible représentation des fours régénératifs.

D'autres facteurs tels que l'isolation, la nature des réfractaires, la qualité du calcaire, la nature du combustible et les demandes des clients en spécifications techniques expliquent aussi ce chiffre.

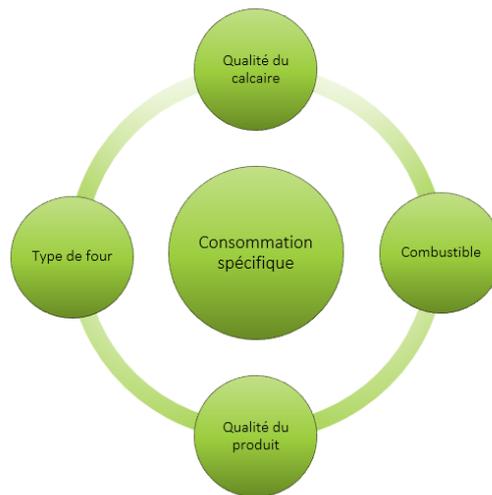


Figure 6: Facteurs influençant la consommation spécifique des fours

L'efficacité énergétique des fours de fabrication de chaux est d'environ 75 à 85% en moyenne.

En conclusion, force est de constater que ce niveau de consommation énergétique est stable depuis 2005 et qu'il devrait peu évoluer d'ici 2030.

3.6.2 Mix énergétique

A l'examen des histogrammes ci-dessous (Figure 7) on note une très grande stabilité dans les combustibles utilisés avec cependant une diminution notable des combustibles solides (coke de pétrole et lignite), une consommation stable des déchets et des combustibles solides (fioul), de la biomasse en faible proportion et une consommation en hausse du gaz naturel (combustible le moins impactant sur la qualité finale de la chaux.)

Feuille de route décarbonation Juin 2023

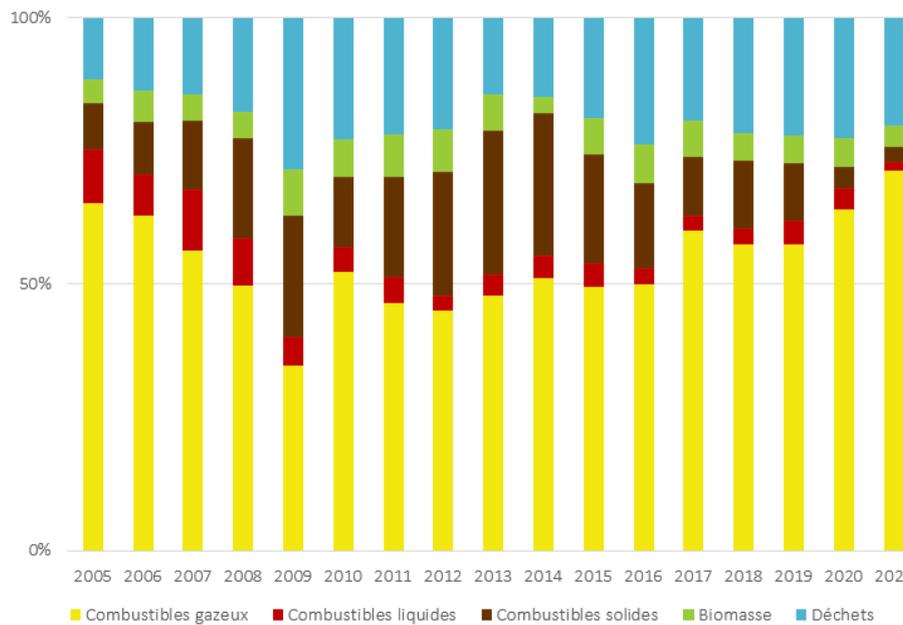


Figure 7: Fuel mix

À ce stade il est important de remarquer que le gaz naturel est le combustible fossile le moins émetteur de CO₂ disponible sur le marché. Il présente une alternative qui reste intéressante en cas d'indisponibilité de la biomasse.

3.7 Emissions de CO₂

Les émissions de CO₂ dans le secteur de la chaux ont deux origines : les émissions de **combustion** qui représentent 26% du total du CO₂ émis et les émissions de **process** émises lors de la calcination de la pierre qui représentent 74% des émissions totales.

En moyenne, une tonne de chaux/dolomie produite émet une tonne de CO₂.

Si on observe l'évolution des émissions de CO₂ depuis 2005 sur la Figure 8, elles ont été abattues de 26% par rapport à 2005 et de 11% par rapport aux émissions de 2015. La principale raison de cette baisse est toutefois plus la diminution du volume de production que la maîtrise ou la gestion du CO₂.

Feuille de route décarbonation Juin 2023

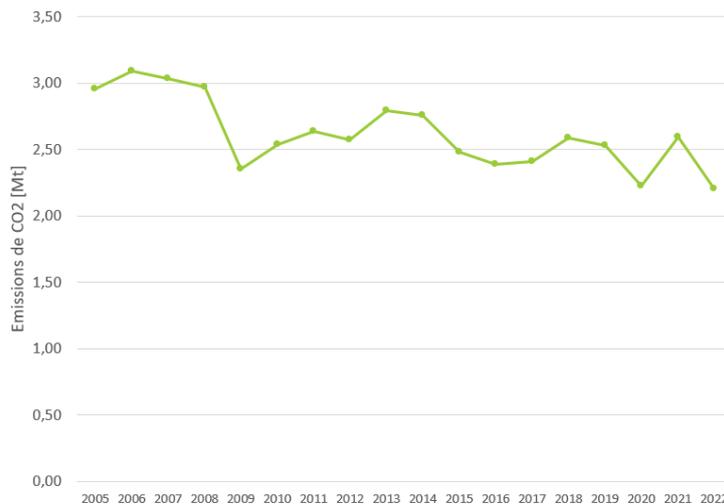


Figure 8: Evolution des émissions de CO₂ depuis 2005

4. Réduction des émissions de CO₂

Dans ce chapitre, nous allons étudier les leviers existants pour réduire ces émissions, leurs potentiels et la nature du changement des combustibles, l'oxycombustion et les nouvelles technologies disponibles ou en cours d'élaboration.

4.1 La politique du climat dans le cadre de l'ETS depuis 2005

Rappelons rapidement qu'il a été institué un système de quotas de CO₂ dont l'objectif était d'assurer une transition douce aux émetteurs de CO₂ dans le cadre de la politique internationale et de les amener progressivement à utiliser des combustibles « propres » et à réduire de facto une partie de leurs émissions de CO₂ voire la totalité pour certains secteurs industriels.

- Pour tout industriel soumis à l'ETS et émettant du CO₂ dans l'air, la directive statue que le CO₂ émis n'est pas un déchet,
- Cette situation perdurera lors des opérations de transformation, de compression, de captation, de transport jusqu'au lieu de stockage et dans le lieu de stockage.
- Le CO₂ issu de la combustion de la biomasse, bien qu'émis, n'est pas comptabilisé dans le cadre de la politique ETS, à condition que la biomasse respecte certains critères de durabilité
- De même, pour le Biogaz, les émissions de CO₂ issu de la combustion demeurent mais seront partiellement non comptabilisées
- Seul le CO₂ stocké de manière définitive type offshore/onshore sera considéré comme capté définitivement
- Le CO₂ utilisé dans un circuit industriel type CCU relève des émissions évitées. Ce CO₂ capté et valorisé n'est pas décompté de l'ETS de l'industriel émetteur.

4.2 Leviers possibles pour la réduction des émissions de CO₂

En sus, nous citerons trois possibilités, hors changement technologiques évoqués, qui sont en cours de d'évaluations actuellement :

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

- Un levier de production : Fabrication et mise sur le marché des produits moins décarbonés (passage dans le four moins long donc nécessitant moins d'énergie de combustion et émettant moins de CO₂ de process) à évaluer individuellement et techniquement en fonction du cahier des charges des industriels, des utilisateurs et des normes propres à l'industrie desservie. Par exemple, développement d'une gamme de produits moins énergivores chez Saint Hilaire Industries.
- Un levier technique : la récupération de la chaleur fatale pour la recycler en parallèle à l'amélioration de l'isolation des fours pour améliorer l'efficacité énergétique des fours.
- Des études sont actuellement menées pour étudier et codifier les phénomènes bien connus de re-captation du CO₂ par la chaux lors de son utilisation industrielle ;

Les possibilités pour réduire les émissions de CO₂ sont présentées dans la Figure 9.

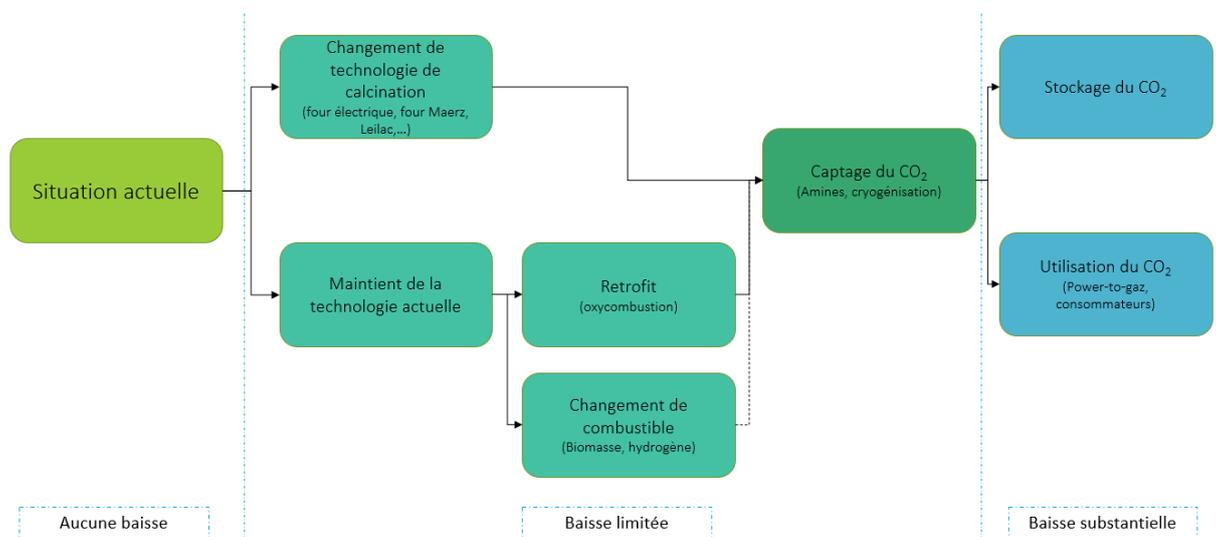


Figure 9: Leviers pour réduire les émissions de CO₂

En partant de la situation actuelle, deux axes sont possibles :

- Soit un changement de technologie de calcination
- Soit un maintien de la technologie actuelle avec les options de changement de combustible et de retrofit.

Quels que soient les axes choisis, ils aboutiront à un captage du CO₂ qui lui-même pourra donner lieu un stockage par voie offshore ou onshore ou à une utilisation industrielle. Le choix dépendra très fortement de la localisation des sites, de la disponibilité des infrastructures et du tissu régional économique.

Une baisse des émissions de 26% (par rapport à 2015) pourra se mettre en place dans des délais courts (d'ici 2030) mais la baisse substantielle voire complète à 90 % n'aura lieu que si les technologies d'utilisation et les possibilités de stockage sont rendues disponibles.

NOTE : dans la suite de ce document, nous parlerons de niveau de maturité des solutions évoquées : la maturité d'un projet s'évalue de 1 à 10 du stade laboratoire (1) au stade préindustriel ou industriel (9 à 10).

4.3 Potentiel de baisse des émissions

Le graphique de la Figure 10 montre tout d’abord la situation actuelle en utilisant le gaz naturel ou la biomasse en tant que combustible : la proportion mentionnée au paragraphe 3.7 entre les émissions de combustion et les émissions de process avec le gaz naturel est bien retrouvée. Il est intéressant de noter que les émissions de CO₂ de biomasse non comptabilisées sont beaucoup plus importantes que les émissions de CO₂ du gaz naturel.

