



Stockage d'hydrogène en cavités salines

Quentin BÉROUD
Paul CARON
Reda CHLIEH
Simon DELTOUR
Mathieu GOMEZ
Brunelle GROSSMANN
Félix LARRUE
Clément LOISEAU
Talissa MATHIEU
Louis PALETTA
Ugo PÉLISSIER
Arthur PIGNET
Antoine SECHER
Nicolas VALADE

Encadré par : Isabelle THÉNEVIN et Faouzi HADJ-HASSEN



Remerciements

La réalisation de ce rapport a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre reconnaissance.

Tout d'abord, nous souhaiterions remercier tout particulièrement Faouzi HADJ-HASSEN et Isabelle THÉNEVIN qui ont porté ce MIG durant ces trois semaines, en faisant preuve de disponibilité et surtout de précieux conseils qui ont contribué à construire notre réflexion.

Nos remerciements les plus sincères vont aussi à Emmanuel LEDOUX, pour nous avoir accompagnés dans nos mini-projets, Rodrigo RIVERA TINOCO (CES MINES PARISTECH) pour la thermodynamique des installations de surface et l'évaluation économique, Frédéric GHYS, Rostand NGAMENI, Grégoire HÉVIN et Floriane LOUVET (STORENGY) pour nous avoir expliqué les techniques actuelles de stockage souterrain, Simon JALLAIS (textscAirLiquide) pour nous avoir introduits à la distribution de l'hydrogène, Eric GERNOT (AREVA H₂GEN) pour nous avoir présenté l'électrolyse PEM, Pierre BÉREST (École Polytechnique), pour nous avoir partagé son expertise sur les cavités salines, Lionel PÉRRETTE (DREAL) pour la réglementation liée à l'utilisation et le stockage d'hydrogène, Didier DALMAZZONE (ENSTA PARISTECH) pour les travaux actuels de recherche autour de l'hydrogène, Murad ABUAISHA et Jérôme CORVISIER (Centre de Géosciences MINES PARISTECH) pour les modélisations numériques et l'étude géochimique. Ils nous ont éclairés dans l'analyse des différents aspects abordés dans ce rapport, avec beaucoup de disponibilité. Nous souhaiterions aussi mentionner Valérie LENGART (ISIGE) et Corinne LE CAIGNEC (MEDD) et leur témoigner notre gratitude pour leur contribution sur le développement durable en lien avec le métier d'ingénieur généraliste.

Résumé

Au cours des dernières années, la transition énergétique a conduit à l'émergence de plusieurs concepts de stockage massif d'énergie, ayant pour objectif principal de résoudre le problème d'intermittence posé par les énergies renouvelables, qu'elles soient basées sur les ressources solaires ou sur l'éolien. Parmi les solutions avancées, le stockage d'hydrogène en cavité saline fait depuis peu l'objet d'une attention toute particulière, ses quatre principales applications - Power to Power, Power to Mobility, Power to Industry et Power to Gas - faisant de l'hydrogène une énergie propre.

Ce document a pour objectif d'étudier l'intégration de l'hydrogène dans la transition énergétique, en évaluant la viabilité actuelle de certains scénarios de stockage.

Des configurations de stockage sont sélectionnées, et les dimensions et paramètres thermodynamiques des cavités salines impliquées sont prédéterminés. Certains de ces scénarios sont ensuite validés, sur la base de considérations thermodynamiques, à l'aide du logiciel de modélisation des cavités DEMETHER . La création et l'exploitation d'une cavité saline sont examinées. Des sites potentiels de stockage en France et en Europe sont identifiés, sur la base de critères géologiques et économiques, tout en tenant compte de l'impact environnemental et de l'acceptabilité sociale des projets. Une étude économique est enfin proposée, visant à examiner la rentabilité du stockage pour chacun des scénarios.

Les sites retenus sont principalement situés dans le sud-ouest de la France ainsi que sur une bande géologique partant de la Méditerranée jusqu'aux Pays-Bas comprenant les cavités salines déjà existantes de Manosque et d'Étrepas. Notre étude met en évidence la compétitivité du stockage pour la mobilité ainsi que son intérêt potentiel pour l'industrie dans un contexte d'augmentation de la taxe carbone. En revanche, les configurations visant à la production d'électricité et de gaz de synthèse sont très peu compétitives dans l'état actuel des avancées technologiques et des conditions économiques.

Abstract

Over the last few years, the energy transition context has led to the emergence of several massive energy storage concepts aiming particularly at solving the uncontrollable intermittency problem that characterizes renewable energies based on wind, solar, or both resources. Among these concepts, hydrogen storage in salt caverns has recently attracted more attention, since its four main applications - Power to Power, Power to Mobility, Power to Industry and Power to Gas - help transform hydrogen into a clean energy.

This paper aims at studying hydrogen's integration into the energy transition, by evaluation the current viability of several storage scenarios.

Some storage scenarios are selected and the dimensions and thermodynamic parameters of the salt cavern involved are predetermined. Several of these scenarios are then validated, based on thermodynamic considerations, thanks to DEMETHER , a modeling software of salt caverns. The cavern's creation and exploitation are examined. Potential storage sites in France and Europe are identified, based on geological and economic considerations, while the projects' environmental impact and social acceptance are taken into account. An economic study is finally proposed for examining the financial viability of each scenario.

The sites we selected are mainly located in the South West of France, as well as on a geological band from the Mediterranean sea to Holland. They include existing salt caverns in Manosques and Etrez. Our study shows the storage is financially viable when used for mobility, and showcases its potential asset for industry if carbon taxes are increased. However, Power to Power and Power to Gas scenarios are not competitive in the state of technical advances.

| | |
|---|-----------|
| Introduction générale | 1 |
| 1 Contexte général de l'étude | 2 |
| 1.1 Intérêt de l'hydrogène | 2 |
| 1.2 Caractéristiques et usages de l'hydrogène | 3 |
| 1.3 Intérêt du stockage dans le sel | 5 |
| 1.4 Objectif de l'étude | 7 |
| 2 Configurations de stockage | 8 |
| 2.1 Besoins spécifiques de chaque application | 8 |
| 2.2 Thermodynamique H ₂ | 9 |
| 2.3 Principe de dimensionnement | 10 |
| 2.4 Validation thermodynamique | 11 |
| 3 Réalisation et exploitation de l'installation | 15 |
| 3.1 Lessivage et conversion de cavité | 15 |
| 3.2 Installations de surface | 18 |
| 4 Sélection de sites en France et en Europe | 20 |
| 4.1 Réglementation générale (France) | 20 |
| 4.2 Sites potentiels | 22 |
| 5 Faisabilité économique | 26 |
| 5.1 Principe général | 26 |
| 5.2 Données de calcul | 26 |
| 5.3 Applications | 27 |
| 5.4 Analyse SWOT | 30 |
| Conclusion générale | 31 |
| Annexe | 32 |
| A Compte rendu des visites | 33 |
| A.1 Visite AIRLIQUIDE | 33 |
| A.2 Visite AREVA H ₂ GEN 2 | 35 |
| A.3 Visite STORENGY | 36 |
| A.4 Visite DREAL-BOURGOGNE | 38 |
| A.5 Visite GEOSTOCK | 40 |
| A.6 Visite ENSTA PARISTECH | 42 |
| B Contexte générale de l'étude | 43 |
| B.1 Applications de l'hydrogène | 43 |
| B.2 Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique | 44 |
| B.3 Géologie du sel | 45 |

| | | |
|----------|--|------------|
| C | Configuration de stockage | 47 |
| C.1 | Thermodynamique de l'hydrogène | 47 |
| C.2 | Hypothèses simplificatrices dans la cavité | 49 |
| C.3 | La rhéologie | 49 |
| C.4 | Résultats détaillés des simulations sur DEMETHER | 55 |
| D | Réalisation et exploitation de l'installation | 64 |
| D.1 | Lessivage | 64 |
| D.2 | Mise en gaz | 66 |
| D.3 | Installations de surface | 69 |
| D.4 | Turbine | 73 |
| D.5 | Loi de Saberian | 76 |
| D.6 | Programme | 78 |
| E | Sélection de sites en France et en Europe | 82 |
| E.1 | Procédure réglementaire | 82 |
| E.2 | Démarche pour l'analyse préliminaire des risques | 86 |
| E.3 | Acceptabilité sociétale | 90 |
| E.4 | Choix du site | 92 |
| F | Faisabilité économique | 105 |
| F.1 | Calcul économique | 105 |
| F.2 | Application | 105 |
| | Bibliographie | 108 |

Dans un contexte de réchauffement climatique et de développement des énergies renouvelables intermittentes, notamment électriques, il devient nécessaire de mettre en place des intermédiaires énergétiques pouvant être stockés, afin de répondre en tout temps à une demande énergétique à la fois globalement croissante à long terme et fortement variable à courte échelle. L'hydrogène¹ peut ainsi devenir une solution majeure pour le mix énergétique de demain, en rendant possible le stockage à grande échelle des énergies renouvelables, permettant ainsi de rendre crédible un monde où cette molécule viendrait se substituer, petit à petit, à l'énergie fossile et à l'énergie nucléaire pour combler les intermittences du solaire et de l'éolien. En effet, les propriétés de l'hydrogène portent à le considérer comme une des alternatives les plus fiables, notamment grâce à un pouvoir calorifique massique très élevé tout en étant l'élément chimique le plus abondant sur Terre. C'est ainsi que notre étude s'est portée sur cette molécule comme vecteur d'énergie et intermédiaire de stockage.

Un des enjeux majeurs de l'intégration de l'hydrogène dans le mix énergétique est son stockage. Il s'agit d'étudier les conditions de stockage en cavité saline de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau en vue de son utilisation dans quatre différentes configurations : la production d'électricité (Power to Power), la mobilité (Power to Mobility), l'industrie (Power to Industry) et le circuit de gaz (Power to Gas)².

Pour atteindre cet objectif, nous avons commencé par rencontrer durant une semaine des experts dans les différentes thématiques que recouvre ce projet. C'est ainsi que nous avons été à la rencontre d'industriels spécialistes du domaine gazier et du stockage, à Étretz sur le site de stockage de gaz naturel en cavité saline de STORENGY, aux Loges en Josas sur un des sites de recherche d'AIRLIQUIDE et à Rueil-Malmaison chez GEOSTOCK qui est un groupe d'ingénierie international dans le domaine du stockage souterrain d'énergie. Nous sommes également entrés en contact avec la DREAL qui coordonne les autorisations et démarches administratives ainsi que le suivi de ce type d'installation. Nous avons visité l'usine d'assemblage d'électrolyseurs d'AREVA H₂GEN aux Ulis, et enfin nous nous sommes rendus sur la plateforme hydrogène de l'ENSTA PARISTECH à Palaiseau. Ces visites nous ont permis d'appréhender les techniques développées et maîtrisées dans le domaine, ainsi que de découvrir les actuels projets de recherche et leurs perspectives pour les années à venir. L'avis des professionnels du secteur nous a ainsi guidés dans les choix et limitations pratiques auxquels ils sont confrontés.

Pour analyser et comparer les différentes configurations de stockage, nous nous sommes intéressés à la définition des attentes pour chaque configuration, à la validation thermodynamique de la cavité, à la planification du lessivage, au choix des installations de surface, à la sélection des sites en France et en Allemagne, aux critères d'acceptabilité sociale et enfin au calcul de rentabilité économique du projet.

1. L'atome d'hydrogène n'existant pas seul à l'état naturel, il conviendrait de parler de la molécule de dihydrogène. Par commodité nous emploierons la dénomination « hydrogène » dans ce rapport.

2. Nous appellerons ces différentes configuration d'utilisation de l'hydrogène par leur terminologie anglaise usitée dans le monde professionnel.

1.1 Intérêt de l'hydrogène

1.1.1 Quelle place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?

Aujourd'hui, l'hydrogène apparaît déjà comme un pari sur l'avenir pour un nombre croissant de pays : parmi les chefs de file on compte le Japon¹, dans le domaine de la mobilité les États-Unis², la Corée du Sud³ et l'Allemagne⁴.

Il est prévu que d'ici 2050 les demandes en hydrogène viendraient à être multipliées par dix, notamment dans les domaines des transports et de l'industrie (cf. figure 1.1). Dans le but de rendre la France acteur majeur de cette nouvelle dynamique énergétique, le plan HULOT a été mis en place en juin 2018. Il vise à encourager le développement de la filière hydrogène en France, notamment dans la mobilité, en lui dédiant un budget de 100 millions d'euros.

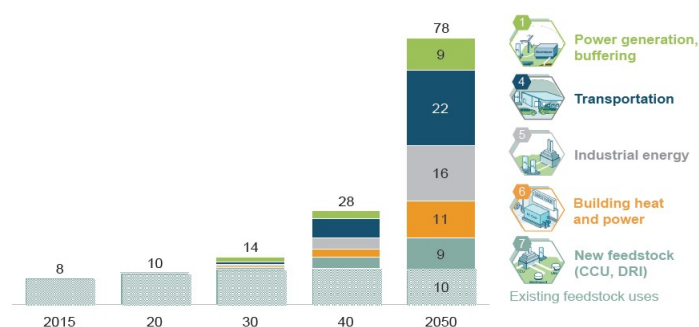


FIGURE 1.1 – Partie de la demande globale d'énergie prise en charge par l'hydrogène, en EJ (*source : Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, Novembre 2017*)

1.1.2 Pourquoi stocker l'hydrogène ?

Le stockage de l'énergie, ainsi que sa distribution dans le réseau sont un point clé pour assurer la viabilité des technologies de productions intermittentes et répondre efficacement aux défis de la transition énergétique. Des profits économiques peuvent par ailleurs être réalisés en achetant l'énergie au moment opportun et en la délivrant lorsque la demande – et donc les prix – sont plus élevés (cf. figure 1.2). Une étude de l'intérêt économique du stockage de ces énergies est fournie au chapitre 5.

Les termes de la problématique de stockage des énergies intermittentes se posent bien sûr différemment, selon que l'on cherche à valoriser une capacité de stockage, la puissance disponible, la durée de stockage, la réactivité ou encore le nombre de cycles acceptables.

1. De la volonté de Shinzo Abe de faire du Japon une « société hydrogène », le pays a massivement investi pour constituer une flotte de véhicules à hydrogène (40 000 en 2018, avec un objectif de 800 000 en 2030). Le pays cherche aussi à développer des fermes à hydrogène pour particuliers. 200 000 Tokyoïtes en sont équipés en 2018.

2. En Californie, berceau du succès des voitures à pile à combustible, on vise la production d'1,5 millions de véhicules d'ici 2030. Au travers du programme AB8 du California Fuel Cell Partnership, 62 stations hydrogène ont vu le jour.

3. La Corée du Sud a investi près de 2 milliards d'euros pour développer sa filière hydrogène.

4. L'Allemagne est le pays historique de l'hydrogène en Europe avec ses industriels engagés sur le sujet (DAIMLER, SHELL, LINDE). Le pays dispose d'une centaine de véhicules et environ 25 stations déployées à ce jour.

En effet, il peut être intéressant de stocker localement et à court terme dans le but de délivrer une grande puissance avec une réactivité de l'ordre de la seconde. C'est le cas des supercondensateurs par exemple. Néanmoins, à grande échelle et à long terme, seul le stockage via le vecteur énergétique hydrogène est efficace (cf. figure 1.3).

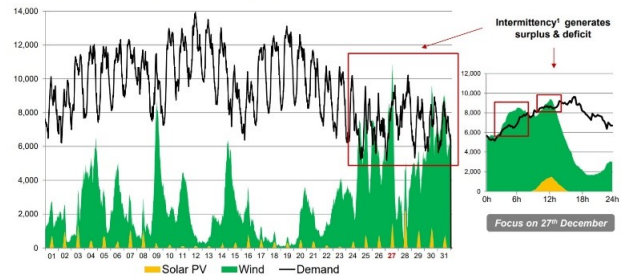


FIGURE 1.2 – Production et demande d'énergie solaire et éolienne en Allemagne en décembre 2012.

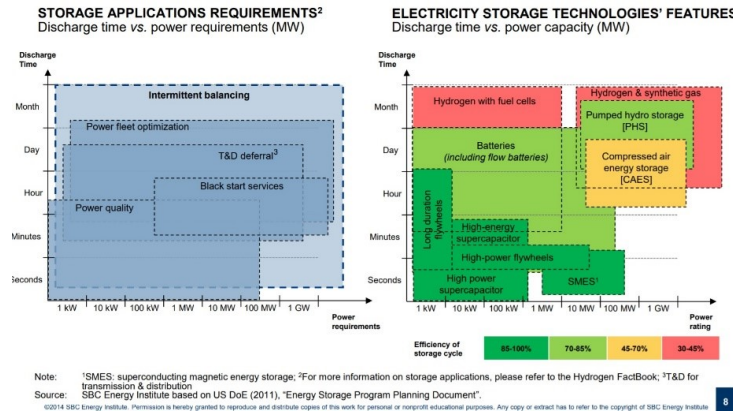


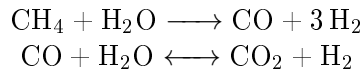
FIGURE 1.3 – Comparaison des technologies actuelles de stockage de l'énergie intermittente

1.2 Caractéristiques et usages de l'hydrogène

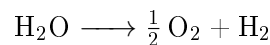
L'hydrogène est un gaz inodore et incolore. Sa taille est largement inférieure à celle du gaz naturel. Dans les canalisations, la molécule de dihydrogène peut se dissocier et les atomes d'hydrogène peuvent s'insérer dans le réseau cristallin du matériau et en fragiliser la structure. Les installations propres au gaz naturel seraient donc potentiellement insuffisantes et nécessiteraient d'être remplacées par des matériaux plus résistants.

Le pouvoir calorifique inférieur est une propriété des combustibles. Il s'agit de la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. Celui de l'hydrogène est deux fois plus élevé que celui des gaz naturels : $PCI(H_2)=121,4 \text{ MJ.kg}^{-1}$ alors que $PCI(\text{gaz naturel})=54,0 \text{ MJ.kg}^{-1}$. L'hydrogène constitue donc un très bon carburant.

L'immense majorité de l'hydrogène mondiale est aujourd'hui produite à partir d'hydrocarbure par le processus de reformage du méthane présent dans le gaz naturel ou dans le biogaz selon la réaction suivante dans le cas du vaporeformage (steam methane reforming ou SMR : réaction avec de la vapeur d'eau) :



Mais c'est bien la production d'hydrogène par électrolyse, actuellement en plein développement, qui va nous intéresser dans le cadre de ce projet. Elle consiste en la production de dihydrogène et de dioxygène à partir d'eau et d'énergie électrique suivant la réaction d'oxydoréduction d'électrolyse de l'eau :



Différentes technologies d'électrolyse existent ou sont en cours de développement, on pourra citer l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à électrolyte solide ainsi que l'électrolyse à haute température.

1.2.1 Application de l'hydrogène

L'hydrogène, n'étant pas une énergie mais plutôt un « vecteur » d'énergie, peut être utilisé dans un large domaine d'applications, notamment dans la **production d'électricité**, la **mobilité**, l'**industrie** et la **distribution de gaz naturel**.

Power to Power : L'utilisation de l'hydrogène dans une pile à combustible ou dans une turbine permet de passer de l'hydrogène à de l'énergie électrique sans aucune émission de CO₂. Toutes les piles à hydrogène sont basées sur la réaction d'oxydoréduction entre l'oxygène, présent à 20 % dans l'atmosphère, et l'hydrogène, pour fournir de l'eau et de l'électricité. Les plus anciennes, dites alcalines, utilisent comme électrolyte un liquide, souvent de la potasse (KOH), mais restent limitées en gamme de puissance et surtout en efficacité. Les piles utilisées aujourd'hui dans les véhicules et pour la production d'énergie sont des piles à électrolyte solide à membrane échangeuse de protons (Proton-Exchange Membrane, PEM), plus chères mais plus efficaces.

Power to Mobility : D'ici 2050, le projet européen « Roadmap 2050 » vise à une neutralité carbone et prévoit ainsi une diminution de 80% de l'émission des gaz à effet de serre, dont notamment 95% dans le secteur du transport routier. L'hydrogène est donc très intéressant pour répondre à ce défi. Actuellement utilisé pour des flottes, dites captives, telles que des chariots élévateurs, des bus, ou des taxis parisiens, l'hydrogène est un excellent carburant, propre, et semble être une alternative plus propre au stockage d'énergie par batterie pour les véhicules électriques. Il s'agit concrètement d'installer une pile à combustible, utilisant l'air ambiant et l'hydrogène transporté à très haute pression (350 ou 700 bars) dans le véhicule, pour fournir l'électricité nécessaire au fonctionnement de son moteur électrique. Le faible temps de rechargement (3 min pour un plein) et la grande autonomie avec un poids et un encombrement diminués en font une solution compétitive face aux véhicules électriques.

Power to Industry : L'hydrogène est principalement utilisé par les raffineries, pour la désulfuration du pétrole, mais aussi dans la production d'électronique, de verre ultra plat, en métallurgie et dans l'industrie alimentaire. Au total les industries consomment 1 million de tonnes de dihydrogène par an en France et 61 millions de tonnes par an dans le reste du monde (source : ministère de la Transition écologique et solidaire, Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, 1er juin 2018).

Power to Gas : Le « Power to Gas » consiste en une réinjection du H₂ dans le réseau gaz, ou en une transformation en méthane en recyclant le CO₂ industriel. L'hydrogène produit par électrolyse peut aussi être transformé en méthane, par ajout de CO₂ industriel. Ceci permet une revalorisation des gaz à effet de serre produits industriellement.

1.2.2 Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique

Au mois de juin 2018, le ministre d'état de la transition écologique et solidaire a présenté un plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique qui vise à faire de la France un leader mondial de cette technologie. L'objectif recherché est que 10 % d'hydrogène soit produit à base de sources renouvelables à l'horizon 2023.

La filière française est en avance et compte de nombreux industriels de premier rang mondial, présents sur toute la chaîne de valeur. Le plan de déploiement de l'hydrogène veut donc capitaliser sur ces atouts pour développer les avantages industriels français et préparer le déploiement massif de cette molécule indispensable à la transition énergétique. Le plan de déploiement de l'hydrogène est organisé autour de 3 grands axes :

- Créer une filière industrielle décarbonée en assurant la mise en évidence de l'impact environnemental de l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre, ce qui permettra de différencier l'hydrogène en fonction de son mode de production

- Développer des capacités de stockage des énergies renouvelables en lançant rapidement des expérimentations dans les territoires isolés. Les électrolyseurs sont en mesure d'apporter immédiatement des services aux réseaux électriques et un débouché supplémentaire au développement des énergies renouvelables.

- Développer des solutions zéro émission pour les transports routiers, ferrés et fluviaux en déployant des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels. Le gouvernement vise 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023.

1.3 Intérêt du stockage dans le sel

1.3.1 Caractéristiques du sel

Nature chimique du sel : Le sel, de formule chimique NaCl (chlorure de sodium), aussi appelé halite, est un minéral sédimentaire. Il s'agit d'une ressource qui est exploitée depuis très longtemps, notamment pour l'alimentation humaine, la conservation des aliments, le déneigement, la chimie, et plus récemment en utilisation indirecte pour le stockage en cavité saline. Le sel est très abondant sur Terre ; on le retrouve majoritairement dans les océans (la salinité des océans s'évalue à 35 g.L^{-1}) ainsi que dans le sous-sol des continents. Ce minéral présente plusieurs intérêts pour le stockage :

- il est **inerte** vis à vis des produits que l'on cherche à stocker (dans notre cas de l'hydrogène) ;
- il est **soluble dans l'eau**, ce qui facilite la création de cavités ;
- sa perméabilité est très faible, ainsi que sa porosité, d'où une excellente **étanchéité**.

La géologie du sel : Plus précisément, le sel est une évaporite, i.e. un sédiment d'origine chimique issu de la précipitation d'une solution aqueuse. La formation d'un gisement salifère dépend de facteurs climatiques (température, précipitations), géométriques (tectoniques), eustatiques (épaisseur de la couche d'eau) et de la nature des apports provenant de la surface terrestre.

En fonction de l'évolution géologique, on retrouve le sel à de grandes profondeurs (pour Etrez, le sel s'est formé il y a 35 millions d'années et s'enfonce entre 1200m et 1900m). Il se présente généralement sous forme de **couches horizontales**. Néanmoins, il existe également le phénomène dit d'halocinèse qui conduit la formation de **dômes de sel**.

Les insolubles : On appelle insolubles les minéraux présents dans la couche de sel qui ne se dissolvent pas dans l'eau. Il s'agit souvent de marne et d'argile (l'anhydrite est un cas plus particulier, cf. Annexe B.3). La présence d'insolubles est due, au moment de la formation du sel, à un apport soudain de sédiments terrigènes. On retrouve ces insolubles dans la couche géologique de sel, dans des proportions variables (15% du volume en moyenne). Ils peuvent gêner la création des cavités par lessivage, et sont donc à prendre en compte dans l'étude préalable.

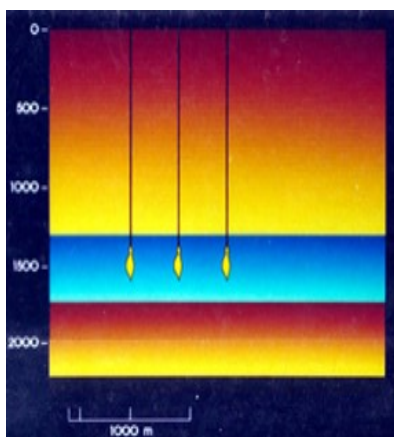


FIGURE 1.4 – Sel en couche

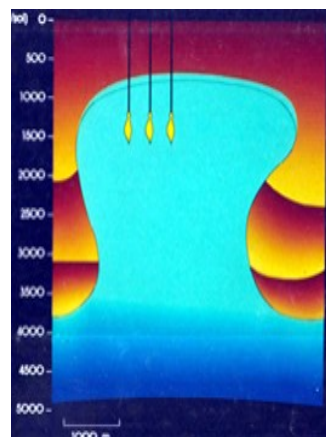


FIGURE 1.5 – Sel en dôme

1.3.2 Comparaison avec d'autres types de stockage souterrain

Il existe quatre types de stockage souterrain de gaz dans le monde. Le tableau 1.1 décrit chaque mode de stockage et indique ses avantages et inconvénients.

TABLE 1.1 – Avantages et inconvénients des différents types de stockage

| | Description | Avantages | Inconvénients |
|-------------------------|--|--|--|
| Cavités salines | Lessivage d'une couche de sel créant une cavité souterraine | <ul style="list-style-type: none"> — Propriétés du sel — Un seul forage nécessaire — Abondance du sel — Simplicité de la technique | <ul style="list-style-type: none"> — Volumes stockés plus petits qu'en aquifère — Temps de lessivage important |
| Aquifères | Stockage dans une roche poreuse de forme anticlinale et ayant un toit étanche | <ul style="list-style-type: none"> — Très grands volumes en jeu (de l'ordre du milliard de m^3) | De nombreux forages nécessaires |
| Gisements déplétés | Gisement de gaz ou d'hydrocarbures épuisés dans une structure géologique identique à celle des aquifères | <ul style="list-style-type: none"> — Réservoir naturel fiable — Géologie déjà connue — Équipements déjà en place | Pas très répandus sur les continents |
| Cavités minées revêtues | Cavités creusées dans la roche par des techniques minières entre 70m et 200m de profondeur | Utilisable en l'absence des autres possibilités de stockage | <ul style="list-style-type: none"> — Technique coûteuse (excavation, pose du liner) — Technique plutôt récente |

1.3.3 Création d'une cavité par lessivage

Le lessivage est une technique, aujourd'hui maîtrisée, qui consiste à injecter de l'eau par passes successives dans un forage atteignant une formation de sel, pour dissoudre ce sel et obtenir une cavité. En pratique, ce procédé coûte entre 60 et 150 euros par mètre cube creusé, dure au moins 2 ans et demi, et souvent plus de 4 ans. La taille des cavités est variable et peut aller de 50 000 m^3 à presque un million de m^3 . Aujourd'hui, les cavités sont cylindriques (pour maximiser le volume), avec un toit en

forme de voûte qui permet une bonne tenue mécanique. Elles sont en outre situées à plusieurs centaines de mètres de profondeur..

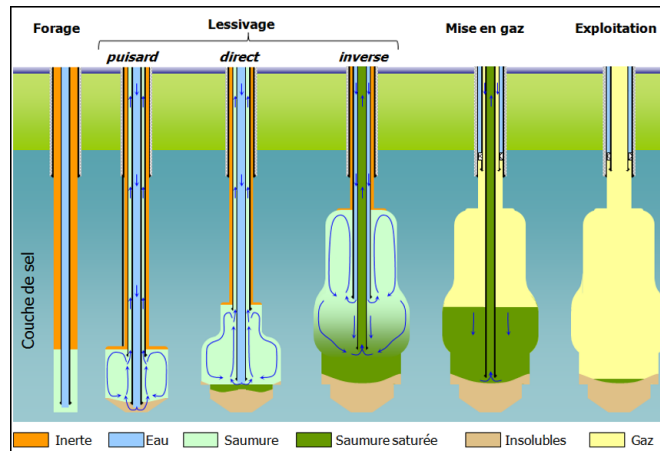


FIGURE 1.6 – Différentes phases de création et d'exploitation d'une cavité

1.4 Objectif de l'étude

Les caractéristiques du sel mises en évidence dans le paragraphe précédent en font un excellent candidat pour le stockage d'hydrogène à haute pression. Plusieurs questions se posent, à commencer par le dimensionnement des cavités en fonction de l'application à laquelle elles répondent et de la profondeur à laquelle elles sont créées. Le cahier des charges ainsi dressé est validé thermomécaniquement par la simulation du cyclage injection/soutirage sur toute la durée de vie de la cavité. S'en suit alors la modélisation de son lessivage, afin d'en étudier les contraintes et la faisabilité. Après un tri pour ne garder que les cavités admissibles, il est question de sélectionner et de simuler les installations thermodynamiques de surface associées au stockage et à l'application industrielle étudiée. En parallèle, des sites de possible implantation de stockage sont cherchés en France et en Europe, en prenant en compte des critères d'acceptabilité sociétale et environnementale. L'étude se termine alors par un volet réglementaire et un calcul de faisabilité et de rentabilité économique.

Une fois les solutions retenues et les prévisions économiques définies, il reste à comparer l'efficacité du processus de stockage de l'hydrogène en cavité saline pour les quatre configurations vis-à-vis de ses solutions concurrentes, suivant des critères de capacité, de réactivité, de coût, de durée de vie et de rendement lorsque ceux-ci sont pertinents.

Configurations de stockage

2.1 Besoins spécifiques de chaque application

Nous nous sommes principalement intéressés à quatre configurations de stockage, basées chacune sur différents besoins.

Power to Power (P2P) : La première configuration est celle du « Power to Power (P2P) », qui correspond à un stockage d'hydrogène en période de trop forte production d'électricité par rapport à la demande, dans l'optique de produire à nouveau de l'électricité (turbines ou piles à combustible) lorsque la demande augmente grandement.

Comme on peut le voir dans les figures 2.1 et 2.2 ci-après, les périodes de fortes consommations s'accompagnent aussi d'une augmentation du prix de marché de l'électricité, ce qui est cohérent d'un point de vue économique et de rentabilisation vis à vis de cette configuration. On voit également que deux pics, de consommation et de prix, reviennent souvent chaque jour, dans la matinée et dans l'après-midi

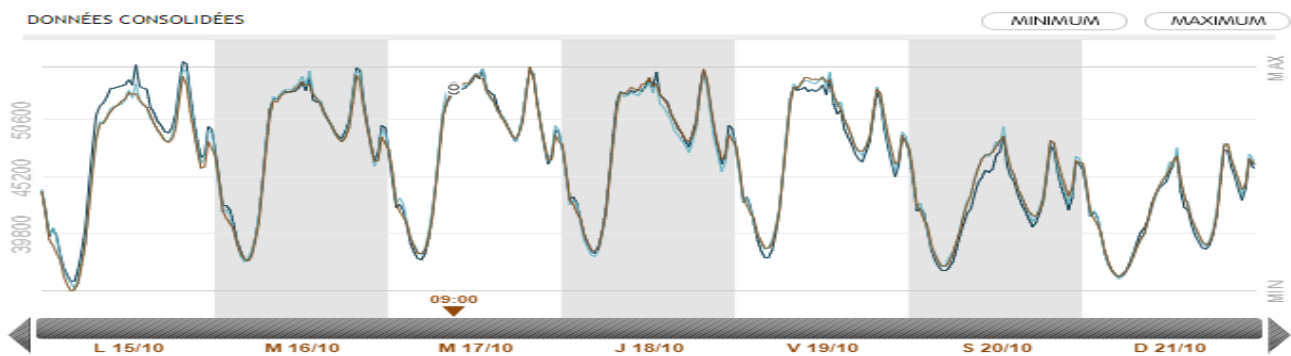


FIGURE 2.1 – Consommation d'électricité (en MWh) en France du lundi 15 octobre au dimanche 21 octobre 2018 (source : RTE)

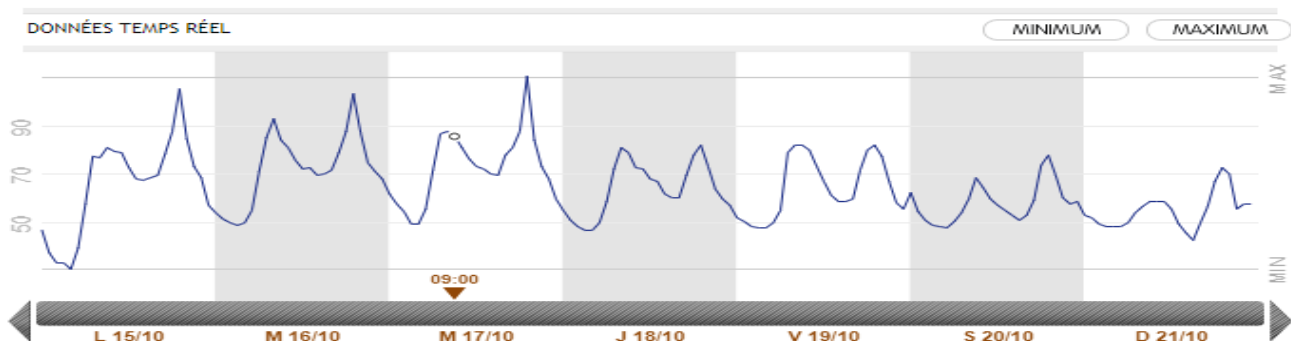


FIGURE 2.2 – Prix de marché de l'électricité en France du lundi 15 octobre au dimanche 21 octobre 2018, (en €/MWh) (source : RTE, SPOT EPEX SE)

Nous nous intéressons donc concrètement à une ville moyenne ayant une consommation de 200 MWe d'électricité, et les créneaux de production d'électricité sont choisis là où la demande est grande : de 7h

à 11h et de 17h à 21h. Le cyclage est donc quotidien et rapide, avec 8h de soutirage et 16h d'injection. Une autre variante serait un cyclage de 1 semaine/1 semaine ou encore 6 mois/6 mois (alternance injection/soutirage) pour cette même ville.

Power to Mobility (P2M) : La deuxième configuration du « Power to Mobility (P2M) » correspond à un cyclage quotidien lent, avec 12h de soutirage et 12h d'injection (par exemple injection le soir et soutirage en journée en suivant la même logique que plus haut). Ce cyclage vise à répondre à un besoin de 310 tonnes d' H_2 par jour pour un marché allemand avec les estimations suivantes, précisées dans la table 2.1. Un cyclage sur 1 semaine/1 semaine ou 6 mois/6 mois a également été examiné.

TABLE 2.1 – Consommation d'hydrogène du marché allemand visé en t_{H_2}/j

| Allemagne | Ferroviaire | Station de Ravitaillement en Hydrogène | Bus | Camions | Total |
|-----------------------|-------------|--|------|---------|------------|
| Nombre | 10 | 300 | 500 | 1000 | - |
| Consommation(T/jours) | 10 | 0.5 | 0.04 | 0.04 | - |
| Total(T/j) | 100 | 150 | 20 | 40 | 310 |

Power to Industry (P2I) : La configuration du « Power to Industry (P2I) » quant à elle vise à produire de l'hydrogène pour des industriels (raffineries, industries chimiques...). La situation retenue est celle où, après une catastrophe naturelle, la cavité remplace une usine à l'arrêt de production d'hydrogène par reformage, avec un débit de 100 000 Nm^3/h , en attendant que l'usine soit relancée. La durée de reprise de son activité a été fixée à une semaine, et ce soutirage est répété 2 ou 3 fois par an dans le pire des cas.

Power to Gas (P2G) : Enfin, la dernière application étudiée est la production d'hydrogène pour une éventuelle distribution à faible proportion dans le réseau de gaz naturel français, ou encore pour une production de gaz de synthèse par méthanation, qui nécessite du CO_2 éventuellement recyclé à partir de CO_2 industriel. L'idée est alors de soutirer de l'hydrogène pendant 6 mois de forte demande (hiver), et de l'injecter pendant 6 mois de demande diminuée (été), ce qui définit un cyclage saisonnier.

2.2 Thermodynamique H_2

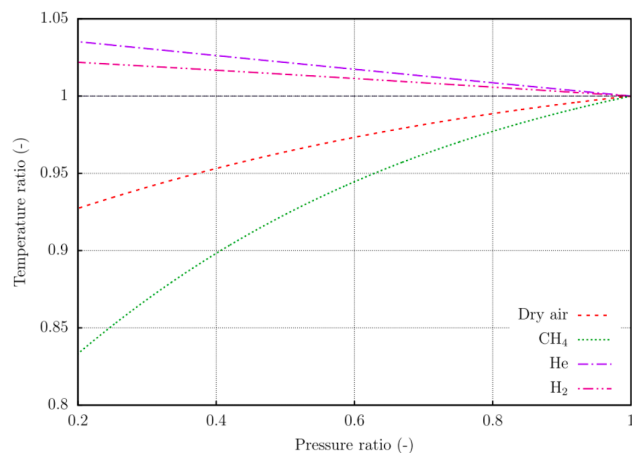


FIGURE 2.3 – Évolution du ratio de température T/T_0 en fonction du ratio de pression p/p_0 durant une détente isenthalpique de $p_0 = 22$ MPa et $T_0 = 40^\circ C$ à $p = 0.2 \times p_0$

L'effet de Joule-Thomson est un phénomène au cours duquel la température d'un gaz réel varie lors d'une expansion isenthalpique. Pour une pression donnée, un gaz possède une **température d'inversion** de Joule-Thomson, au-dessus de laquelle l'expansion occasionnera une augmentation de la température, et au-dessous de laquelle elle occasionnera une diminution de la température du gaz.

Lors d'une expansion isenthalpique, le rapport entre la variation de température ΔT et la variation de pression ΔP est appelé **coefficient de Joule-Thomson** μ_{JT} :

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H$$

Comme le montre la figure 2.3, l'hydrogène subit une augmentation de sa température lors d'une détente isenthalpique. Contenu de la faible variation de cette température nous considérons le dihydrogène comme un gaz parfait dans les calculs préliminaires de configuration de stockage.

Enfin, nous avons mené une brève étude de la réactivité éventuelle entre l'hydrogène, le sel et les insolubles. Les problèmes soulevés ont été : l'apparition de sulfure d'hydrogène (H_2S), la diminution du pH qui en résulte, susceptible d'entraîner une dégradation du sabot, la précipitation de sel au fond de la cavité lors de l'équilibre des phases et la répartition de l'hydrogène dans la cavité. Nous avons conclu que l'apparition de sulfure d'hydrogène était faible, et des stations de désulfuration (sur charbon actif) existent déjà, comme nous avons pu le voir à Etrez STORENGY . En revanche, la diminution de pH et la précipitation de sels sont négligeables et ne poseront aucun problème supplémentaire.

2.3 Principe de dimensionnement

2.3.1 Dimensionnement des configurations de stockage

Dans un premier temps, il est nécessaire d'avoir un ordre de grandeur des dimensions et des caractéristiques de chaque configuration de stockage en fonction de l'application. Les choix retenus dans cette section seront ensuite validés par une étude thermodynamique plus spécifique à l'aide d'un logiciel particulier.

Principe du dimensionnement : Le principe est de déterminer pour chaque application les grandeurs et paramètres suivants, pour une profondeur donnée de la cavité :

- Le volume de la cavité
- Une plage de pressions maximale et minimale dans la cavité
- La puissance électrique de l'électrolyseur
- La masse totale de H_2 soutirée au cours d'un cycle
- La masse coussin perdue dans la cavité ¹
- Le diamètre minimal du tube de soutirage

Le dimensionnement général de la cavité repose alors sur des hypothèses simplificatrices.

Le dihydrogène est considéré comme un gaz parfait. De plus, la température du milieu géologique est supposée constante égale à 300K. Ainsi, la masse volumique du dihydrogène (ρ_{H_2}) est une fonction affine de la pression (P) du gaz d'après la relation des gaz parfaits (où M est la masse molaire du dihydrogène) : $\rho = \frac{PM}{RT}$

Les dimensions de la cavité sont considérées petites devant sa profondeur : il est alors acceptable de considérer une pression lithostatique moyenne (contrainte initiale dans le sel avant la création de la cavité).

Cette pression dépend de la profondeur de la cavité (z) et de la masse volumique moyenne des terrains de recouvrement : $\sigma = \rho gz$, avec g l'accélération de pesanteur et $\rho = 2200 kg.m^{-3}$.

Les débits de soutirage et d'injection du gaz dans la cavité saline sont constants.

Les électrolyseurs actuels consomment 50 kWh par kilogramme de H_2 produit.

Le cahier des charges fixe également, pour des considérations techniques : des extrema de pression du gaz dans la cavité compris entre 20% et 80% de la pression lithostatique et une variation ne dépassant pas 15 bars/h, une variation de pression dans les turbines inférieure à 4 MPa, et une vitesse maximale du gaz dans le tube de soutirage de 15 m/s .

Le schéma ci-dessous illustre la modélisation simple du problème qui a été faite. Celle-ci est légèrement différente dans le cas Power to Power car une puissance électrique est imposée en sortie et non un

1. Masse de gaz restante dans la cavité quand la pression est minimale.

débit de soutirage de H₂. On s’y ramène néanmoins en considérant le PCI du gaz, et on associe alors le débit à une puissance thermique potentielle.

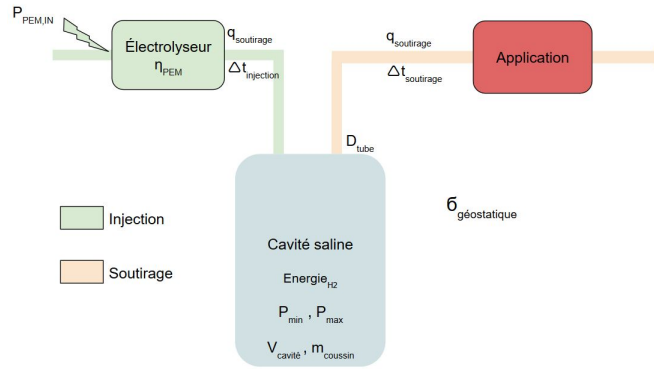


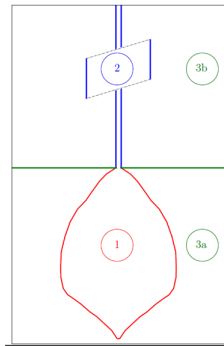
FIGURE 2.4 – Modélisation première de la configuration de stockage

Dimensionnement pour chaque configuration : Pour chaque application de stockage d’hydrogène, nous avons dimensionné les paramètres pour trois profondeurs respectives : 350, 800 et 1300 mètres.

2.4 Validation thermodynamique

2.4.1 Présentation du problème

On considère une cavité saline, déjà lessivée et en activité, on la décompose en plusieurs entités :



- 1 - Cavité
- 2 - Puits
- 3a - Massif autour du puits
- 3b - Massif autour de la cavité

Au vu de la complexité du problème nous allons nous concentrer uniquement sur les échanges dans le système { cavité + massif }, effectuer plusieurs hypothèses simplificatrices et utiliser des outils informatiques pour calculer les variables thermodynamiques du système

L’objectif recherché est de connaître l’évolution des variables thermodynamiques du système pour valider des modèles de cavités associés à des cycles d’exploitation particuliers.

Thermodynamique dans le gaz : Bien que dans la cavité puissent cohabiter plusieurs espèces (saumure, gaz, vapeur), par souci de simplification, on suppose que seul le gaz est présent. On dispose alors de trois lois constitutives pour caractériser le gaz stocké.

Ces lois permettant de connaître dans l’ordre le champ de densité ρ , des vitesses u et de la température T . La pression est calculée en utilisant la loi d’état du gaz réel.

Thermodynamique dans le solide : Le massif est supposé homogène, infini et composé de sel gemme. Les comportements mécanique et thermique sont couplés.

Thermodynamique de l'ensemble {gaz + massif} : La figure 2.5 rend compte des échanges à l'interface solide-fluide :

La quantité de gaz dans la cavité est uniquement dépendante des injections et soutirages car on suppose que le sel gemme est imperméable au gaz. Cependant ces derniers entraînent des variations du volume de la cavité par le fluage du sel. Il y a de plus des échanges thermiques à l'interface solide-fluide

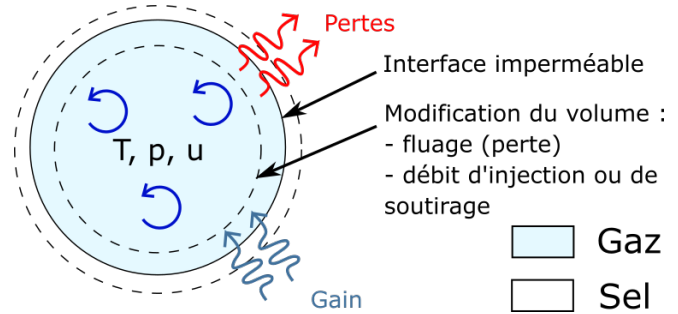


FIGURE 2.5 – Thermodynamique de la cavité

Le sel, comme toutes les roches, résiste peu à la traction. Par sécurité, nous ferons dans la suite l'hypothèse que le sel ne résiste pas à la traction.

Les essais de compression triaxiale permettent de déterminer les paramètres élastiques du sel à travers des cycles charge/décharge. Les valeurs des deux paramètres élastiques retenus pour l'étude (module d'Young et coefficient de Poisson) sont respectivement de 25 000 MPa et 0.25.

Dans le cas de l'essai triaxial, avec une pression de confinement P constante et une contrainte axiale Q , on appelle déviateur de contraintes : $q = Q - P$

Lors d'un essai triaxial, la courbe donnant le déviateur en fonction de la variation relative de volume subit une inversion de tendance avec un volume de l'éprouvette qui commence à augmenter après une première phase de contraction. Ce phénomène, appelé dilatance, résulte de l'endommagement du sel et de l'apparition de microfissures. Le déviateur de contraintes correspondant au point d'inversion est appelé déviateur dilatat.

Les essais en laboratoire sur le sel montrent que le déviateur dilatat augmente avec la pression de confinement. On définit ainsi le critère de dilatance par la relation qui relie le déviateur dilatat à la pression moyenne dans l'éprouvette p : $p = (Q+2P)\div 3$

Dans notre étude, nous avons adopté une relation linéaire simple sous la forme : $q = 1.4p + 4$ (en MPa)

Le fluage du sel est le phénomène physique provoquant sa déformation irréversible différée lorsqu'il est soumis à une contrainte constante pendant une durée suffisante. Pour caractériser ce comportement, on réalise en laboratoire des essais de fluage de compression triaxiale avec des paliers de contraintes et de température.

Au cours d'un essai de fluage, la déformation totale axiale ϵ est décrite mathématiquement comme la somme d'une déformation élastique (de Hooke), d'une déformation viscoplastique (de Lemaitre) et d'une déformation de dilatation thermique, soit :

$$\epsilon = \frac{q}{E} + \left(\frac{q}{K}\right)^\beta \exp\left(-A\left[\frac{1}{T} - \frac{1}{T_r}\right]t^\alpha + \alpha_s(T - T_0)\right)$$

- q est le déviateur de contraintes,
- E est le module d'Young,
- T est la température, T_0 sa valeur initiale et T_r une température de référence,
- α , β , K sont les paramètres de la loi de Lemaitre,
- A rend compte de l'effet de la température sur le fluage du sel via la loi d'Arrhenius,
- t est le temps
- α_s est le coefficient de dilatation thermique.

Nous avons choisi les paramètres :

$$\alpha = 0.3, \beta = 3.24, K = 0.65 \text{ MPa}, A = 2500 \text{ K}, T_r = 303 \text{ K}, \alpha_s = 40.10^{-6} \text{ K}^{-1},$$

Le calcul de la déformation viscoplastique pour $q = 10$ MPa , $T = 328.15$ K, $t = 365$ jours, fournit l'indice de fluage. Dans le cadre de nos hypothèses, cet indice est de 8,4%. Le sel est relativement fluant. Les autres paramètres thermiques retenus pour le sel, conductivité thermique et capacité thermique volumique, sont respectivement de 5.78 W/(m K) et de 2 MJ/(m³ K).

Validation à l'aide du logiciel DEMETHER : Dans le but de valider thermodynamiquement les cavités retenues précédemment, nous avons utilisé le logiciel DEMETHER développé par le centre de Géoscience de MINES PARISTECH , notamment utilisé par STORENGY . Le logiciel permet la résolution numérique des équations physiques précédemment citées grâce à la méthode des éléments finis. Puissant et complet, le logiciel permet de simuler thermomécaniquement une cavité depuis son lessivage. Les paramètres que nous pouvions changer étaient entre autres les paramètres thermodynamiques du gaz, la loi de comportement rhéologique adoptée ainsi que ses paramètres pour le sel choisi, la géométrie de la cavité et le signal de cyclage demandé. À des fins de gain en temps de calcul, nous n'avons pas pris en compte le puits ainsi que le lessivage dans nos simulations, préférant précéder le cyclage par une phase lente de remplissage de la pression de la saumure jusqu'à la pression maximale.

Les critères suivants sont nécessaires à la validation du scénario proposé :

- La pression de la cavité ne doit pas être supérieure à $P_{\max} = 0.8\sigma_0$ et inférieure à $P_{\min} = 0.2\sigma_0$.
- La cavité ne doit pas perdre plus de 20% de son volume sur 30 années d'exploitation.
- La contrainte majeure σ_t ne doit pas être positive (pas de contrainte de traction dans le sel).
- Le critère de dilataance : La contrainte déviatorique doit être inférieure à $q = 1.4p + 4$.

En cas de refus d'une cavité, nous avons cherché à modifier son volume ou son débit de cyclage afin de respecter tous les critères mentionnés.

Le dimensionnement est illustré par la configuration "Power to Industry" pour une cavité de 800 000 m³ à 1300 m de profondeur (débit initial réduit de 0,49 à 0,31 kg/s pendant les 5 mois d'injection et de 2,47 à 1,54 kg/s pendant le mois de soutirage pour cause d'apparition de contrainte de traction).

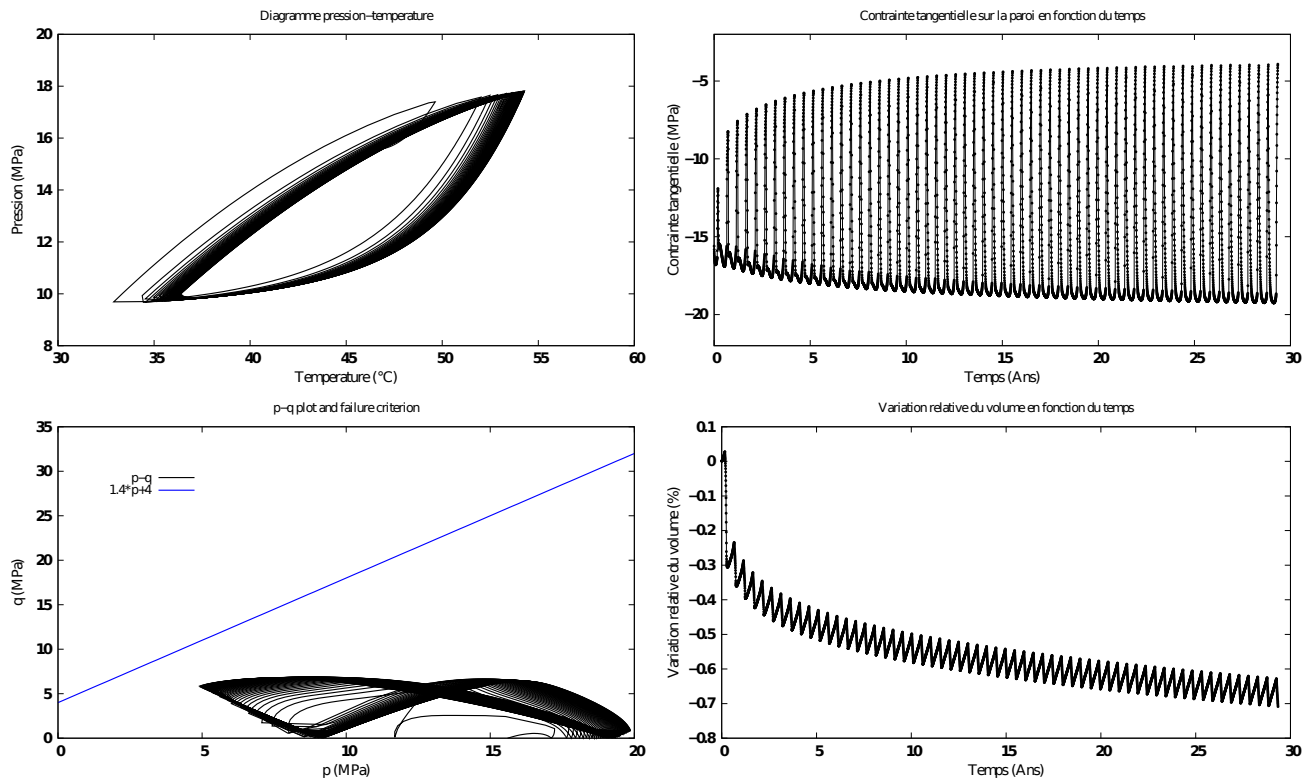


FIGURE 2.6 – Résultats de la cavité exemple

Après analyse des différents graphes produits par le logiciel DEMETHER , la configuration vérifie bien les différents critères cités ci-dessus après modification des débits, elle est donc validée thermomécaniquement.

Résultats retenus

Nous avons effectué de nombreuses simulations pour chaque configuration, avant de trouver la taille de la cavité et les débits qui permettent de satisfaire simultanément tous les critères de viabilité du stockage. Les résultats des simulations numériques correspondant aux configurations admissibles pour chaque applications sont regroupés dans le tableau 2.2 (*Les courbes des simulations conduisant à ces résultats sont regroupées en annexe C.4*) :

TABLE 2.2 – Caractéristiques des différentes configurations de stockage retenues

| Cas | Cas 1 : Power to power | Cas 2: Power to mobility | Cas 3: Power to industry | Cas 4: Power to gas | |
|---|---|--|--|--|---------|
| Scénario | 16 heures (injection) 8 heures (soutirage) | 12 heures (injection) 12 heures (soutirage) | 5 mois (injection) 1 mois (soutirage) | 6 mois (injection) 6 mois (soutirage) | |
| Durée de la simulation (années) | 20 | 20 | 30 | 30 | |
| Profondeur (m) | 800 | 1300 | 1300 | 350 | 1300 |
| Volume cavité (m3) | 60 000 | 116 000 | 800 000 | 100 000 | 300 000 |
| Critère de pression minimale(bar) | 60 | 100 | 80 | 20 | 60 |
| Critère de pression maximale (bar) | 100 | 200 | 180 | 60 | 200 |
| Pression minimale (bar) | 86 | 130 | 95 | 25 | 70 |
| Pression maximale (bar) | 97,5 | 175 | 175 | 55 | 190 |
| Débit d'injection (kg/s) | 1,34 | 5,7 | 0,31 | 0,015 | 0,13 |
| Débit de soutirage (kg/s) | 2,68 | 5,7 | 1,54 | 0,015 | 0,13 |
| Traction | NON | NON | NON | NON | NON |
| Dilatance | NON | FAIBLE | NON | NON | NON |
| Variation relative de volume à la fin de la simulation (%) | -0.023 | -0.012 | -0.7 | -0.02 | -4.5 |
| Déformation visco-plastique sur la paroi à la fin de la simulation (valeur maximale atteinte) (%) | 0,024 | 0,085 | 0,47 | 0,007 | 3,25 |
| Déplacement de la paroi à la fin de la simulation (cm) | 0,18 | 1,8 | 10 | 0,15 | 70 |

Réalisation et exploitation de l'installation

3.1 Lessivage et conversion de cavité

Le processus de lessivage nécessite que soient réunies plusieurs conditions :

- Du sel avec une épaisseur et une pureté suffisante ;
- De l'eau : des volumes conséquents seront utilisés pour dissoudre le sel. Il faut environ 8 m^3 d'eau pour creuser 1 m^3 de cavité ;
- Un inerte. Il s'agit d'un fluide, gaz ou liquide, chimiquement inerte vis-à-vis du sel, moins dense que la saumure, pour permettre de contrôler le développement de la cavité vers le haut.

Il est indispensable de gérer la saumure produite. Comme de l'eau est injectée en continu, on soutire également de la saumure en permanence. Cette saumure peut avoir une concentration en sel très élevée, parfois proche de la saturation (320 g/L) et par conséquent ne peut pas être rejetée dans la nature sans précautions particulières. À titre de comparaison, la concentration en sel de l'eau de mer est d'environ 30 g/L . Elle peut dans certains cas être rejetée dans des cours d'eau ou dans la mer lorsque le débit et la concentration ne dépassent pas certaines valeurs, ou alors elle peut être fournie à des industriels dans le secteur de la chimie.

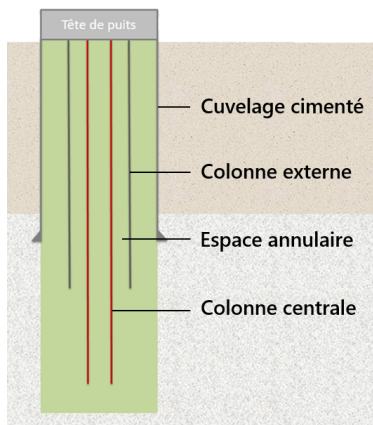


FIGURE 3.1 – Equipement de lessivage

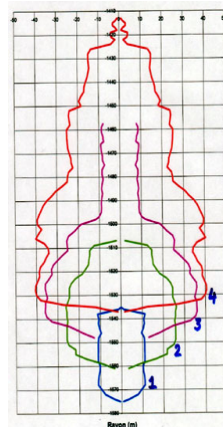


FIGURE 3.2 – Forme de la cavité

Le lessivage nécessite également un équipement adapté. Dans le cuvelage cimenté construit lors du forage, on insère un premier tube métallique appelé colonne externe. À l'intérieur de celui-ci est introduit un deuxième tube plus long : la colonne centrale dont la base doit être le plus proche possible du fond de la cavité. On appelle espace annulaire l'espace entre les colonnes centrale et externe. On peut donc injecter l'eau de lessivage à deux endroits différents : la colonne centrale ou alors l'espace annulaire. Ces deux configurations définissent deux types de lessivage différents, le lessivage direct et le lessivage inverse (cf. annexe D.1).

Au cours du lessivage, l'exploitant est amené à plusieurs reprises à changer la position des colonnes externe et centrale afin de donner la forme voulue à la cavité. Cette opération est appelée un changement de passe et est très coûteuse, l'enjeu du lessivage est donc de créer la cavité en effectuant le moins de passes possibles. Actuellement, les cavités sont souvent réalisées en 4 ou 5 passes (cf. figure 3.2). Les caractéristiques des différentes passes sont bien sûr déterminées par la forme finale qu'on souhaite obtenir, mais également par la qualité du sel et la répartition des insolubles.

En effet, les insolubles contenus dans le sel se déposent au fond de la cavité lors du lessivage. Selon la pureté du sel, le volume qui se dépose ainsi peut être conséquent, d'autant plus que les insolubles occupent plus de place une fois déposés au fond que lorsqu'ils sont incorporés dans le sel : c'est le phénomène de foisonnement. Les insolubles diminuent le volume libre de la cavité qui servira effectivement à stocker le gaz.

Volume libre = Volume creusé · (1 – Taux d'insoluble · Coefficient de foisonnement)

Il est donc nécessaire de prendre en compte les insolubles lors de la phase de design de la cavité.

3.1.1 Modélisation théorique (Loi de Sabérian)

La vitesse de lessivage peut être calculée grâce à une loi empirique établie par STORENGY, appelée « Loi de Sabérian ». Elle donne la vitesse d'avancement de l'eau dans la paroi de sel en mètres par jour. Elle est fonction de la température de la saumure, du débit d'eau injecté, du volume en train d'être lessivé, et de la géométrie de la cavité (cf annexe D.5). On a par exemple, pour un débit d'eau $Q = 110 \text{ m}^3/\text{h}$, une vitesse d'avancement radiale :

$$a = a_0 \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3$$

Avec :

- $a_0 = 0.5 \text{ m/j}$
- $F1 = 4.68V^{-0.29}$ autour de 293 K, avec V en m^3
- $F2 = 0.2 + 0.024T$ avec T en Celsius
- $F3 = 1$

3.1.2 Résultats

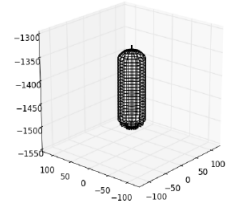
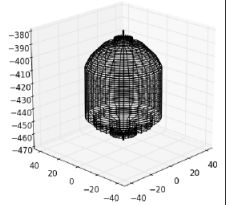
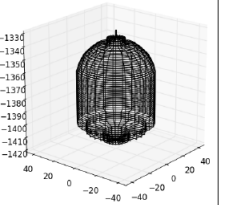
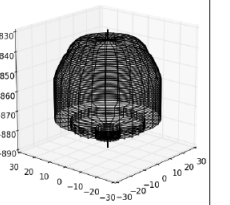
Afin d'étudier l'évolution du lessivage d'une cavité saline au cours du temps, nous avons réalisé un programme simulant la dissolution du sel à partir de la loi de Sabérian. Ce programme prend en entrée les différentes passes du lessivage caractérisées par la position des tubes d'injection et de soutirage, la profondeur de l'interface saumure/inerte ainsi que le volume de la cavité souhaité en fin de passe. En sortie, ce programme retourne la forme de la cavité finale et le temps de lessivage.

À cet effet, nous avons émis plusieurs hypothèses de modélisation. Tout d'abord, nous avons supposé le débit d'injection d'eau douce fixé à $110 \text{ m}^3/\text{h}$ et que sa température restait constante lors de son passage dans la cavité (nous avons choisi 20°C). Nous avons ensuite considéré les insolubles uniformément répartis avec un taux de 15 % dans une couche de sel homogène. Par conséquent, la cavité issue de la simulation présentera un axe de révolution. Enfin, les passes modélisées sont des passes directes sans lessivage en dessous du point d'injection.

La simulation repose sur une discrétisation du temps ainsi que de l'espace. Pour cela, nous avons représenté matriciellement une section de la cavité. L'algorithme actualise l'état de celle-ci à chaque pas de temps à partir de la loi de Sabérian, des caractéristiques de la passe en cours et de son état antérieur.

À partir des configurations retenues (voir chapitre 2), nous avons conçu différentes formes de cavité en adaptant les paramètres des passes. Ainsi, nous avons obtenu des modèles de cavités respectant le cahier des charges (prise en compte des insolubles, lessivage en 3 passes) :

TABLE 3.1 – Caractéristiques des cavités créées pour chaque configuration de stockage

| Configuration | Power To Gas 1 | Power to Gas 2 | Power To Mobility | Power To Power |
|-------------------------------------|---|---|--|---|
| Représentation de la cavité |  |  |  |  |
| Volume disponible (m ³) | 300 000 | 100 000 | 116 000 | 60 000 |
| Épaisseur de couche requise (m) | 220 | 125 | 130 | 100 |
| Durée de lessivage (jours) | 637.5 | 450 | 475 | 337.5 |

3.1.3 Mise en gaz d'une cavité

Une fois que la cavité a la forme souhaitée, on arrête le lessivage. La cavité est alors entièrement remplie de saumure saturée. On réalise des essais d'étanchéité et mécaniques pour assurer un stockage viable (cf. Annexe D.2). Si la cavité répond aux exigences, elle est mise en gaz, en réalisant les opérations suivantes :

1. On place un *packer* (obturateur en français) à l'extrémité de la colonne externe.
2. On remplit l'espace annulaire qui a été obturé par le packer avec de l'eau. Ainsi, s'il y a une fuite dans le tube central, le gaz se retrouve dans l'eau, remonte à la surface, et peut être facilement détecté, ce qui permet de prendre des mesures pour résoudre le problème.
3. On positionne les colonnes avec la colonne d'injection en haut, et la colonne de soutirage au fond de la cavité.
4. On injecte le gaz (en haut), qui va alors repousser la saumure vers la surface via la colonne centrale.

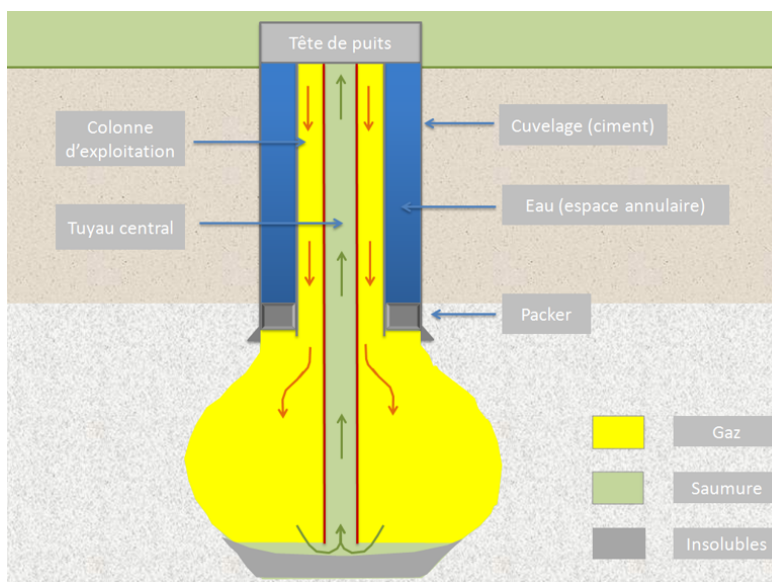


FIGURE 3.3 – Équipements nécessaires pour la mise en gaz d'une cavité

On remarque que pour éjecter la saumure, il faut appliquer une pression en gaz de 16 MPa environ (cf. Annexe D.2). Pour ensuite exploiter la cavité, on bouche l'annulaire d'injection, pour ne laisser opérant finalement que le tube central, qui permettra à la fois d'injecter et de soutirer le gaz, selon la demande. Précisons également que les équipements sont changés entre le lessivage de la cavité et l'exploitation, pour assurer une meilleure résistance à la fuite.

3.1.4 Conversion et abandon d'une cavité

Il est possible de **convertir** une cavité saline déjà exploitée avec des hydrocarbures liquides ou gazeux, et de la reconvertir en stockage d'hydrogène. Cette solution est très intéressante économiquement car on diminue les coûts et le temps de mise en exploitation. Techniquement, le processus de reconversion est différent pour des cavités contenant du gaz et des cavités contenant des hydrocarbures liquides (cf. annexe D.2). Pour simplifier, on éjecte le contenu de la cavité par balancement de saumure, et on remplit ensuite avec l'hydrogène. De plus, avant une reconversion, on effectue systématiquement un sondage au sonar afin de visualiser la forme exacte de la cavité. Pour un stockage d'hydrogène pur, il est préférable de convertir des cavités exploitées en saumure plutôt qu'en gaz, car dans ce dernier cas, des poches persistent toujours et affectent la pureté de l'hydrogène stocké.

Lorsqu'on décide d'**abandonner** une cavité, on récupère tout le gaz stocké et on remplit entièrement la cavité de saumure. Au bout d'un certain temps (quelques dizaines d'années), un équilibre thermique est atteint, ainsi qu'un équilibre entre la perméation de la saumure et le fluage du sel. On réalise des purges régulières pour contrôler la pression.

3.2 Installations de surface

L'hydrogène sort à 3.5 MPa et 5°C de l'électrolyseur. Comme montré en chapitre 2 (dimensionnement de chaque configuration), la pression en fin de chaîne doit être supérieure à celle dans la cavité, il faut donc comprimer l'hydrogène.

Une compression est parfois aussi nécessaire en sortie de cavité afin de faciliter le transport. D'autre part, l'hydrogène n'est pas pur en sortie de cavité, il contiendra du soufre et de l'eau. Il est donc nécessaire de traiter cet hydrogène avant de l'utiliser.

La procédure d'injection de gaz dans la cavité peut donc être divisée en deux parties décrites ci-dessous.

3.2.1 Compression

Dans notre étude, nous avons retenu que le taux de compression ne devait pas dépasser 3, c'est-à-dire que la pression de sortie devait être inférieure à trois fois la pression d'entrée, et que la température dans le compresseur ne devait pas excéder 150°C, afin de ne pas l'endommager. Par conséquent, il a été nécessaire dans certaines configurations, de refroidir l'hydrogène en sortie du compresseur, et d'utiliser plusieurs étages de compression. La figure ci-dessous montre un cycle permettant de comprimer de l'hydrogène à 17.5 MPa et 30°C. *Pour plus d'informations concernant les cycles d'entrée, et leurs applications pour chaque configuration, se référer à l'annexe D.3.2.*

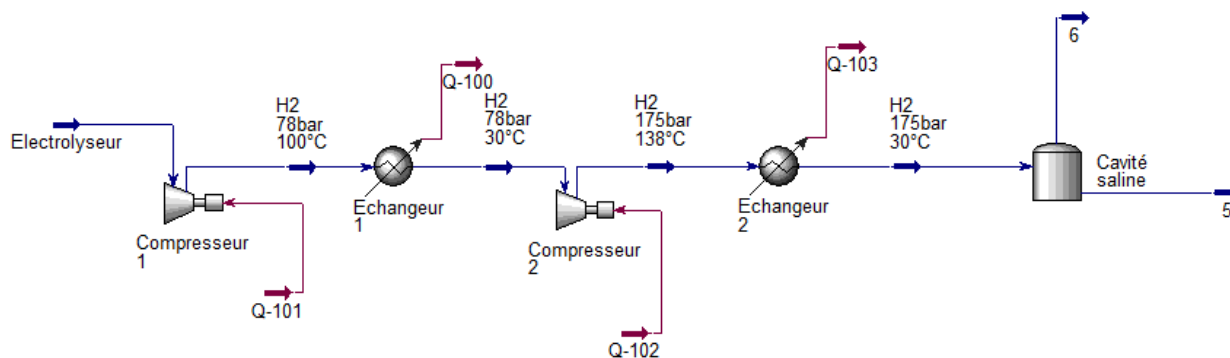


FIGURE 3.4 – Cycle de compression

3.2.2 Séchage et purification

L'hydrogène soutiré doit d'abord être traité afin d'éliminer le soufre, puis séché. On installe donc, à la sortie de la cavité, un purificateur, qui élimine le soufre, et un s cheur, qui élimine l'eau. Ces deux installations fonctionnent avec la chaleur récupérée en sortie de compression par les échangeurs.

Dans la configuration Power to Power, on utilise une turbine, plus intéressante économiquement qu'une pile à combustible, à la sortie de la cavité, pour retransformer cet hydrogène en électricité. Cette installation est détaillée dans l'annexe D.4.

3.2.3  nergies

Il est très important de réaliser un bilan énergétique de chaque cycle thermodynamique afin d'évaluer économiquement le coût de celui-ci.

Dans les cycles présentés ci-dessus, les compresseurs consomment de l'énergie, tandis que les échangeurs fournissent une énergie thermique (qui n'est néanmoins pas valorisée économiquement).

Le logiciel Aspen Hysys renvoie la puissance de chaque installation. Ceci peut être résumé dans le tableau ci-dessous. *Pour plus d'informations concernant le logiciel Aspen Hysys, se référer à l'annexe D.3.1*

TABLE 3.2 – Synthèse des paramètres et des installations retenus

| | Power to Power | Power to Mobility | Power to Industry | Power to Gas 350m | Power to Gas 1300m |
|--------------------------------------|---|---|---|--|--|
| Débit injection (kg/s) | 1.34 | 5.69 | 0.31 | 0.015 | 0.13 |
| Débit soutirage (kg/s) | 2.68 | 5.69 | 1.54 | 0.015 | 0.13 |
| Energie consomm e à l'injection (MW) | 2.6 | 17.4 | 0.9 | 0.1 | 0.4 |
| Energie consomm e au soutirage (MW) | -175 | 21 | 0 | 0 | 0 |
| Installations | -5 compresseurs 12.5MW -1 compresseur 2.6MW -7  changeurs -1 chambre de combustion -1 dispositif de traitement de Nox -1 condenseur -1 pompe 1MW -1 turbine 185 MW -1 turbine 40MW -Purificateur -Sécheur | -2 compresseur 8MW -2 compresseurs 7MW -1 compresseur 9MW -6  changeurs -Purificateur -Sécheur | -2 compresseurs 0.5MW -2  changeurs -Purificateur -Sécheur | -1 compresseur 11kW -Echangeur -Purificateur -Sécheur | -2 compresseurs 0.2 MW -3  changeurs -Purificateur -Sécheur |

Sélection de sites en France et en Europe

4.1 Réglementation générale (France)

4.1.1 Procédures réglementaires pour la mise en place d'un stockage en cavité saline

Le régime juridique des stockages souterrains est assez complexe : il relève à la fois du **code minier** et du **code environnemental**. Actuellement, il n'existe pas de réglementation spécifique pour le stockage d'hydrogène. Néanmoins, on peut penser que la procédure réglementaire sera globalement similaire à celle du stockage de gaz, bien que dans le livre V rubrique 4715 du code de l'environnement, il soit spécifié que l'hydrogène est soumis à autorisation Seveso seuil haut (le niveau d'exigence le plus élevé). Il est présenté ici de manière chronologique l'ensemble des procédures réglementaires nécessaires depuis le choix d'un site de stockage jusqu'à son abandon. Pour plus de détails, on s'appuiera sur l'annexe E.1.