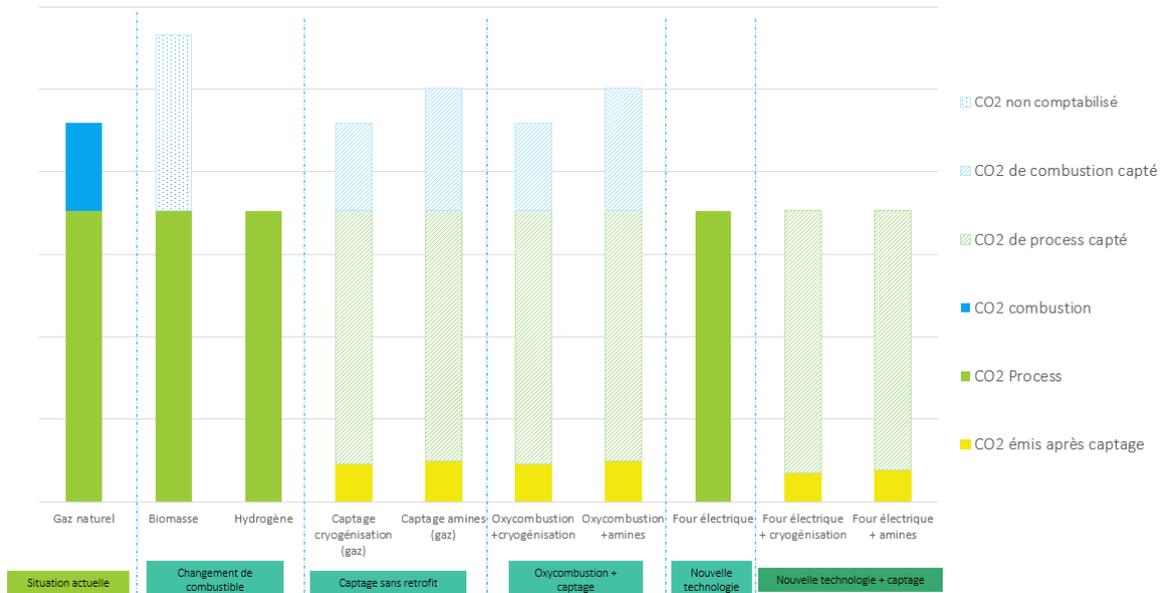


Figure 10: Potentiel de baisse des émissions

Les différentes solutions entraînent les changements suivants sur les émissions :

- La combustion de l’hydrogène supprime les émissions de combustion et il ne reste que les émissions de process
- Le process de cryogénisation devra capter toutes les émissions. Ainsi, par exemple dans le cas de la combustion du gaz naturel, il faudra capter les émissions de combustion et de process
- Lors de l’utilisation du captage par amines, les émissions de CO₂ sont plus élevées que dans les autres processus de captages. En effet, ce process nécessite un apport important en chaleur qui génère des émissions de CO₂. Celles-ci s’ajoutent donc aux émissions du process de calcination et de combustion.
- Les émissions de CO₂ sont les mêmes avec un retrofit « oxycombustion » pour les différents procédés de captage
- L’utilisation d’un four électrique permet uniquement d’éviter les émissions de combustion. Le CO₂ de process restera à capter. Il sera nécessaire d’installer une unité de captage en amont pour capter ce CO₂. Actuellement, il n’est pas possible d’évaluer la consommation électrique réelle d’un tel four et donc l’impact sur les coûts de fabrication.

4.4 Changement de combustible

Tous les calculs de ce paragraphe sont faits à partir d'une consommation totale d'énergie de **3 510 TWh/an**, ce qui correspond à l'énergie nécessaire à la production annuelle de chaux en France.

4.4.1 Biomasse

La biomasse est déjà utilisée sur quelques sites de production et son implémentation technique est déjà avérée.

L'intérêt de ce passage à la biomasse est d'assurer pour l'ensemble de la profession une neutralité carbone dans le cadre d'une technologie mature ; cela nécessitera toutefois une adaptation technique et la nécessité de formation pour les personnels.

En supposant que l'ensemble des sites de productions utilisaient de la biomasse, il faudrait une quantité de **743 000 tonnes de biomasse par an**.

Les points critiques de l'utilisation de la biomasse sont les suivants :

- Demande exacerbée par l'enjeu de décarbonisation des plus gros sites industriels émetteurs de CO₂, donc une disponibilité réduite ;
- Nécessité d'une source locale car le volume à transporter est très important du fait de la faible valeur calorifique de la biomasse et pour limiter les émissions de transports ;
- La biomasse va devoir répondre aux critères de REDII : renouvelable et ayant un contenu CO₂ n'excédant pas 20% (séchage et transport par exemple) ;
- Le changement climatique risque d'impacter durement la filière bois en France soit par les feux de forêt soit par les arbres morts de sécheresse.
- Une contrainte technique majeure : l'utilisation de la biomasse implique outre des émissions de CO₂ importantes, des émissions de NO_x, CO et TOC qui sont préjudiciables à la qualité de la chaux, aux contraintes IED mais qui sont à prendre en compte par rapport aux cahiers des charges et normes des utilisateurs industriels.

Les FFOM de la biomasse sont résumées dans la Figure 11.

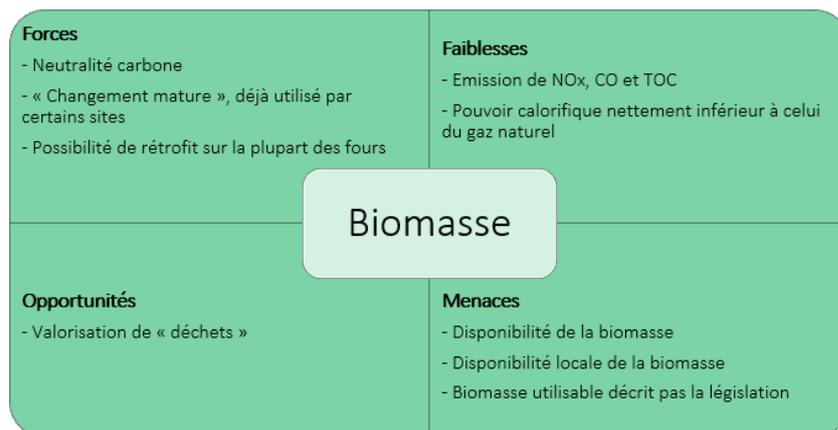


Figure 11: FFOM de la biomasse

4.4.2 Biogaz

Jusqu'à présent l'utilisation du biogaz sous forme de biométhane ne pouvait pas être considéré par les industriels car ce produit ne faisait pas partie des sources avérées d'énergie renouvelable pouvant attester d'une décarbonation.

Le décret du 8 décembre 2022 apporte une clarification sur les possibilités d'utilisation de biométhane associées à une garantie d'origine. Il semble donc qu'une part déterminée par le ministère de la transition énergétique pourrait être éligible au mécanisme ETS. Ceci pourrait apporter une solution non négligeable aux risques de rupture d'approvisionnement de la biomasse bois et ouvre une autre opportunité pour les industriels de la chaux d'abandonner les énergies fossiles.

La possibilité d'établir des contrats d'achats de biogaz avec une garantie d'origine est une étape importante dans la décarbonation de la combustion ; il est important que les ministères s'emparent de tous ces outils possibles et facilitent les solutions pour les industriels même si elles ne sont pas complètement satisfaisantes.

A étudier à terme : les impacts de la qualité de la biomasse utilisée dans le méthaniseur en cas de consommation directe.

En supposant que l'ensemble des sites de productions utilisaient du biogaz, il faudrait une quantité de **12 600 TJ de gaz par an**. Aucun changement de technologie ne serait nécessaire.

Les FFOM du biogaz sont résumées dans la Figure 12.

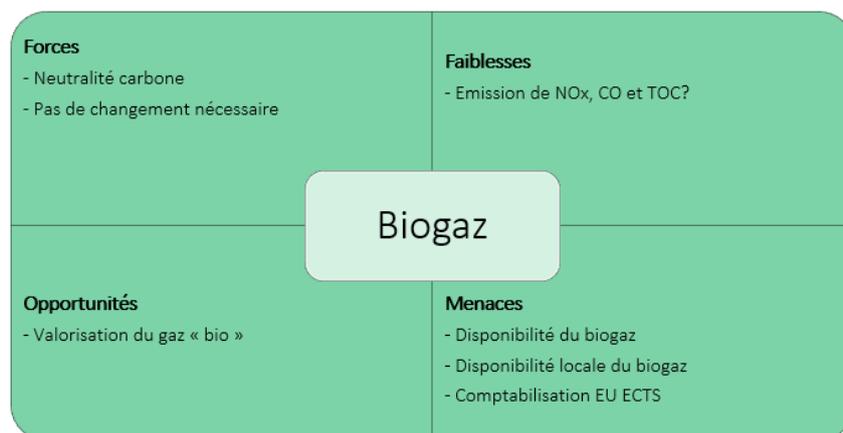


Figure 12: FFOM du biogaz

4.4.3 Hydrogène Vert

Un certain nombre d'industriels en Europe ont déjà une expérience d'utilisation d'hydrogène non vert pour faire fonctionner leurs installations. L'hydrogène n'a toutefois pas été encore utilisée dans l'industrie de la chaux et son impact doit encore être étudié. En effet, l'hydrogène a la caractéristique de produire une flamme significativement plus chaude que celle du gaz naturel, très émettrice d'énergie : cela nécessite une étude de la réaction des pierres calcaires de natures géologiques différentes et vérifier ainsi leurs comportements à la flamme. Ultérieurement, il faudra valider l'impact sur les réfractaires des fours et le stockage de l'hydrogène sur site.

L'Union des Producteurs de Chaux a donc entrepris une étude en laboratoire pour évaluer cette problématique. Les résultats seront disponibles fin 2023.

L'intérêt de l'utilisation de l'hydrogène est la suppression des émissions de CO₂ liées à la combustion.

Les problèmes potentiels liés à l'utilisation de l'hydrogène sont les suivants :

- Hydrogène vert :
 - Sources d'approvisionnements (beaucoup d'évolutions en perspectives),

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

- Choix entre le transport de l'hydrogène ou celui de l'électricité et disponibilité de la ressource électrique verte
- Disponibilité en eau, de manière continue, toute l'année
- Il faut des quantités importantes d'hydrogène sur chacun des sites industriels ;

Avec le même raisonnement que précédemment, si tous les sites passaient à l'hydrogène, il faudrait **95 000 tonnes d'hydrogène par an**.

Les grandes incertitudes sont encore liées à la politique européenne sur l'hydrogène, à l'approvisionnement sur les sites de production dans les régions, aux autres impacts à étudier tels que le niveau de résistance des réfractaires et la nécessaire obligation d'avoir un stockage d'hydrogène nécessitant un statut Seveso à partir d'une tonne. En sus, il faudra des formations pour les salariés

Il y a pour l'instant différents projets hydrogène en Europe. Leur futur est étroitement lié à la disponibilité de pipelines ou nouvelles technologies de stockage et de transport. Si c'est le moyen de transport qui est choisi, le projet H2Med prévoit de créer un couloir énergétique entre le Portugal, l'Espagne et la France qui assurerait le transport de 2 000 000 de tonnes d'hydrogène vert par an, soit 10% de la consommation prévue dans le cadre de l'étude européenne repower EU.

Il y a également un projet de liaison maritime reliant Barcelone à Marseille avec une extension par l'Allemagne vers l'Allemagne en passant par la région Rhône-Alpes qui pourrait permettre de compléter ce sourcing (Figure 13).