La phase de recherche consiste en la détermination de l'emplacement du site. Celle-ci s'effectue via la demande d'un permis exclusif de recherche, qui n'est attribué qu'après une mise en concurrence. Il est accordé pour une durée maximale de 5 ans et peut être prolongé à deux reprises. Pour les travaux de recherche (dans notre cas, surtout des forages), il faut en particulier réaliser une étude environnementale ainsi qu'une étude publique.

La phase de concession comprend trois grandes phases, l'aménagement du site, l'exploitation et l'abandon.

L'aménagement du site comprend les travaux de forage, l'équipement des puits, le lessivage de la cavité saline, la construction des installations de surface...

L'exploitation nécessite l'obtention d'un titre de concession, valable pendant 50 ans mais prolongeable (plusieurs fois) de 25 ans. Il faut également constituer un dossier de Demande d'Autorisation Environnementale, car les stockages souterrains relèvent des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement. Ce dernier doit notamment comporter une étude d'impact ainsi qu'une étude de dangers.

L'arrêt définitif (abandon) consiste à réhabiliter le site et à prendre des mesures destinées à prévenir les risques de nuisances après l'arrêt de l'exploitation.

La phase de post-concession est initiée par la Déclaration d'Arrêt Définitif des Travaux.

La phase de Gestion des Risques Résiduels (GRR) suit immédiatement la renonciation à la concession. L'État met en oeuvre des mesures de gestion des risques résiduels (surveillance, Plan de Prévention des Risques Miniers...)

La phase de mémoire, entre 150 et 300 ans, est la période pendant laquelle l'humanité va garder la mémoire du stockage.

La phase d'oubli définit la période à partir de laquelle l'existence du stockage aura été oubliée.

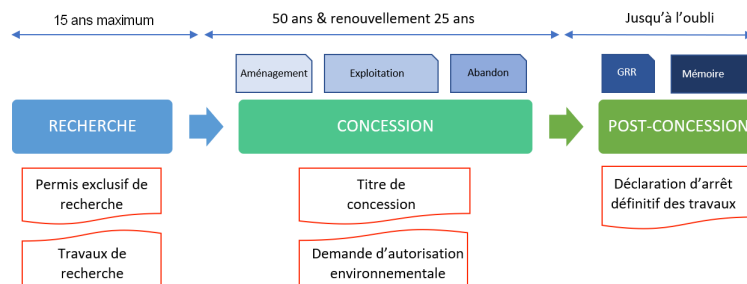


FIGURE 4.1 – Diagramme de la procédure réglementaire

4.1.2 Démarche pour l'analyse préliminaire des risques

Dans une démarche sécuritaire, on effectue ce qu'on appelle une Démarche pour l'Analyse Préliminaire des Risques (DAPR). Elle comporte 10 étapes, détaillées dans l'Annexe E.1. On peut néanmoins retenir qu'il faut : définir et décrire le système étudié, afin d'identifier les agresseurs externes ; identifier les potentiels dangers ; réaliser une étude d'accidentologie ; lister les événements redoutés centraux (ERC) ; identifier les séquences accidentelles pour chaque ERC ; déterminer la criticité de chaque séquence accidentelle ; hiérarchiser les séquences accidentelles.

L'implantation d'un site de stockage d'hydrogène nécessite en amont un travail préparatoire important en matière d'environnement, d'économie, de société, etc. Cette étude préliminaire est l'étude d'impact. En effet, tout site industriel présente des impacts sur son environnement extérieur qu'il est nécessaire d'étudier préalablement.

TABLE 4.1 – Étude d'impact, de risque et de gestion d'un site quelconque de stockage d'hydrogène

| | | Enjeux/ Impact | Risques | Mesures sécuritaires |
|-----------------|--------------------------|---|--|--|
| Humains | Personnel employé | Garantir la sécurité et la santé du personnel et de la population | Incendie, explosion en cas de fuite de gaz en surface | -Maintenance régulière -Contrôle permanent -Vannes de sécurité (de subsurface) automatique pour isoler la cavité en cas d'accident en surface + vannes manu -DéTECTEURS répartis partout sur le site -Consigne strictes de sécurité -Odeurisation de l'hydrogène |
| | Population | - Limiter le bruit des installations (compresseurs, etc.) - Limiter la perturbation du trafic routier (flux de camions de transport d'hydrogène) | -Nuisances sonores, perturbations des riverains -Perturber la circulation | Installation du site dans une zone isolée |
| Infrastructures | Installations de surface | Protéger les installations de surfaces | Incendie, explosion en cas de fuite Affaissement de la surface du sol au dessus d'une cavité (de quelques mm à quelques cm) Véhicule/engin susceptible de heurter la tête de puits Catastrophe naturelle : Inondation, incendie, ouragan ou tremblement de terre Effets dominos liés à une défaillance des installations de surface Actes de malveillance | Limiter la déformation de la cavité : -contrôle de la diminution du volume de la cavité par sondages ponctuels et par maîtrise de la pression au sein de la cavité -simulations numériques des contraintes et autres grandeurs Calcul d'une distance minimale entre deux cavités pour éviter qu'elles s'influencent et que les effets s'ajoutent |
| | Edifices environnants | Garantir la sécurité des édifices publics et privés, la conservation des voies de communication, etc. | Dégât sur les édifices environnants en cas d'accident sur le site de stockage | Installation du site dans une zone isolée |
| Paysage | | Limiter l'impact des installations sur le paysage (d'un point de vue lointain & rapproché) | Installations de surface peu nombreuses, peu imposantes, de faible hauteur, plutôt invisibles de loin Faible pollution visuelle | Site bien intégré aux coeur d'une zone boisée Peinture couleur vert nature des installations et tuyauteries |
| Patrimoine | | Garantir l'intégrité du patrimoine, des zones protégées, des sites archéologiques | Endommagement d'un site archéologique Destruction patrimoine naturel | |
| Environnement | Biodiversité | Éviter Réduire Compenser (l'impact sur la biodiversité) | -Incendie, explosion en cas de fuite -Fuites de saumure en surface (canalisations) -Déforestation pour la création du site -Erosion de la biodiversité marine par dévers de saumure en mer. | -Introduction des espèces directement affectées. -Vannes de sécurité automatiques et baromètres pour contrôler les fuites -Cuves en cas de fuite de saumure pour retenir son écoulement dans le sol -Exploitation de la saumure par une industrie chimique proche du site |
| | Sol et sous-sol | Protéger le sous-sol de la contamination Gérer la fin de vie de la cavité | Contamination du sol/sous-sol par la saumure ou l'hydrogène en cas de : -fissuration du sel (fracturation hydraulique) -écroulement de la cavité (partiel ou total) >> risque de contamination de aquifères au dessus de la couche de sel Les cavités souterraines sont peu sensibles aux séismes | Étude du fluage du sel Simulations numériques du comportement de la cavité Elaboration de critères géométriques de sécurité à respecter Contrôles réguliers par sondage de la cavité Fin de vie : mise en saumure de la cavité et contrôle jusqu'à équilibre |
| | Air et climat | Limiter la pollution pendant la construction Limiter le réchauffement climatique | Pas de pollution direct L'hydrogène n'est pas un gaz à effet de serre et dans l'atmosphère forme de l'eau ou monte, de par sa légèreté, jusqu'aux hautes couches de l'atmosphère Pollution indirect Chantier de construction du site Acheminement d'eau/saumure Transport de l'hydrogène | Le stockage d'hydrogène favorise le développement d'énergies renouvelables et donc la diminution d'émissions de gaz à effet de serre |
| | Eau | Gérer la consommation d'eau et le rejet de la saumure Prendre en considération les zones de stress hydrique | Contamination d'aquifères par la saumure ou l'hydrogène. Assèchement d'aquifères Utilisation trop importante d'eau potable | Utilisation d'eau salée pour le lessivage Recyclage de la saumure par une industrie chimique |

Acceptabilité sociétale : c'est un autre facteur important conditionnant la réalisation d'un projet de stockage d'hydrogène en cavité saline. De nombreux sondages ont été menés à ce propos. L'un d'entre eux, réalisé en 2013 en Allemagne à propos de la mobilité à hydrogène (*NOW, soutenu par BMVBS, ministère fédéral des transports, de la construction et de l'urbanisme*), montre chez la population allemande une méconnaissance du sujet ainsi qu'une inquiétude liée à la rareté des stations à hydrogène, et enfin une tendance à préférer les voitures classiques, « plus éprouvées ».

Il faut aussi noter que les conditions d'acceptabilité du public peuvent varier d'un pays à l'autre, principalement du fait de politiques énergétiques très différentes.

De notre côté, nous avons réalisé un sondage auprès d'étudiants scientifiques, qui porte sur leur connaissance et leurs a-priori sur l'hydrogène. Les résultats (sur 249 réponses) sont plutôt révélateurs : de nombreux participants savent certes que l'hydrogène peut être utilisé dans les piles à combustible, mais plus de 45% des sondés ne savent pas comment il est produit (cf. annexe E.3). Et parmi les autres, une majorité pense à l'électrolyse de l'eau comme moyen de production, alors qu'elle ne couvre que 0,4% de la production mondiale d' H_2 (d'après STORENGY). D'autre part, on passe de 48% à 80% de réponses positives quand il s'agit de développer une cavité saline non pas à proximité de leur domicile mais ailleurs (effet NIMBY ou *Not In My Back Yard*).

La méconnaissance ou la peur des technologies utilisées pour stocker l'hydrogène est bel et bien un problème majeur à résoudre pour motiver l'acceptabilité sociétale de ce type de projets.

4.2 Sites potentiels

Afin de choisir des sites d'implantation potentiels de cavités salines pour le stockage d'hydrogène, nous avons commencé par identifier les critères définissant la possibilité et la viabilité d'une telle installation. Ainsi, les sites sélectionnés doivent satisfaire 4 grandes catégories de critères : des critères géologiques, économiques, environnementaux et enfin géographiques.

Critères géologiques : existence de sel sur le site étudié (figure 4.2), en plus de sa profondeur et son épaisseur.

Critères économiques : existence d'activités liées à l'hydrogène à proximité.

Critères environnementaux : choix de l'emplacement du site (zones naturelles protégées interdites) et gestion de la saumure.

Critères géographiques : acheminement de l'hydrogène et parfois de la saumure (pipelines, axes routiers) et connexion au réseau électrique haute tension (225 ou 400 kV) pour l'électrolyse.

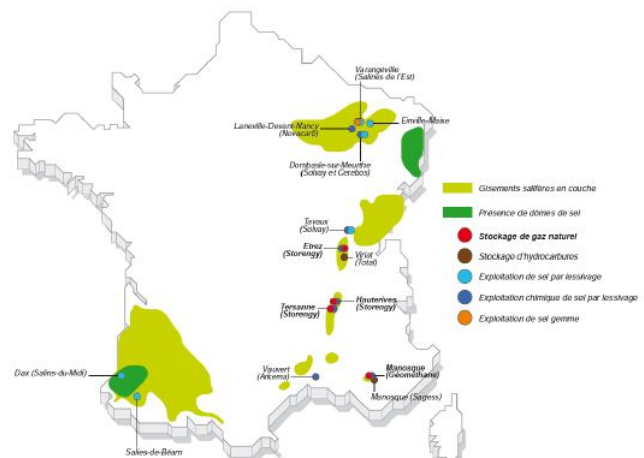


FIGURE 4.2 – Répartition des formations salines en France

TABLE 4.2 – Liste des critères déterminant la sélection des sites

| Critère | Description |
|----------------------------------|---|
| Géologie | Profondeur du sel |
| | Épaisseur de la couche |
| | Pureté du sel |
| Connexion à des réseaux existant | Gaz naturel |
| | Électricité haute tension (200 ou 400 kV) |
| | H ₂ pipeline |
| Gestion de la saumure | Existence d'un exutoire |
| | Proximité de l'exutoire |
| Marchés | Existence d'applications locales |
| | Valorisation du dioxygène |
| Environnement | Terrains exploitables |
| | Urbanisation |
| | Disponibilité d'eau |
| Configuration | Utilité |
| | Faisabilité |

Après l'étude des différentes régions de France et d'Allemagne du Nord disposant de ressources en sel, nous avons réalisé une première sélection des sites avec les configurations possibles, en appliquant les critères cités précédemment.

4.2.1 La vallée du Rhône

La Vallée du Rhône abrite des couches de sel datant de l'Oligocène de grande épaisseur. Des études géologiques basées sur le repérage de sources salées et des sondages ont permis d'identifier plusieurs zones salifères susceptibles de pouvoir accueillir des cavités salines : Manosque, Tersanne, Hauterives, Etrez et Vauvert.

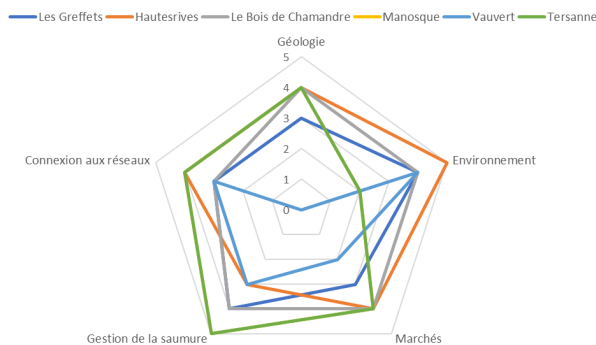


FIGURE 4.3 – Diagramme synthétique des sites de la vallée du Rhône

de Manosque semble idéal à l'implantation de cavités salines.

Seuls les sites de Manosque et d'Etrez ont été retenus. Le site d'Etrez possède un sel très pur sur une grande épaisseur, et sa géologie est bien connue grâce aux forages réalisés pour les cavités déjà existantes. La saumure peut être évacuée vers un partenaire industriel. La zone de Manosque est bien desservie grâce au réseau routier et ferroviaire. Elle se situe à 90km de Marseille. La couche de sel peut-être atteinte à différentes profondeur selon le lieu du forage grâce à une structure anticlinale. Cela peut donc permettre l'installation de plusieurs configurations sur le même site. L'enjeu de l'exploitation à Manosque est écologique car le site est protégé. Si des accords sont trouvés, le site

4.2.2 Le bassin Rhénan

Le bassin Rhénan dispose d'importantes ressources salifères, notamment exploitées dans les mines de potasse d'Alsace au cours du XX^{ème} siècle. L'origine de ces formations salifères remonte à la création du fossé Rhénan il y a 50 millions d'années, zone de fracture de la couche terrestre où se sont déposées les évaporites. Après étude des forages réalisés dans la région, nous avons retenu les sites potentiels de Mackenheim au Sud et de Entzheim au Nord disposant de ressources salifères en grande profondeur. La vallée industrielle rhénane et le développement de la mobilité hydrogène en Allemagne nous incite à privilégier les configurations destinées à l'industrie et la mobilité alors que la production régionale quasi nulle d'énergie renouvelable intermittente rend la configuration Power to Power inappropriée. La qualité apparente de la couche salifère au niveau d'Entzheim nous décide à privilégier ce site dans la région.

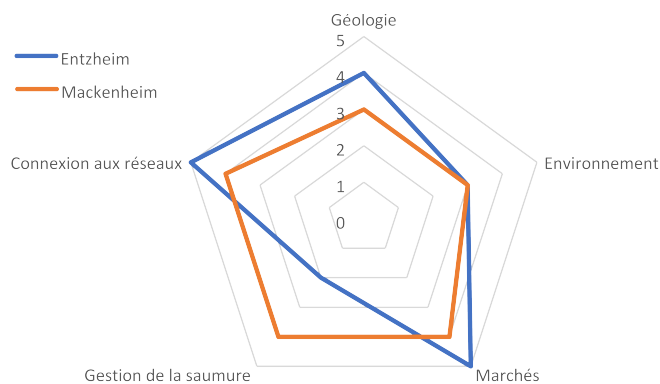


FIGURE 4.4 – Diagramme synthétique des sites du bassin Rhénan

Dernière région française possédant une mine de sel en activité, la Lorraine dispose d'importantes ressources salifères. D'origine évaporitique, les couches de sel déposées pendant le Keuper forment une gouttière orientée Est-Ouest gagnant en profondeur à l'Ouest. L'étude des forages dans la région a révélé que les sites de Mélnigny le Grand et de Toul ne permettent de réaliser que la configuration Power to Power. Mais la qualité moyenne de la couche de sel ainsi que le manque d'applications locales dues à l'absence de production électrique renouvelable intermittente dans la région nous poussent à abandonner les sites Lorrains.

4.2.3 La Lorraine

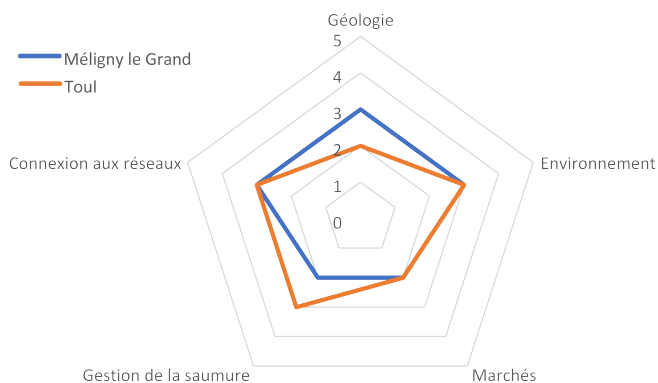


FIGURE 4.5 – Diagramme synthétique des sites de la Lorraine

4.2.4 Le bassin Aquitain

Le potentiel de la région Nouvelle-Aquitaine se concentre autour des villes de Dax et de Bayonne. Nous avons retenu 3 sites d'implantation. Les deux premiers sites permettent de développer la mobilité hydrogène dans la région. Avec son volume de sel exploitable, la zone d'Urcuit pourrait permettre la mise en place d'un réseau de transport à hydrogène. Le site de Théthieu peut servir de réservoir pour alimenter les stations du projet H₂ Pyr dans la région. Enfin, le site de Pouillon permet d'envisager un stockage d'hydrogène couvrant les besoins saisonniers de la région en électricité. Les options sont donc variées et le potentiel géologique de la région laisse espérer qu'il existe d'autres sites propices au stockage d'hydrogène.

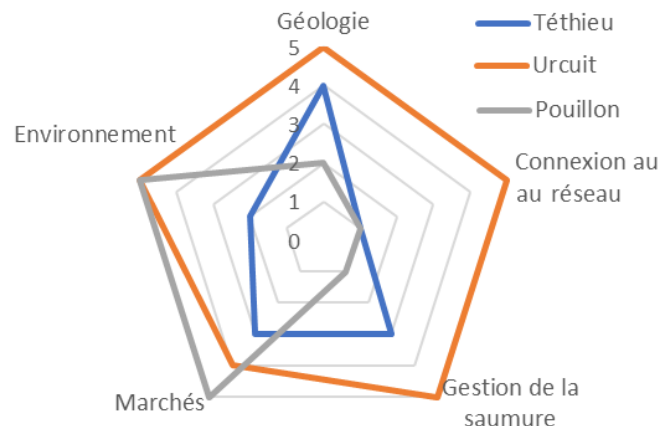


FIGURE 4.6 – Diagramme synthétique du bassin aquitain

4.2.5 L'Allemagne

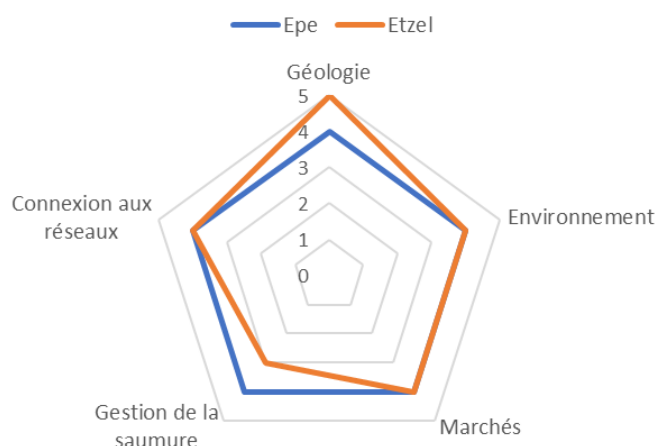


FIGURE 4.7 – Diagramme synthétique des sites d'Allemagne

L'Allemagne est un acteur actif dans le développement de la filière hydrogène, et elle possède un fort potentiel en matière de stockage. En effet, elle dispose de bien plus de ressources en sel que la France. Celles-ci sont principalement situées dans la partie nord du pays. Nous avons retenu les sites d'Epe et d'Etzel, où des cavités salines sont déjà exploitées. Ces sites font de bons candidats car la production d'énergies renouvelables est très importante dans le nord de l'Allemagne au niveau d'Etzel, et Epe est situé en plein cœur industriel européen.



FIGURE 4.8 – Synthèse des applications

Nous conserverons ainsi les sites suivants :

- Urcuit pour le P2M ;
- Saint-Pandélon pour le P2M ou le P2P ;
- Entzheim pour le P2M ou le P2I ;
- Epe pour le P2M, le P2I ou le P2G ;
- Etrez pour le P2M ou le P2G ;
- Manosque pour le P2M ou le P2P.
- Etzel pour le P2P

5.1 Principe général

Pour le calcul de la faisabilité économique, nous nous sommes basés sur un modèle simple. Nous avons divisé nos dépenses en deux parties :

- dépense opératoire (OPEX) : Nous avons considéré le coût de l'électricité consommée, à partir de la puissance des machines utilisées et du prix actuel du kW. Les coûts de maintenance annuelle sont également intégrés à l'OPEX.
- dépense d'investissement (CAPEX) : Les investissements correspondent aux prix des machines, calculé à partir de leurs puissances respectives (à partir d'un modèle de coûts estimés par kWh) pour chaque type de machines (compresseur, électrolyseur, etc.). Les dépenses de renouvellement du matériel, basées sur la durée de vie estimée des différents composants, sont aussi prises en compte

Pour les revenus, nous nous sommes basés sur un prix de vente de l'hydrogène (ou de l'électricité dans le cas Power to Power), multiplié par le débit de production prévu de l'installation.

L'objectif de notre étude a été de fixer ce prix de revente pour obtenir un projet rentable. Pour évaluer la notion de rentabilité, on définit le Taux de Rentabilité Interne comme suit :

Pour tenir compte de l'inflation et des intérêts qu'auraient rapportés les sommes investies dans le projet si elles avaient été placées dans une banque avec un certain taux, on actualise annuellement les flux d'argent, définis comme la différence entre les profits et les dépenses annuels.

On définit le TRI comme le taux d'actualisation où la valeur actuelle nette (VAN) s'annule, ce qui permet d'interpréter le TRI comme le taux d'intérêt d'un placement bancaire fictif qui permettrait d'obtenir les mêmes profits sur le même nombre d'années en plaçant toutes nos dépenses sur ce compte.

Ayant fixé le TRI ici à 10%, on calcule le Coût Total Actualisé (CTA), qui correspond au prix auquel nous devons vendre notre hydrogène, pour avoir un TRI de 10%. Ainsi nous saurons si le projet est économiquement viable.

5.2 Données de calcul

Nous rappelons dans ce paragraphe les coûts retenus pour les infrastructures considérées dans cette étude. Notons que leurs caractéristiques diffèrent d'une application à l'autre comme expliqué dans le précédent chapitre. Sont pris en compte les coûts CAPEX de ces infrastructures, comprenant leur achat et leur installation, ainsi que les coûts OPEX, comprenant leur maintenance et leur renouvellement en fin de vie. En outre, il a été pris en compte dans ce calcul économique le coût que représentent les installations de génie civil et leur gestion (40% du CAPEX initial, source AIRLIQUIDE).

TABLE 5.1 – Coût et durée de vie des infrastructures, données fournies par S. Jallais (AIRLIQUIDE), confirmées par R. Ngameni (STORENGY) et R. Rivera Tinoco (CES MINES PARISTECH)

| Infrastructure | Coût (€/kW) | durée de vie (h) |
|----------------------------|-------------------------|------------------|
| Compresseur | $16000 \times P^{0,44}$ | 300 000 |
| Echangeur | 300 | 300 000 |
| Turbine | 100 | 40 000 |
| Vanne de laminage | négligeable | 300 000 |
| Secheur | négligeable | 300 000 |
| Electrolyseur | 600 | 80 000 |
| Pile à combustible | 1000 | 80 000 |
| Dispositif de purification | négligeable | 300 000 |
| Cavité | 100 €/m ³ | 300 000 |

La simulation économique a été réalisée sur 30 ans, en comptant 8000 heures par an.

L'électrolyseur retenu est un électrolyseur alcalin, nécessitant 50 kWh pour 1 kg d'hydrogène produit. Ce choix minimise le coût - un électrolyseur PEM étant plus de deux fois plus cher à puissance égale en 2018.

Le calcul économique a été mené pour un TRI de 10%. Cependant, une étude de sensibilité a permis d'évaluer la dépendance à ce taux.

Enfin, le prix de l'électricité au MWh a été étudié et retenu suivant les données de l'intraday fournies par la Commission de Régulation de l'Énergie sur les bases de la bourse EPEX SPOT. En effet, comme présenté dans le paragraphe introductif, la production variable sur une journée associée à une demande fluctuante a pour impact un prix pouvant changer de manière importante. Les phases d'injection et de soutirage ont été conçues pour profiter des prix d'achat de l'électricité les plus bas possibles afin de rentabiliser au mieux le stockage de l'hydrogène. Notons que ces prix varient d'une application à l'autre ; les moyennes correspondant aux prix retenus sont notées ci-dessous.

TABLE 5.2 – Coûts de l'électricité au MWh retenus pour cette étude. NB : Pour P2I et P2G, les prix sont en day-ahead moyennés sur la période d'injection

| Application | Coût (€/MWh) | Durée d'injection |
|-------------|--------------|-------------------|
| P2P | 43,1 | 8 h/jour |
| P2M | 43,1 | 12 h/jour |
| P2I | 52 | 2 mois/an |
| P2G | 55 | 6 mois/an |

5.3 Applications

5.3.1 Bilan économique

À l'aide du choix des installations de surface (voir section 4.2) et du coût de celles-ci (voir section 5.2), il a été possible de chiffrer les coûts CAPEX et OPEX pour chacune des configurations sur 30 ans. Nous avons de la même façon déterminé le prix de revente minimal du kg d'hydrogène (configurations P2M, P2G, P2I) et le prix de vente minimal du MWh d'électricité (configuration P2P), dans le cas d'un taux de rentabilité interne (TRI) de 10%.

Détermination du CAPEX

Les investissements initiaux sur l'année zéro représentent une partie non négligeable du prix de revente de l'hydrogène ou de l'électricité. D'une part l'investissement important est en partie dû au coût des électrolyseurs et/ou des piles à combustible, notamment dans la configuration P2P. Une étude de sensibilité liée au prix de ces équipements est développée en annexe F.1. A cela s'ajoute une durée de vie limitée de ces installations, dont le remplacement (jusqu'à 4 remplacements en 30 ans pour les membranes d'électrolyseurs) augmente sensiblement le CAPEX.

TABLE 5.3 – Coûts OPEX annuels en fonction des configurations.

| Configuration | P2P PAC ¹ | P2P Turbine ² | P2M | P2I | P2G 350 m | P2G 1300 m |
|---------------|----------------------|--------------------------|-----|-----|-----------|------------|
| CAPEX (M€) | 950 | 399 | 838 | 138 | 15 | 54 |

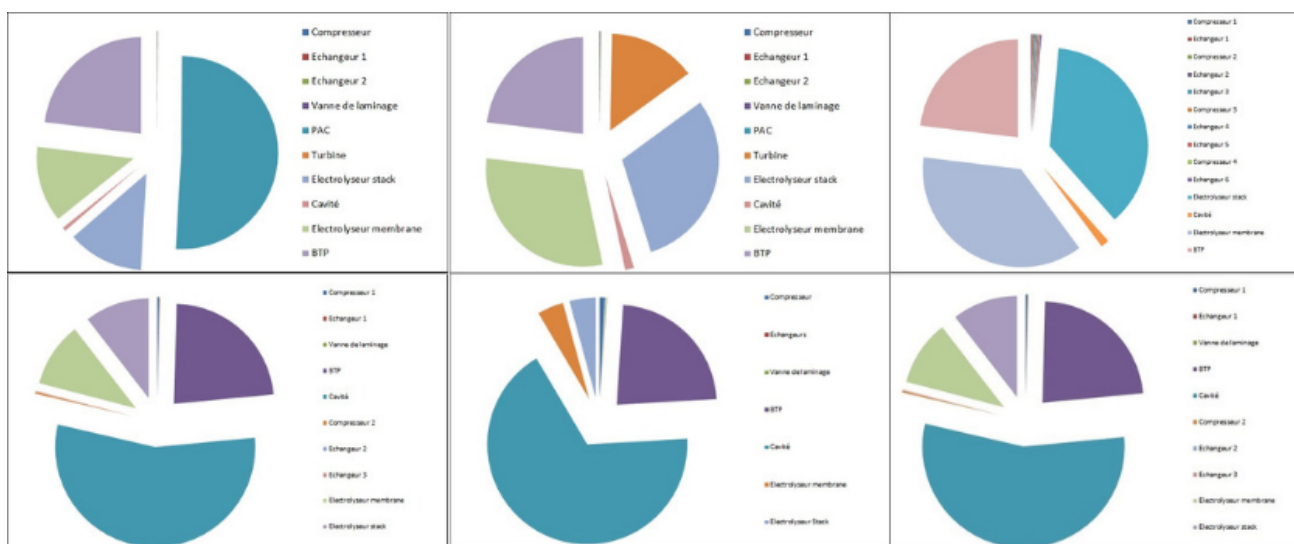


FIGURE 5.1 – Répartition des coûts CAPEX pour les différentes configurations (dans l'ordre de lecture : P2P PAC, P2P Turbine, P2M, P2I, P2G 350m, P2G 1300m)

On remarque d'autre part que pour les configurations nécessitant des débits d'hydrogène plus faibles (configurations P2I, P2G), les besoins en puissance des électrolyseurs sont moins grands, d'où leur part dans le CAPEX moins importante. Notons aussi que dans ces configurations, le CAPEX global est significativement plus faible.

Détermination de l'OPEX

Nous avons intégré à l'OPEX la maintenance des équipements chiffrée à 4% du CAPEX par an, ainsi que l'achat de l'électricité, conformément aux prix annoncés en section 5.2.

- 2. Sous-configuration du Power to Power où on utilise des piles à combustible pour produire l'électricité.
- 2. Sous-configuration du Power to Power où on utilise des turbines pour produire l'électricité.

TABLE 5.4 – Coûts OPEX annuels en fonction des configurations.

| Configuration | P2P PAC | P2P Turbine | P2M | P2I | P2G 350 m | P2G 1300 m |
|---------------|---------|-------------|-----|-----|-----------|------------|
| OPEX (M€/an) | 45 | 40 | 191 | 9 | 0.4 | 4 |

Coûts totaux actualisés (CTA) – Prix de revente minimal de l’hydrogène ou de l’électricité

Après avoir actualisé les OPEX et CAPEX de remplacement avec le taux d’actualisation défini en partie 5.1, il est possible de définir le CTA de revente de l’hydrogène ou de l’électricité produite suivant les configurations. Notons que les prix affichés incluent la compression ou la détente en sortie de cavité pour atteindre les paramètres définis en section 4.1.

TABLE 5.5 – CTA de revente de l’hydrogène ou de l’électricité en fonction des configurations.

| Configuration | P2P PAC | P2P Turbine | P2M | P2I | P2G 350 m | P2G 1300 m |
|---------------|---------|-------------|-----|-----|-----------|------------|
| CTA (€/kg) | - | - | 3.5 | 3.3 | 9 | 5.4 |
| CTA (€/MWh) | 250 | 188 | - | - | - | - |

L’influence du TRI et du rapport d’utilisation turbine/PAC est développé en annexe F.1.

Dans le cas du P2P, avec des prix de revente minimaux de respectivement 188 et 250 €/MWh si l’on a recours à une turbine ou à une pile à combustible, on montre que cette solution n’est pas rentable. D’après la RTE, le prix de l’électricité de gros sur le marché EPEX-SPOT en France n’a dépassé que 6 fois 150 €/MWh en 2018, et ce sur des durées ne dépassant pas 4 heures. Nous nous positionnons ainsi sur une énergie nettement plus chère que les pics de prix annuels.

Dans le cas du P2M, avec un coût de revente de 3.5 €/kg de l’hydrogène à 700 bars, nous avons une solution intéressante pour la mobilité. Fin 2018, le prix à la pompe du kg d’hydrogène est d’environ 12 € (source AIRLIQUIDE), après transport et compression. L’hydrogène à 3.5 € hors transport et marge est donc une solution compétitive pour le marché de la mobilité.

Dans le cas du P2I, l’hydrogène est revendu à un prix minimal de 3.3 €/kg. Notons qu’aujourd’hui, l’hydrogène pour l’industrie est en grande majorité produit par SMR, dont les coûts sont chiffrés à 2 €/kg en moyenne (source AIRLIQUIDE). À cet hydrogène ajoutons une taxe carbone de 0.03 €/kg de CO₂ produit (10 kg pour 1kg d’hydrogène) soit 0.30 € de taxe carbone par kg d’hydrogène. La solution de stockage en cavité pour l’hydrogène n’est aujourd’hui pas optimale mais les perspectives sont optimistes.

Dans le cas du P2G, l’hydrogène revendu à respectivement 9 et 5.4 €/kg si les cavités sont à 350 et 1300 m, rend cette solution peu compétitive vis-à-vis des méthodes actuelles. En effet, le prix de l’hydrogène SMR étant de 2.3 €/kg en moyenne (taxe carbone comprise), il apparaît que la distribution de l’hydrogène dans le réseau gazier et pour la méthanation est peu efficace économiquement.

En conclusion, le stockage d’hydrogène produit par électrolyse en cavité saline n’apparaît, en 2018, véritablement rentable que pour la configuration P2M. Les configurations P2P et P2G sont très peu compétitives dans l’état actuel des avancées technologiques, et la configuration P2I tend à être intéressante dans un contexte d’augmentation du prix de la taxe carbone.

5.4 Analyse SWOT

La matrice SWOT est l'un des outils d'analyse stratégique permettant d'établir le diagnostic de leur projet. Cet outil synthétise les forces (*Strengths*) et les faiblesses (*Weaknesses*) du projet, ainsi que les opportunités (*Opportunities*) et les menaces (*Threats*) potentielles du marché. Cette analyse permet de définir la meilleure stratégie à adopter en fonction des facteurs clés internes et externes.

| | POSITIF | NÉGATIF |
|---------|---|--|
| INTERNE | <p>Forces :</p> <ul style="list-style-type: none"> — Création de valeur à partir d'une surproduction d'énergie, une énergie qui serait perdue. — Favorise le développement d'énergies renouvelables. — Permet un meilleur volume de stockage. — Faible impact paysager. — Partenariat possible avec des industries chimiques pour la saumure. — Hydrogène décarboné, luttant contre le changement climatique. | <p>Faiblesses :</p> <ul style="list-style-type: none"> — Investissements importants pour la mise en place du stockage (cavité et installations) — Tarif de rachat de l'hydrogène dépendant du prix du marché. — Choix de l'emplacement du site limité. — L'hydrogène s'enflamme et peut détonner facilement. — Aucun retour d'expérience en France. |
| EXTERNE | <p>Opportunités :</p> <ul style="list-style-type: none"> — Peu de concurrence dans le domaine (seulement 4 cavités salines stockent de l'hydrogène). — Le marché des énergies renouvelables est un marché en forte croissance. — S'inscrit dans le projet de développement de Nicolas Hulot. <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 5px 0;"> <p>Power to Power : Augmentation du prix de la tonne de CO₂. Augmentation du prix du pétrole.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Mobility : Augmentation du prix du pétrole. Régulation des ventes et restrictions d'utilisation de voitures thermiques.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Industry : Offre de l'hydrogène décarboné aux industries. Seul vecteur énergétique disponible en cas de rupture d'alimentation électrique.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Gas : Hydrogène qui est susceptible de contribuer à la méthanation et donc au recyclage de CO₂.</p> </div> | <p>Menaces :</p> <ul style="list-style-type: none"> — Réglementation inexistante en France. — Dépend de la politique gouvernementale. — Difficultés techniques (électrolyseurs). — L'accidentologie à un niveau international a une répercussion immédiate sur les projets français. — Raréfaction future de l'eau ? <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 5px 0;"> <p>Power to Power : Rendement très faible, l'hydrogène ne serait-il pas plus efficace dans une des 3 autres configurations ?</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Mobility : Les voitures à hydrogène ne sont pas accessibles (économiquement) à tous. Réseau de station à hydrogène est actuellement très peu développé.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Industry : La rentabilité de la configuration repose sur la récurrence d'un arrêt inopiné de l'alimentation électrique.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 2px 0;"> <p>Power to Gas : Chaque pays possède son pourcentage d'hydrogène injecté dans le réseau..</p> </div> |

FIGURE 5.2 – Diagramme SWOT

CONCLUSION GÉNÉRALE

De nos jours, les énergies renouvelables sont en plein essor et occupent une part de plus en plus conséquente de la production d'électricité en France comme en Europe. Cependant, de par leur caractère intermittent, l'offre produite ne peut se synchroniser avec la demande. Le stockage d'énergie de grande ampleur apparaît alors comme un enjeu majeur dans nos sociétés afin de parvenir à la transition énergétique dans un futur proche. Pourtant, les technologies de stockage sous forme électrique, telles que les batteries par exemple, sont inconcevables pour de telles puissances. C'est ici qu'entre en jeu l'hydrogène. Directement produit à partir de l'électricité issue de ressources renouvelables, il s'impose comme un vecteur énergétique des plus intéressants en raison de ses spécificités thermodynamiques et est en passe de devenir un atout majeur dans le mix énergétique. Il est possible de le stocker en grande quantité dans des cavités souterraines. Le sel, soluble dans l'eau et ne réagissant pas avec le dihydrogène, présente de nombreux avantages d'autant plus que des couches géologiques salines sont présentes en abondance en France et en Europe. Il existe aujourd'hui de telles cavités mais ces dernières servent à stocker des hydrocarbures gazeux et liquides. Après avoir étudié toutes les particularités de l'hydrogène ainsi que les enjeux liés à la problématique de stockage, nous avons envisagé la création d'installations répondant à quatre différents besoins : pour les transports où le dihydrogène se substitue aux hydrocarbures fossiles, l'industrie, l'injection directe dans le réseau de gaz ou après production de gaz de synthèse et la reconversion de l'hydrogène en électricité pour répondre à un pic de consommation.

Nous avons réalisé une étude technique globale qui nous a permis d'aborder l'ensemble des problèmes concrets liés aux différentes configurations. Cela a été entrepris en partenariat avec plusieurs organismes professionnels et repose sur différents domaines de la physique. La modélisation thermodynamique de la cavité, la simulation numérique de sa création, la réactivité de l'hydrogène avec le sel et les insolubles ainsi que les choix et dimensionnements des installations de surface ont été nécessaires pour comprendre le problème dans son ensemble. Par ailleurs, il nous a fallu identifier des sites potentiels pouvant accueillir de telles installations. Nous avons donc croisé des critères géologiques, économiques, et environnementaux. De plus, l'accès à une grande quantité d'eau ainsi que la capacité à disposer de la saumure sortante sont nécessaires pour la création de la cavité. Les sites retenus sont principalement situés dans le sud-ouest de la France ainsi que sur une bande géologique partant de la Méditerranée jusqu'en Allemagne du Nord.

Finalement, une étude économique a été menée afin d'examiner la rentabilité d'un tel stockage pour chacune des utilisations. Nous avons évalué les investissements, les coûts d'exploitation ainsi que le prix d'achat de l'électricité à l'aide de données issues de l'industrie. Ceci nous a permis d'approximer les prix de vente de l'hydrogène stocké et de l'électricité produite en fonction d'un Taux de Rentabilité Interne (TRI) de 10% sur trente ans. Cela a mis au jour la compétitivité du stockage pour la mobilité ainsi que son intérêt potentiel pour l'industrie dans un contexte d'augmentation de la taxe carbone. En revanche, les configurations visant à la production d'électricité et de gaz de synthèse sont très peu compétitives dans l'état actuel des avancées technologiques et des conditions économiques.

ANNEXE

Compte rendu des visites

A.1 Visite AIRLIQUIDE

AIRLIQUIDE, leader mondial dans la production de gaz pour l'industrie et la santé, nous a accueillis sur le site des Loges-en-Josas afin de nous faire découvrir les problématiques liées au stockage, au transport et à l'utilisation du dihydrogène. L'entreprise est pleinement investie dans la création d'une industrie de l'hydrogène, ainsi que dans l'utilisation de l'hydrogène comme énergie propre.

Intérêt de la visite

L'objectif d'AIRLIQUIDE est de produire 50% de l'hydrogène sans émission de CO₂ à l'horizon 2020 dans le cadre d'un projet nommé Blue Hydrogen. C'est pourquoi, la visite de cette entreprise fut tout d'abord l'occasion d'étudier l'hydrogène comme une énergie renouvelable. Puis, nous nous sommes intéressés à l'intérêt du stockage de dihydrogène en cavité saline. Enfin, nous avons découvert les différentes utilisations de l'hydrogène et les problématiques de stockage qui y sont liées.

Ce que nous avons appris

La conférence introductive d'AIRLIQUIDE fut l'occasion d'approfondir nos connaissances sur la transition énergétique. Cette question est, en effet, au centre de nombreux débats sociologiques et politiques actuels.

AIRLIQUIDE est un pionnier dans le domaine puisque l'entreprise possède l'un des quatre sites utilisant cette méthode dans le monde : le site de Spindletop, situé au Texas aux Etats-Unis. La cavité est actuellement un moyen pour AIRLIQUIDE de s'assurer d'être constamment en capacité d'alimenter ses clients en dihydrogène. Elle a par exemple été utilisée en 2017 suite à un ouragan qui a paralysé l'activité industrielle du Texas, pour redémarrer les raffineries.

L'intérêt principal de cette visite a ainsi été de visiter l'une des trois stations de rechargement de véhicules à hydrogène qu'AIRLIQUIDE a installé en France. La station des Loges se présente comme une station essence classique, l'interface homme-machine ne différant que par la nature de l'embout du tuyau d'alimentation en hydrogène à fixer au véhicule. Il faut aussi intégrer à la station les réservoirs permettant le stockage aérien de dihydrogène, ainsi qu'un compresseur. Le tout crée un dispositif légèrement bruyant et plus encombrant que le dispositif des stations essences.

AIRLIQUIDE prévoit le transport du dihydrogène depuis le lieu du stockage jusqu'au point de consommation par camions, ce qui suppose un stockage intermédiaire du dihydrogène dans des bouteilles. Le tube trailer et le container trailer permettent le stockage de 500 kg et 1000 kg de dihydrogène respectivement, à l'état gazeux et à température ambiante, tandis que le liquid trailer permet le stockage de 4000 kg de dihydrogène à l'état liquide et à température cryogénique, le dihydrogène étant ensuite vendu à l'état gazeux. Notre interlocuteur AIRLIQUIDE nous a ainsi montré ces bouteilles de stockage de dihydrogène, expliquant en particulier que le matériau composite du container trailer, le rendant plus léger, permettait de le charger davantage en dihydrogène sans trop alourdir le camion.

AIRLIQUIDE s'engage à l'international pour faire de l'hydrogène un acteur principal de la mobilité verte et de la transition énergétique. L'entreprise participe notamment au projet Japan Hydrogen Mobility (JHyM) aux côtés du gouvernement japonais, qui vise à développer le réseau de stations à hydrogène au Japon en installant 900 stations d'ici à 2030, mais aussi au projet HyKorea en Corée du Sud, H2 Mobility en Allemagne, ou encore Hy Balance au Danemark. En France, elle assure

l'alimentation des taxis à hydrogène parisiens Hype via ses trois stations aux Loges-en-Josas, à l'aéroport de Roissy CDG et au pont de l'Alma. C'est donc un acteur principal de la création d'une société durable à hydrogène, intégrant les problématiques environnementales pour un avenir plus vert.

A.2 Visite AREVA H₂GEN 2

Nous avons été accueillis par l'entreprise AREVA H₂GEN sur son site des Ulis en région parisienne afin de nous introduire aux défis liés à la conception d'électrolyseurs. La visite a commencé par une présentation de l'entreprise et des différentes techniques d'électrolyse avant de nous exposer les enjeux du développement de la filière hydrogène.

Intérêt de la visite

Cette visite nous a notamment permis de comprendre l'état de la production d'hydrogène et ses potentiels développements futurs.

Ce que nous avons appris

Si l'immense majorité de l'Hydrogène produit aujourd'hui l'est à partir d'hydrocarbure, AREVA H₂GEN travaille sur la production d'hydrogène à partir d'eau et d'électricité grâce au processus d'électrolyse souvent comme sous-produit du chlore à l'heure actuelle. Le processus d'électrolyse permet notamment de réduire les émissions de CO₂ en particulier en cas d'usage d'électricité décarbonée. Différentes technologies d'électrolyse existent : la technologie classique alcaline (à électrolyte liquide) qui est la plus mature, l'électrolyse par membrane échangeuse de proton (à électrolyte solide) plus récente ainsi que l'électrolyse haute température encore au stade de développement. Lors de l'électrolyse PEM, les molécules d'eau sont oxydées en protons H⁺, ces protons passent par une membrane conductrice d'une épaisseur de 200 micromètres par l'intermédiaire de groupe SO₃⁻, ils forment alors du dihydrogène en se recombinant avec les électrons du courant électrique. La quantité de formation de dihydrogène est ainsi directement proportionnelle à l'intensité du courant électrique. En réalisant l'électrolyse à haute température (environ 1300K), on diminue l'énergie électrique nécessaire à la réaction ce qui permet d'importantes économies d'énergie. Si cette technologie est maîtrisée pour

les piles à combustibles (processus chimique inverse que l'électrolyse) elle se heurte pour l'électrolyse aux difficultés de trouver des matériaux suffisamment résistants. L'utilisation de céramiques innovantes permet de résoudre ce problème mais le système reste peu réactif en raison de la lente montée en température nécessaire (environ trois jours) afin d'éviter de trop forts gradients thermiques pouvant endommager les matériaux. A l'heure actuelle, les principaux défis sont le développement d'électrolyseur disposant d'un faible temps de réponse tout en offrant de forte capacité et de fort rendement. Des développements futurs prometteurs pourront s'appuyer sur des catalyseurs sur nanostructure ainsi que par le biomimétisme du processus de photosynthèse.

Dans l'objectif de subvenir à 20% des besoins énergétiques humains grâce à l'hydrogène, la production d'hydrogène devra passer de 666 milliards de tonnes par an aujourd'hui à plus de 12500 milliards de tonnes, tout en assurant la production de manière durable, d'où l'intérêt du développement d'électrolyseurs plus performants. AREVA H₂GEN constitue donc ainsi un partenaire industriel indispensable dans développement d'une filière hydrogène.

A.3 Visite STORENGY

STORENGY est une filiale d'ENGIE qui s'occupe des problématiques de stockage de gaz naturel à travers les 21 sites qu'elle exploite en France, en Allemagne et au Royaume-Uni. Le site d'Étрез est particulièrement important puisqu'il comporte plus d'une vingtaine de cavités salines dédiées au stockage de gaz naturel

Intérêt de la visite

Cette visite est d'une importance capitale pour notre projet. En effet, elle donne un sens concret à nos études plus théoriques. Nous pouvons étudier *en réalité* un site de stockage en cavité saline et comprendre les problématiques industrielles.

Ce que nous avons appris

M. Hévin nous a d'abord proposé une présentation, afin de mieux saisir les enjeux liés à un site de stockage comme celui d'Étрез. Il nous a d'abord exposé les avantages d'un stockage souterrain, par rapport à un type de stockage plus conventionnel en surface. La principale qualité d'un stockage en cavité est sa discrétion et sa grande capacité (quelques centaines de milliers de m^3). Il est impensable de concevoir des moyens de stockage ayant la même capacité en surface, que ce soit au niveau technique ou bien environnemental. L'exposé s'est ensuite dirigé vers des précisions plus techniques sur le processus de lessivage.

L'un des éléments clés du lessivage est la gestion de la saumure produite car elle est dangereuse pour l'environnement naturel. Dans cette optique, STORENGY a foné des partenariats avec Inovyn et Vencorex. Cependant de tels partenariats imposent à l'exploitant de fournir en continu une saumure avec une concentration en sel suffisante (supérieur à 280 g/L), d'où la décision de STORENGY de lessiver plusieurs cavités simultanément. La discussion s'est ensuite orientée vers la question de la sécurité d'un tel stockage. L'exploitant met tout en place pour garantir la sécurité et l'étanchéité de ces cavités : une vanne de sécurité située à 36m de profondeur se ferme automatiquement en cas de baisse de pression non contrôlée due à une possible fuite. Les installations sont également conçues pour résister à des contraintes sismiques.

La présentation s'est achevée sur une brève exposition des installations de surface nécessaires à l'exploitation d'une cavité saline : réservoirs tampons d'eau et de saumure, compresseurs, aéroré-

frigérants, tours de déshydratation pour traiter le gaz à la sortie de la cavité, salle de commande, raccord au réseau gazier. Ces composants sont essentiels pour le bon fonctionnement du site, mais ils représentent également un élément clé à prendre en compte pour l'étude de la viabilité économique de celui-ci.

L'après-midi, nous n'avons pas eu accès au site principal mais seulement à quelques installations de surface. Nous avons d'abord pu observer la tête du puits EZ 53, d'une profondeur de 950m. Pierre Bérest nous a expliqué qu'il travaille avec STORENGY et l'école des MINES PARISTECH pour étudier la possibilité de stocker de l'hydrogène dans cette cavité. Il constituerait ainsi le premier pilote de stockage d'hydrogène en France. Les recherches concernent principalement l'étanchéité de la cavité et des installations. Le dihydrogène impose des contraintes bien plus importantes à ces dernières, il est donc nécessaire d'adapter le matériau constituant les canalisations. Et de par sa taille bien inférieure au gaz naturel, il faut s'assurer qu'il ne migre pas de la cavité.

Nous avons ensuite pu observer les tours de déshydratation et les stations de purification d'une autre cavité. Ces dernières servent à éliminer les traces d'eau potentiellement présentes dans l'hydrogène sortant de la cavité. Avant d'être injecté dans le réseau, l'hydrogène peut nécessiter une dernière étape de compression ou décompression pour le délivrer entre 65 et 75 bars.

Enfin, nous avons visité les installations de surface d'une cavité en cours de lessivage. On peut facilement y distinguer les tubes d'eau et de saumure

grâce à leur température (le tube de saumure étant plus chaud). On peut voir que la pression de sortie est contrôlée par des capteurs en surface. Aussi, pour connaître la pression dans la cavité, il faut tenir compte de la profondeur de celle-ci. Le site possède également une cuve de fioul de $60 m^3$, ce fioul servant donc à contrôler la forme de la cavité.

La visite s'est achevée sur une problématique environnementale. En effet, sur chacun des sites de ces cavités, STORENGY doit éliminer toute trace d'herbe afin de permettre la venue des engins de

mise en place des tuyaux. Peu à peu, le groupe a réfléchi à des solutions plus écologiques de désherbage, notamment en faisant appel aux agriculteurs locaux. D'autre part, STORENGY se voit imposée depuis quelques années d'assurer le maintien de l'écosystème local par la DREAL . À cet effet, un étang a été créé et de nombreux arbres plantés. Ces initiatives montrent que tous les acteurs du secteur sont concernés par le développement durable de la filière hydrogène.

A.4 Visite DREAL-BOURGOGNE

Rencontre avec Lionel Perrette le 15 novembre 2018

Actuellement inspecteur à la DREAL-BOURGOGNE à Dijon, Lionel Perrette a auparavant travaillé comme expert à l'INERIS quant aux risques inhérents à l'emploi d'hydrogène, avant d'être engagé comme chargé de mission au ministère de l'écologie sur la législation du captage et stockage de dioxyde de carbone.

Intérêt de la visite

L'intérêt de cette visite à la DREAL (Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement) était de rencontrer une personne familière des procédures administratives liées au droit français concernant le stockage d'hydrogène en cavité saline. Nous avons ainsi pu découvrir le milieu administratif et son point de vue, très différent des exigences industrielles.

Ce que nous avons appris

Avant de commencer, il faut bien connaître les textes de loi qui concernent notre application industrielle. Pour le stockage d'hydrogène en cavité saline, le code minier et le code de l'environnement s'appliquent.

Code minier : il s'agit d'un code datant de l'époque napoléonienne et concerne les aspects fonciers et travaux. Il est stratégique pour l'Etat car il concerne la gestion des ressources provenant du sous-sol. Ainsi depuis sa mise en place, les substances concessives appartiennent à l'Etat (par exemple l'or et les hydrocarbures).¹ Puisque le sel est classé comme substance concessive et puisqu'on assimile la capacité de stockage dans le sous-sol au droit minier, le stockage d'hydrogène en cavité saline relève bien du code minier.

Code de l'environnement : il date lui aussi de l'époque napoléonienne et concerne l'exploitation, la maîtrise des risques et l'abandon. Dans l'article L511-1 sont regroupés les enjeux que le code de l'environnement souhaite protéger. Dans le livre V rubrique 4715, il est spécifié que l'hydrogène est soumis à autorisation seuil haut (le niveau d'exigence le plus élevé).² De plus, l'hydrogène est de surcroît classé Seveso 3, ce qui impose quelques me-

sures supplémentaires.³

Après obtention d'une autorisation, l'exploitant doit pouvoir répondre constamment aux exigences stipulées. Dans ce cadre, il est soumis à des contrôles réguliers (tous les ans minimum voire plus en cas d'installations à haut risque ou en cas de non-conformité). La DREAL dispose comme moyen de pression la consignation d'une certaine somme d'argent (argent bloqué sur un compte) ou bien le retrait temporaire ou définitif du permis d'exploitation.

On détaille les principales étapes réglementaires de la vie d'un stockage souterrain de gaz :

- 1 Demande de permis exclusif de recherche (limitée à 15 ans maximum, mais renouvelable sur périmètre réduit). Elle est soumise à la concurrence (puisque'il s'agit d'une substance concessive).
- 2 Demande de titre d'exploitation/concession. Elle s'effectue auprès du ministre, et est soumise à enquête publique. Son octroi est donné par conseil d'état.
- 3 Demande d'autorisation d'exploiter (50 ans avec possibilité de prolongement durant 25 ans maximum). Elle relève du code de l'envi-

1. Même si un propriétaire découvre un gisement d'or sous son terrain, et bien que le droit du sol spécifie que le sous-sol en-dessous de sa propriété lui appartient, l'or revient bien à l'Etat, et seul l'Etat a le droit de l'exploiter. En cela, le code minier est exorbitant vis-à-vis du droit du sol.

2. dans le cas d'une autorisation, l'exploitant potentiel doit, avant la construction et la mise en service, constituer un dossier qu'il adressera au préfet responsable du territoire concerné. Le préfet décidera *in fine* de donner ou non l'autorisation, selon le sérieux du projet et ses conséquences sur le territoire qu'il administre (considérations techniques, environnementales, sociales et politiques).

3. Seveso est une directive européenne qui concerne les installations à haut risque. Elle impose de rédiger une politique de prévention des risques, un système de gestion de la sécurité, et de réaliser une étude des dangers.

ronnement et s'effectue auprès du préfet du département en question.

4 Demande de renonciation à la concession.

La DREAL intervient aussi et surtout dans la gestion des risques. Pour notre installation, c'est surtout la dangerosité de l'hydrogène qu'il faut prendre en compte.

- il s'agit d'une molécule de taille réduite, dont le débit de fuite est supérieur à celui du gaz naturel.
- c'est un gaz inflammable, explosif et qui a une propension à détonner. Sa flamme est en outre invisible.

- il est capable de fragiliser les aciers standards.
- dans notre cas, il est soumis à des fortes pressions, ce qui augmente le risque de fuite.

S'agissant d'une installation industrielle, la réglementation impose de plus un PPRT (Plan de Prévention des Risques Technologiques) et un POI (Plan d'Organisation Interne).

Nous avons aussi discuté de manière plus libre avec M. Perrette à propos de la réglementation comme entrave à l'innovation ainsi que des facteurs d'acceptabilité sociale (ou non) d'un projet innovant.

A.5 Visite GEOSTOCK

Rencontre avec Arnaud Réveillère le 16 novembre 2018

Arnaud Réveillère, ingénieur chez GEOSTOCK au sein du département cavité saline, est chef de projet, notamment pour les stockages des ENR intermittentes, et chef de R&D. GEOSTOCK est un groupe d'ingénierie et d'expertise spécialisé dans le stockage souterrain d'énergie (hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux, CO₂, effluents, air comprimé ou hydrogène). Avec un peu moins de 100 millions d'euros de chiffre d'affaire, GEOSTOCK est présent sur une cinquantaine de projets en France et à l'international. Impliqué dans toutes les étapes du projet, GEOSTOCK fournit : des études de marché et de faisabilité, la supervision de la construction ainsi que des opérations de maintenance, de contrôle et de suivi des installations.

Intérêt de la visite

Enrichir notre connaissance du stockage souterrain d'énergie, non plus limité au stockage d'hydrogène en cavités salines. Il s'agit là de comparer les différents types de stockage souterrains afin de comprendre leurs spécificités, avantages et inconvénients et ainsi déterminer, suivant la situation, quel type est à privilégier. Enfin, les projets de GEOSTOCK en matière de stockage d'énergies renouvelables intermittentes, sujet au cœur du MIG, nous ont été présentés.

Ce que nous avons appris

Le stockage souterrain présente de nombreux avantages face au stockage en surface. En effet, le stockage souterrain allie :

Compétitivité économique : Les cavités souterraines ont une longue durée de vie (plusieurs dizaines d'années) et demandent peu de maintenance.

Sécurité : En sous-sol, les cavités ne représentent pas un danger pour la population et les infrastructures de surface. En surface, les puits sont suffisamment isolés des populations.

Respect de l'environnement : Contrairement à ce que l'on pourrait croire, le stockage souterrain ne présente pas de danger pour l'environnement. En cas de fuite une faible quantité de fluide est perdue en profondeur, n'ayant aucun impact sur notre environnement. De plus, il n'y a pas non plus de pollution visuelle et les sites de stockages peuvent cohabiter avec la faune et la flore.

Il existe 3 grands types de stockages souterrains :

Les cavités salines : Les cavités souterraines ont une longue durée de vie (plusieurs dizaines d'années) et demandent peu de maintenance.

Les cavités aquifères et déplétées : Majoritaires dans le monde, on y stocke généralement que du gaz (gaz naturel, air comprimé, CO₂, etc.)

à haute pression afin que le gaz s'infilte dans les roches poreuses (et chasse l'eau dans le cas d'un champ aquifère).

Les cavités minées : Creusées dans la roche à l'explosif et à la pelleuse, celles-ci sont nettement plus chères à réaliser. Elles sont utilisées principalement dans les pays où il n'y a pas de sel, tels que le Japon ou la Corée du Sud par exemple. Ces cavités sont non intrinsèquement étanches. Ainsi, pour éviter les fuites, il faut que la pression sur les parois extérieures de la cavité soit plus grande que la pression à l'intérieur de la cavité. Autrement dit, la pression de la nappe d'eau au-dessus de la cavité doit être supérieure à celle du fluide stocké. Il s'agit donc d'un stockage basse pression. La densité d'un gaz à basse pression étant trop faible, ce n'est pas rentable d'en stocker en cavité minée (non revêtue). On y stocke alors des hydrocarbures liquides et liquéfiés. Il est tout même possible d'y stocker du gaz, en revêtant la cavité d'un matériau étanche (cavité minée revêtue).

Dans la même optique que le stockage d'hydrogène pour la configuration 'power to gas to power', le Compressed Air Energy Storage (CAES) cherche à comprimer de l'air grâce à la surproduction d'électricité sur le réseau. Cet air comprimé est ensuite stocké en cavité saline et lorsqu'il y a

une surconsommation d'électricité, l'air est soutiré de la cavité afin d'être turbiné et ainsi produire de l'énergie. La compression crée de la chaleur alors que la détente en soutire ; or l'air comprimé froid va être à l'origine d'un rendement plus faible, il existe deux solutions pour pallier ce problème :

Adiabatic CAES : Le stockage adiabatique contient la chaleur fournie par la compression par l'utilisation de céramique ou de solutions de sels fondus. Cette chaleur est ensuite restituée lors de la détente. Cette technique offre une efficacité proche de 70%.

Isothermal CAES : Cette solution maintient l'air comprimé autour de sa température d'utilisation grâce à un échange thermique permanent avec l'environnement extérieur. La chaleur étant dissipée, il faut avant de détendre l'air stocké, le chauffer. Cette étape utilise en général un brûleur de gaz naturel. Son efficacité théorique est donc moindre que la solution précédente et se situe autour de 55%. Pour produire 1 MWh d'électricité, cette technique nécessite 0.7 MWh d'électricité et 1.1 MWh de gaz.

Quelle solution est alors utilisée ? Le rendement n'est pas l'unique critère permettant de

trancher entre les deux solutions techniques. En effet, l'étude économique est à l'origine du choix. Le coût d'investissement (CAPEX) d'un Adiabatic CAES est estimé autour de 215 M€ alors que celui pour un Isothermal CAES est de 136 M euro. Pour la suite, deux cas sont envisagés :

Adiabatic CAES : 350 cycles par ans : pour une utilisation journalière, les revenus (A-CAES ou I-CAES) sont de l'ordre de 341 M€. Dans le cadre du A-CAES, en soutirant les CAPEX et les coûts d'opérations et de maintenances (81 M€) (O&M), l'entreprise reste bénéficiaire de 44 M€. Par contre, l'I-CAES possède des coûts plus faibles liés à l'O&M (51 M €) et au CAPEX mais nécessite du gaz naturel pour réchauffer le gaz. Ainsi, ces dépenses rendent l'entreprise déficitaire de 129 M€.

Isothermal CAES : 50 cycles par ans : pour une utilisation hebdomadaire, les revenus (A-CAES ou I-CAES) sont de l'ordre de 268 M€. Dans le cadre du A-CAES, les coûts restent les mêmes que lors de l'étude précédente, l'entreprise devient donc déficitaire de 29 M€. En contrepartie, les dépenses du fuel sont réduites à 30 M€ et donc l'entreprise possède un bénéfice de 51 M€.

A.6 Visite ENSTA PARISTECH

Rencontre avec Didier DALMAZONE le 16 novembre 2018.

Inaugurée en mars 2016, la « Plateforme Hydrogène » de l'ENSTA PARISTECH se dédie à la recherche autour de l'atome d'hydrogène en tant que vecteur d'énergie. La spécificité de cette installation réside dans le fait qu'elle intègre toutes les étapes de la filière "hydrogène énergie", depuis la production, la purification, le stockage, jusqu'à la restitution d'énergie par combustion directe ou par pile à combustible. Nous y avons rencontré Didier Dalmazzone, de l'unité Chimie et Procédés.

Intérêt de la visite

Cette visite nous a notamment permis de découvrir les axes actuels de recherche autour de l'hydrogène, parmi lesquels on compte le stockage d'hydrogène dans des réseaux métalliques et l'étude des flammes d'hydrogène.

Ce que nous avons appris

L'ENSTA PARISTECH est très investie dans la recherche sur le transport de l'hydrogène. Les chercheurs travaillent actuellement principalement sur les MOFs et les LOHCs, matériaux permettant le piégeage de l'hydrogène sous haute pression dans le but de le stocker. Les MOFs (Metal Organic Framework) sont des matériaux très poreux et légers, reposant sur un assemblage de molécules organiques avec des métaux. Ils peuvent donc absorber certains gaz, dont l'hydrogène, puis le relâcher plus tard. La capacité de ces matériaux dépend de la pression et de la température, et peuvent sous certaines conditions (-200°C/100bars), dépasser les 70 mol/kg de stockage. Leur capacité est néanmoins très fortement diminuée pour des températures plus élevées. Les LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carrier) sont des liquides ayant une densité de stockage d'hydrogène très importante, capables

d'insérer du dihydrogène au sein de réseaux moléculaires. Ils ont une capacité de stockage de l'ordre de 630 Nm³ par mètre cube. Ce procédé permet donc un transport simple et sécurisé, à température et pression ambiante, mais est complexe, nécessite une catalyse, et a un mauvais rendement énergétique. D. Dalmazzone a ainsi proposé la méthode de stockage d'H₂ sous forme d'ammoniac (NH₃) Une thèse menée à l'ENSTA PARISTECH semble indiquer que ce procédé peut être adapté aux transports longue distance (>250km) grâce à la facilité du transport. Enfin, l'idée de stocker l'hydrogène dans des hydrates de gaz (molécules d'eau stockant du gaz, qu'on trouve à l'état naturel au fond des océans et dans les zones polaires), a été évoquée, mais ne semble pas être encore efficace dans le cas de l'hydrogène

Contexte générale de l'étude

B.1 Applications de l'hydrogène

B.1.1 Power to electricity

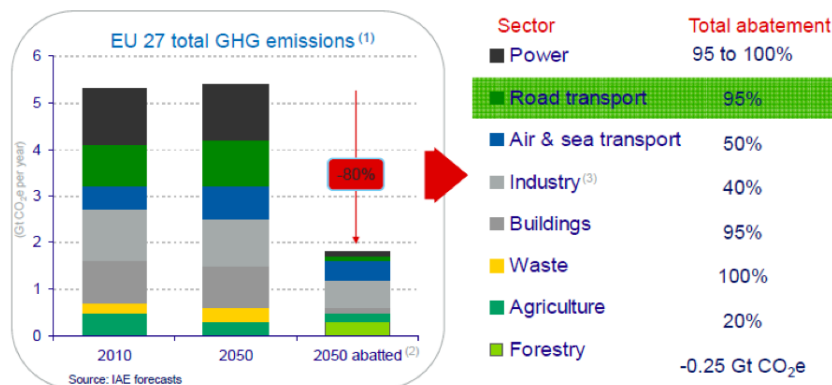
| Technologie | Unités | Système - 1 MW | | Système multi-MW | | Système ≥ 60 MW | |
|--------------------------|------------------------|----------------|-------|------------------|-------|-----------------|-------|
| | | Alcaline | PEM | Alcaline | PEM | Alcaline | PEM |
| Pression | bar | 10 | 30 | 10 | 30 | 10 | 30 |
| CAPEX | €/kWe | 1200 | 1500 | 750 | 1000 | 500 | 650 |
| O&M | %CAPEX/an | 5% | 4% | 4% | 3% | 3% | 2% |
| Consommation énergétique | kWh/Nm ³ H2 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| | kWh/kg H2 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| Coût stack | %CAPEX | 40% | 40% | 40% | 50% | 40% | 60% |
| Durée de vie stack | heures | 90000 | 40000 | 90000 | 40000 | 90000 | 40000 |
| Durée de vie système | Années | 20 | 15 | 20 | 15 | 20 | 15 |

FIGURE B.1 – Récapitulatif sur les piles à combustibles

Une troisième technologie de piles est en développement, avec une réaction en phase gazeuse, à haute température, avec des prédictions de puissances de l'ordre du gigawatt. La solution actuelle pour atteindre de telles puissances serait d'utiliser des turbines à hydrogène, de fonctionnement proche des turbines à gaz.

B.1.2 Power to mobility

Pour réduire limiter le dérèglement climatique, il est prévu de révolutionner complètement le secteur du transport pour en diminuer de 95% les émissions de gaz à effet de serre, comme on peut le voir dans la figure B.2. La montée en puissance du secteur de l'hydrogène pour la mobilité peut contribuer notablement à cet effort.



Sources : IAE & www.roadmap2050.eu

FIGURE B.2 – Emission de carbone par secteur
De nombreux projets existent déjà comme l'utilisation de trains à hydrogène en Allemagne et aux

Pays-Bas, ou encore l'ambition japonaise, chinoise ou américaine de développer les véhicules à H₂ (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV). Au Japon, Toyota s'impose et vise à devenir leader sur le marché mondial avec sa Toyota Mirai avec un prix plutôt élevé (plus de 70 000€) mais une autonomie annoncée de plus de 500 km. Aussi, le Japon disposait de 90 stations-services à hydrogène (Hydrogen Refuelling Stations, HRS) en 2017, et en aurait 160 en 2020. En 2030, le parc de FCEV atteindra 800 000 unités. La Chine vise 1 million de véhicules en 2030, et les Etats-Unis en sont à 62 HRS et 7000 FCEV grâce au programme AB8 du California Fuel Cell Partnership (source : ministère de la Transition écologique et solidaire, Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, 1er juin 2018 [1].)

B.1.3 Power to industry

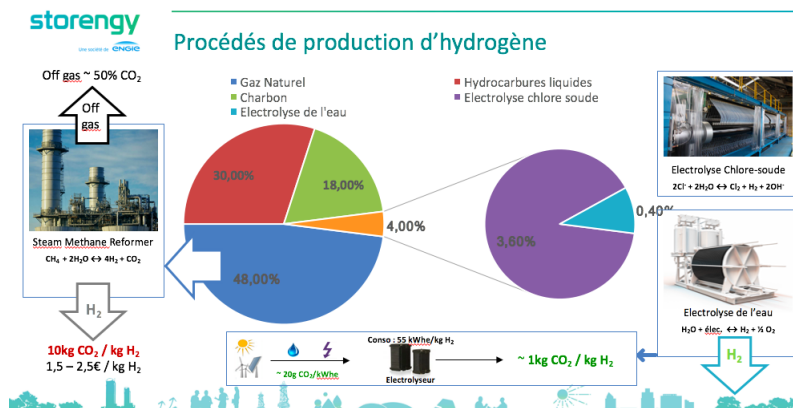


FIGURE B.3 – Procédé de production d'hydrogène

On constate que la production d'hydrogène vert reste minoritaire, et que la production majoritaire (car produisant de l'hydrogène à bas coût, environ 2/3€ le kilo) à partir de gaz ou de pétrole, est extrêmement polluante, on parle en effet de 10 tonnes de CO₂ produites, pour une tonne de dihydrogène produit.

B.2 Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique

De la volonté de Shinzo Abe de faire du Japon une *société hydrogène*, le pays a massivement investi pour constituer une flotte de véhicules à hydrogène (40 000 véhicules en 2018, avec un objectif de 800 000 véhicules en 2030). Le pays cherche aussi à développer des fermes à hydrogène pour particuliers. 200 000 Tokyoïtes en sont équipés en 2018.

En Californie, berceau du succès des voitures à pile à combustible, on vise la production d'1,5 millions de véhicules d'ici 2030. Au travers du programme AB8 du California Fuel Cell Partnership, 62 stations hydrogène ont vu le jour.

La Corée du Sud a investi près de 2 milliards d'euros pour développer sa filière hydrogène.

L'Allemagne est le pays historique de l'hydrogène en Europe avec la présence de ses industriels engagés sur le sujet (Daimler, Shell, Linde). Le pays dispose d'une centaine de véhicules et environ 25 stations déployées à ce jour. Du côté français, au mois de juin 2018, le ministre d'état de la transition écologique et solidaire a présenté un plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique qui vise à faire de la France un leader mondial de cette technologie. L'objectif recherché est que 10% d'hydrogène sera produit à base de sources renouvelables à l'horizon 2023.

B.3 Géologie du sel

B.3.1 Précipitation du sel

La précipitation du sel dépend de plusieurs facteurs, géométriques ou climatiques par exemple. Dès lors, on opère une distinction entre les évaporites continentales des évaporites marines.

Les évaporites continentales : Elles proviennent d'une eau salée qui s'est vue piégée dans un bassin fermé. Le sel en solution peut notamment provenir du ruissellement d'une eau chargée en ions chlorure et sodium, ou bien de la tectonique des plaques qui aurait isolé l'eau salée de l'océan dont elle provient (cela a été le cas pour la mer Méditerranée par exemple). Dans la mesure où ce bassin ne reçoit qu'un faible apport d'eau douce et que le climat de la région plutôt aride, le sel en solution vient précipiter. On observe alors une répartition concentrique, en forme d'oeil de boeuf, où les précipités les plus solubles se retrouvent au centre.