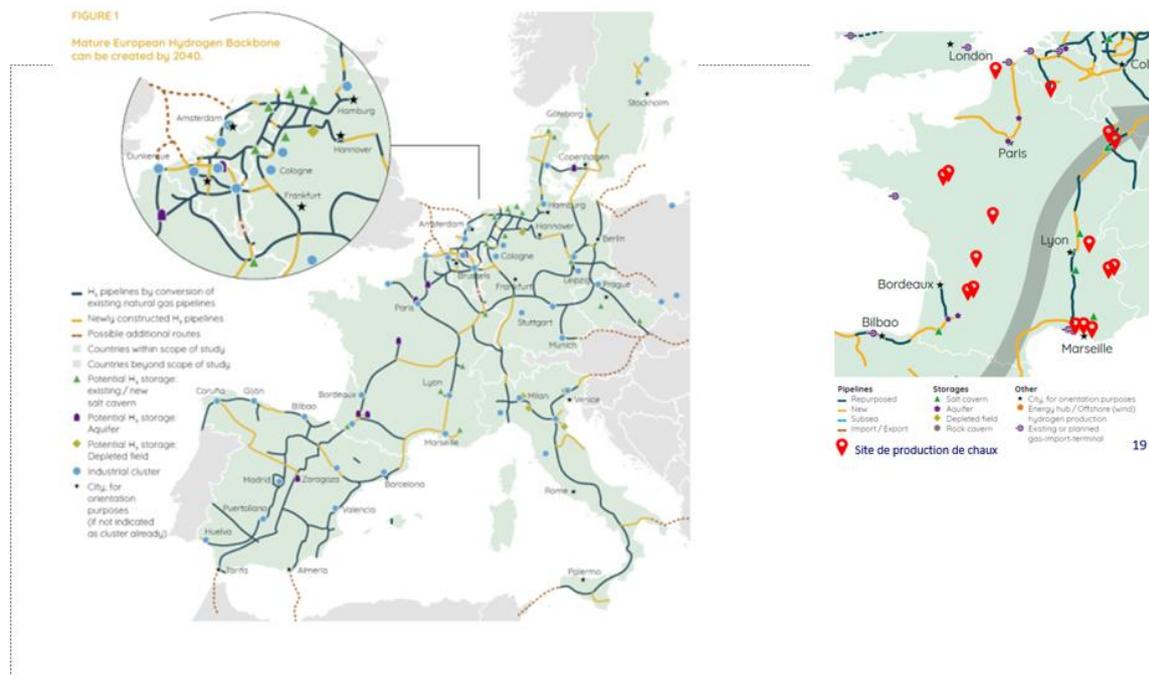


Figure 13: Projets de transport d'hydrogène par pipeline

4.4.4 Electricité Bas carbone

L'électricité n'a jamais été utilisée comme procédé de calcination dans la chaux.

En regard des consommations actuelles, en supposant que toute la production serait électrique, les besoins en électricité seraient de **3 510 TWH/an**. Ceci qui représente **34 fois plus de consommation électrique qu'actuellement**.

Le niveau de maturité est faible, il faut des sources d'électricité renouvelables ou nucléaires importantes et réparties sur le territoire.

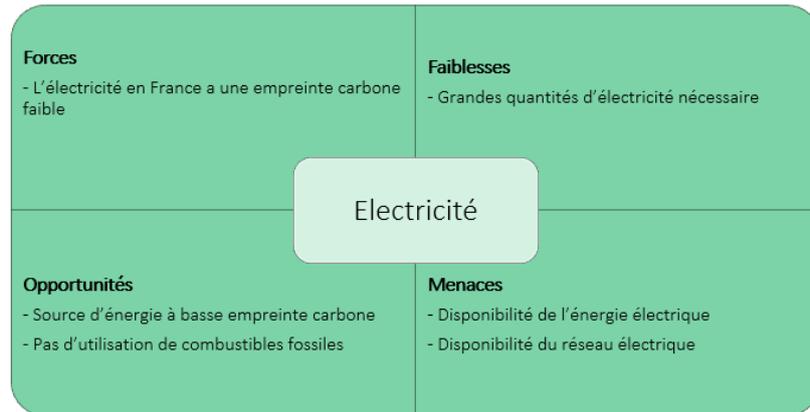


Figure 14: FFOM de l'électricité

Cette solution permet d'éliminer la problématique des énergies fossiles pour utiliser une électricité renouvelable ou bas carbone. Mais c'est un changement complet de l'outil de production, le four, donc des investissements colossaux et uniquement centrés sur le CO₂ de combustion soit 1/3 des émissions.

Cela nécessite aussi de gros investissements de la part de RTE dans des délais de réalisations courts.

En outre, il est difficile de bâtir une simulation financière car nul n'est capable aujourd'hui de prédire le niveau de prix de l'électricité en 2030 et 2050 modifié par le contexte d'augmentation de la part de renouvelable éolien et panneaux solaires exigée en échange de l'attribution du label bas carbone pour l'électricité nucléaire. Tant qu'un tel four n'existera pas, les simulations de coûts d'abattements du CO₂ sont illusoire.

De plus, la simulation des coûts réalisées par France Stratégie 2021 sur la décarbonation de l'électricité et toutes les études des impacts de coûts en fonction des scénarii sont à réviser suite aux changements d'équilibre entre bas carbone et renouvelables.

4.5 Nouvelles technologies en développement récent

Les nouvelles technologies en cours de développement présentées ci-dessous portent essentiellement sur de nouveaux fours ou de nouvelles techniques de captage.

4.5.1 Four électrique

Un four électrique fonctionnant avec des arcs / torche à plasma de la société SALTX est actuellement en construction en Suède pour assurer la production de chaux décarbonée pour un site de sidérurgie

investissant dans l'acier vert. C'est le premier four électrique grandeur nature en construction dans le monde pour la chaux.

4.5.2 Four à séparation de CO₂ de process et de combustion

La société Calix (Australie) avec un projet européen nommé Leilac est actuellement en cours de développement. Le principe consiste à séparer les flux de CO₂ afin d'obtenir une concentration supérieure de CO₂ dans les fumées pour réduire les coûts de captage. Actuellement ce procédé est en développement actif maturité 9 sur un site de 300 000 tonnes de ciment en cours de montage chez Heidelberg Materials en Allemagne.

Malheureusement ce procédé n'est pas disponible pour l'instant pour la chaux car la granulométrie très fine nécessaire à la combustion dans le cadre de ces fours conduit à une densité délicate pour les process ultérieurs des utilisateurs de chaux. Mais le sujet reste d'actualité d'autant plus que la société Calix connaît une croissance importante donc une courbe d'expérience qui s'améliore. En suivant ce principe de séparation, elle a mis au point un four électrique mais qui pour l'instant ne concerne pas l'industrie de la chaux

4.5.3 Nouveau four Maerz

Leader mondial des fours pour les cimenteries et l'industrie de la chaux, Maerz développe un four à oxycombustion directe. Pour l'instant il n'y a pas d'installation en cours en Europe.

4.5.4 Calcium Looping

Il s'agit ici d'un process encore au stade de développement en laboratoire qui consiste à utiliser de la chaux vive pour capter le CO₂ émis par exemple par la sidérurgie en faisant passer le courant de fumée sur un lit fluidisé de chaux vive qui se recarbonate ; les émissions du four à chaux seront-elles mêmes captées et stockées en on- ou offshore.

4.6 A retenir

- 
- Le secteur de la chaux est un secteur indispensable à l'industrie en France
 - Il existe deux types d'émissions de CO₂ dans l'industrie de la chaux
 - Les émissions de combustion (26%)
 - Les émissions de process (74%)
 - Changer de combustible ne permet de réduire les émissions que de 26% ;
 - L'accès à des nouveaux combustibles décarbonés (biomasse, biogaz, hydrogène) n'est pas garanti
 - La disponibilité de ces combustibles n'est pas garantie
 - Le cadre législatif quant à leur utilisation reste à clarifier ;
 - Des nouvelles technologies de calcination sont en cours de développement mais ne seront pas disponibles dans les années proches.

Figure 15: A retenir « La chaux en France »

5. Captage du CO₂

La captation du CO₂ va reposer sur des techniques soit déjà existantes comme la captation aux amines, soit innovatrice comme la cryogénisation. Bien que n'étant pas une solution de captage, l'oxycombustion ou oxyfuel permet d'améliorer les rendements de captage en augmentant la concentration de CO₂ dans les fumées.

Les contraintes pour la captation du CO₂ dans notre industrie sont les suivantes :

- Capturer de grandes quantités de CO₂ journalières
- Capturer des fumées ayant une faible concentration de CO₂, c'est-à-dire inférieure à 20%
- Capturer dans une contrainte de gaz très chaud
- Risque de capturer d'autres gaz d'échappement impropres à l'objectif.

5.1 L'oxycombustion

Compte tenu de la faible teneur en CO₂ dans les fumées, une étape intermédiaire peut consister à utiliser l'oxycombustion. C'est une solution intéressante car elle permet d'augmenter la concentration de CO₂ dans les fumées et ainsi d'améliorer le rendement du captage du CO₂. Le principe est de substituer l'air de combustion habituellement introduit dans le four par de l'oxygène pur.

Actuellement un pilote de 3 000 tonnes est mis en place et en cours de fonctionnement en Grande-Bretagne chez Singleton Birch (GB). Sur le même site, avec la même technologie, est en construction un four de 50 000 tonnes de production de chaux par an par la société Origen Carbon Solutions.

La combustion avec de l'oxygène provoque toutefois une augmentation de la température de la flamme de combustion, ce qui peut modifier la réactivité du calcaire et peut entraîner un collage des fours. De plus, la proportion de CO₂ dans le four pourrait être plus élevée et donc modifier la réactivité du calcaire, qui risque de moins se décarboner.

L'expérience en cours d'acquisition sur le site Singleton Birch en Grande-Bretagne est très importante pour le développement des procédés d'oxycombustion dans la chaux.

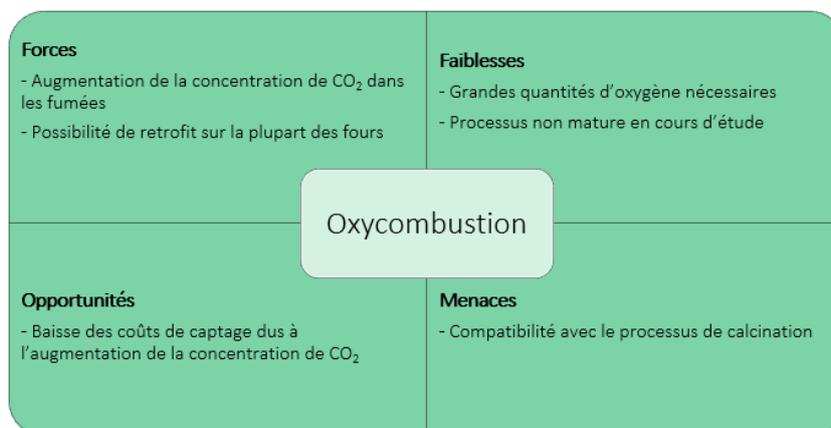


Figure 16: FFOM de l'oxycombustion

5.2 Captage du CO₂

Les technologies de captage du CO₂ les plus intéressantes pour le secteur de la chaux sont présentées dans le Tableau 1.

Technologie de captage	Potentiel de captation	Maturité	Avantages	Inconvénients
Procédé aminé	89%		<ul style="list-style-type: none"> - Procédé mature - Déjà installé dans d'autres industries 	<ul style="list-style-type: none"> - Présence de SO₂ peut affecter le procédé - Nécessité d'un apport en amine - Apport de chaleur nécessaire important
Cryogénisation	90%		<ul style="list-style-type: none"> - Procédé en cours d'installation - Fonctionne avec des faibles concentrations de CO₂ - Aucune étape de compression supplémentaire nécessaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Peu d'expérience - Demande en énergie électrique très élevée
Membranes	90%		<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en cours d'amélioration - Résultats prometteurs dans l'industrie 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement moins efficace avec des faibles quantités de CO₂

Tableau 1: Technologies de captage pour l'industrie de la chaux

5.2.1 Procédé aux amines

C'est un procédé très connu puisque déjà implanté dans d'autres industries, c'est donc un procédé mature. Beaucoup de recherches sont développées sur les amines pour essayer de les rendre moins nocives, moins consommatrices d'énergie, plus facile à stocker et plus recyclables. Comme indiqué dans le Tableau 1, la présence d'autres composés peuvent avoir un effet négatif sur les amines.

Il existe actuellement, au sein de la société AKER Carbone Capture des unités de captation individualisées pour une production multiple de 100 000 tonnes : ce sont des unités en containers livrées clé en main.

Cela pourrait être une solution pour tous les sites de 100 000 tonnes à minima, ou pour un ensemble de sites industriels regroupés en pôle de production. ;

5.2.2 Cryogénisation

Le principe de la cryogénisation consiste à refroidir les fumées pour isoler plus facilement le CO₂ des autres gaz. Les avantages principaux de ce procédé sont de ne pas devoir compresser le CO₂ capté et d'être utilisable avec des concentrations faibles de CO₂ dans les fumées.

Les points de vigilance sont le manque d'expérience de ce procédé et l'énergie électrique très élevée nécessaire.