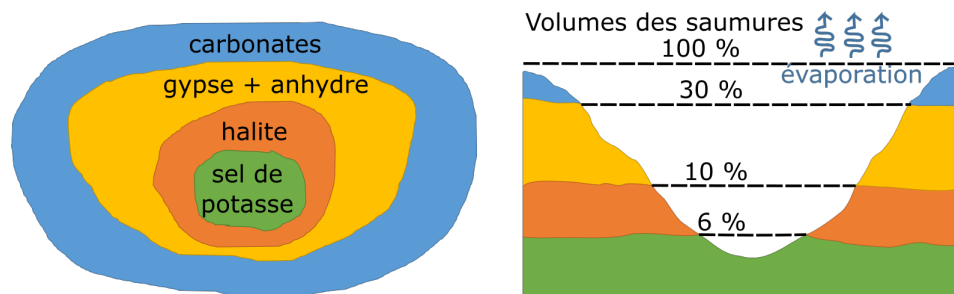


FIGURE B.4 – Modèle de bassin fermé

Les évaporites marines : On distingue les évaporites en bassin profond et peu profond. Pour ce qui concerne les bassins peu profonds (dont l'existence est souvent due à une subsidence tectonique, i.e. un affaissement lent de la surface de la croûte terrestre), le sel vient s'accumuler sur de très grandes épaisseurs. En effet, il précipite en même temps que la surface s'abaisse. Pour ce qui concerne les bassins profonds, du fait des volumes en jeu, l'évaporation de l'eau est très intense, ce qui conduit à une augmentation de la salinité avec la diminution de l'eustatique. Dans ce cas, on observe la figure suivante.

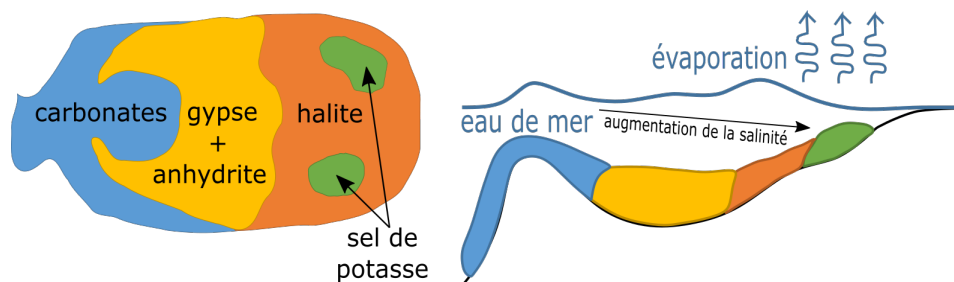


FIGURE B.5 – Modèle de bassin marin à seuil

B.3.2 Sel en dôme

Le formation de sel est progressivement enfouie dans le sol avec l'ajout de sédiments. Au bout d'un certain temps, le sel peut se retrouver écrasé par une épaisse couche de sédiments plus dense. Sous l'effet de contraintes tectoniques tangentielles, ou bien de différences de pression dues à la nature de la colonne de sédiments, le sel remonte à la surface. C'est le phénomène d'halocinèse. Cette remontée est permise

par le caractère fluant du sel. On trouve un bel exemple de dôme de sel affleurant en Iran dans les monts Zagros. Cette formation est d'autant plus exceptionnelle que le sel se dissout facilement dans l'eau.



FIGURE B.6 – Dôme de sel dans les monts Zagros

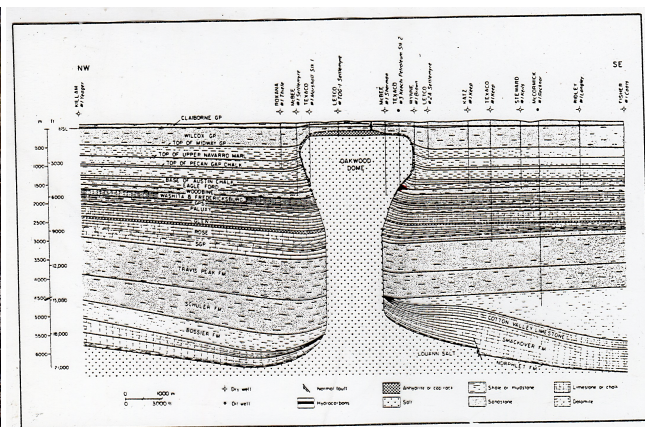


FIGURE B.7 – Coupe géologique d'un dôme de sel au Texas

Configuration de stockage

C.1 Thermodynamique de l'hydrogène

Pour la plupart des gaz au voisinage de la pression atmosphérique, la température d'inversion de Joule-Thomson est relativement élevée (nettement supérieure à la température ambiante), et le gaz peut donc être refroidi sous l'effet de l'expansion. Cependant, la température d'inversion du dihydrogène est de 245 K (-18°C) à pression atmosphérique, ce que signifie que ce gaz peut être réchauffer par détente à température ambiante.

Le dihydrogène est aussi le gaz le plus léger. De ce fait, il n'y a pas d'effet de transport de masse au démarrage de la turbine. Il faut utiliser du dioxyde de carbone, gaz plus lourd, pour lancer le dispositif.

Cependant, le dihydrogène occupe, à masse égale, un volume supérieur à celui occupé par un gaz naturel tel que le méthane. A 1000 mètres de profondeur, il faut ainsi un volume 10 fois plus grand pour stocker la même masse de dihydrogène. Il faudra donc aussi évaluer l'impact économique qu'aura cette donnée sur le coût des cavités de stockage d'hydrogène par rapport à celle de gaz naturel.

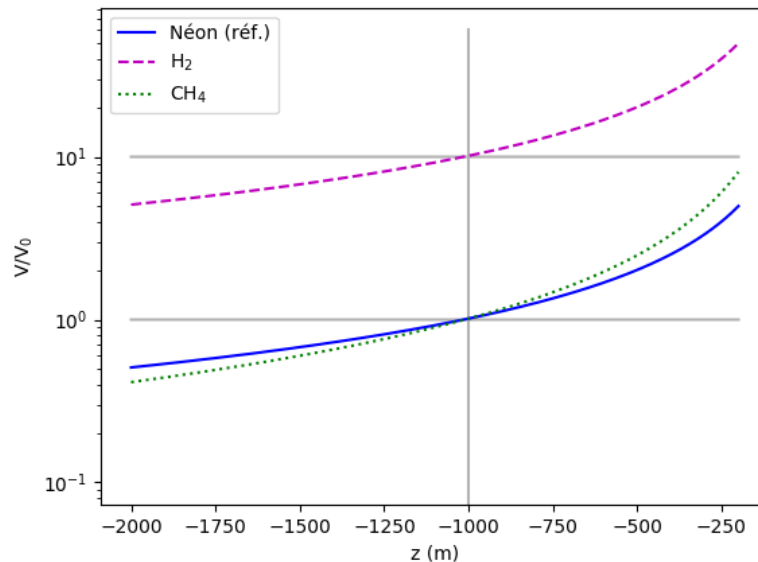


FIGURE C.1 – Variation du volume nécessaire pour stocker la même masse de gaz M_0 en fonction de la profondeur (M_0 est la masse de méthane pour $P_0=22$ MPa et $T_0=40^\circ\text{C}$)

Le coefficient de Joule-Thomson $\mu_{JT} = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H$ caractérise l'expansion isenthalpique d'un gaz. La température d'inversion de Joule-Thomson est la température pour laquelle le coefficient μ change de signe (pour un gaz parfait, $\mu_{JT} = 0$). On peut déterminer une expression analytique du coefficient de Joule-Thomson pour le dihydrogène et ainsi tracer son évolution en fonction de la température, à une pression donnée.

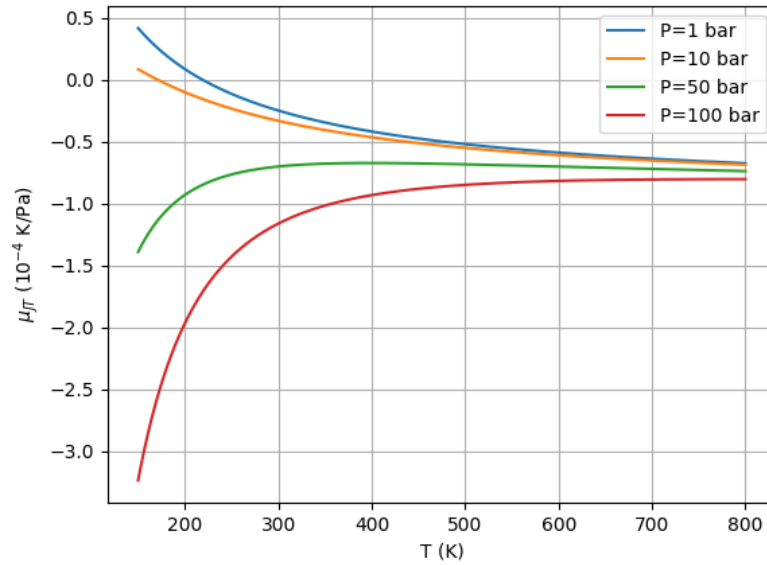


FIGURE C.2 – évolution du coefficient de Joule-Thomson du dihydrogène en fonction de la température, à pression donnée

On observe que $|\mu_{JT}| \leq 5.10^{-4}$ pour $T \in [200K; 800K]$ à des pressions pouvant être rencontrées dans la cavité de stockage. Le comportement du dihydrogène est donc très proche de celui du gaz parfait dans ces domaines de températures et de pressions.

Essayons maintenant de proposer une expression simplifiée du coefficient de Joule-Thomson :

$$dH = \frac{\partial H}{\partial P} dP + \frac{\partial H}{\partial T} dT = 0$$

$$\text{Donc : } \frac{\partial T}{\partial P} = -\frac{(\partial H / \partial P)_T}{(\partial H / \partial T)_P}$$

$$\text{Or : } \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P = C_P$$

L'identité thermodynamique donne : $dH = TdS + VdP = 0$

$$\text{On obtient donc : } \left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = T\left(\frac{\partial S}{\partial P}\right)_T + V$$

$$\text{La relation de Maxwell donne : } \left(\frac{\partial S}{\partial P}\right)_T = -\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P$$

$$\text{Donc : } \mu_{JT} = \frac{T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P - V}{C_P}$$

Pour un **gaz parfait** ($PV = nRT$) : $\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P = \frac{nR}{P} = \frac{V}{T}$ donc $\mu_{JT} = 0$

Pour un **gaz réel**, on utilise l'équation de Van der Waals : $\left(P + \frac{an^2}{V^2}\right)(V - nb) = nRT$

De cette équation, il est possible de déterminer une expression analytique du coefficient de Joule-Thomson pour tracer son évolution en fonction de la température, à pression fixée.

C.2 Hypothèses simplificatrices dans la cavité

C.2.1 Thermodynamique dans le gaz

Dans la cavité il peut cohabiter plusieurs espèces (saumure, gaz, vapeur) par soucis de simplification on suppose que seul le gaz est présent

On dispose alors de trois lois constitutives pour caractériser le gaz stocké :

-La loi de Stocke.

-La loi de Fourier.

-D'une équation d'état du gaz $\frac{1}{\rho} = \frac{\partial g}{\partial p}$ reliant le potentiel thermodynamique aux fonctions d'état étant la densité ρ et la capacité thermique C_p .

-Du modèle du gaz parfait ou du gaz réel suivant les conditions de température et de pression

On peut établir finalement trois équations de conservation :

Conservation de la masse :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho v_i) = 0 \quad (C.1)$$

Conservation du mouvement :

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(\rho v_i) + v_i \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho v_j) = F_{ij} v_j - \frac{\partial p}{\partial x_i} \quad (C.2)$$

Conservation de l'énergie :

$$\underbrace{\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c_p v_i \frac{\partial T}{\partial x_i}}_{\text{convection de chaleur}} = - \underbrace{\frac{T}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial T} \Big|_p \left[\frac{\partial \rho}{\partial t} + v_i \frac{\partial \rho}{\partial x_i} \right]}_{\text{travail de p}} - \underbrace{\frac{\partial}{\partial x_i} \left(-K_{ij} \frac{\partial T}{\partial x_j} \right)}_{\text{conduction de chaleur}} + \underbrace{\zeta_{ij} : \frac{\partial v_i}{\partial x_j}}_{\text{réchauffement visqueux}} \quad (C.3)$$

Ces équations permettant de connaître dans l'ordre le champ de densité ρ , des vitesses u et de la température T

La pression est calculée en utilisant la loi d'état des gaz

C.2.2 Thermodynamique dans le solide

Le massif est supposé homogène, infini et composé de sel gemme.

On dispose alors de deux lois constitutives pour caractériser le massif :

-La loi de Lemaitre, qui décrit le comportement du sel face à des sollicitations mécanique et thermique.

-Le loi de Fourier

le comportement mécanique et thermique sont couplés pour obtenir un comportement thermodynamique.

C.3 La rhéologie

La rhéologie est la branche de la mécanique qui étudie la déformation et l'écoulement de la matière en réponse à une contrainte. L'objectif de cette annexe est de présenter les principales étapes de l'étude du sel en laboratoire, de laquelle nous déduirons ses principales caractéristiques.

Préparation des échantillons

La préparation des éprouvettes s'organise selon trois étapes (Figure C.3) :

- **Le carottage** consiste à préparer une éprouvette cylindrique, de façon à assurer une répartition uniforme des efforts lors des essais. Il est de plus nécessaire de préparer plusieurs éprouvettes, de façon à rendre compte de la variabilité du sel dans lequel on veut creuser la cavité. - **L'usinage** consiste à découper l'éprouvette pour que sa hauteur respecte l'élancement standard en fonction du type d'essai envisagé. - **La rectification** permet de produire une surface parfaite de rugosité faible en vue de limiter le fretage lors de la réalisation des essais.



FIGURE C.3 – Echantillon de sel

Mesures des propriétés physiques

La première mesure est celle de la *masse volumique* de l'éprouvette, à l'aide d'une balance pour mesurer la masse, et d'un mètre pour obtenir les dimensions de l'éprouvette et ainsi en déduire le volume. La masse volumique du sel gemme est de l'ordre de 2160 kg/m^3 .

Il s'agit ensuite de mesurer la *vitesse du son* dans l'éprouvette. On choisit l'onde longitudinale primaire de compression. Un émetteur constitué d'un matériau piézo-électrique émet cette onde qui se propage dans l'éprouvette avant d'être réceptionnée par un récepteur. Un appareil mesure le temps de propagation. On déduit la vitesse du son en faisant le rapport de la hauteur de l'éprouvette et de ce temps de propagation. Cette mesure caractérise la continuité de la roche, en révélant la présence de fissures. Pour le sel gemme, on mesure des vitesses du son de l'ordre de 4000 ms^{-1} .

Essais de traction

Pour les roches, qui résistent faiblement à la traction, on utilise la méthode brésilienne, qui consiste à générer une traction indirecte en appliquant une compression diamétrale via une presse hydraulique (Figure C.4). On utilise alors une éprouvette cylindrique d'élancement 0.5 (la hauteur est égale à la moitié du diamètre), de façon à assurer une répartition homogène de la contrainte.

L'essai permet de déterminer la résistance à la traction de la roche, définie comme étant la contrainte à la rupture. Dans le cas du sel, cette résistance est de l'ordre de 1.5 MPa . Toutefois, par sécurité, nous ferons dans la suite l'hypothèse que le sel ne résiste pas à la traction, c'est à dire qu'il possède une résistance à la traction nulle.

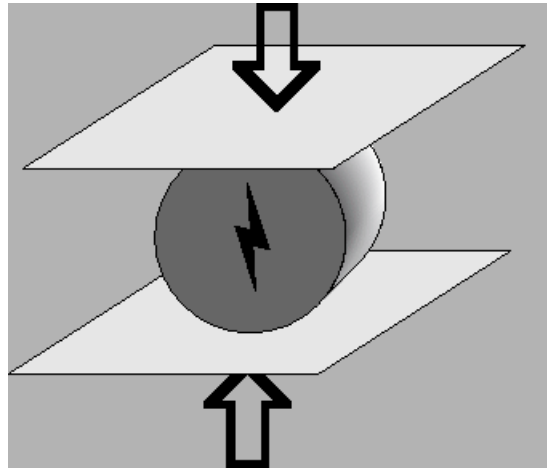


FIGURE C.4 – Principe de l'essai brésilien

Essais de compression

Les essais de compression sont réalisés sur des éprouvettes d'élancement 2. La compression imposée peut être uniaxiale ou triaxiale.

Lors d'un essai uniaxial, on impose une contrainte selon l'axe de l'éprouvette via une presse hydraulique automatisée jusqu'à la rupture (Figure C.5). L'essai de compression triaxial ajoute une pression de confinement latérale fixée par l'utilisateur et maintenue constante. Cette pression est générée par de l'huile à travers une membrane souple qui transmet l'action mécanique tout en protégeant l'éprouvette du contact avec le fluide.



FIGURE C.5 – Presses pour la réalisation d'essais de compression au centre de Géosciences

Les essais de compression permettent de déterminer les paramètres élastiques à travers des cycles charge/décharge ainsi que le seuil d'endommagement du sel par dilatance. La Figure C.6 montre un exemple de courbes obtenues au cours d'un essai triaxial. Les déformations globales, mesurées par un capteur inductif et par variation de volume d'huile, sont représentées en bleu, et les déformations locales, mesurées par jauges, sont en rouge.

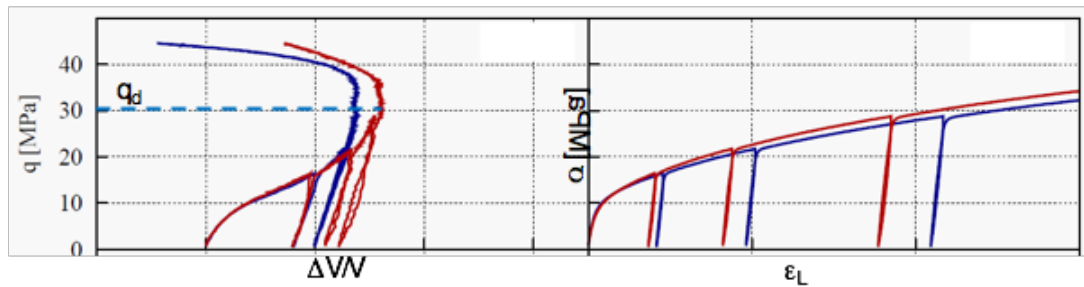


FIGURE C.6 – Résultats d'un essai de compression triaxiale (σ : contrainte axiale, L : déformation longitudinale, q : déviateur de contraintes et V : variation de volume)

Pour le sel, les valeurs retenues des deux paramètres élastiques (module d'Young et coefficient de Poisson) sont respectivement 25 000 MPa et 0.25. Le déviateur de contraintes est l'un des trois invariants de la matrice de contraintes. Il s'exprime en fonction de la norme de la contrainte déviatorique : $q = \sqrt{3/2} \|\underline{\underline{\sigma'}}\|$

Dans le cas de l'essai triaxial, avec une pression de confinement P constante et une contrainte axiale Q, le déviateur de contraintes s'écrit : $q = Q - P$

Lors d'un essai triaxial, la courbe donnant le déviateur en fonction de la variation relative de volume (Figure C.6) subit une inversion de tendance avec un volume de l'éprouvette qui commence à augmenter après une première phase de contraction. Ce phénomène, appelé dilatance, résulte de l'endommagement du sel et de l'apparition de microfissures. Le déviateur de contraintes correspondant au point d'inversion est appelé déviateur dilatant.

Les essais en laboratoire sur le sel montrent que le déviateur dilatant augmente avec la pression de confinement. On définit ainsi le critère de dilatance par la relation qui relie le déviateur dilatant à la pression moyenne dans l'éprouvette p : $q = (q + 2 \cdot P) \div 3$

La Figure ?? montre des critères de dilatance utilisés par des spécialistes sur des sels provenant de différents sites. Dans notre étude, nous avons adopté une relation linéaire simple sous la forme : $q = 1.4p + 4$

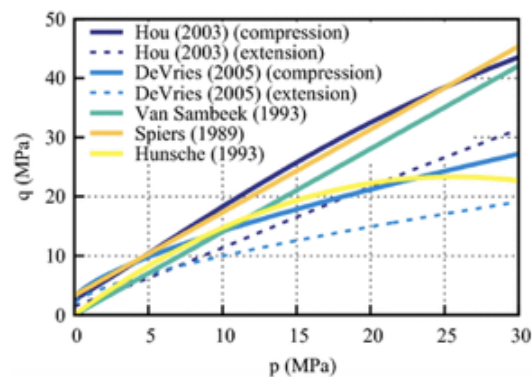


FIGURE C.7 – Exemples de critères de dilatance pour différents sels

Essai de fluage

Le fluage est le phénomène physique provoquant la déformation irréversible différée d'un matériau soumis à une contrainte constante inférieure à sa limite d'élasticité, pendant une durée suffisante. Pour le caractériser, on représente la déformation de l'éprouvette en fonction du temps, dans une courbe qui prend l'allure de la Figure ??.

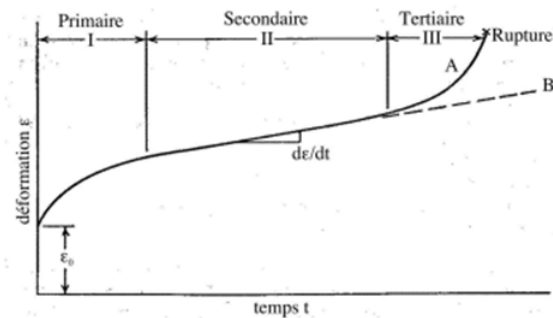


FIGURE C.8 – Déformation d’une éprouvette de sel dans le temps (Dieter et al., 1988)

Le fluage du sel dépend à la fois de la contrainte et de la température. Pour caractériser ce comportement, on réalise en laboratoire des essais de fluage de compression triaxiale avec des paliers de déviateur de contraintes et de température. L’éprouvette cylindrique d’élanement 2 est placée à l’intérieur d’une cellule triaxiale et soumise à une pression axiale, une pression de confinement latérale et une température (figure C.9). L’essai se compose de plusieurs intervalles de temps de fluage classique, effectués à déviateur de contraintes constant et à température constante sur la même éprouvette. Chaque palier est séparé par un changement de la pression axiale ou de la température. La déformation globale axiale est mesurée par un capteur LVDT.

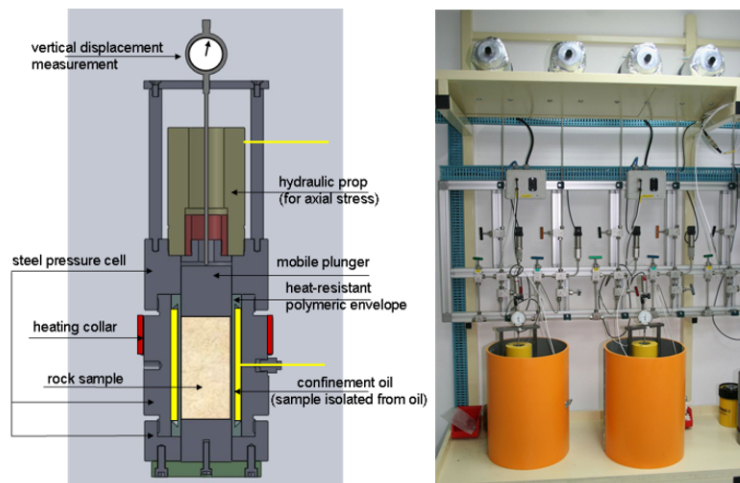


FIGURE C.9 – Dispositif pour la réalisation d’un essai de fluage multi-paliers au centre de Géosciences

Le comportement observé au cours d’un essai de fluage peut être décrit mathématiquement en fonction du temps, de la température et du déviateur de contraintes appliqué. De nombreuses lois de comportement du sel existent dans la littérature, mais nous ne présentons ici que la loi de Lemaitre utilisée dans notre étude.

Au cours d’un essai de fluage, la déformation totale axiale ϵ est la somme d’une déformation élastique (de Hooke), d’une déformation viscoplastique (de Lemaitre) et d’une déformation de dilatation thermique.

$$\epsilon = \epsilon_{\text{élastique}} + \epsilon_{\text{viscoplastique}} + \epsilon_{\text{thermique}}$$

soit :

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} + \left(\frac{\sigma}{K}\right)^\beta \exp\left(-A\left[\frac{1}{T} - \frac{1}{T_r}\right]\right) t^\alpha + \alpha_s(T - T_0)$$

où :

- σ est le déviateur de contraintes
- E esst le module d'Young
- T est la température, T_0 sa valeur initiale et T_r une température de référence
- α, β, K sont les paramètres de la loi de Lemaître
- A est le paramètre qui rend compte de l'effet de la température sur le fluage du sel via la loi d'Arrhenius
- t est le temps
- α_s est le coefficient de dilatation thermique.

Tous ces paramètres sont déterminés par ajustement des essais de fluage sous paliers de déviateur de contraintes et de température. La figure C.10 donne un exemple d'essai réalisé au laboratoire du centre de Géosciences pour un projet de stockage de gaz en cavités salines et l'ajustement effectué pour déterminer les paramètres de la loi de Lemaître.

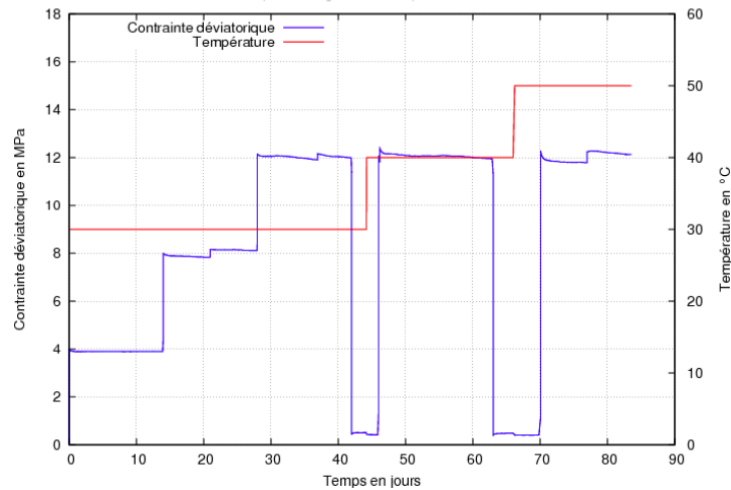


FIGURE C.10 – Historique de chargement et ajustement d'un essai de fluage par la loi de Lemaître

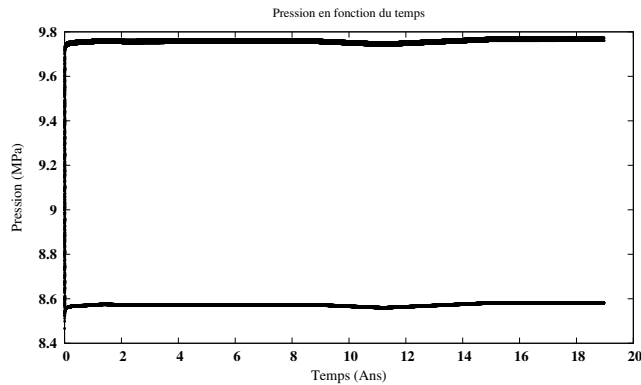
Afin de caractériser le fluage du sel, on définit l'indice qui correspond à la déformation viscoplastique calculée en % pour un déviateur de 10 MPa, un temps de 365 jours et une température $T = 328$ K. Dans notre étude, nous avons retenu pour le sel les paramètres suivants : $\alpha = 0.3$, $\beta = 3.24$, $K = 0.65$ MPa et $A = 2500$ K, $T_r = 303$ K, ce qui conduit à un indice de fluage de 8.39 %. Cet indice traduit un sel relativement fluant. Le coefficient de dilatation thermique α_s peut être mesuré à chaque changement de palier de température sous déviateur de contraintes nul, c'est à dire lorsque la déformation ne provient que de la dilatation thermique. Dans notre étude, nous avons retenu $\alpha_s = 40 \cdot 10^{-6} \text{ 1/K}$.

Les autres paramètres thermiques retenus pour le sel, soit la conductivité thermique et la capacité thermique volumique, sont respectivement de $5.78 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$ et de $2 \text{ MJ.m}^{-3}.\text{K}^{-1}$.

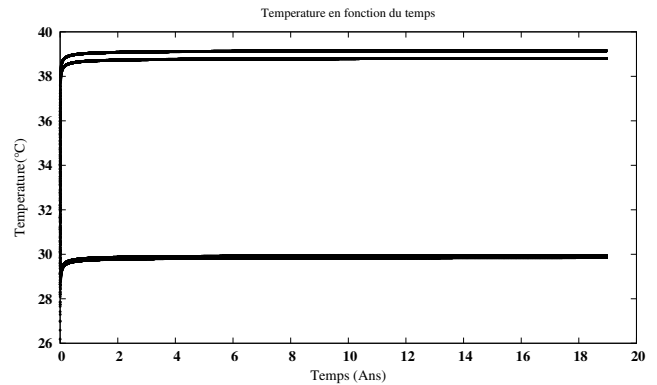
C.4 Résultats détaillés des simulations sur DEMETHER

C.4.1 Scénario Power to power (P2P)

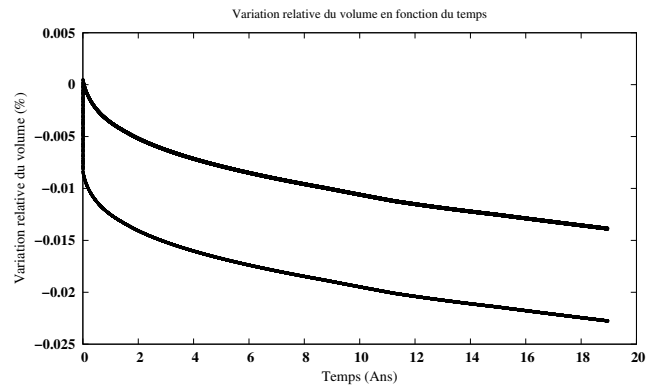
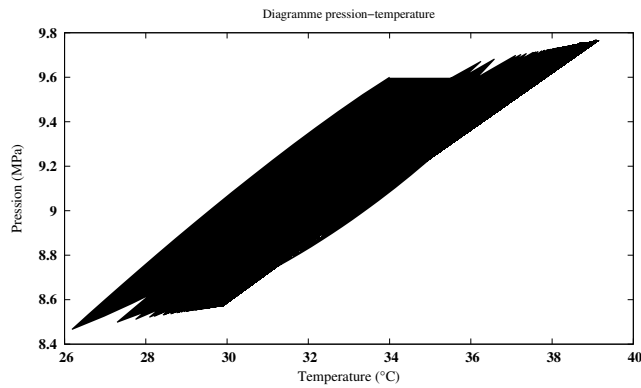
| Scénario | profondeur (m) | volume (m^3) | débit ($Kg.s^{-1}$) | Critère P_{max} (bar) | P_{min} (bar) |
|---|----------------|------------------|--------------------------------------|-------------------------|-----------------|
| 16 heures (injection) 4 heures (soutirage) | 800 | 60 000 | 1,34 (injection) 2,68 (soutirage) | 100 | 60 |



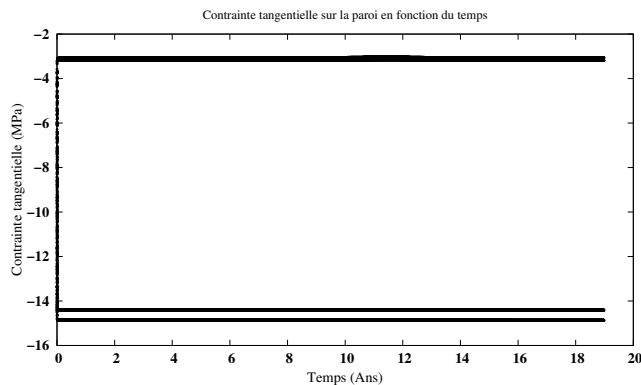
Le critère de pression est validé (entre 60 et 100 bar).



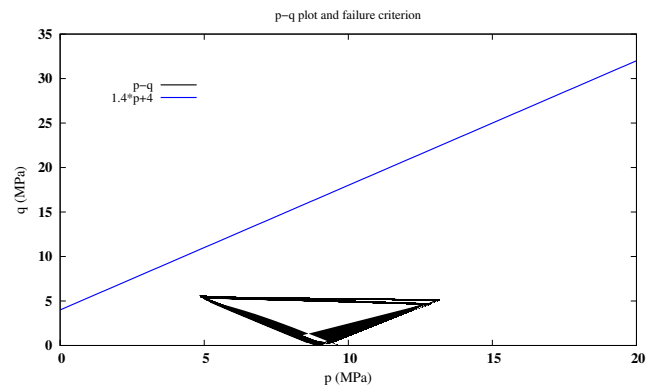
La température oscille entre 30 et 39 degrés Celsius.



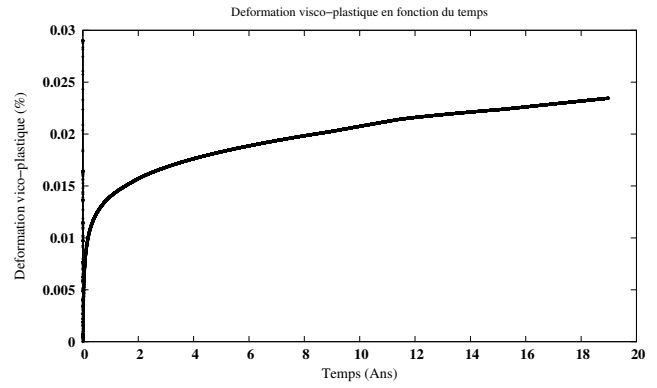
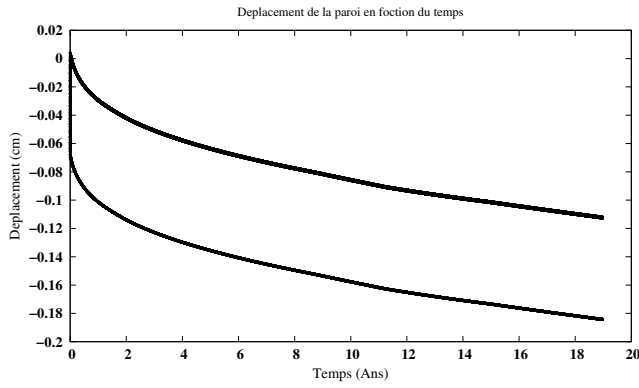
Après 20 ans, la perte de volume de la cavité est d'à peine 0,023%.



Les contraintes tangentielles restent négatives, il n'y a pas de traction.

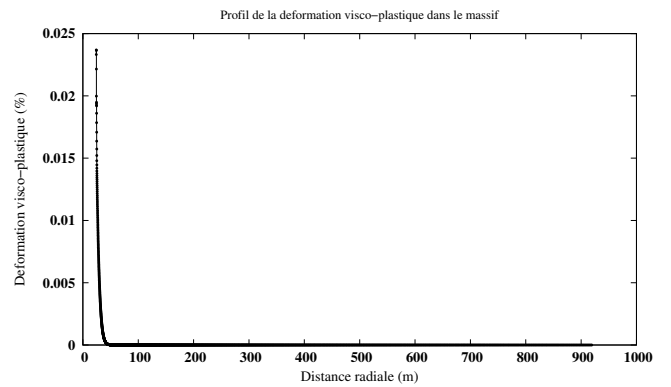
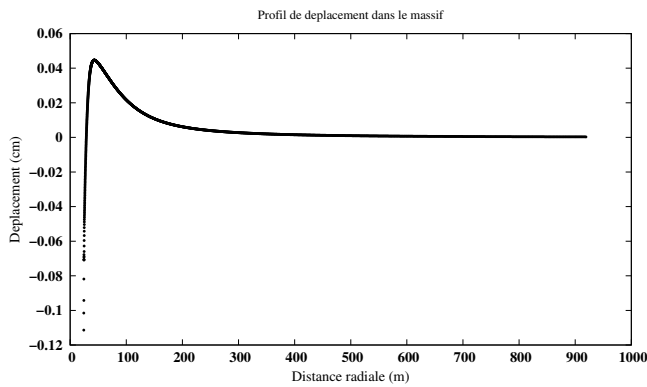


Le critère de dilatance est respecté, le massif n'est pas fracturé.



Le déplacement de la paroi de la cavité est de l'ordre du millimètre.

Après 20 ans, la norme de déformation visco-plastique atteint 0,024%.

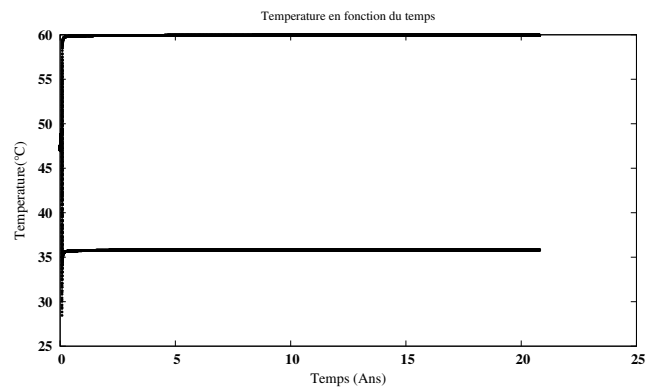
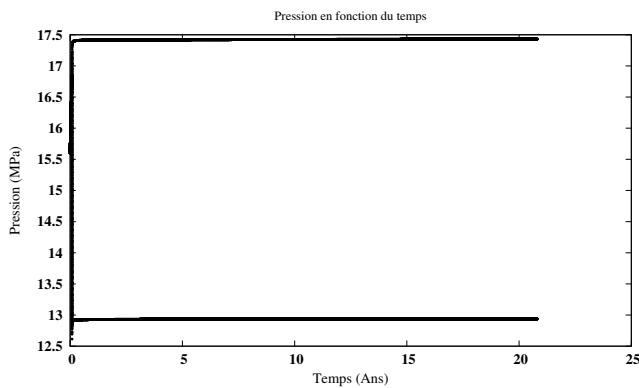


Après 20 ans, on constate qu'à 200 mètres de la cavité, le massif subit un déplacement d'à peine 1 millimètre.

Après 20 ans, on constate qu'à 50 mètres de la cavité, la déformation visco-plastique dans le massif est inférieure à 0,001%.

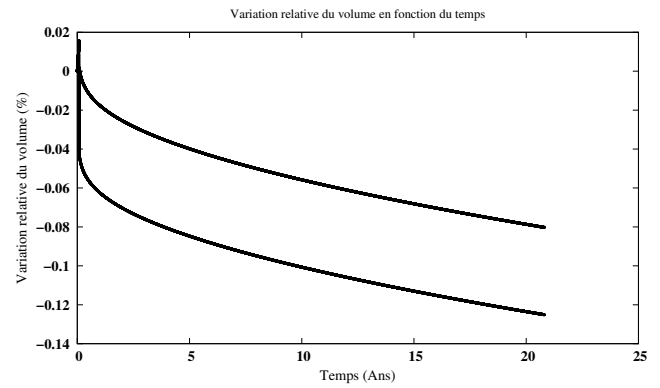
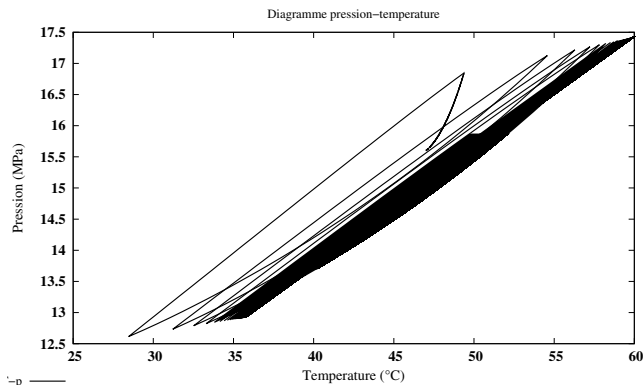
C.4.2 Scénario Power to mobility (P2M)

| Scénario | profondeur (m) | volume (m^3) | débit ($Kg.s^{-1}$) | Critère P_{max} (bar) | P_{min} (bar) |
|-----------------------|----------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|
| 12 heures (injection) | 1300 | 116 000 | 5.7 (injection) | 200 | 100 |
| 12 heures (soutirage) | | | 5.7 (soutirage) | | |

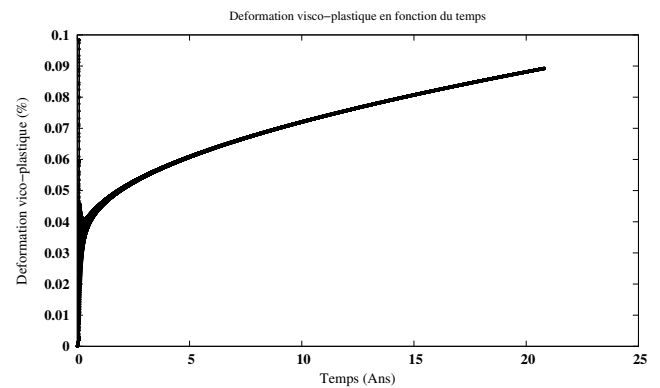
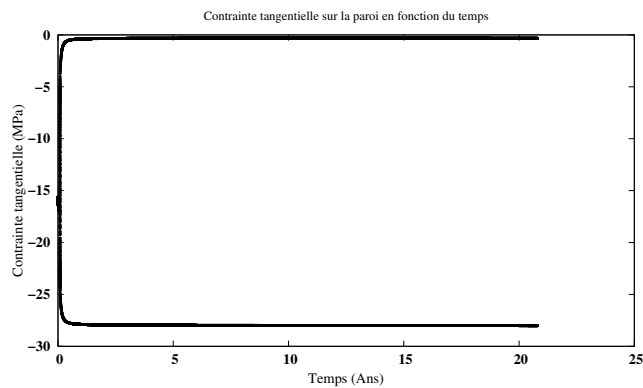


Le critère de pression est validé (entre 100 et 200 bar).

La température oscille entre 35 et 60 degrés Celsius.

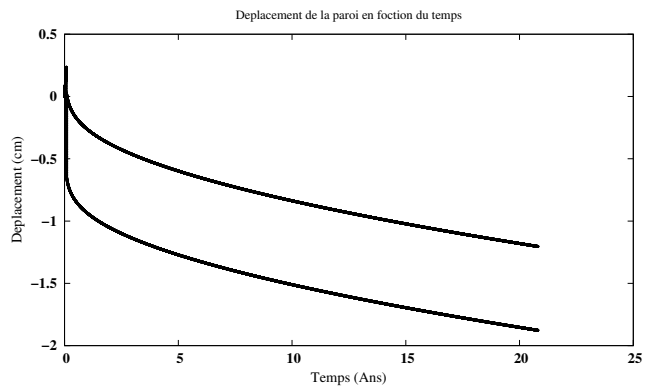
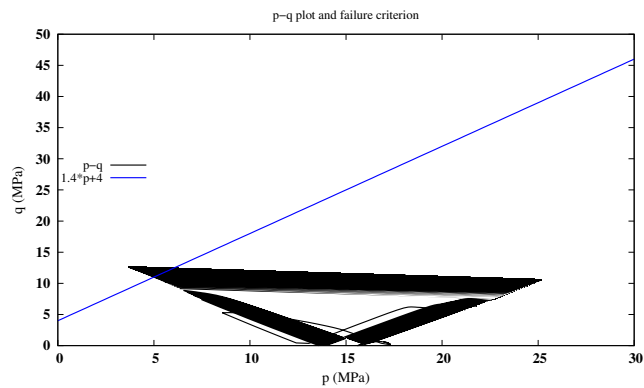


Après 20 ans, la perte de volume de la cavité est de l'ordre de 0.12%.

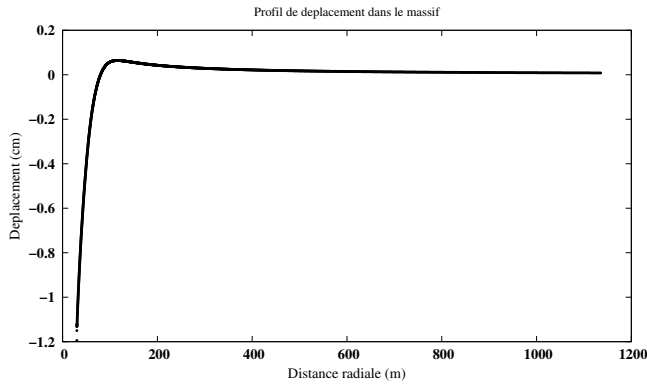


Les contraintes tangentielles restent négatives, il n'y a donc pas de traction.

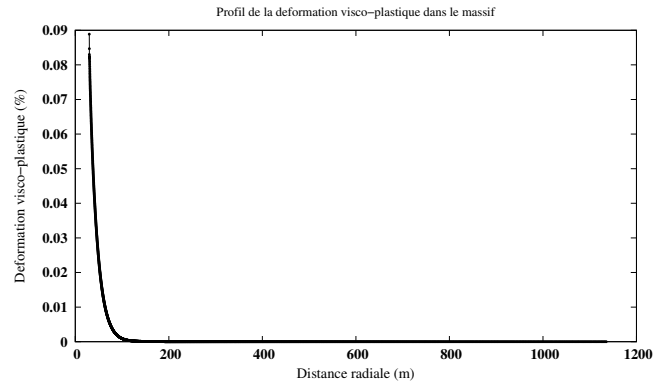
Après 20 ans, la déformation visco-plastique atteint 0,085%.



Le critère de dilatance n'est pas respecté. Cependant, le déplacement de la paroi de la cavité est de l'ordre du centimètre.



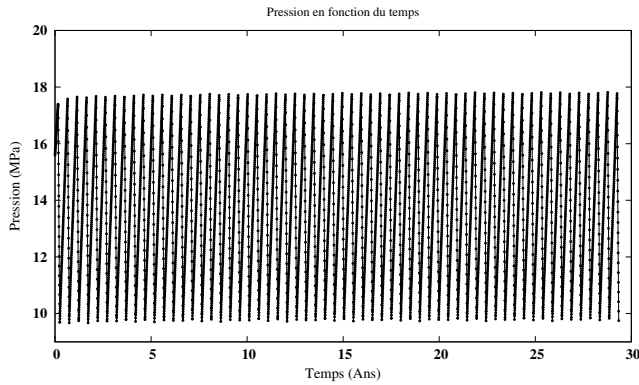
Après 20 ans, on constate qu'à 200 mètres de la cavité, le massif subit un déplacement de l'ordre de 0.5 millimètre.



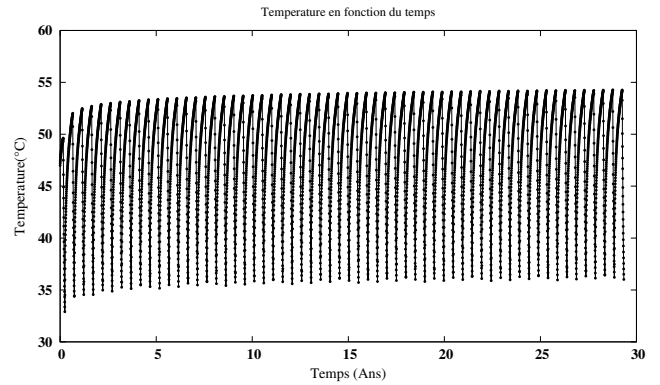
Après 20 ans, on constate qu'à 70 mètres de la cavité, la déformation visco-plastique dans le massif est inférieure à 0,01%.

C.4.3 Scénario Power to industry (P2I)

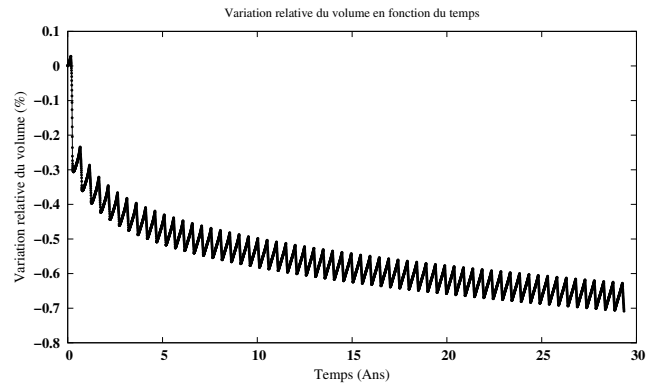
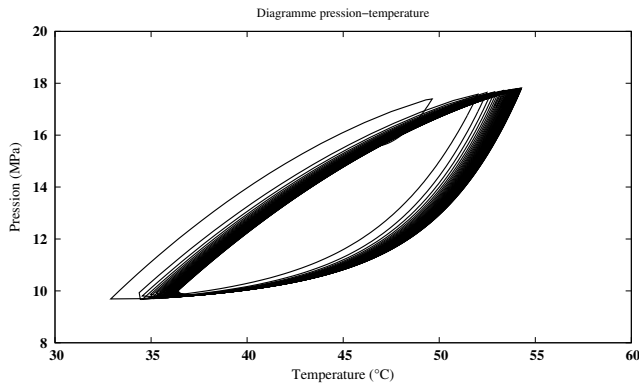
| Scénario | profondeur (m) | volume (m^3) | débit ($Kg.s^{-1}$) | Critère P_{max} (bar) | P_{min} (bar) |
|--------------------|----------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|
| 5 mois (injection) | 1300 | 800 000 | 0,31 (injection) | 180 | 80 |
| 1 mois (soutirage) | | | 1,54 (soutirage) | | |



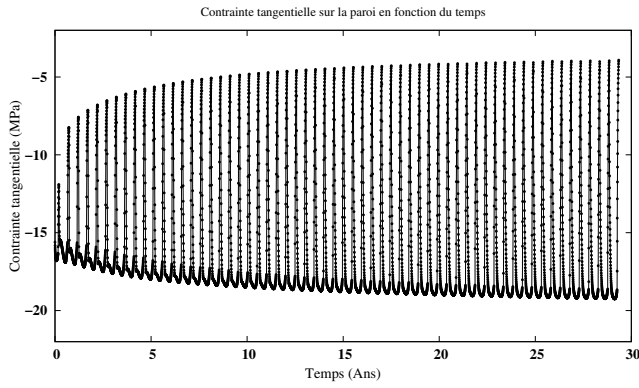
Le critère de pression est validé (entre 80 et 180 bar).



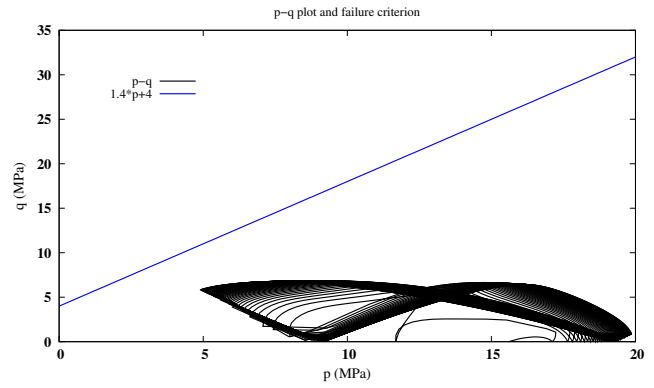
La température oscille entre 35 et 54 degrés Celsius.



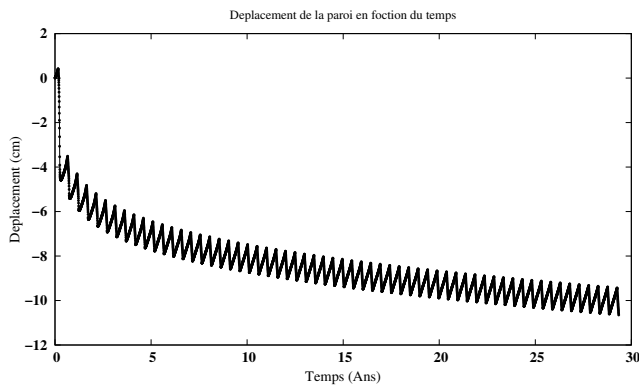
Au bout de 30 ans, la perte de volume de la cavité est de l'ordre de 0,7%.



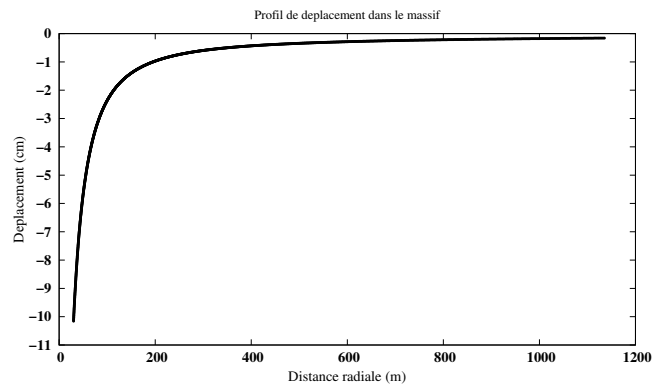
Les contraintes tangentielles restent négatives, il n'y a donc pas de traction.



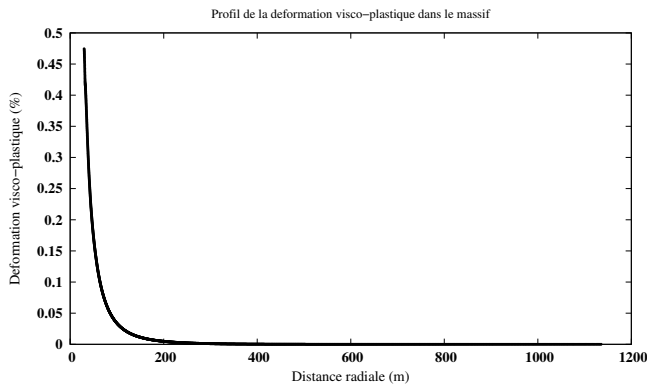
Le critère de dilatace est respecté, le massif n'est pas fracturé.



Le déplacement de la paroi de la cavité est de l'ordre de 10 centimètres au bout de 30 ans



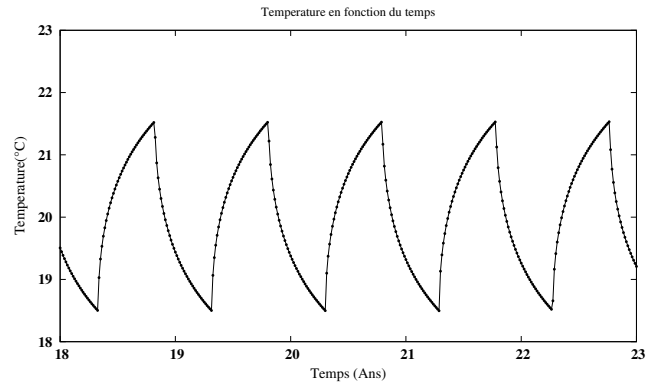
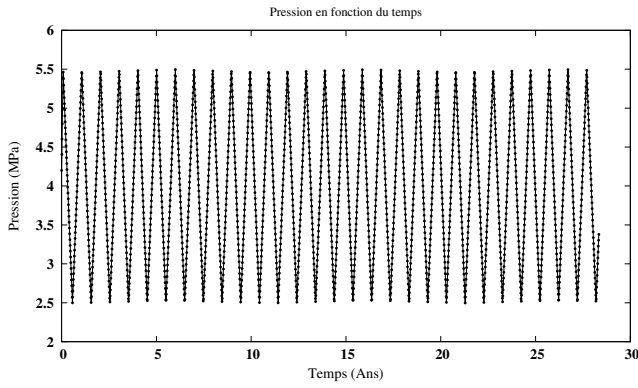
Après 30 ans, on constate qu'à 200 mètres de la cavité, le massif subit un déplacement d'un centimètre.



Après 30 ans, on constate qu'à 180 mètres de la cavité, la déformation visco-plastique dans le massif est inférieure à 0,01%.

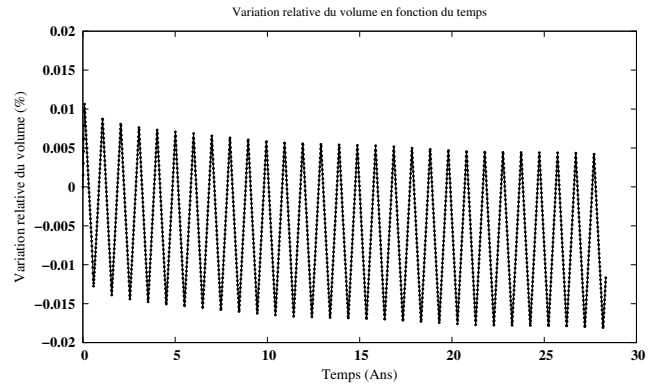
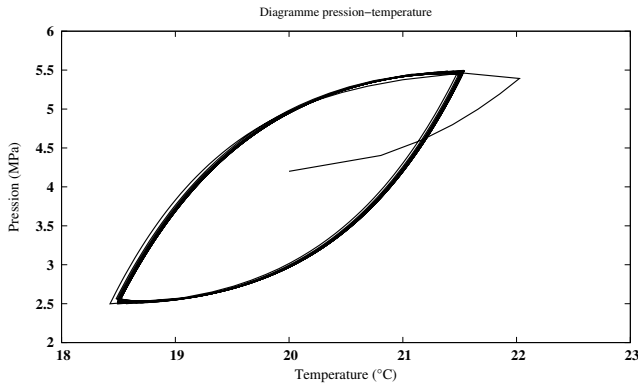
C.4.4 Scénario Power to gas (P2G) faible profondeur

| Scénario | profondeur (m) | volume (m^3) | débit ($Kg.s^{-1}$) | Critère P_{max} (bar) | P_{min} (bar) |
|--------------------|----------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|
| 6 mois (injection) | 350 | 100 000 | 0,015 (injection) | 60 | 20 |
| 6 mois (soutirage) | | | 0,015 (soutirage) | | |

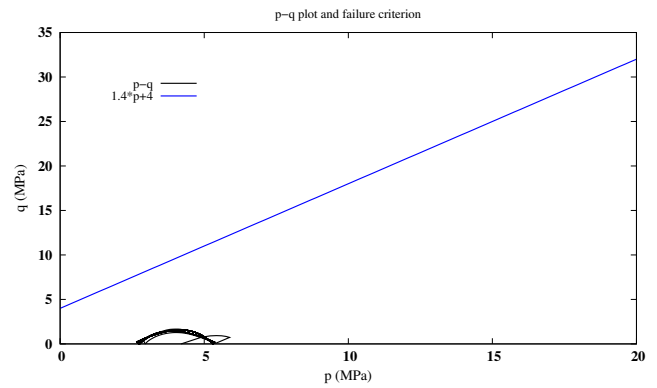
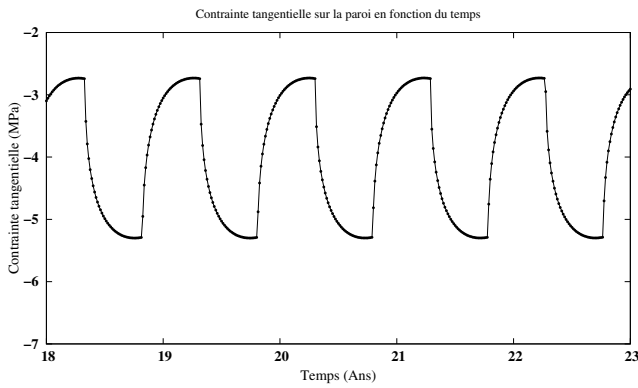


Le critère de pression est validé (entre 20 et 60 bar).

La température oscille entre 18,5 et 21,5 degrés. Celsius.

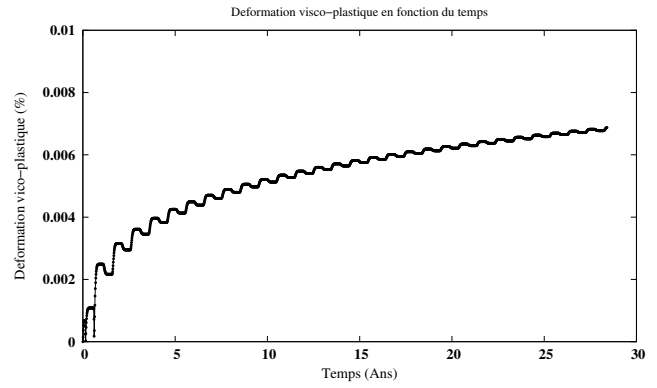
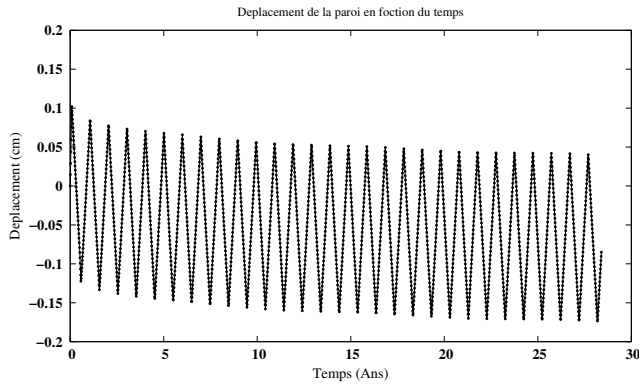


Au bout de 30 ans, la perte de volume de la cavité est de l'ordre de 0,02%.



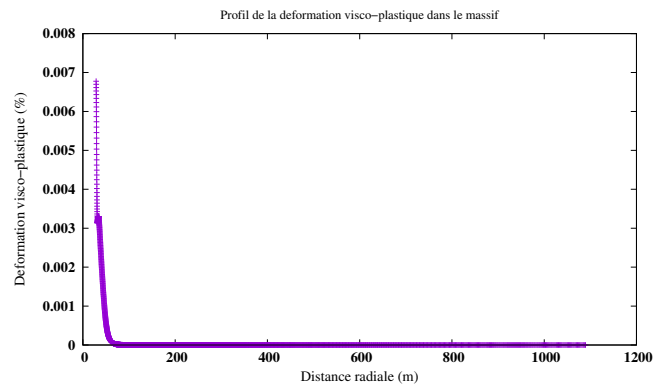
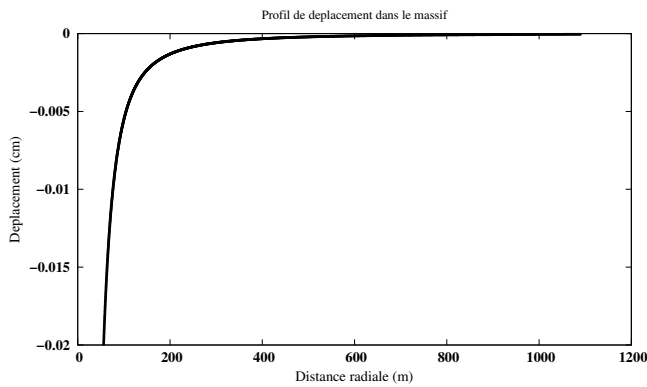
Les contraintes tangentielles restent négatives, il n'y a pas de traction.

Le critère de dilatance est respecté, le massif n'est pas fracturé.



Le déplacement de la paroi de la cavité est de l'ordre du millimètre.

Après 30 ans, la déformation visco-plastique atteint 0,007%.

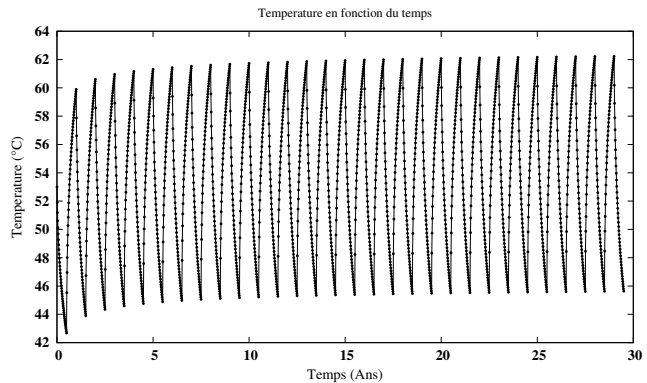
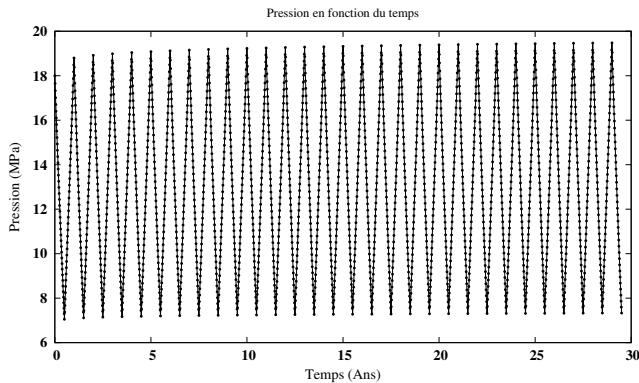


Après 30 ans, on constate qu'à 200 mètres de la cavité, le massif subit un déplacement d'à peine 20 micromètres.

Après 30 ans, on constate qu'à 50 mètres de la cavité, la déformation visco-plastique dans le massif est inférieure à 0,001%.

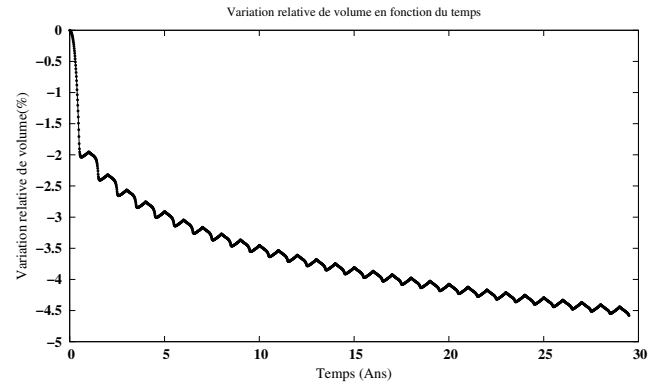
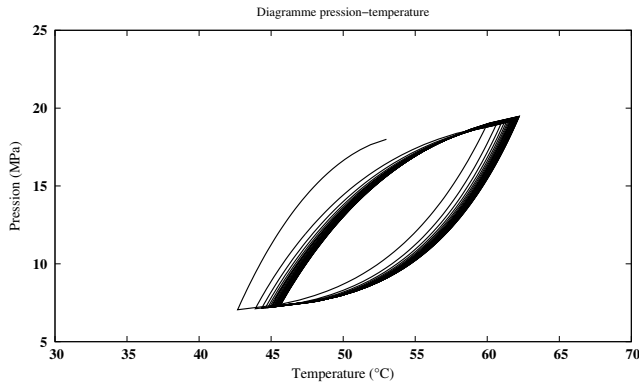
C.4.5 Scénario Power to gas (P2G) grande profondeur

| Scénario | profondeur (m) | volume (m^3) | débit ($Kg.s^{-1}$) | Critère P_{max} (bar) | P_{min} (bar) |
|--------------------|----------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|
| 6 mois (injection) | 1300 | 300 000 | 0,13 (injection) | 200 | 60 |
| 6 mois (soutirage) | | | 0,13 (soutirage) | | |

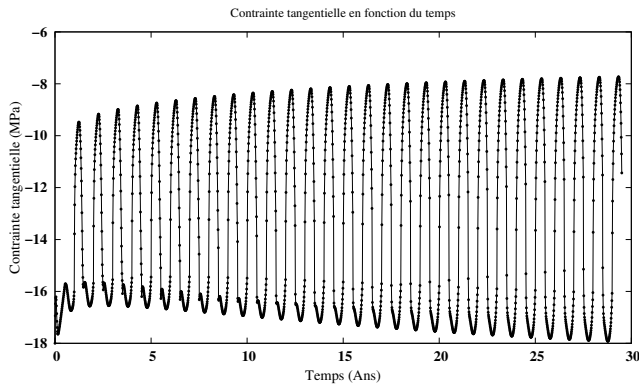


Le critère de pression est validé (entre 60 et 200 bar).

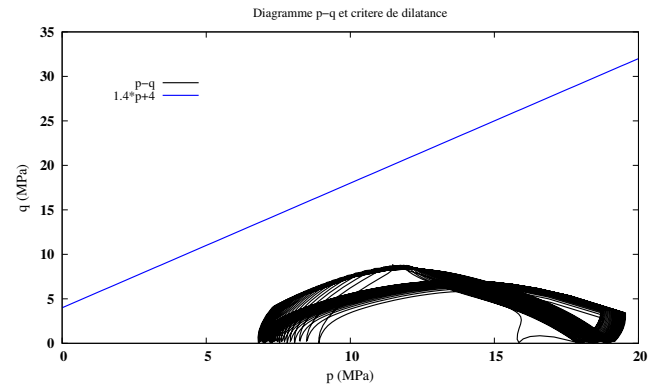
La température oscille entre 43 et 63 degrés Celsius.



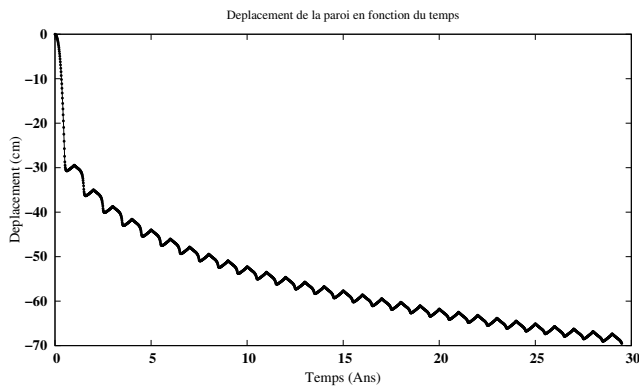
Au bout de 30 ans, la perte de volume de la cavité est de 4.5%.



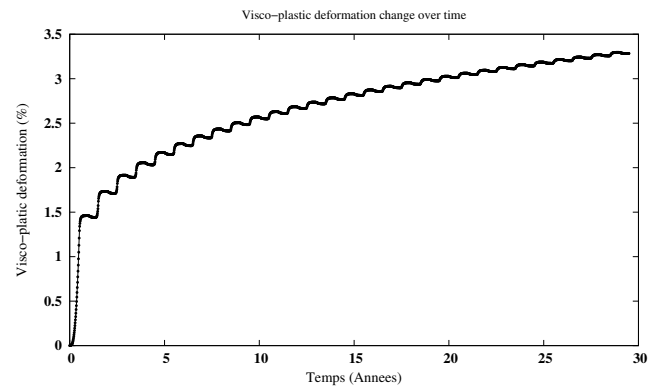
Les contraintes tangentielles restent négatives, il n'y a pas de traction.



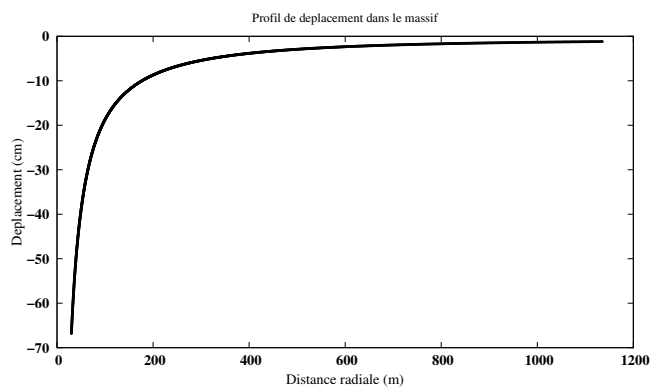
Le critère de dilance est respecté, le massif n'est pas fracturé.



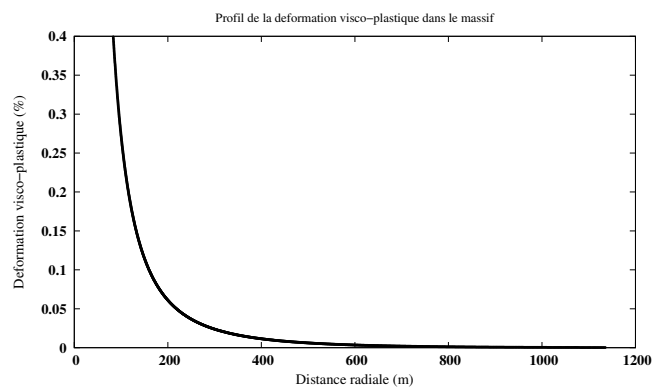
Le déplacement de la paroi de la cavité est de 70 centimètres au bout de 30 ans.



Après 30 ans, la déformation visco-plastique atteint 3,25%.



Après 30 ans, on constate qu'à 200 mètres de la cavité, le massif subit un déplacement de 10 cm. A 1 kilomètre, le déplacement est d'environ 1 centimètre.



Après 30 ans, on constate qu'à 180 mètres de la cavité, la déformation visco-plastique dans le massif est inférieure à 0,1%, et inférieure à 0,001% à 500 mètres

Réalisation et exploitation de l'installation

D.1 Lessivage

D.1.1 Lessivage direct et inverse

Lors d'un lessivage direct, l'eau est injectée dans la colonne centrale, et la saumure est soutirée dans l'espace annulaire. Le point d'injection est donc situé plus bas que le point de soutirage. Pour un lessivage inverse, l'eau est cette fois injectée dans l'espace annulaire et la saumure soutirée par la colonne centrale : le point d'injection est plus haut que le point de soutirage. Un tube supplémentaire peut également être utilisé dans cette configuration là : le tube de dilution. Il est positionné à l'intérieur de la colonne centrale. Puisque la saumure soutirée est très concentrée pour un lessivage inverse, il est possible que le sel cristallise en remontant dans la colonne centrale à cause du changement de température. En injectant de l'eau douce par le tube de dilution, on dilue la saumure en train d'être soutirée ce qui limite le phénomène de cristallisation.