Une autre préoccupation est purement technique du fait de la nécessité d'avoir un fonctionnement de cryogénisation et de transport en continu. La problématique de rupture en cas de défaillance industrielle liée soit au site de production, soit aux industriels consommateurs de chaux ne doit pas être sous-estimée.

Actuellement, il existe deux types de cryogénisation de maturité différente dans l'industrie de la chaux :

- Procédé Air Liquide : qui sera installé sur le site industriel de RETY. C'est une première en France et en Europe dans l'industrie de la chaux.

- Procédé Revcoo : Il existe une autre société sur le marché de la cryogénisation (Startup) sur la technique de refroidissement à l'azote liquide, moins consommatrice en énergie et pour des volumes d'émissions plus faibles : à partir de 100 000 tonnes. Actuellement en pilote sur le site de Bocahut (Eiffage Energie)

5.2.3 Membranes

C'est une technologie encore en maturation, notamment sur la nature des membranes, qui a l'inconvénient de nécessiter des concentrations de CO₂ élevées dans les fumées.

Un nombre significatif de publications scientifiques sont faites sur cette technique ce qui laisse augurer de nouvelles ouvertures et propositions. Dans la chaux, on attend le passage de cette technologie du labo à l'installation industrielle.

5.3 Besoin en énergie électrique

Comme indiqué sur l'histogramme de la Figure 17, dans les cas de captation à partir du gaz naturel, suivant les procédés de captation, la consommation électrique est multipliée par deux ou par quatre par rapport aux consommations habituelles du four.

Dans le cadre d'un four électrique, l'augmentation de consommation liée au four et au process de captation implique des augmentations de consommation qui sont multipliés au moins par six.

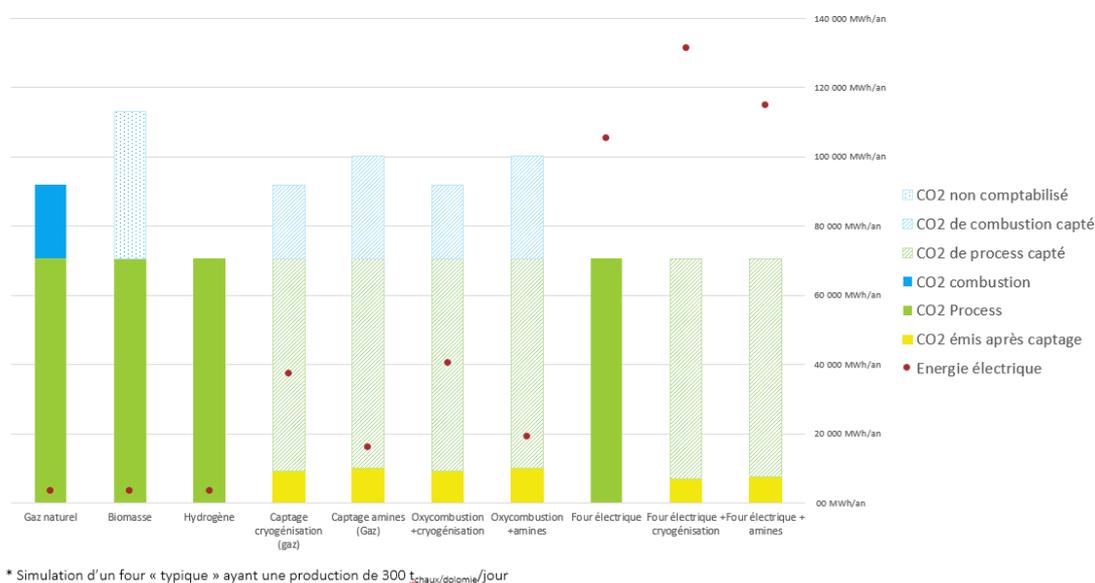


Figure 17: Consommation en énergie électrique des technologies de captage

Pour information, l'énergie totale nécessaire pour ces technologies de captage est montrée en Figure 18.

Feuille de route décarbonation Juin 2023

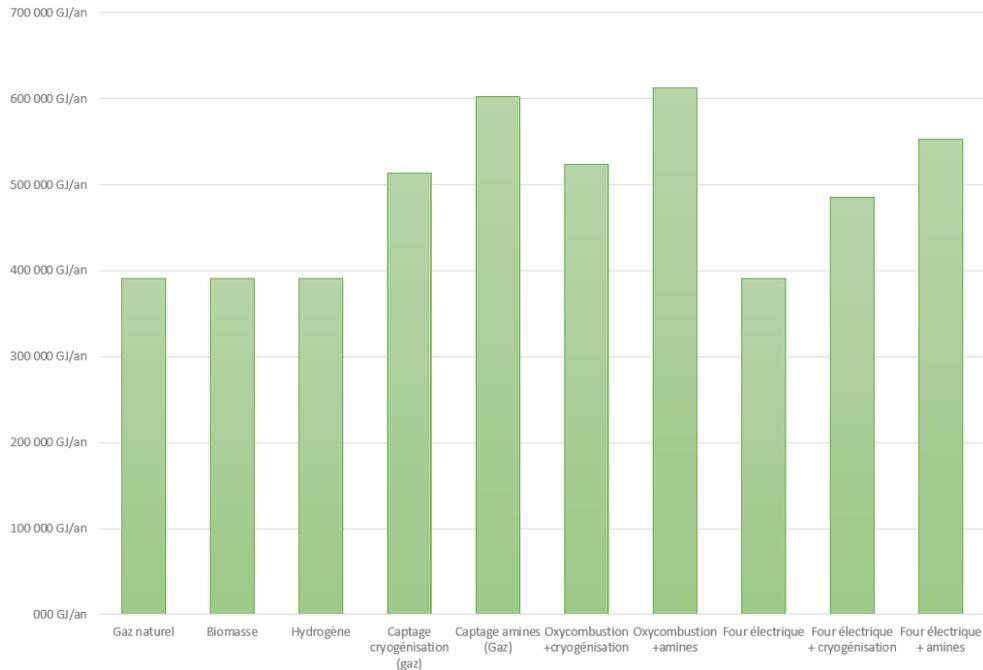


Figure 18: Consommation énergétique totale des technologies de captage

Comme on peut le voir, la demande en énergie (thermique et électrique) augmente avec les technologies de captage.

Le challenge de la décarbonation pour le secteur industriel est d'obtenir la disponibilité de sources d'énergie issues des renouvelables et du nucléaire.

5.4 A retenir



- L'oxycombustion ne réduit pas les émissions de CO₂ mais permet d'améliorer l'efficacité de captage
- Différentes technologies de captage existent avec des degrés de maturité différents
- La demande en énergie électrique va fortement augmenter et quasiment tripler du fait des installations de technologies de captage
- La demande en énergie (thermique et électrique) va fortement augmenter selon les technologies utilisées

Figure 19: A retenir « Captage de CO₂ »

6. Transport, stockage et utilisation du CO₂ capté

6.1 Transport du CO₂

Une fois le CO₂ capté, il faut le transporter jusqu'au lieu où il sera utilisé ou stocké. La Figure 20 montre les différentes possibilités de transport.

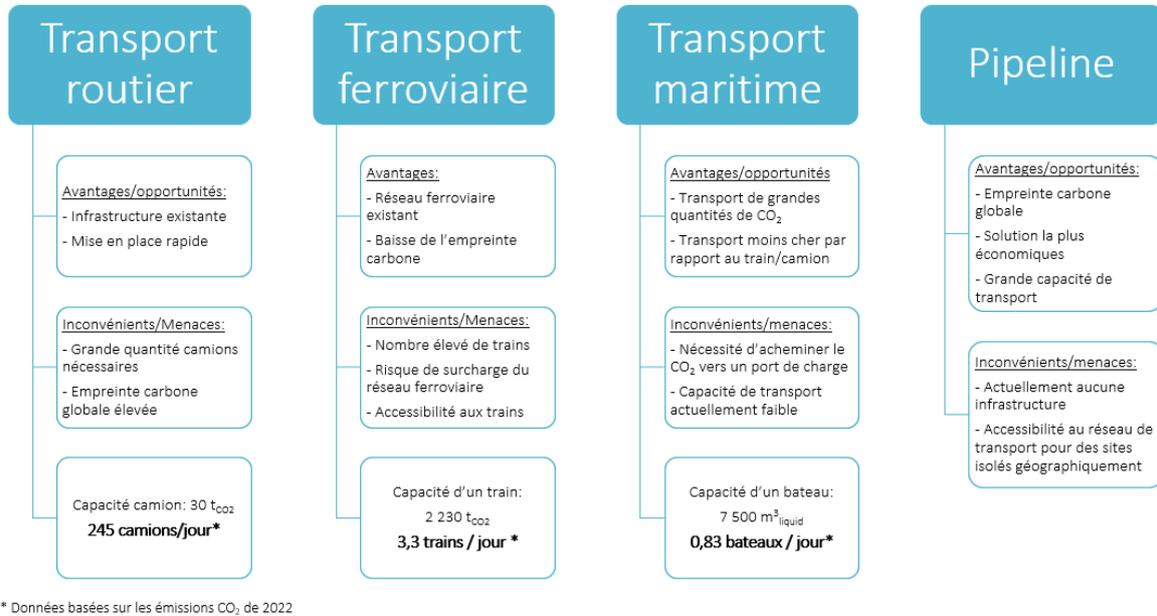


Figure 20: Possibilités de transport du CO₂

Toutes ces possibilités ont des limites qu'il convient de bien étudier :

- Transport en camion :
 - Pour une production de 300 t_{chaux}/jour, il faudrait 245 camions@30t/jour avec des cuves adaptées au transport de CO₂
 - Une grande nécessité de chauffeurs et de camions est nécessaire
 - Nécessité de construction d'infrastructures de stockage intermédiaire en accueil transitoire sur les HUBs
- Transport ferroviaire :
 - Pour une production de 300 t_{chaux}/jour, il faudrait 3,3 trains@2230t/jour avec des cuves adaptées au transport de CO₂
 - Actuellement, le manque d'intérêt de la SNCF pour les transports commerciaux présente des difficultés
 - Manque de sillons sur les sites de production (embranchement des sites vers une ligne classique)
 - Régularité commerciale non assurée actuellement (expérience du transport de granulats)
- Transport maritime :
 - Pour une production de 300 t_{chaux}/jour, il faudrait 0.83 bateaux@7 500m³/jour adaptés au transport de CO₂
 - Actuellement, seulement deux bateaux sont disponibles en France
- Transport par pipeline
 - Aucune infrastructure disponible actuellement en France

Feuille de route décarbonation

Juin 2023

- La mise en place de Pipelines nécessitera un temps long, des enquêtes publiques importantes, et bien que ce soit la solution la plus économique avec une empreinte carbone correcte, la mise à disposition de ces pipelines n'est pas connue

Par exemple, la Figure 21 montre un projet de construction de pipelines de CO₂ en Belgique. Une ouverture pour les sites industriels de Lille, de l'Est de la région Haut de France serait éventuellement envisageable.

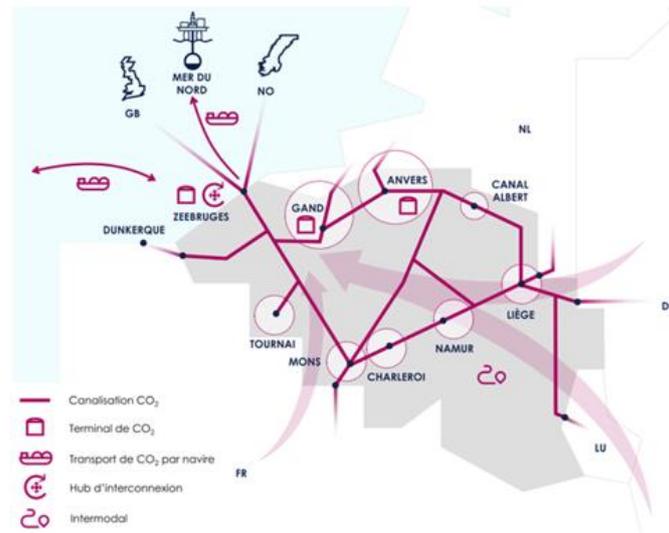
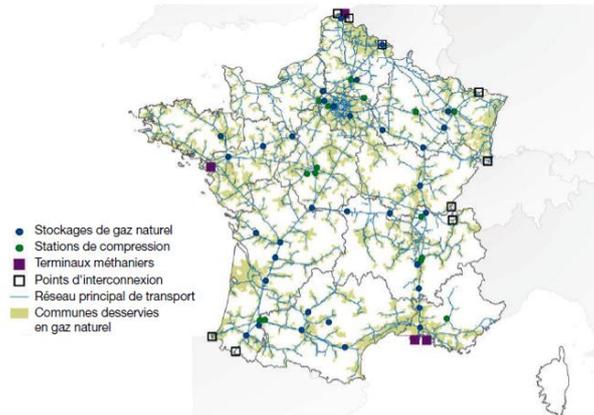


Figure 21: Projet de réseau de transport de CO₂ par pipeline en Belgique

La France dispose actuellement uniquement d'un réseau de gaz naturel qui assure la distribution de 496 TWH (Figure 22). Une idée serait d'utiliser une partie de ce réseau existant pour transporter du CO₂. En admettant que l'état du réseau permette son utilisation pour le transport du CO₂ (fuites), il est nécessaire de compresser plus fréquemment le CO₂ que le gaz naturel : ceci nécessiterait donc une reconfiguration des stations de compression.

La situation sur le transport du CO₂ est donc assez critique et encore peu prise en compte en France. Ces lacunes rendent difficiles voire impossibles les choix technologiques sur le site industriel.

RÉSEAUX DE TRANSPORT, DE STOCKAGE ET COMPRESSION DE GAZ NATUREL
Situation au 31 décembre 2020



Sources : GRTgaz ; Teréga (ex-TIGF) ; DGEC

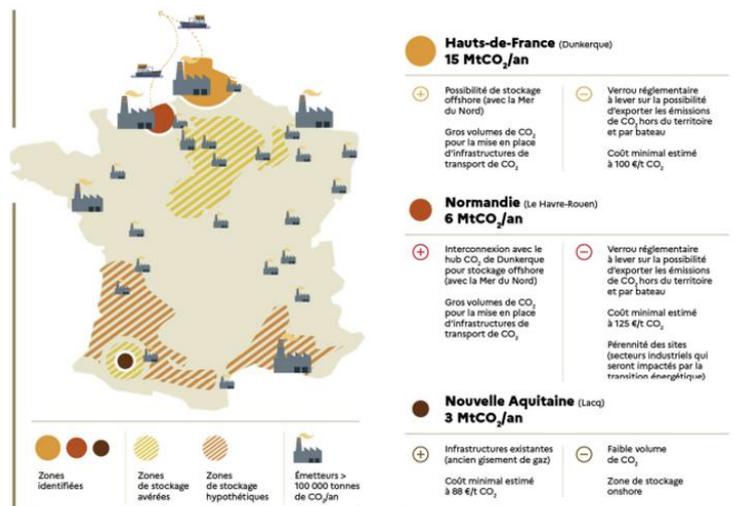
Figure 22: Réseau de transport de gaz en France

6.2 Stockage du CO₂

6.2.1 Stockage en France

La carte présentée à la Figure 23 met en exergue les hubs de production, c'est-à-dire les points où les émissions de CO₂ sont les plus élevées et les points de départ vers l'offshore.

Quatre zones de hub sont actuellement en définition en France : Dunkerque, Le Havre, la Trinité-sur-Mer et Fos-sur-Mer. Compte tenu des distances vers les matières premières, il n'est pourtant pour l'instant pas envisageable de concentrer l'ensemble des émissions de CO₂ captées des industries moyennes ou réparties dans le territoire vers les hubs.



Source: ADEME, Le captage et stockage géologique de CO₂ (CSC) en France, 2020

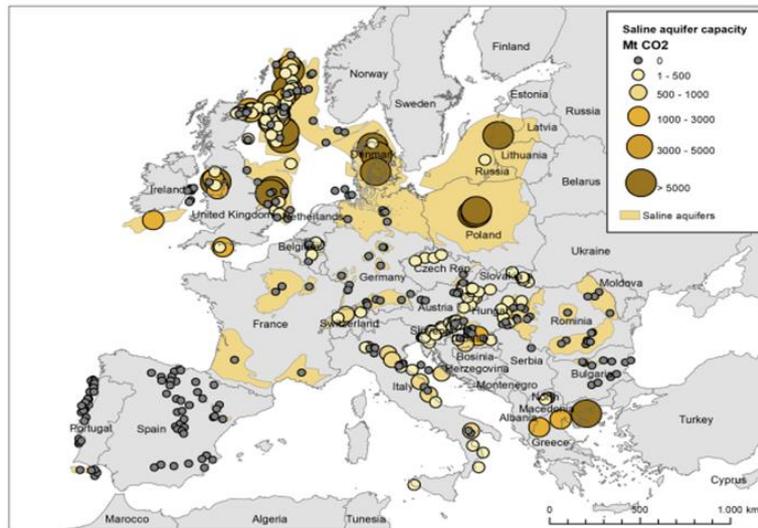
Figure 23: Zone de stockage de CO₂ en France

Les zones hachurées représentent d'éventuelles zones de stockage onshore. Outre la nécessité d'aménager les points arrivée et départ sur les hubs il faudrait que les structures de stockage

intermédiaires soient aussi construites. Toutefois, dans le cadre actuel français, les réflexions liées à la décarbonation de l'industrie se fondent essentiellement sur des zones industrielles en bordure de mer.

6.2.2 Stockage en Europe

La Figure 24 présente non seulement les stockages offshore déclarés depuis 2022 mais un certain nombre de zones de stockage notamment les aquifères salins profonds existants en Europe.



Source: EU Geological CO2 storage summary, Geological survey of Denmark and Greenland, Octobre 2021

Figure 24: Zones de stockage de CO₂ en Europe

Dans le cadre de la directive NZIE, Net Zero Industrie Emission, la Commission européenne donne aux États membres six mois suite à la publication du règlement, pour produire l'ensemble des aquifères ou l'ensemble de tout autre cavité (puits de pétrole ou de gaz naturel épuisés ou en fin d'exploitation) pour offrir aux industriels non connectés aux HUB des possibilités de décarbonation.

La Commission européenne estime qu'il faudra environ 10 ans pour donner suite à l'analyse de ces possibilités onshore pour à la fois obtenir l'acceptabilité des riverains et le temps nécessaire à l'équipement des sites.

6.3 Coût du CCS

C'est sur la base des études menées par le CATF (Clean Air Force Task) et d'un outil développé par la société Carbone Limit qui permet d'étudier le coût de la capture, du transport et du stockage du CO₂ issu de 2 170 installations industrielles sous ETS (sites > 100 000 t_{CO2}/an) qu'une estimation des coûts du CSS a pu être faite. Cette étude, démarrée en 2022, fait la part entre le coût de capture, le coût de transport et le coût de stockage du CO₂ entre les HUBs et les zones des stockage onshore.

Feuille de route décarbonation Juin 2023

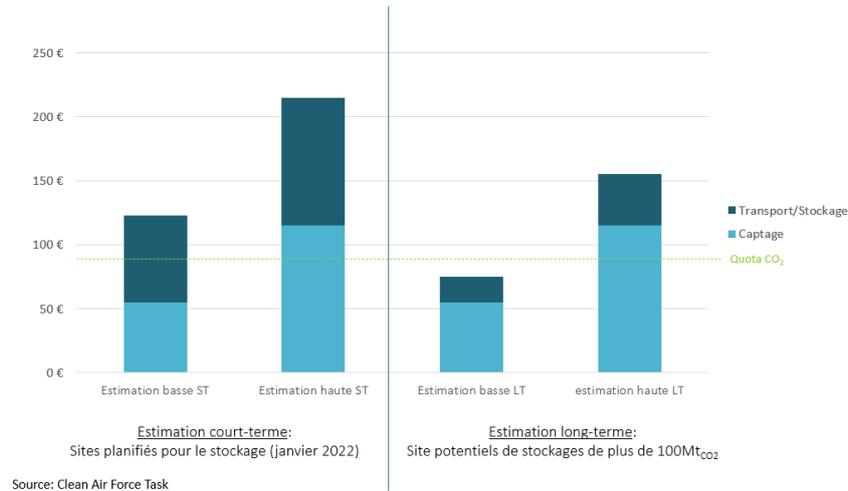


Figure 25: Estimation des coûts du CCS

Dans le cadre d'un stockage offshore tel que décrit dans la Figure 25, on observe que le coût total de décarbonation de sites à proximité de hub est deux fois moins élevé que la décarbonation de site de plus petite taille éloigné de ces hubs.

Supposant que, suite à la demande dans la Commission européenne, un site de stockage onshore doit être disponible à moins de 25 km d'un site industriel, trois observations émergent :

- Tous les sites sont gagnants
- Les sites les plus importants voient les coûts diminués en dessous du coût quotas CO₂
- Les plus petits sites pourraient également se décarboner avec l'aide de subventions

La carte du projet CATF fait état d'une cinquantaine de projets de captation et de stockage dans divers secteurs et zones géographiques, ce qui représente plus de 80 millions de tonnes de CO₂ captées par an d'ici à 2030. En réponse à la hausse des prix du carbone et aux objectifs contraignants du "net zéro", de plus en plus d'industries polluantes en Europe ont annoncé leur intention de capter leurs émissions de CO₂ pour un stockage géologique permanent

Toutefois, le développement de nouveaux sites de stockage du CO₂ peut prendre plusieurs années, car il nécessite une caractérisation géologique approfondie, des injections expérimentales et des processus d'autorisation.

Selon le rapport de synthèse sur le stockage géologique du CO₂ dans l'UE, établi par le Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS) à l'aide des données CO₂StoP, la capacité totale de stockage salin des unités géologiques potentielles en Europe est estimée à 482 gigatonnes, ce qui équivaut à plus de 300 ans d'émissions de l'UE provenant de sources fixes, au rythme actuel.

Cependant compte tenu des infrastructures nécessaires et du nombre d'industriels voulant se décarboner en raison des coûts conjoints des combustibles fossiles et des quotas, les projections montrent un déficit structurel rendant l'accès aux stockages difficile voire impossible.

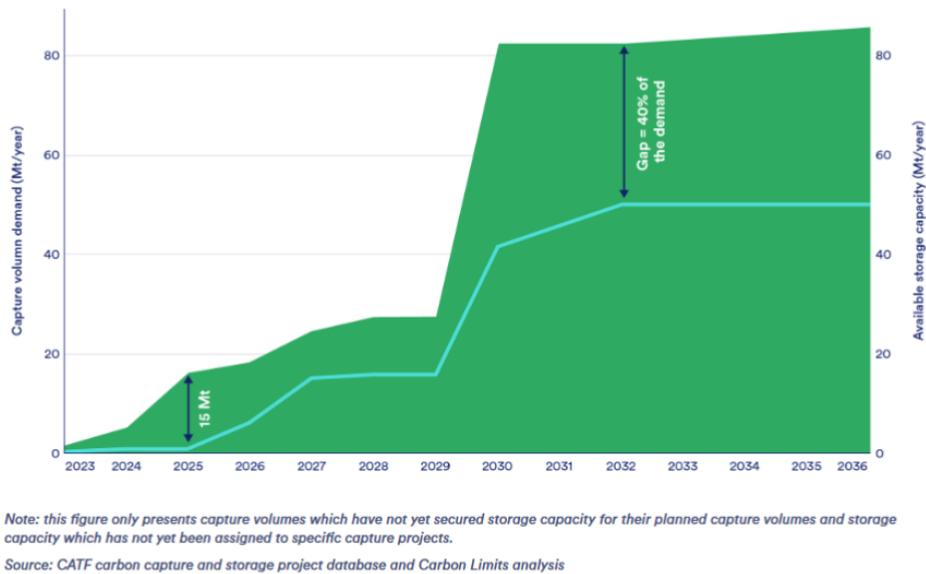


Figure 26: Capacités de stockage de CO₂ versus demande de stockage

6.4 Cadre juridique actuel sur le stockage géologique : Etat des lieux

Un cadre juridique pour le stockage géologique sûr du dioxyde de carbone existe déjà en Europe. En 2009, l'Union Européenne a adopté la directive sur le captage et le stockage du carbone (directive CSC) dans le cadre du paquet climat-énergie 2009. La directive CSC fournit un cadre juridique pour garantir le stockage géologique sûr du dioxyde de carbone sur le plan environnemental et crée la sécurité juridique nécessaire pour que les investisseurs construisent des sites de stockage du dioxyde de carbone à grande échelle (y compris le captage et le transport).