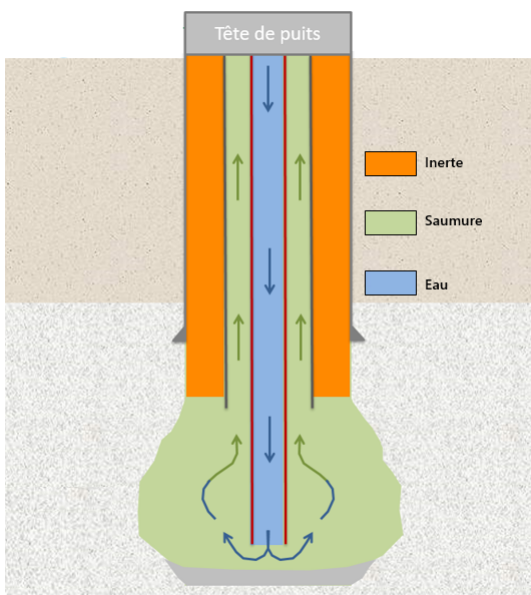


FIGURE D.1 – Lessivage direct

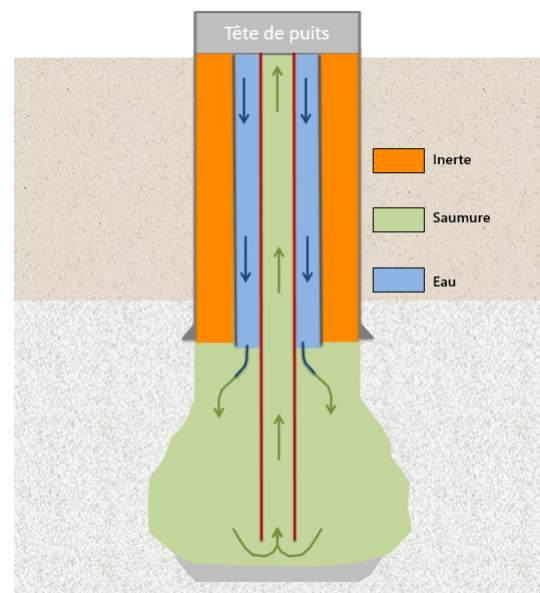


FIGURE D.2 – Lessivage inverse

Ces deux types de lessivage ne dissolvent pas le sel de la même manière. Lors d'un lessivage direct, l'eau est injectée par la colonne centrale au fond de la cavité. Étant moins dense que la saumure, elle va remonter. Globalement, les parois vont être creusées à la même vitesse entre le point d'injection et de soutirage. Lors d'un lessivage inverse, l'eau est injectée dans l'espace annulaire. Au dessus du point d'injection, on retrouve la même situation qu'auparavant : l'eau injectée, étant moins dense que la saumure déjà présente, va remonter et on observe la même forme que pour un lessivage direct. En revanche, entre les points d'injection et de soutirage, il s'établit un fort gradient de concentration en sel dans la saumure ce qui fait que la vitesse de dissolution des parois diminue lorsqu'on se rapproche du fond de la cavité ce qui crée une sorte de cône. Notons que lors d'un lessivage direct, la saumure soutirée est moins concentrée que lors d'un lessivage inverse.

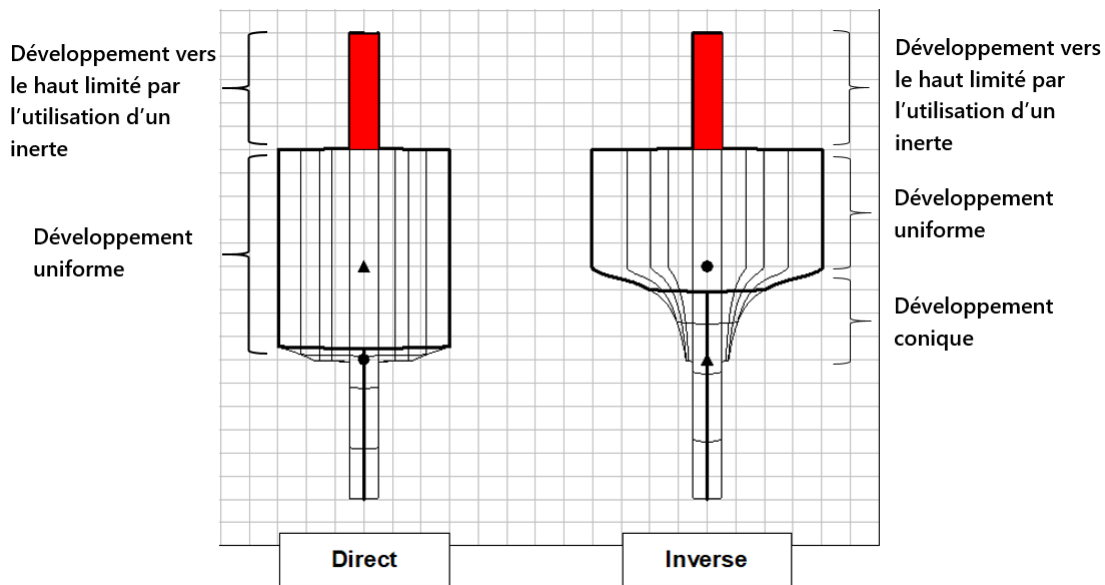


FIGURE D.3 – Formes lessivage

Pour donner la forme voulue à la cavité lors du lessivage, l'exploitant peut donc alterner entre lessivage direct et lessivage inverse et jouer sur la position de l'interface inerte-saumure et des points d'injection et de soutirage. Le lessivage commence toujours par la création d'un volume destiné à accueillir les insolubles qui se déposent appelé puisard. Il est creusé lors de la première passe qui est réalisée en lessivage direct.

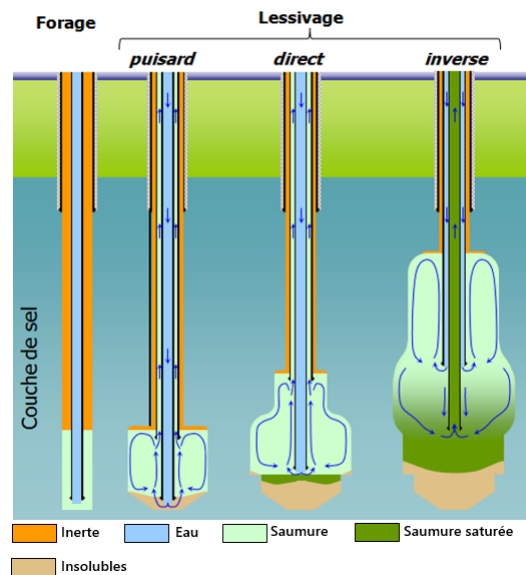


FIGURE D.4 – Étapes lessivage

D.1.2 Étapes du lessivage

La création d'une cavité nécessite les étapes suivantes :

- Prospection du sous-sol pour connaître la structure géologique précise du site

- Création du puits par un forage, la plupart du temps réalisé par une compagnie pétrolière
- Mise en place d'un cuvelage sur les parois du forage pour garantir l'étanchéité du puits
- Disposition des équipements de lessivage : colonnes centrale et externe, tête de puits
- Création du puisard : il s'agit d'un volume destiné à accueillir les insolubles qui se déposent au fond de la cavité.
- Différentes passes, en lessivage direct ou inverse selon le choix de l'exploitant

La phase de prospection est essentielle : elle permet de déterminer la nature précise du terrain et de vérifier la qualité du sel grâce à des carottages. Elle peut également mettre en évidence la présence de ce qu'on appelle des dalles d'insolubles. Ce sont des bancs de marnes, d'anhydrite ou de gypse de plusieurs dizaines de centimètres voire plusieurs mètres d'épaisseur que l'on retrouve parfois dans l'épaisseur de sel. Pour se débarrasser de ces dalles lors du lessivage, il est nécessaire de creuser suffisamment le sel en-dessous afin qu'elles s'effondrent sous leur propre poids. Mais en tombant, ces dalles peuvent endommager les installations et il est donc important de prévoir, à l'aide de carottages, leur profondeur afin d'anticiper le remplacement rapide des tuyaux et le faire coïncider avec un changement de passe.

Pour visualiser la cavité en cours de lessivage, des sonars sont régulièrement réalisés. Généralement un changement de passe est l'occasion pour en effectuer un. La méthode de mesure par sonar permet d'estimer la forme et le volume de la cavité avec une bonne précision. Un appareil est descendu le long de l'axe vertical du puits et mesure la distance qui le sépare des parois grâce à des ultrasons. C'est une étape importante pour s'assurer qu'il n'y ait aucune anomalie.

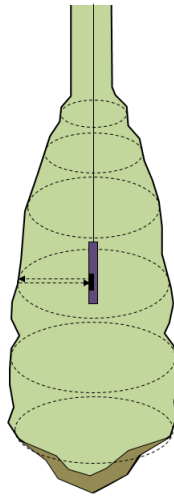


FIGURE D.5 – Principe sonar

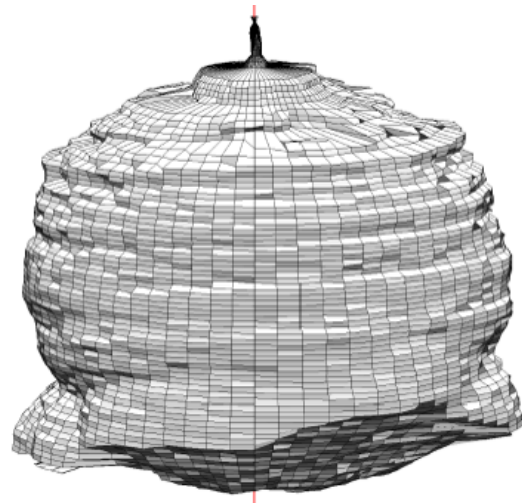


FIGURE D.6 – Cavité 3D

D.2 Mise en gaz

D.2.1 Pression d'injection du gaz

Pour éjecter la saumure, il faut appliquer dans notre cas une pression en gaz supérieure à la colonne de saumure, soit 160 bar environ. Cela provient de l'équilibre des pressions à l'interface gaz/saumure qui permet de tracer les courbes de pression en gaz et en saumure dans les tuyaux en fonction de la profondeur. Pour tracer les courbes suivantes, on considère ici du dihydrogène, de masse volumique 0.082 kg.m^{-3} et de la saumure, de masse volumique kg.m^{-3} . On applique le principe fondamental de la statique des fluides : $\Delta P = \rho \cdot g \cdot z$.

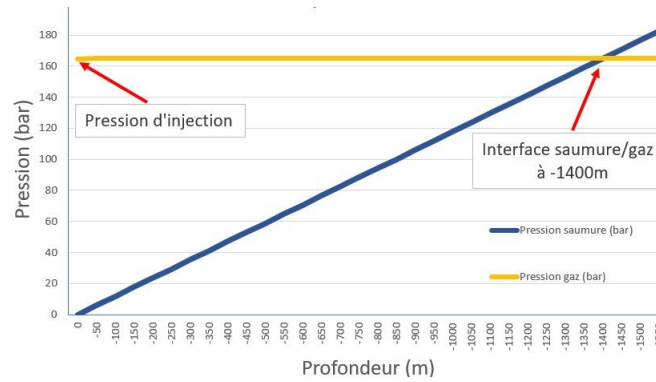


FIGURE D.7 – Pression en fonction de la profondeur

D.2.2 Essais d'étanchéité de la complétion

Des essais d'étanchéité de la complétion sont nécessaires avant la mise en gaz. En pratique, on réalise souvent ces essais deux fois : avant le début du lessivage et avant l'exploitation. Les essais se réalisent une fois que le packer est installé et que l'annulaire de contrôle est rempli d'eau. Le processus, résumé dans la figure ci-dessous, est le suivant :

1. Si la cavité est terminée, on la remplit entièrement de saumure sous pression. Si le forage vient seulement d'être réalisé, on ne remplit évidemment que les tubes.
2. Le tuyau d'injection est rempli de fioul, de telle sorte que l'interface fioul/saumure se situe au-dessus du toit de la cavité.
3. Pendant 48h, on mesure l'évolution de l'altitude de l'interface. Si celle-ci reste inchangée (en prenant en compte la dilatation du fioul due à la température), la partie du tube située au-dessus de l'interface est étanche. (Remarque : bien entendu, les industriels tolèrent une légère variation d'altitude, en utilisant des seuils fixés par l'expérience.)
4. Simultanément, on vérifie qu'il n'y a pas de trace de fioul dans l'eau de l'annulaire de contrôle.
5. On réitère l'essai pour vérifier l'étanchéité de l'entièreté du tube.

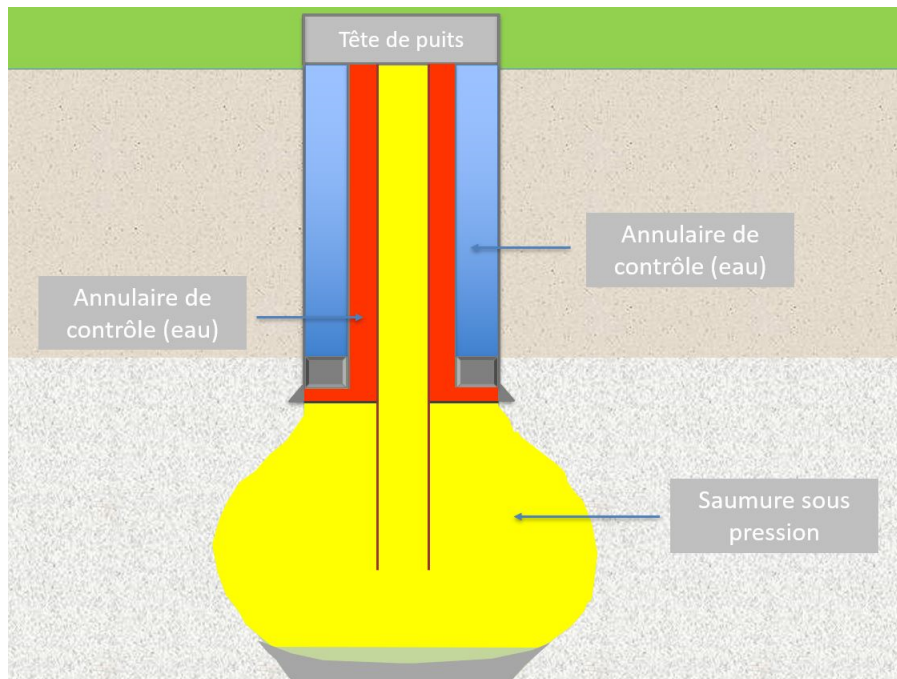


FIGURE D.8 – Essai d'étanchéité

Reconversion d'une cavité

Techniquement, le processus de reconversion était différent pour des cavités contenant du gaz et des cavités contenant des hydrocarbures. Voici la procédure dans le détail :

Reconversion d'une cavité de stockage de gaz. Il est nécessaire de conserver un volume coussin de gaz dans la cavité pour assurer sa stabilité mécanique. Par conséquent, il est impossible d'injecter directement l'hydrogène, qui serait alors mélangé avec le gaz résiduel. La procédure habituelle est donc de remplir à nouveau la cavité de saumure (comme lors du lessivage), afin de chasser le gaz présent dans la cavité, puis de continuer par une mise en gaz pour remplir la cavité de nouveau avec de l'hydrogène. Il faut néanmoins être vigilant, des poches de gaz restent parfois piégées dans la cavité pendant la mise en saumure, dans une anfractuosité par exemple. Ce gaz piégé peut se mélanger à l'hydrogène injecté, qui deviendrait impur.

Reconversion d'une cavité de stockage d'hydrocarbure liquide. S'il n'existe pas de réactions entre l'hydrogène et l'hydrocarbure stocké, la procédure est beaucoup plus simple : on peut injecter directement l'hydrogène, (qui sera stocké au-dessus de l'hydrocarbure), et qui chassera l'hydrocarbure, qui pourra ensuite être récupéré. Dans le cas où des réactions indésirables existent entre l'hydrogène et l'hydrocarbure stocké, la procédure de reconversion est la même que pour un gaz.

D.3 Installations de surface

D.3.1 Aspen Hysis

Aspen Hysis est un logiciel de modélisation industrielle, utilisé entre autre en thermodynamique. Son interface ressemble à celle de matlab (voir FigureD.9, et est assez intuitive. On décrit ici son utilisation.

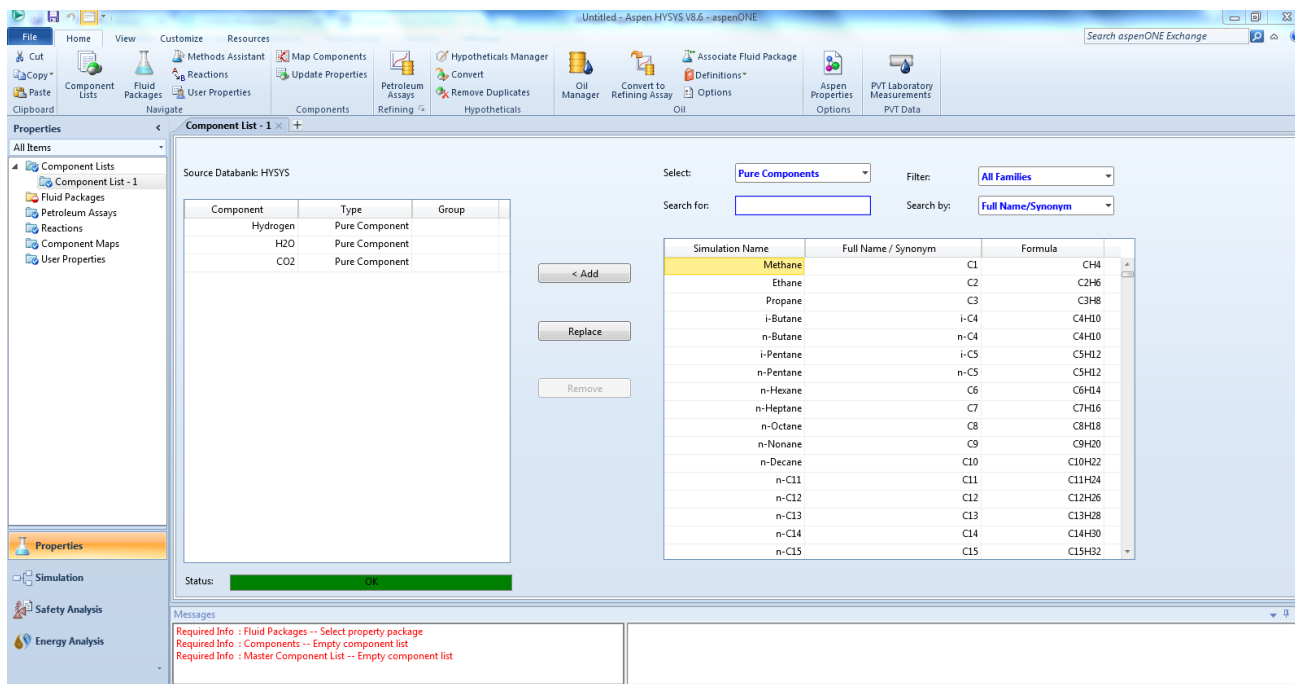


FIGURE D.9 – Interface de Aspen Hysis

Paramétrage :

- Éléments : pour ce qui est de son utilisation, on doit tout d'abord définir les éléments présents dans notre système (H_2 , H_2O , N , O_2 et CO_2 dans notre cas).
- Equation d'état : puis on définit la propriété des fluides étudiés. Nous avons choisi de modéliser nos fluides par des fluides « SRK-Twu ». C'est un modèle de gaz réel vérifiant l'équation d'état suivante :

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a \cdot \alpha(T)}{v \cdot (v+b)}$$

Cette équation d'état est plus proche de la réalité que l'équation des gaz parfaits, et permet donc d'obtenir des résultats plus précis.

Simulation : On peut ensuite commencer la simulation thermodynamique. La palette nous permet d'ajouter des installations (compresseurs, échangeurs, pompes, turbines...) qu'il faut ensuite paramétrer.

- Entrées de fluide : Pour les entrées de fluide, il faut renseigner les grandeurs suivantes : leur composition, leur pression, leur température et leur débit.

- Compresseurs, turbines, pompes : Pour ces installations, il faut renseigner les champs suivants : rapport de compression (ou de détente) et efficacité adiabatique.
- Echangeurs : Enfin, pour les échangeurs, il faut renseigner leur perte de charge ainsi que la température de sortie.

Résultats : Le logiciel renvoie alors, à chaque étape : la composition chimique du fluide et ses différentes phases, sa température, sa pression, son débit massique, son débit molaire ainsi que la puissance nécessaire (ou fournie) par les installations.

D.3.2 Cycle d'injection

On rappelle que l'hydrogène sort de l'électrolyseur à 35 bar et 5°C. Cet annexe décrit les installations prévues pour injecter le gaz dans la cavité, à la pression imposée par la partie II-c, afin d'éviter le fluage, et à 30°C pour les mêmes raisons.

Scénario Power to Power : Comme montré dans la partie II-c du rapport, il faut injecter l'hydrogène dans la cavité à une pression de 100bar. Une telle opération est ici réalisable en une seule compression car le rapport de compression est inférieur à 3 et la température inférieure à 150°C. On choisit de faire passer le fluide dans deux échangeurs, un premier qui le refroidit jusqu'à 100°C, et qui permet de réutiliser le fluide chauffé pour le séchage de l'hydrogène en sortie de cavité, et un second qui refroidit l'hydrogène à 30°C.

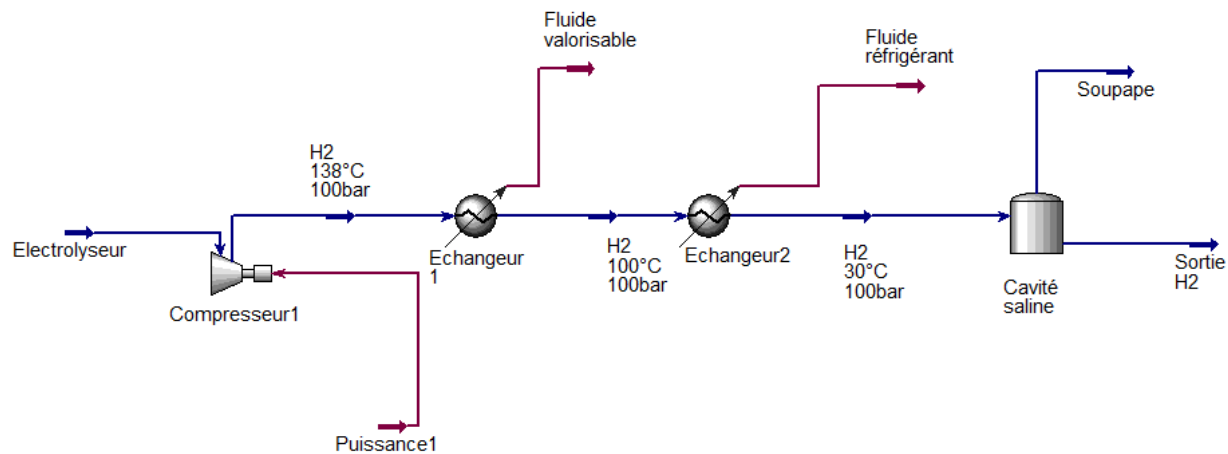


FIGURE D.10 – Chaîne thermodynamique en entrée de la cavité 1

Scénario Power to Mobility : Le cahier des charges impose une injection d'hydrogène dans la cavité à 175 bar. Le rapport de compression total valant 5, supérieur à 3, il faut utiliser 2 étages de compresseurs avec des échangeurs entre chaque étage pour refroidir l'hydrogène. Comme précédemment, on utilise un échangeur pour refroidir le fluide jusqu'à 100°C afin d'assurer le séchage en sortie de la cavité.

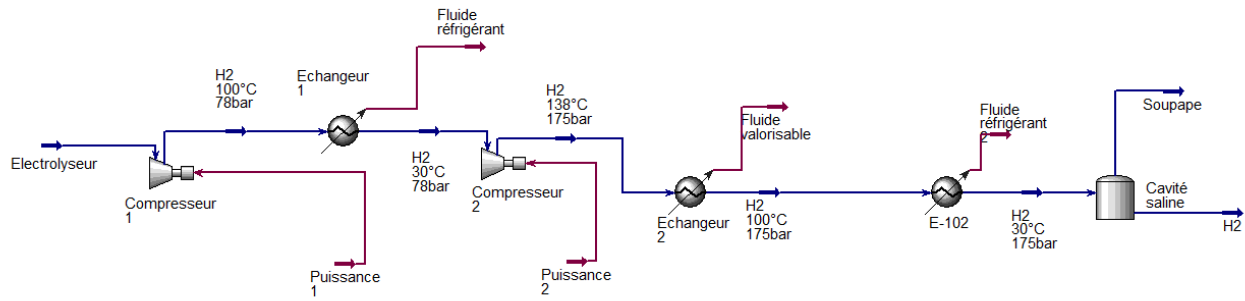


FIGURE D.11 – Chaîne thermodynamique en entrée de la cavité 2

Scenario Power to Industry : On veut aussi dans ce scenario obtenir une pression de 175 bar, on utilise donc le même cycle que dans le scenario « Power to Mobility »

Scénario Power to Gas à 350m de profondeur : Le cahier des charges impose une pression d'injection de 55bar. Un cycle avec un seul compresseur suffit dans ce cas, comme on le voit ci-dessous :

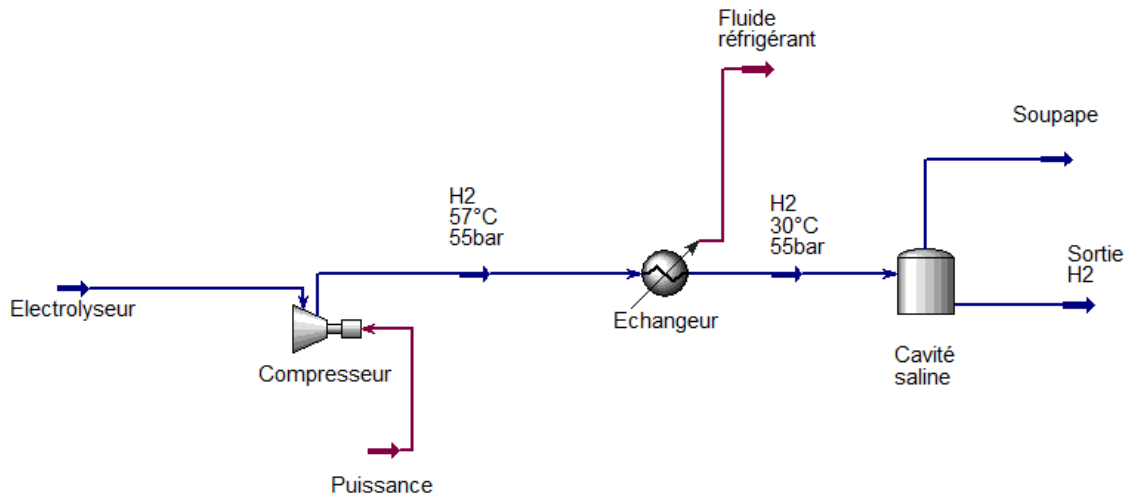


FIGURE D.12 – Chaîne thermodynamique en entrée de la cavité 4

Scenario Power to Gas à 1300m de profondeur : Il faut cette fois atteindre une pression de 190bar : c'est le scénario le plus exigeant. On peut néanmoins réutiliser le cycle de Power to Mobility en augmentant légèrement les puissances des compresseurs.

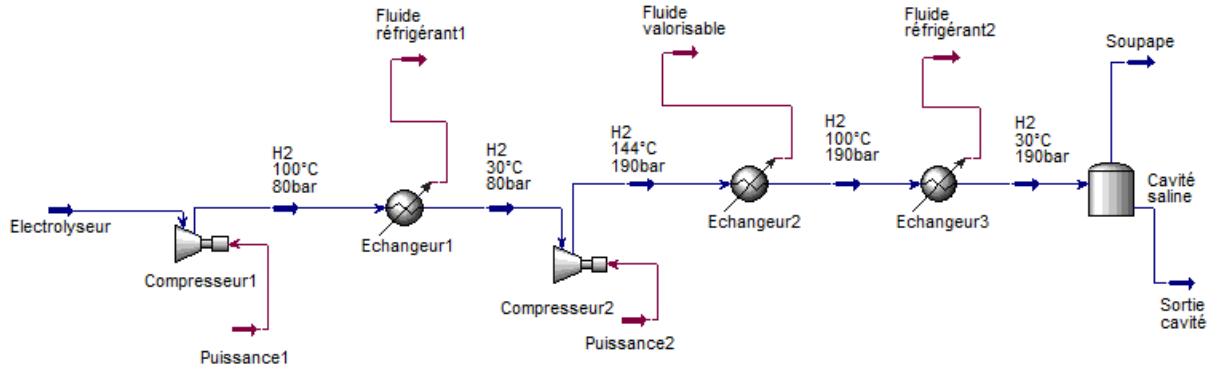


FIGURE D.13 – Chaîne thermodynamique en entrée de la cavité 5

D.3.3 Cycle de soutirage

Le cycle de sortie est composé systématiquement d'un dispositif de séchage (pour pallier l'humidité de la cavité), et d'un purificateur pour éliminer le soufre. En outre, certaines applications nécessitent un transport à une pression donnée, ce qui impose un cycle de compression en sortie de cavité. **Power**

to Power : Voir Annexe Turbine **Power to Mobility :** AirLiquide utilise actuellement principalement des bouteilles de stockage à 350bar, mais la technologie de bouteilles à 700bar est maîtrisée, et de plus en plus utilisée. On fait donc le choix de comprimer l'hydrogène jusqu'à 700bar. On suppose que l'hydrogène sort à sa pression minimale (c'est-à-dire 125bar), et on met en place un cycle similaire à celui utilisé pour l'injection.

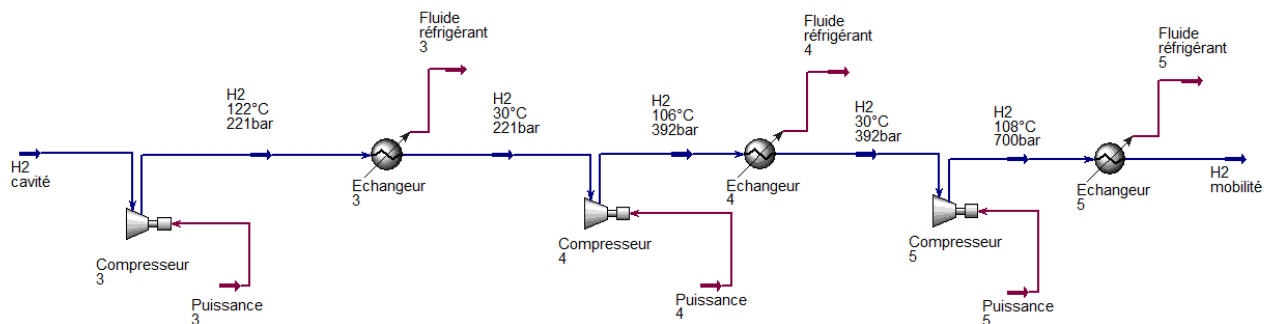


FIGURE D.14 – Chaîne thermodynamique en entrée de la cavité 2

Power to Industry : Il existe en France un réseau de transport d'hydrogène jusqu'à l'industrie (utilisé principalement par AirLiquide). On injecte donc l'hydrogène traité et séché dans ce réseau, à la pression nécessaire.

Power to Gas : Il existe en France un réseau de gaz à 8-16bar. La pression de sortie minimale de la cavité étant supérieure à cette valeur, il suffit de laminer l'hydrogène après l'avoir séché et traité.

D.4 Turbine

L'objectif de cette annexe est de présenter le fonctionnement complexe de la turbine en sortie de cavité dans la configuration Power to Power.

L'idée est de réaliser une combustion de l'hydrogène, puis d'exploiter à la fois sa pression et sa température.

Pour cela, on réalise une combustion de l'hydrogène, puis on exploite la pression des gaz restants pour faire tourner une première turbine, et la température de ces mêmes gaz pour réaliser un cycle vapeur.

On peut ainsi découper le cycle en 3 grands ensembles :

- Compression de l'air
- Combustion et détente principale
- Cycle vapeur secondaire

On a en sortie de cavité, de l'hydrogène à 35 bar

D.4.1 Compression de l'air



Afin d'assurer la combustion de l'hydrogène, il nous faut un débit d'air qui soit, d'une part, à 35bar (à la même pression que l'hydrogène), et d'autre part, au moins en quantité stœchiométrique.

L'expérience et la simulation informatique montrent néanmoins qu'il faut une masse d'air plus importante, sans quoi le fluide atteint des températures trop hautes pour les installations. La bibliographie explique qu'une turbine ne peut pas fonctionner au-dessus de 1500C. On choisit donc un débit d'air tel que la température de sortie de la chambre de combustion soit inférieure à 1500C.

On a donc le cycle de compression suivant avec 4 compresseurs, et donc 4 échangeurs (le choix du nombre de compresseurs est expliqué dans l'annexe cycle d'entrée).

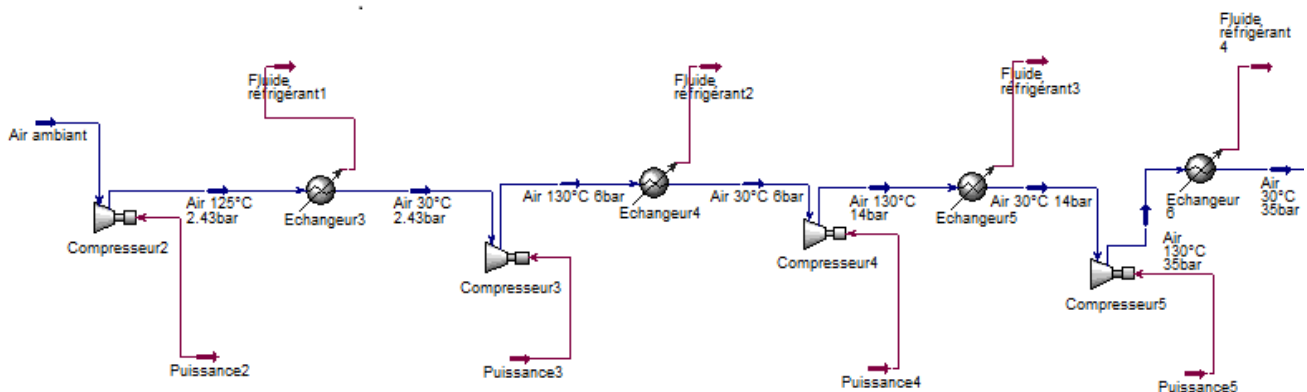


FIGURE D.15 – Cycle de compression de l'air

D.4.2 Combustion et détente principale

On brûle tout l'hydrogène, et on détend le gaz restant (principalement de l'azote, avec un peu d'oxygène car la quantité d'air est supérieure à la quantité stoechiométrique) jusqu'à 1bar.

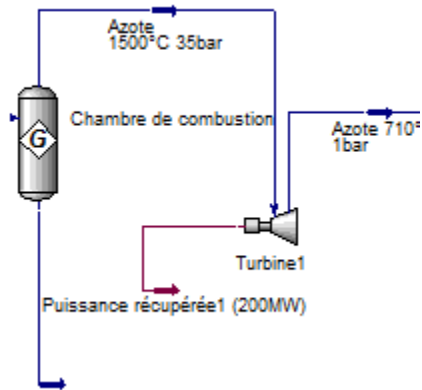


FIGURE D.16 – Combustion et détente

Le logiciel indique qu'à la sortie de la chambre de combustion, l'azote est à 1500 °C, puis est détendu à 710 °C.

D.4.3 Cycle vapeur secondaire

Dans ce cycle, on pompe de l'eau à 200 bar. Cette eau est ensuite vaporisée dans l'échangeur, où elle atteint la température de 700°C.

Un turbinage détend cette eau jusqu'à 46°C et 0.1bar, puis un condenseur permet de récupérer cette eau.

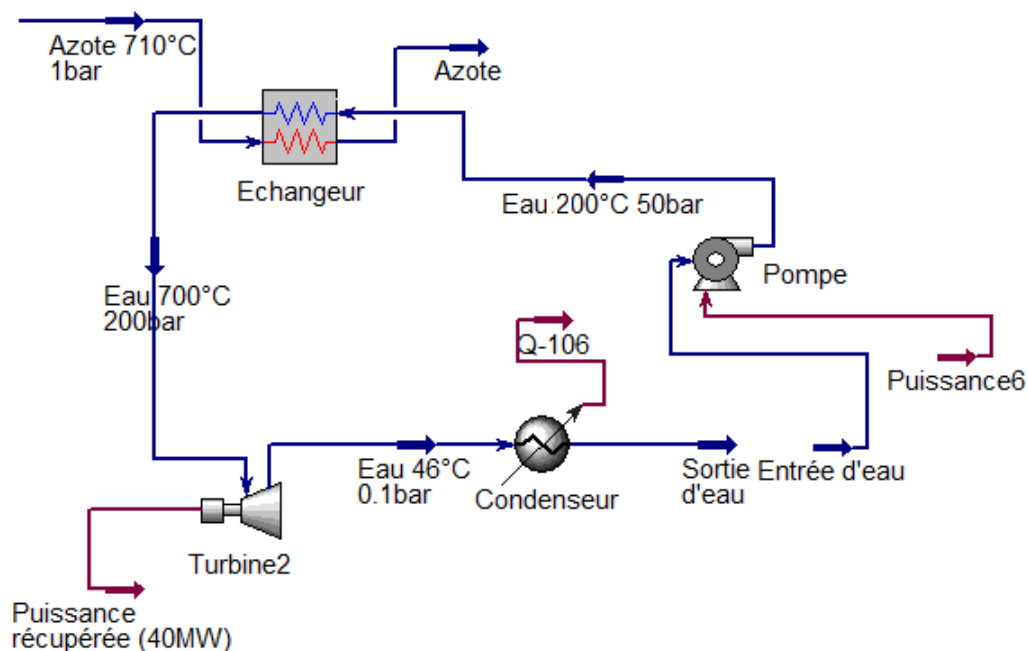


FIGURE D.17 – Cycle vapeur secondaire

Aspen Hysis ne permettant pas de modéliser des cycles en boucle fermée, on modélise ce cycle par une " Sortie d'eau " et une " Entrée d'eau " ayant la même température, la même pression et le même débit.