Comme décrit dans le rapport de 2019 de la Commission européenne sur la mise en œuvre de la directive CSC, ce cadre vise à garantir que, pour tout projet de stockage géologique donné :

- Il n'y a pas de risque important de fuite de dioxyde de carbone du réservoir géologique
- Il n'y a pas de risque important de dommage à la santé publique ou à l'environnement
- Il n'y a pas d'effets négatifs sur la sécurité du réseau de transport ou des sites de stockage.

La directive CSC porte essentiellement sur la sélection des sites de stockage du dioxyde de carbone ainsi que sur les obligations en matière de surveillance, d'autorisation, de fermeture et de post-fermeture. Elle a été transposée en droit national par tous les États membres de l'UE et de l'EEE, bien qu'à des degrés divers. Certains États membres l'ont directement transposée dans leur législation nationale et d'autres, comme l'Allemagne et les Pays-Bas, ont mis en œuvre des mesures supplémentaires et plus strictes.

L'article 4 de la directive CSC indique clairement qu'il appartient aux États membres de décider si le stockage du dioxyde de carbone est autorisé sur une partie ou sur l'ensemble de leur territoire. Cette décision sera fondée sur des évaluations qui considèrent que certaines zones conviennent au stockage du dioxyde de carbone

En fin de compte, c'est l'autorité compétente, généralement un ministère de l'environnement ou du climat, qui décide qui peut explorer et stocker le dioxyde de carbone dans une zone terrestre particulière et quelles sont les conditions de ces permis.

En cas de fuite potentielle de dioxyde de carbone d'un site de stockage, la directive CSC, ainsi que la directive sur la responsabilité environnementale (ELD) et la directive sur le système d'échange de quotas d'émission (directive SCEQE) prévoient trois types de responsabilité :

- La responsabilité des mesures correctives,
- La responsabilité des dommages environnementaux
- La responsabilité des dommages climatiques résultant d'une fuite.

L'article 16 de la directive CSC décrit ces formes de responsabilité. L'exploitant doit prendre des mesures correctives en cas de fuites et d'irrégularités importantes. De même, l'exploitant doit prendre des mesures préventives ou correctives en vertu de la directive ELD lorsqu'il existe une menace imminente ou un dommage réel à l'environnement. En outre, les quotas d'émission doivent être restitués conformément à la directive SCEQE pour toute fuite de dioxyde de carbone.

Si les opérateurs de stockage doivent se conformer aux règles prévues par la directive CSC et sont responsables des fuites de dioxyde de carbone sur les sites de stockage en exploitation, ces responsabilités sont finalement transférées à l'État après la fermeture du site de stockage et l'écoulement d'un certain temps.

L'article 18 de la directive CSC prévoit que ces responsabilités sont transférées à l'État après qu'un minimum de 20 ans se soit écoulé depuis la fermeture du site de stockage.

Conçue en 2009, cette directive est déjà complexe et lourde alors qu'aucun accord de stockage n'est encore conclu.

6.5 Exemples de CCS

Deux projets de CCS sont en cours d'installation/d'exploitation dans l'industrie de la chaux en France.

6.5.1 Projet Lhoist – Air Liquide à Réty

Comme illustré à la Figure 27, l'objectif du projet est de capter 600 000 t_{CO2}/an d'ici 2028. Le captage doit se faire par procédé de cryogénisation. Une fois le CO₂ capté, il sera transporté vers le HUB de Dunkerque d'où il sera transporté et stocké dans le cadre du projet d'Artagnan.

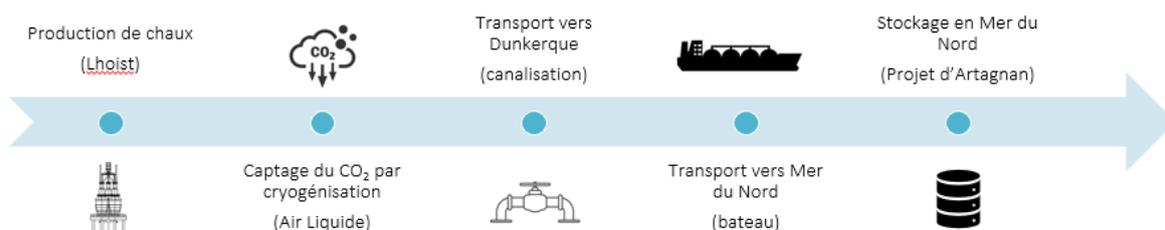


Figure 27: Projet de CCS chez Lhoist à Réty

6.5.2 Projet Revcoo chez Bocahut

Cette installation pilote de captage est déjà installée sur le site de Bocahut et permet de récolter de l'expérience supplémentaire sur le captage par cryogénisation. Le procédé de captage est expliqué à la Figure 28.

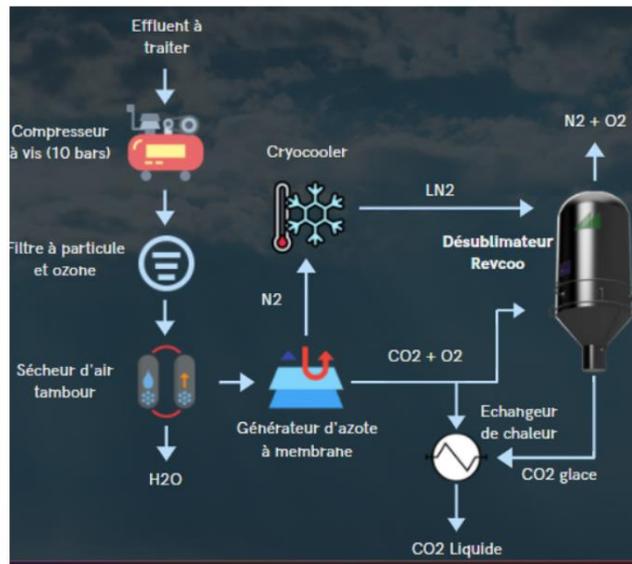


Figure 28: Captage du CO₂ par le process Revcoo

6.6 Retour d'expérience

Les premiers retours d'expérience montrent une situation compliquée, surtout pour les plus petits producteurs :

- Des technologies plus ou moins disponibles souvent réservées à des émissions importantes
- Un risque non négligeable de distorsion de concurrence,
- Des infrastructures manquantes à tous les niveaux et le calendrier des réponses inconnu
- Une réglementation lourde et propres à chacun des états membres dans certains chapitres notamment le stockage
- Une concentration sur les HUBs et une absence de projections pour l'ensemble de l'économie industrielle

6.7 Utilisation du CO₂

6.7.1 Bénéfices du CCU

Pour apprécier l'apport du CCU, il faut considérer le CO₂ évité et des consommations de combustibles fossiles supprimées pour une nouvelle chaîne de valeur. La consommation énergétique nécessaire à ces transformations sera la conséquence de la diminution des rejets de CO₂ et non l'objectif.

6.7.2 Possibilités de CCU

Différentes possibilités de valorisation du CO₂ peuvent s'appliquer pour l'industrie de la chaux, comme la montre la Figure 29.

Feuille de route décarbonation
Juin 2023

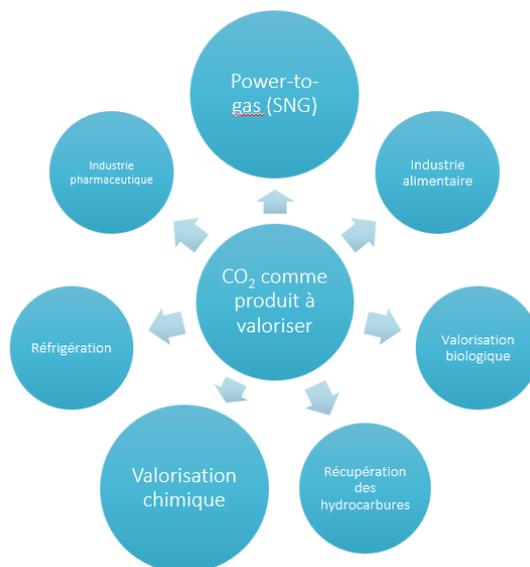


Figure 29: Utilisation du CO₂

Une possibilité d'utilisation du CO₂ est le **« power-to-gas »**. Ce concept vise à stocker un surplus d'électricité « verte » sous forme de méthane. Elle combine le CO₂ émis par l'industrie avec de l'hydrogène produit par électrolyse. Le CO₂ devient donc un produit nécessaire à la fabrication de méthane. Actuellement ce processus est en cours de développement et divers projets pilotes sont à l'étude. Toutefois, de nos jours aucun projet n'est à taille industrielle, les éléments limitants pour l'instant étant la production d'hydrogène vert et l'équipement de méthanation.

Une solution similaire consiste à stocker un surplus d'électricité « verte » sous forme liquide, c'est-à-dire en méthanol, le **« power-to-liquid »**. Contrairement au « power-to-gas », ce processus est déjà appliqué à l'échelle industrielle à l'étranger (Figure 30). En France, Saint Hilaire Industries a mené une étude de faisabilité en collaboration avec EDF pour la fabrication de e-methanol.

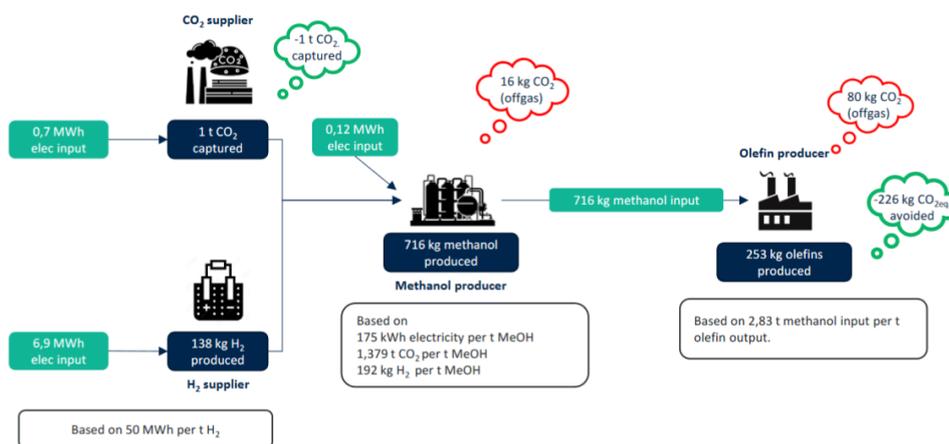


Figure 30: Power-to-liquid

La valorisation biologique comprend notamment la croissance des algues. Plusieurs installations pilotes sont en cours d'étude, mais pour l'instant aucune application ne permet de séquestrer de grands volumes de CO₂. Cependant le changement climatique et la possibilité d'utiliser ce process dans des zones géographiques plus larges ouvrent de nouvelles perspectives liées à la durée d'ensoleillement.

L'utilisation directe du CO₂ est une manière d'injecter le CO₂ dans un produit ou dans le sol sans y faire de transformations. Par exemple, l'injection du CO₂ dans les réservoirs pétroliers pour augmenter le taux d'extraction du pétrole. Le CO₂ peut aussi être utilisé dans l'industrie alimentaire, la filière de la réfrigération, etc... toutefois, ces filières sont d'une part déjà approvisionnées en CO₂ et d'autre part elles ne représentent pas un volume assez important pour consommer tout le CO₂ émis pas la filière de la chaux.

6.7.3 Difficultés liées au CCU

Il existe de nombreuses interrogations sur la valorisation du CO₂, comme la montre la Figure 31.

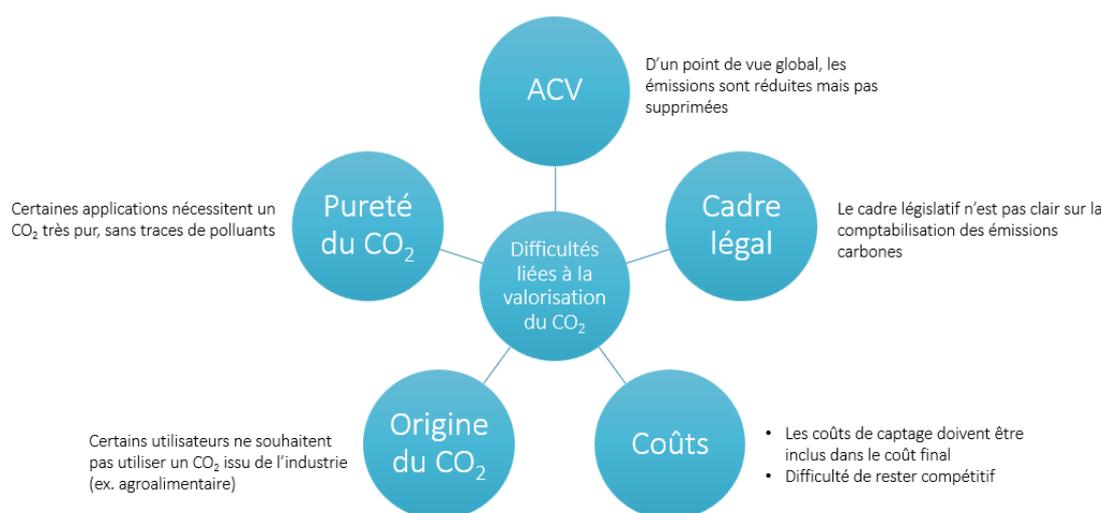


Figure 31: Difficultés liées à l'utilisation du CO₂

Les principales difficultés liées à la consommation de CO₂ par voie directe sont l'origine et la pureté du CO₂. En effet, certains utilisateurs tels que l'industrie agro-alimentaire ne souhaitent pas utiliser un CO₂ d'origine industrielle. Il faut également atteindre des degrés de pureté de CO₂ difficilement atteignables avec du CO₂ industriel.

D'autre part, la difficulté de rester compétitif sur un produit pouvant être obtenu par d'autres voies est un problème. Ainsi, du gaz naturel extrait sera beaucoup moins cher que du méthane synthétique issu de méthanation, les étapes supplémentaires de captation, électrolyse et méthanation générant des Capex et Opex importants (durée de vie des composants).

Enfin, le cadre législatif doit être amélioré sur la comptabilisation des émissions carbonées issues du CCU. En effet, si les émissions CO₂ émises lors de la réutilisation de celui-ci (par exemple combustion du méthane synthétique) sont imputables au premier émetteur, il faut que le coût économique reste viable.

Pour rester optimiste, soulignons les intenses travaux menés par le CEA pour que les réactions chimiques de ces transformations soient optimisées au maximum permettant alors des économies de procédés.

6.7.4 Exemple de CCU

Le fruit du partenariat entre ENGIE et Carmeuse (via la **société TECforLime**), John Cockerill, Columbus vise à concentrer le CO₂ provenant d'un type innovant de four à chaux, et le combiner avec de l'hydrogène vert pour produire de l'e-méthane, un gaz synthétique renouvelable de haute qualité (Figure 32).

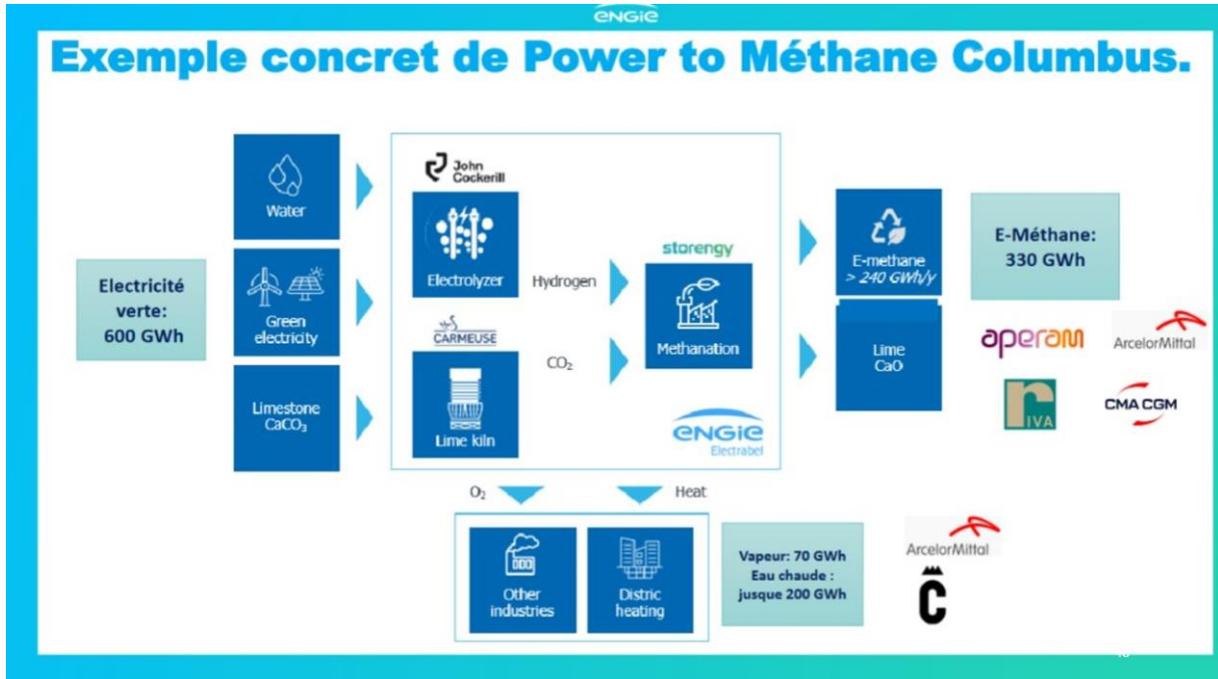


Figure 32: Project Columbus chez Carmeuse en Belgique

Celui-ci sera injecté dans le réseau de gaz, utilisé dans l'industrie ou encore utilisé comme carburant de substitution dans le secteur des transports.

Columbus doit permettre d'éviter de produire jusqu'à 162 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an. En outre, il va servir à réaliser des projets futurs plus vastes dans le secteur de la chaux et de les reproduire dans d'autres secteurs industriels à forte intensité de CO₂. Le grand avantage de l'e-méthane est qu'il peut être directement injecté dans le réseau de gaz existant sans modifications des outils de production.

Un exemple de collaboration industrielle, qui rend possible la décarbonation de production inférieure à 60 000 t_{CO2}/an.

Les réductions des émissions de CO₂ prévues dans le projet Columbus sont calculées dans les Figure 33 et Figure 34.

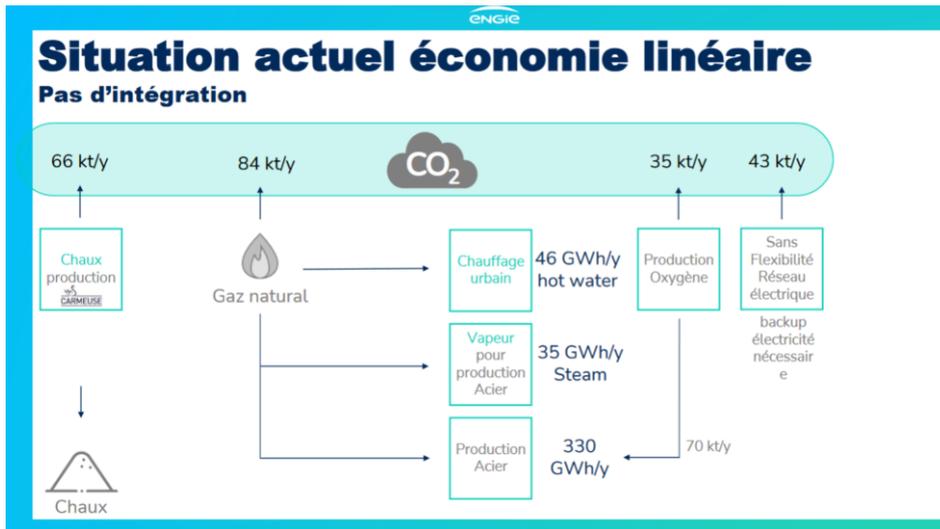


Figure 33: CO_2 émis par chaque acteur sans CCU

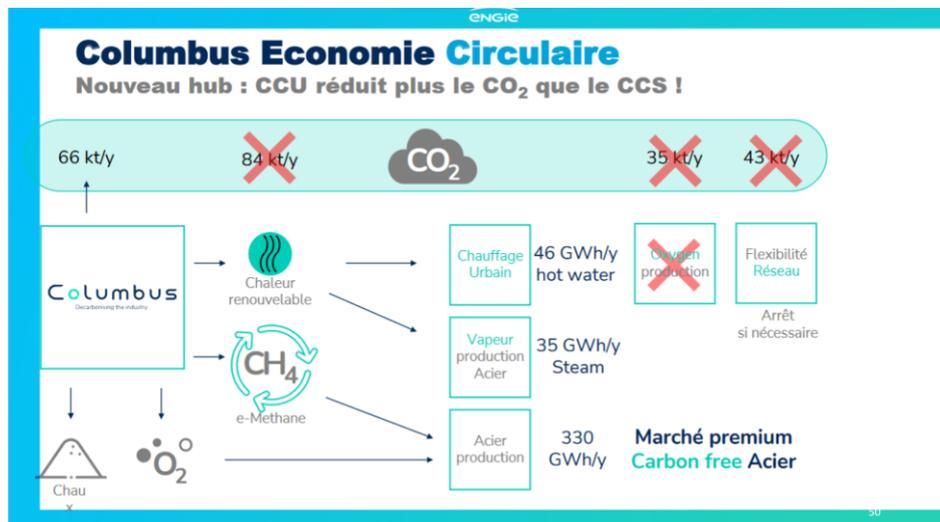


Figure 34: CO_2 émis avec CCU

Pour que cette nouvelle chaîne de valeur se mette en place, il faut de l'hydrogène vert (renouvelable ou nucléaire), de l'eau disponible continuellement en quantité non négligeable.

6.8 A retenir

- 
- Il reste de nombreuses interrogations sur les moyens du transport du CO₂
 - Actuellement, aucune infrastructure de transport n'est disponible pour gérer le transport de grandes quantités de CO₂
 - Les premiers projets de stockage de CO₂ sont en cours de développement :
 - Premiers résultats attendus dans les prochaines années
 - Lieux de stockage en France restent à définir
 - Actuellement dépendance internationale pour les lieux de stockage
 - Cadre légal à préciser
 - Investissements conséquents à prévoir qui ne peuvent pas être portés uniquement par les producteurs
 - Les premiers projets de CCU sont en cours de développement à l'étranger
 - Cadre légal à clarifier pour inciter les émetteurs « primaires » à développer des projets
 - Investissements conséquents à prévoir nécessitant des aides.

Figure 35: A retenir « Transport, CCS et CCU »

7. Feuille de route et scénarii

Avertissement : ces projections ne représentent que des hypothèses de travail et non un engagement de la filière compte tenu du cadre de l'exercice. Rajoutons que ce travail sera à réévaluer régulièrement car des nombreuses recherches, études et pilotes sont en cours à travers le monde.

Différents scénarii ont été élaborés pour des objectifs court-terme (2030), moyen-terme (2040) et long-terme (2050). Un grand nombre de technologies sont encore aux stades non matures, ce qui impose une certaine souplesse dans l'interprétation. Pour chaque objectif :

- Un scénario bas : représente le scénario avec les plus faibles émissions de CO₂ mais aussi le plus réaliste
- Un scénario moyen : représente un scénario avec une baisse plus élevée des émissions mais plus difficile à réaliser
- Un scénario ambitieux : représente un scénario avec le maximum de baisse possible et très ambitieux à réaliser.

7.1 Solution court-terme (2030)

Les différents scénarios pour 2030 sont résumés dans le Tableau 2. Il est important de noter que les baisses des émissions mentionnées ci-dessous sont calculées par rapport aux émissions de 2015.

2030	Scénario	Potentiel de baisse des émissions
Scénario bas	- La plus grande usine de France capte ses émissions	-20%
Scénario moyen	- La plus grande usine de France capte ses émissions - Les autres producteurs utilisent la biomasse/biogaz	-41 %
Scénario ambitieux	- Les deux plus grandes usines captent leurs émissions - Les autres producteurs utilisent la biomasse/biogaz	-46%

Tableau 2: Objectif de réduction des émissions pour 2030

La baisse des émissions est représentée dans la Figure 36.

Feuille de route décarbonation Juin 2023

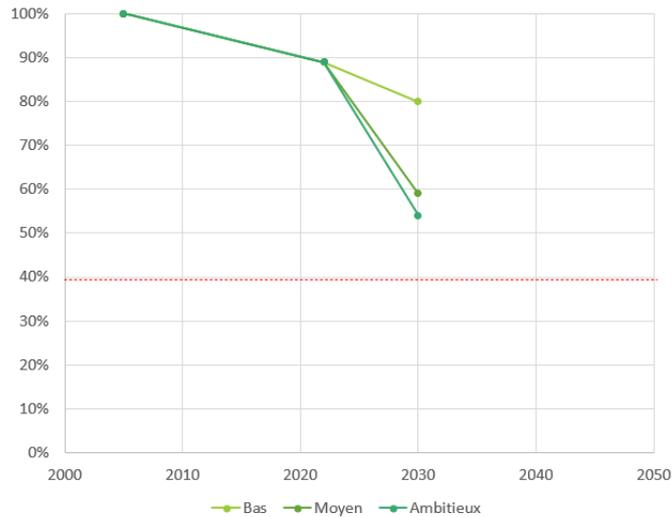


Figure 36: Baisse des émissions de CO₂ d'ici 2030

La Figure 37 montre les clarifications (ici en rouge) qu'il est nécessaire d'apporter afin d'atteindre l'objectif prévu.

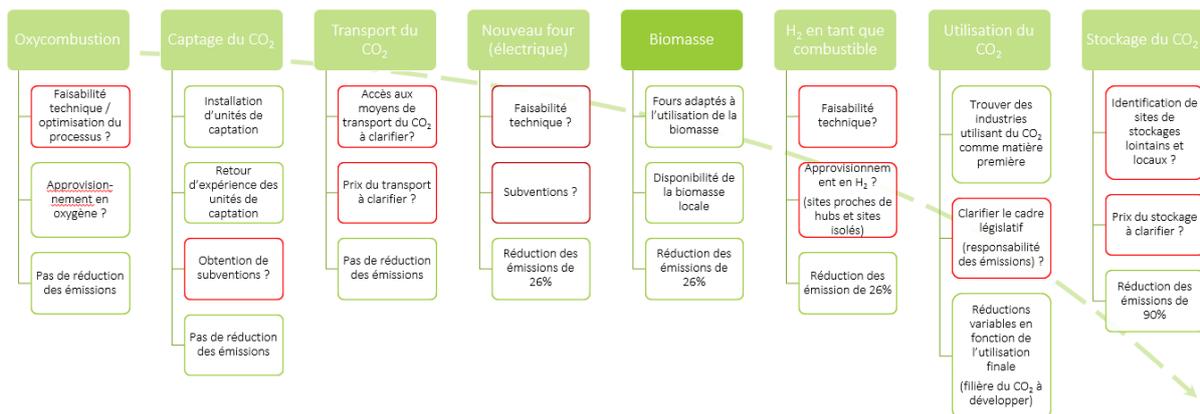


Figure 37: Clarifications nécessaires pour atteindre l'objectif

Comme on peut le voir, alors que certains process sont encore en cours de développement (Oxycombustion, four électrique, H₂ en tant que combustibles), d'autres dépendent plus de l'obtention de subventions pour financer le projet. Un autre point important à clarifier est le cadre législatif quant à l'utilisation de CO₂ afin de rendre celle-ci compétitive.

7.2 Solution moyen-terme (2040)

Les différents scénarios pour 2040 sont résumés dans le Tableau 3.

2040	Scénario	Potentiel de baisse des émissions
Scénario bas	<ul style="list-style-type: none"> - Les trois plus grandes usines captent leurs émissions - Les autres producteurs utilisent la biomasse/biogaz 	-51%
Scénario moyen	<ul style="list-style-type: none"> - Les quatre plus grandes usines captent leurs émissions - Les autres producteurs utilisent la biomasse/biogaz 	-54 %
Scénario ambitieux	<ul style="list-style-type: none"> - Les six plus grandes usines captent leurs émissions - Les autres producteurs utilisent la biomasse/biogaz 	-73%

Tableau 3 : Objectif de réduction des émissions pour 2040

La baisse des émissions est représentée dans la Figure 38.

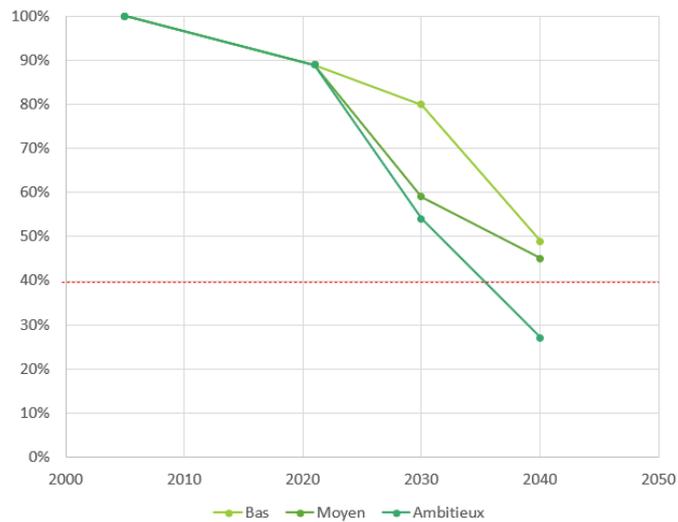


Figure 38: Baisse des émissions de CO₂ d'ici 2040

Pour 2050, on suppose qu'un certain nombre de clarifications auront déjà été faites, notamment concernant la faisabilité technique de certains process (Figure 39).

Feuille de route décarbonation Juin 2023

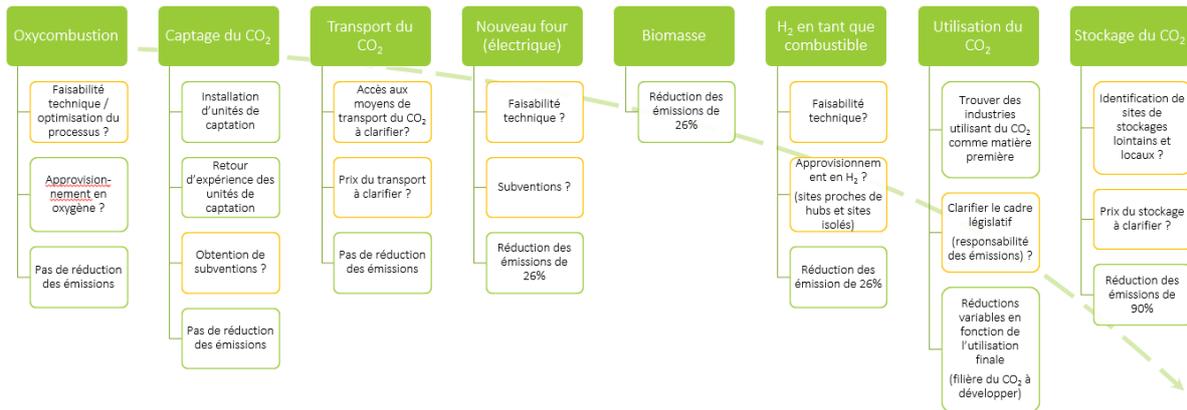


Figure 39: Clarifications à apporter pour atteindre l'objectif de réduction des émissions d'ici 2050

7.3 Solutions long-terme (2050)

L'objectif de 2050 étant la neutralité carbone, il est nécessaire que toutes les usines captent leur CO₂ d'ici là, comme la montre la Figure 40.

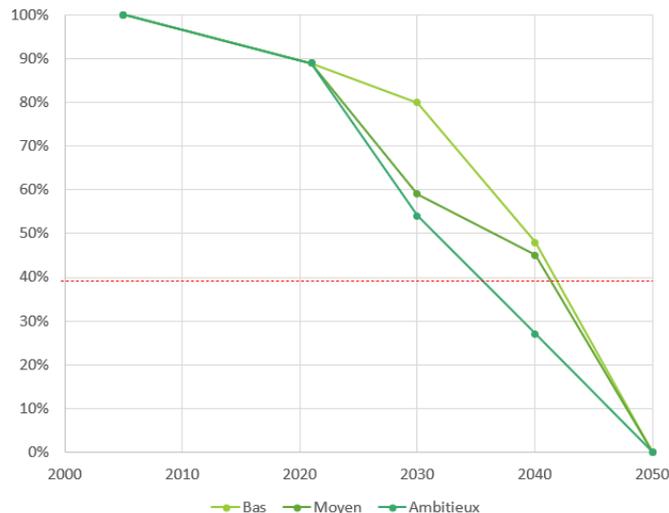


Figure 40: Baisse des émissions CO₂ d'ici 2050

L'atteinte de l'objectif dépend toutefois de quelques points importants dont le développement des filières CO₂, l'évolution des filières et des marchés avec :

- Obtention de subventions pour les grands ET moyens producteurs de chaux
- Clarification du cadre législatif sur le stockage
- Possibilités de stockage
- Clarification du cadre législatif sur l'utilisation du CO₂
- Infrastructure nécessaire (transport du CO₂, H₂) existante
- Accès aux ressources (biomasse, biogaz, électricité, H₂, ...)
- Amélioration de l'efficacité du captage
- Baisse des coûts de captage, transport, stockage,

7.4 A retenir

- 
- L'objectif est la neutralité carbone de la filière en 2050
 - Un grand nombre de décisions stratégiques dépendent d'un cadre législatif qui doit être clair
 - Transport du CO₂
 - Stockage en France ou à l'international
 - Clarification du « statut » du CO₂ utilisé pour le CCU
 - Une infrastructure d'approvisionnement en « nouveaux combustibles » doit être développée
 - Afin de maintenir la concurrence, il est important d'inclure les plus petits émetteurs dans les décisions d'accord de subventions

Figure 41: A retenir "Feuille de route et scénarii"

8. Conclusion

L'enjeu de la décarbonation de la filière se manifeste à 3 stades/échelons différents (réduction, captage, stockage)

Il n'existe pas de solution standard pour diminuer les émissions de CO₂ dans les sites de production de chaux

Les solutions de réduction dépendent :

- D'un certain nombre de facteurs techniques et financiers gérés par les chaufourniers
- De facteurs décisionnels du ressort de l'Etat
 - Subventions
 - Accès aux sources d'énergie (électricité, H₂, biomasse)
 - Stratégie de transport du CO₂
 - Stockage du CO₂
- Développement de la filière CO₂
- Evolution/maintien des marchés de la chaux

Les capitaux à investir pour réduire les émissions CO₂ sont énormes et ne peuvent pas être gérés par les sites de production

L'industrie se trouve face à des objectifs ambitieux et des technologies encore peu matures

Ces objectifs engagent des investissements forts et des transformations profondes des process industriels de la filière dans une période économiquement difficile avec une production stagnante.

Donc ces investissements risquent d'engendrer des augmentations du prix et éventuellement une baisse de marché encore plus importante.

Malgré tout, la filière se veut volontaire et engagée, mais au vu des décisions coûteuses et sur le long terme, les choix doivent se faire de manière éclairée avec la R&D est en train d'avancer sur un mix de solutions, adapté à chaque cas.

Il est nécessaire que l'État soit flexible sur les délais et les solutions possibles. De même, en subventionnant les gros émetteurs sur des périodes longue, alors que les technologies ne sont pas encore disponibles pour les émetteurs moins polluants, il faudra veiller à ce que ne s'instaure pas une distorsion de concurrence entre les industries d'un même secteur et que les appels d'offres publics tiennent compte des stades d'évolution intermédiaires.

De plus, nous tenons à souligner que l'industrie de la chaux reste soumise à la fragilité des autorisations d'exploitation accordées d'une manière générale aux carrières. Bien que fournisseurs de filières d'importance vitale, nous ne bénéficions pas d'un statut de site d'intérêt public majeur et les arrêtés d'autorisation d'exploitation restent à la merci d'attaques pouvant remettre en cause le fonctionnement et l'existence d'un site. Les investissements lourds et nécessaires à venir ne peuvent s'envisager que dans le cadre d'une pérennité assurée de nos sites. Aussi, un classement de nos gisements en gisement d'intérêt public majeur ou stratégique avec une durée d'autorisation portée à 50 ans permettrait un engagement fort et durable des acteurs de la chaux.