Le cycle total est l'addition de ces trois cycles :

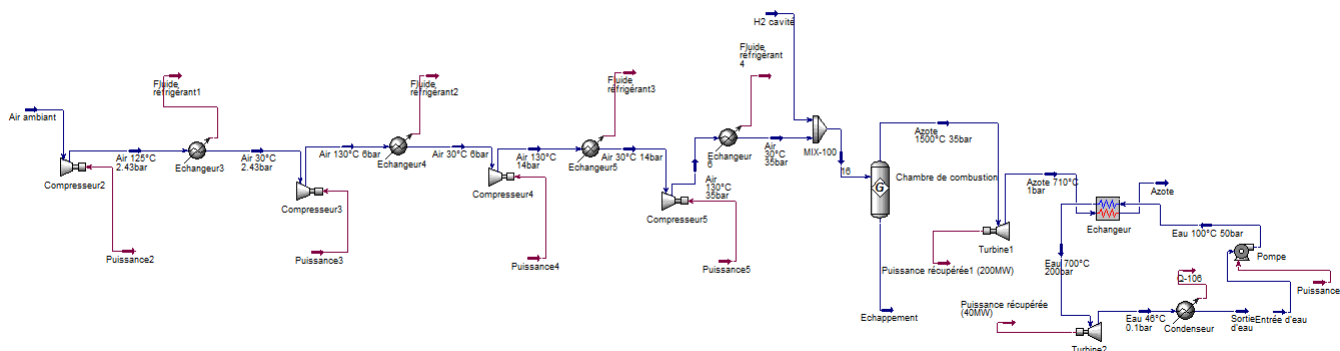


FIGURE D.18 – Modélisation de la turbine

Il faut en outre, comme pour les autres installations, un dispositif de purification, et un dispositif de séchage.

Enfin, toute combustion d'air au-dessus de 1000 °C émet des Nox (comme NO, NO₂) qui sont dangereux pour l'environnement, et donc réglementés. On ajoute donc à la sortie de la chambre de combustion un dispositif de traitement des Nox, reposant sur l'utilisation d'urée et d'amoniac.

D.5 Loi de Saberian

$$a = a_0.F1.F2.F3 \quad (D.2)$$

Avec :

a est l'avancement en mètres par jour

$a_0 = 0.5 \text{ m/j}$ est une constante déterminée de façon empirique. C'est la vitesse d'avancement de l'eau douce dans une paroi verticale de sel pur à température ambiante. F1 est une fonction de la concentration en sel dans la saumure. Comme le montrent les lois de la solubilité, plus une solution est concentrée, plus la dissolution est lente. Ainsi, plus la saumure est concentrée, plus F1 est faible.

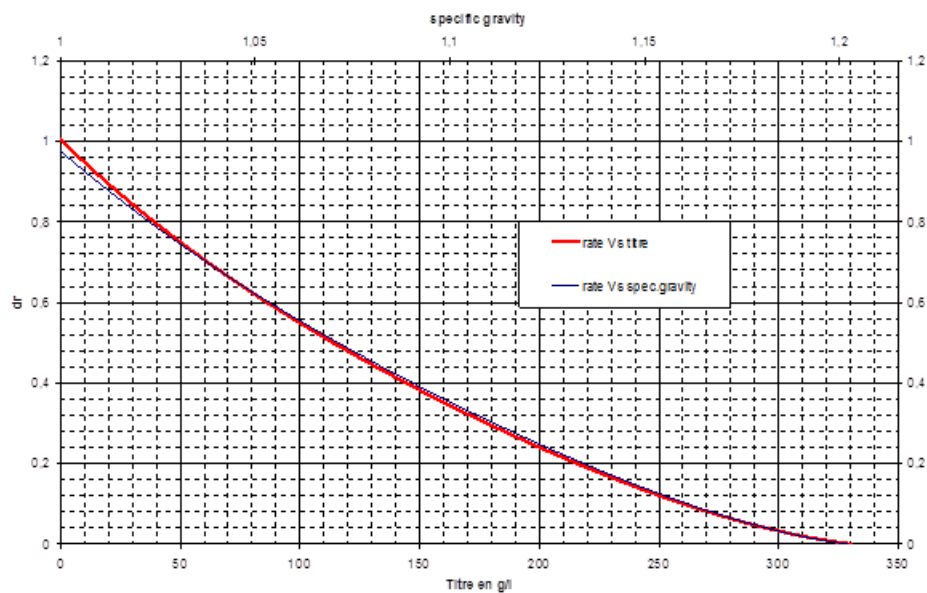


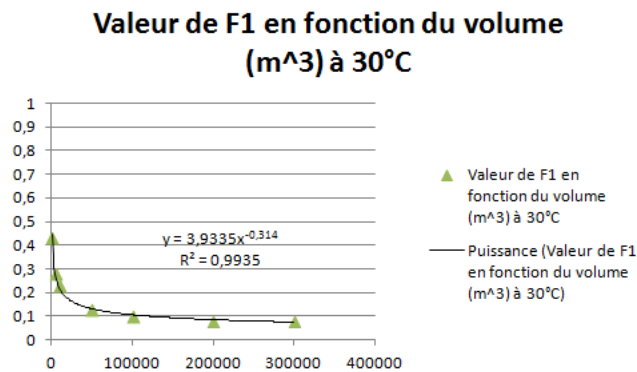
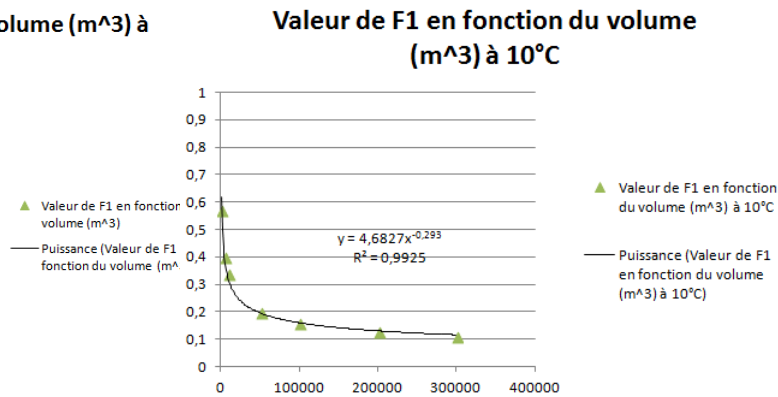
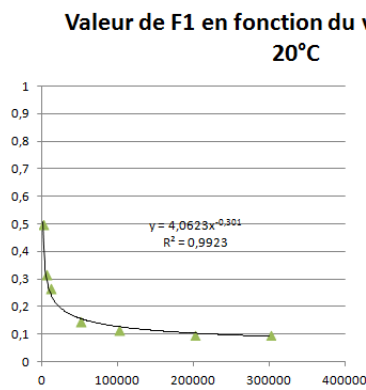
FIGURE D.19 – Taux de dissolution du sel

D'autre part, l'entreprise STORENGY a établi un tableau donnant la concentration en sel dans la saumure en fonction de la température, du volume en train d'être lessivé, et du débit.

En voici un exemple pour une température de $10 \text{ }^\circ\text{C}$: Titres (en g/L) pour $T=10 \text{ }^\circ\text{C}$

| Débit (m^3/h) | Volumes lessivés(m^3) | | | | | |
|-------------------|---------------------------|------|-------|-------|--------|--------|
| | 1000 | 5000 | 10000 | 50000 | 100000 | 200000 |
| 30 | 173 | 220 | 237 | 269 | 279 | 288 |
| 50 | 140 | 191 | 211 | 250 | 263 | 275 |
| 70 | 120 | 171 | 192 | 235 | 251 | 264 |
| 90 | 102 | 154 | 176 | 223 | 240 | 254 |
| 110 | 93 | 142 | 164 | 212 | 230 | 246 |
| 130 | 83 | 131 | 154 | 203 | 221 | 239 |
| 150 | 77 | 122 | 144 | 194 | 214 | 232 |
| 170 | 69 | 115 | 136 | 187 | 207 | 226 |
| 190 | 65 | 108 | 129 | 180 | 201 | 220 |

En fixant la température de la cavité et le débit d'eau, on peut composer la courbe précédente avec le tableau ci-dessus, et obtenir la valeur de F1 en fonction du volume de la cavité. Cela nous donne les courbes suivantes :



On obtient ainsi les équations suivantes :

- A 10 °C : $F1 = 4.7V^{-0.29}$
- A 20 °C : $F1 = 4V^{-0.3}$
- A 30 °C : $F1 = 3.9V^{-0.31}$

F2 est une fonction de la température. Plus la température est élevée, plus la dissolution est rapide d'après les lois de la cinétique chimique. Cela s'applique à F2 comme le montre la courbe ci-dessous :

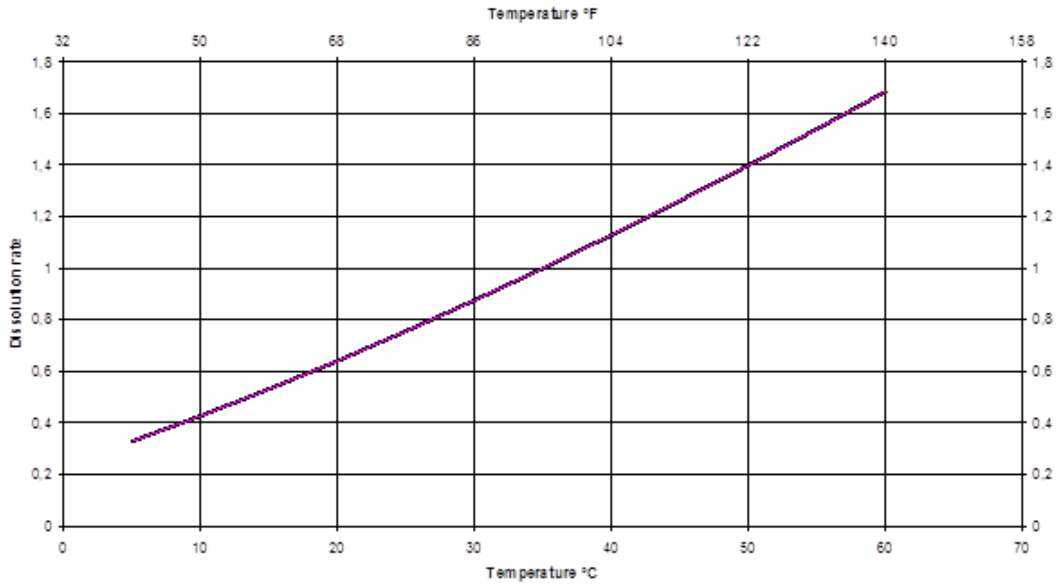


FIGURE D.23 – Dissolution du sel en fonction de la température

En linéarisant, on a :

$$F2 = 0.2 + 0.024 \times \theta \quad (\text{D.3})$$

avec θ en degré Celsius

Même si F1 diminue lorsque la température augmente, $F2$ augmente avec la température car $F2$ compense ce phénomène. $F3$ est fonction de la géométrie de la cavité. On a $F3=1$ si l'avancement est horizontal (radial dans le cas d'un cylindre) Et $F3=1.44$ si l'avancement est vertical (axial dans le cas d'un cylindre)

D.6 Programme

Afin d'étudier le lessivage de la cavité au cours du temps, nous avons codé un programme python basé sur une méthode itérative. La cavité a été représentée par une tranche décomposée matriciellement grâce à la méthode des éléments finis. Ce programme nous donne accès au volume de la cavité, à sa forme et à la salinité de la saumure au cours du temps.

D.6.1 Méthode des éléments finis

Nous avons travaillé sur une tranche du cylindre contenu dans la couche de sel qui abritera la cavité. Nous pouvons retrouver la forme finale de la cavité grâce à une symétrie de révolution. Cette symétrie résulte d'une hypothèse de modélisation simplificatrice : on suppose la couche de sel uniforme. Cette tranche est ensuite subdivisée en petits carrés grâce à la méthode des éléments finis. Le pas spatial est un des paramètres du programme que peut fixer l'utilisateur. Plus le pas est petit, plus la simulation sera précise, en revanche la simulation sera beaucoup plus longue. L'évolution de la cavité est calculée à chaque pas de temps. Ce pas de temps doit être suffisamment grand pour que la variation du rayon de la cavité à une profondeur donnée soit strictement plus grand que le pas spatial. En revanche, il ne doit pas non plus être trop grand afin de rafraîchir régulièrement la valeur du facteur $a_0 F_1 F_2 F_3$ de la loi de Sabérian et ainsi obtenir un temps de lessivage de la cavité plus précis. Nous avons relié le pas temporel au pas spatial avec la relation : $dt=10 \cdot dx / (A_0 F_1 F_2 F_3)_{ref}$ avec dt le pas temporel (en jours), dx le pas

spatial (en m) et $(A0F1F2F3)_{ref}$ une valeur de référence pour le coefficient de la loi de Sabérian, prise égale à 0.125 m.s-1.

D.6.2 Lessivage par itération

Pour calculer l'état de la cavité à un instant $t+dt$, l'algorithme parcourt toutes les cases de la matrice représentant la cavité à un instant t . On lessive alors les cellules de sel inscrites dans le quart supérieur droit d'ellipses ayant pour centre une cellule déjà lessivée au temps t , de demi-petit axe horizontal $a0 * F1 * F2 * 1 * dt$ et de demi-grand axe vertical $a0 * F1 * F2 * 1.44 * dt$. La profondeur des nouvelles cellules lessivées doit également être supérieure à celle de l'inerte et inférieure à celle du tube d'injection. Le programme calcule ensuite le volume $V_{cavité}$ de la cavité à l'instant $t+dt$. On en déduit alors le volume d'insolubles par la relation $V_{insolubles} = V_{cavité} * \text{tauxInsolubles} * \text{tauxFoisonnement}$. Enfin, nous demandons au programme de disposer ces insolubles au fond la cavité. En appliquant ces critères, l'algorithme change les valeurs des cases de la matrice (0 pour une case lessivée, 1 pour une zone de sel et 2 pour les insolubles). Par itération de ce procédé, nous pouvons observer l'évolution du lessivage de la cavité au cours du temps.

D.6.3 Définition des passes

Nous avons défini une classe informatique modélisant les passes. Cette classe contient 4 variables : les profondeurs de l'inerte, du tube d'injection et de soutirage ainsi que le volume de cavité que l'on souhaite obtenir en fin de passe. Afin de réduire les coûts du lessivage, nous nous sommes limités à 3 passes. Nous avons ensuite testé différentes séries de passes pour chaque configuration afin de répondre au cahier des charges. Pour définir numériquement les valeurs des paramètres des passes, nous avons commencé par dessiner la forme de la cavité que nous souhaitons obtenir. Nous en déduisons ensuite des ordres de grandeur des différents paramètres. Enfin, on lance la simulation et on rectifie nos valeurs jusqu'à obtenir le résultat attendu. Ces rectifications sont très importantes. Elles permettent d'obtenir une cavité dont la forme assure une bonne stabilité :

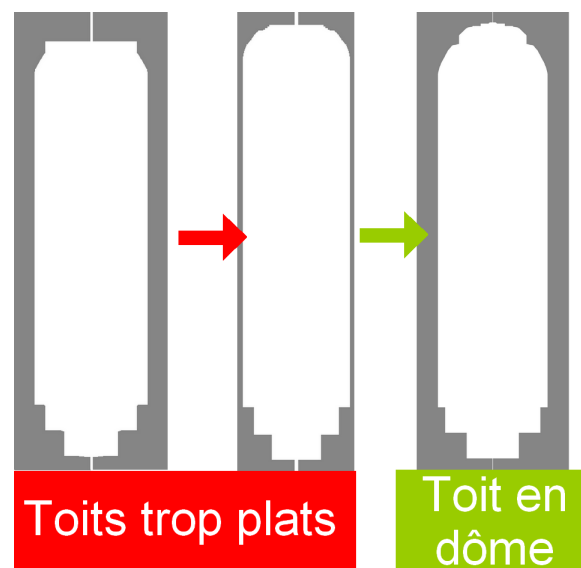


FIGURE D.24 – Réglage des passes pour assurer la stabilité de la cavité

D.6.4 Problématique des cavités trop volumineuses (configuration Power To Industry)

Nous avons appliqué cette méthode pour toutes les configurations sauf celle en vue de l'industrie. En effet, si on prend en compte le dépôt d'insolubles, il est nécessaire de lessiver $1\,030\,000\text{ m}^3$ Or les données fournies par Storengy pour le calcul du taux de concentration de la saumure ne sont valables que jusqu'à un volume lessivé de $600\,000\text{ m}^3$. Nous avons songé à lessiver deux cavités de plus petits volumes l'une au-dessus de l'autre puis à lessiver le sel situé entre ces deux cavités pour en obtenir une grande. Cependant cette méthode possède deux inconvénients : tout d'abord le rayon de la cavité au niveau du raccord dépasse les 30 m imposés par le cahier des charges, d'autre part, les parois sont irrégulières au niveau du raccordement, ce qui peut constituer une fragilisation de la structure ou encore un piège à gaz. On remarque également que pour de trop grands volumes, le lessivage s'effectue très lentement à cause de la saturation en sel de la saumure.

D.6.5 Exemple de résultats pour la deuxième configuration Power To Gas

Nous avons présenté ci-dessous les résultats du programme dans le cas de la configuration Power To Gas. Le blanc représente la saumure, le sel est affiché en gris et les insolubles en bleu.

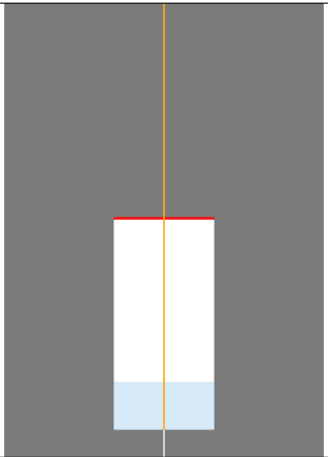
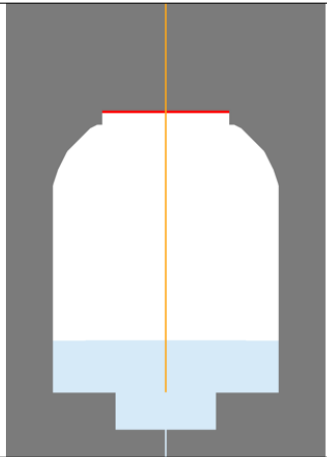
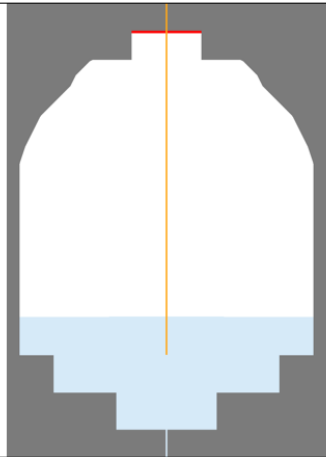
| | Fin 1 ^{ère} passe | Fin 2 ^{ème} passe | Fin Lessivage |
|---------------------------------------|---|--|---|
| Profondeur de l'inerte (en m) | 420 | 400 | 385 |
| Profondeur du tube d'injection (en m) | 460 | 453 | 446 |
| Représentation de la cavité |  |  |  |
| Volume lessivé (en m ³) | 10000 | 70000 | 129000 |
| Temps de lessivage (en jours) | 75 | 275 | 450 |

FIGURE D.25 – Résultat de la simulation pour la deuxième configuration Power To Gas

D.6.6 Etudes des paramètres de lessivages (évolution vol, concentration au cours du temps, influence température)

La discrétisation temporelle a permis de tracer l'évolution du volume et de la concentration de la saumure au cours du temps ainsi que la durée de lessivage en fonction de la température. Dans le cas de la deuxième configuration power to gas, nous avons obtenu les courbes suivantes :

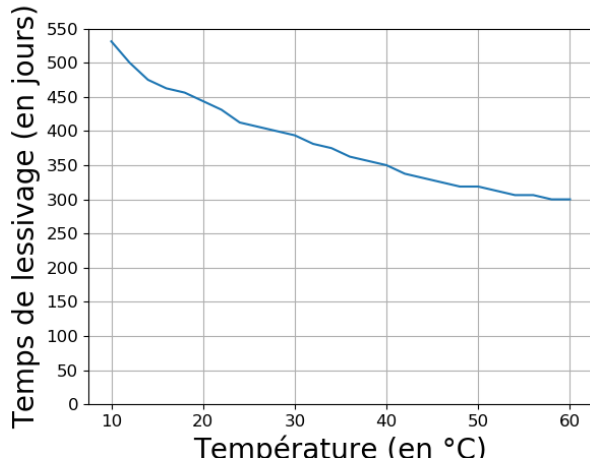


FIGURE D.26 – Evolution du titre de la saumure en fonction du temps

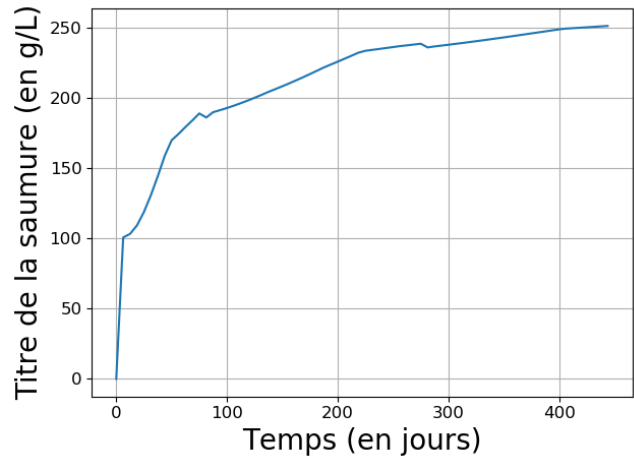


FIGURE D.27 – Temps de lessivage en fonction de la température de la saumure

Nous observons que la concentration de la saumure connaît un régime transitoire avant de se stabiliser vers une valeur de 260 g/L. Cette valeur de stabilisation dépend de la géométrie de la cavité. Le programme montre également que le temps de lessivage est une fonction décroissante de la température dans la cavité remplie de saumure.

Sélection de sites en France et en Europe

E.1 Procédure réglementaire

Cette annexe s'appuie dans sa globalité sur notre rencontre avec Lionel Perrette à la DREAL .

On a vu que le régime juridique des stockages souterrains relevait à la fois du **code minier** et du **code environnemental**.

Code minier : il s'agit d'un code datant de l'époque napoléonienne et concerne les aspects fonciers et travaux. Il est stratégique pour l'Etat car il concerne la gestion des ressources provenant du sous-sol. Ainsi depuis sa mise en place, les substances concessives appartiennent à l'Etat (par exemple l'or et les hydrocarbures).

E.g. : même si un propriétaire découvre un gisement d'or sous son terrain, et bien que le droit du sol spécifie que le sous-sol en-dessous de sa propriété lui appartient, l'or revient bien à l'Etat, et seul l'Etat a le droit de l'exploiter. En cela, le code minier est exorbitant vis-à-vis du droit du sol. Puisque le sel est classé comme substance concessive et puisqu'on assimile la capacité de stockage dans le sous-sol au droit minier, le stockage d'hydrogène en cavité saline relève bien du code minier.

Code de l'environnement : il date lui aussi de l'époque napoléonienne et concerne l'exploitation, la maîtrise des risques et l'abandon. Dans l'article L511-1 sont regroupés les enjeux que le code de l'environnement souhaite protéger.

"Sont soumis aux dispositions du présent titre les usines, ateliers, dépôts, chantiers et, d'une manière générale, les installations exploitées ou détenues par toute personne physique ou morale, publique ou privée, qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité, la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature, de l'environnement et des paysages, soit pour l'utilisation rationnelle de l'énergie, soit pour la conservation des sites et des monuments ainsi que des éléments du patrimoine archéologique."

Pour les activités sources de nuisances ou de dangers telles que le stockage d'hydrogène, il existe une réglementation particulière qui fixe toutes les règles à respecter par l'exploitant de l'installation. Il s'agit de la réglementation ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement). Un site de stockage d'hydrogène est répertorié dans la rubrique 4715 de la nomenclature des ICPE. Voici un extrait :

| | | | | |
|------|---|--------|--------|--|
| 4715 | Hydrogène (numéro CAS 133-74-0). | A D | 2 - | 12.02.98 & 25.11.15 |
| | La quantité susceptible d'être présente dans l'installation étant : | | | |
| | 1. Supérieure ou égale à 1 t | | | |
| | 2. Supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 t | | | |
| | Quantité seuil bas au sens de l'article R. 511-10 : 5 t | | | |
| | Quantité seuil haut au sens de l'article R. 511-10 : 50 t | | | |

FIGURE E.1 – Rubrique 4715 de la nomenclature ICPE

Si la quantité d'hydrogène sur le site est supérieure à une tonne (ce qui est le cas pour nos configurations de stockage), on se situe dans la rubrique "A", le site de stockage est donc soumis au

régime d'autorisation : le site présente des dangers ou inconvénients graves pour le voisinage, la santé, ou la salubrité publique et doit alors effectuer un dossier de demande d'autorisation environnementale. L'autorité de l'Etat en charge de la délivrance des autorisations et des inspections est la DREAL .

Les sites de stockage d'hydrogène (et plus généralement tout site classé ICPE) sont soumis aux réglementations française et européenne :

— Réglementation française

Les installations classées pour la protection de l'environnement sont encadrées au niveau national par le livre V (Prévention des pollutions, des risques et des nuisances) du code de l'environnement. Plus spécifiquement, un site de stockage d'hydrogène est également soumis au livre II (Le régime légal des stockages souterrains) du code minier.

— Réglementation européenne

Aujourd'hui, dans le domaine de l'environnement, réglementations française et européenne sont indissociables. De nombreux textes et directives européennes s'intéressent aux ICPE. Parmi elles, la directive européenne Seveso impose aux états membres de l'UE d'identifier les sites industriels ayant des risques d'accidents majeurs et d'y maintenir un haut niveau de prévention. Selon la dangerosité, les sites Seveso sont classés seuil haut ou bas.

Un site de stockage d'hydrogène est classé Seveso seuil haut. Ceci impose l'élaboration de nombreux documents :

- POI (Plan d'Opération Interne) : plan de secours établi et mis en œuvre par l'exploitant sur ses installations.
- PPI (Plan Particulier d'Intervention) : plan de secours établi par le préfet qui prend la direction des secours dès que le sinistre sort des limites de l'établissement.
- PPRT (Plan de Prévention des risques technologiques) : outil de maîtrise de l'urbanisation autour des industriels à haut risque. Il concerne exclusivement les établissements classés Seveso seuil haut.
- SGS (Système de Gestion de la Sécurité) : outil de maîtrise de la sécurité qui définit l'organisation, la fonction des personnels, les procédés et les ressources permettant de déterminer, mettre en œuvre et maintenir dans le temps la politique de prévention des risques d'accident majeur. Il concerne exclusivement les établissements classés Seveso seuil haut.
- PPAM (Politique de Prévention des Accidents Majeurs)

Le stockage d'hydrogène est soumis à autorisation. Ainsi, l'exploitant potentiel doit, avant la construction et la mise en service, constituer un dossier qu'il adressera au préfet responsable du territoire concerné. Le préfet décidera *in fine* s'il décide de donner ou non l'autorisation, selon le sérieux du projet et ses conséquences sur le territoire qu'il administre (considérations techniques, environnementales, sociales et politiques).

Après obtention d'une autorisation, l'exploitant doit pouvoir répondre constamment aux exigences stipulées. Dans ce cadre, il est soumis à des contrôles réguliers (tous les ans minimum voire plus en cas d'installations à haut risque ou en cas de non-conformité). La DREAL dispose de comme moyen de pression la consignation d'une certaine somme d'argent (argent bloqué sur un compte) ou bien le retrait temporaire ou définitif du permis d'exploitation.

En ce qui concerne le permis exclusif de recherche, celui-ci est régi par les articles 17 à 23 du décret n°2006-648 du 2 juin 2006. Article 17 :

"La demande de permis exclusif de recherches est assortie d'un dossier comportant les pièces nécessaires à l'identification du demandeur, un mémoire technique, le programme des travaux envisagés, accompagné d'un engagement financier précisant, pour les permis de recherches de mines, le montant minimum de dépenses que le demandeur s'engage à consacrer aux recherches, des documents cartographiques et une notice d'impact indiquant les incidences éventuelles des travaux projetés sur l'environnement et les conditions dans lesquelles l'opération projetée prend en compte les préoccupations d'environnement et, en tant que de besoin, le consentement du titulaire d'un titre existant. Cette demande est adressée au ministre chargé des mines par lettre recommandée avec accusé de réception. Le ministre en accuse réception selon les modalités prévues par les articles R. 112-4 et R. 112-5 des codes des relations entre le public et l'administration. Le demandeur peut adresser, sous pli séparé, celles des informations couvertes par son droit d'inventeur ou de propriété industrielle qu'il ne souhaite pas rendre publiques."

Pour ce qui concerne les travaux de recherche, il faut en particulier, réaliser une étude environnementale, ainsi qu'une étude publique. Selon l'article L-131.1 du code de l'environnement :

"L'enquête publique a pour objet d'assurer l'information et la participation du public ainsi que la prise en compte des intérêts des tiers lors de l'élaboration des décisions susceptibles d'affecter l'environnement mentionnées à l'article L. 123-2."

Pour ce qui concerne la demande d'un titre de concession, le contenu du dossier de demande est défini à l'article 24 du décret n°2006-648 du 2 juin 2006.

*"La demande de concession est assortie d'un dossier comportant les pièces nécessaires à l'identification du demandeur, un mémoire technique, un descriptif des travaux d'exploitation, des documents cartographiques, une **notice d'impact** telle qu'elle est définie au premier alinéa de l'article 17, l'engagement, prévu à l'article 25 du code minier, de respecter les conditions générales de la concession et, en tant que de besoin, la convention établie avec le titulaire d'un titre minier ou d'un titre de stockage souterrain ou d'un titre de stockage géologique de dioxyde de carbone existant, réglant leurs droits et obligations réciproques. En outre, pour les stockages souterrains, la demande comporte le périmètre de stockage, le périmètre de protection, la nature et le volume maximal estimé du produit dont le stockage est envisagé. Par ailleurs, s'il s'agit de stockages souterrains de gaz naturel ou de gaz de pétrole liquéfié (GPL) :*

- *dans des nappes aquifères que la nature rend en permanence impropres à d'autres utilisations, la demande comporte tout élément le justifiant ;*
- *dans les autres nappes aquifères, la demande comporte un mémoire justifiant que le stockage souterrain contribue à satisfaire le besoin impérieux d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz et la continuité de sa fourniture. Ce mémoire indique les solutions alternatives envisageables et justifie le choix de la solution retenue. La notice d'impact précitée comporte un descriptif des mesures envisagées afin que l'injection du produit soit effectuée de manière à éviter tout risque présent ou futur de détérioration de la qualité de l'eau souterraine réceptrice et qu'elle ne compromette pas la réalisation des objectifs environnementaux fixés pour cette masse d'eau souterraine.*

Cette demande est adressée au ministre chargé des mines par lettre recommandée avec avis de réception. Le ministre en accuse réception selon les modalités prévues par les articles R. 112-4 et R. 112-5 des codes des relations entre le public et l'administration. Le demandeur peut adresser, sous pli séparé, celles des informations couvertes par son droit d'inventeur ou de propriété industrielle qu'il ne souhaite pas rendre publiques."

Le contenu de l'étude de danger est donné dans l'arrêté du 17 janvier 2003 relatif à la prévention des accidents majeurs dans les stockages souterrains de gaz, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, annexe II) et celui de l'étude d'impact par l'article R512-8, ci-dessous.

1. *"Le contenu de l'étude d'impact mentionnée à l'article R. 512-6 doit être en relation avec l'importance de l'installation projetée et avec ses incidences prévisibles sur l'environnement, au regard des intérêts mentionnés aux articles L. 211-1 et L. 511-1.*
2. *Le contenu de l'étude d'impact est défini à l'article R. 122-5. Il est complété par les éléments suivants :*
 - (a) *L'analyse mentionnée au 3° du II de l'article R. 122-5 précise notamment, en tant que de besoin, l'origine, la nature et la gravité des pollutions de l'air, de l'eau et des sols, les effets sur le climat le volume et le caractère polluant des déchets, le niveau acoustique des appareils qui seront employés ainsi que les vibrations qu'ils peuvent provoquer, le mode et les conditions d'approvisionnement en eau et d'utilisation de l'eau ;*
 - (b) *Les mesures réductrices et compensatoires mentionnées au 7° du II de l'article R. 122-5 font l'objet d'une description des performances attendues, notamment en ce qui concerne la protection des eaux souterraines, l'épuration et l'évacuation des eaux résiduelles et des émanations gazeuses ainsi que leur surveillance, l'élimination des déchets et résidus de l'exploitation, les conditions d'apport à l'installation des matières destinées à y être traitées, du transport des produits fabriqués et de l'utilisation rationnelle de l'énergie ;*
 - (c) *Elle présente les conditions de remise en état du site après exploitation.*
3. *Pour les installations visées à la section 8 du chapitre V du présent titre, le contenu de l'étude d'impact comporte en outre les compléments mentionnés au I de l'article R. 515-59.*
4. *Pour certaines catégories d'installations d'une puissance supérieure à 20 MW, l'analyse du projet sur la consommation énergétique mentionnée au 3° du II de l'article R. 122-5 comporte une analyse coûts-avantages afin d'évaluer l'opportunité de valoriser de la chaleur fatale notamment à travers un réseau de chaleur ou de froid. Un arrêté du ministre chargé des installations classées et du ministre chargé de l'énergie, pris dans les formes de l'article L. 512-5, définit les installations concernées ainsi que les modalités de réalisation de l'analyse coûts-avantages. "*

Pour un site de stockage d'hydrogène en cavité saline, la fin de vie est un problème important. Il existe une réglementation précise quant à la cessation d'activité. L'exploitant qui met à l'arrêt définitif son installation doit, dans le cas du stockage d'hydrogène, le notifier au préfet au moins 6 mois à l'avance et s'accompagne de l'élaboration de la DADT (Déclaration d'Arrêt Définitif des Travaux) conformément au code minier. Les dispositions prévues dans le code de l'environnement comportent, une procédure en 3 étapes :

- La mise en sécurité du site, dès l'arrêt de l'activité.
- La concertation sur l'usage futur pour la remise en état du site (réhabilitation et dépollution).
- La réhabilitation du site selon l'usage déterminé.

Pour ce qui concerne l'abandon de la cavité, il est écrit dans le code minier, article 91, alinéa 2 :

"l'exploitant fait connaître les mesures qu'il envisage de mettre en oeuvre pour préserver les intérêts mentionnés à l'article 79 du code minier (paragraphe 2.3.1.5), pour faire cesser de façon générale les désordres et nuisances de toute nature engendrés par ses activités, pour prévenir les risques de survenance de tels désordres, et pour ménager le cas échéant les possibilités de reprise de l'exploitation. "

De plus, notre projet étant listé à l'article R. 121-2 du code de l'environnement, il peut faire l'objet d'une saisine systématique de la commission nationale du débat public, mais *a minima* le rapport doit être rendu public afin que la commission puisse faire le choix de les soumettre à un débat public ou à une procédure de concertation.

E.2 Démarche pour l'analyse préliminaire des risques

Dans la conception géomécanique de la cavité, on utilise divers critères, censés assurer la sécurité du stockage, par retour d'expérience. On les rappelle dans le tableau suivant :

| Critères | Enjeux |
|--|--|
| Résistance à la traction nulle | Eviter tout effondrement et fractures dans le sel |
| $P_{min} > 0.2 \cdot \rho \cdot g \cdot H$ $P_{max} < 0.8 \cdot \rho \cdot g \cdot H$ | Limiter le fluage du sel, donc la perte de volume Eviter la fracturation et l'endommagement du sel Eviter la traction par refroidissement rapide lors du soutirage |
| Vitesse d'injection/soutirage $< 15 \text{ bar.h}^{-1}$ | |
| Garde au toit = 40m Garde au sabot = 10m Garde au mur = 10 m | Eviter fuite de la saumure ou du gaz dans les terrains de recouvrement |
| Vitesse de sortie du gaz $< 20 \text{ m.s}^{-1}$ | Eviter érosion du tubage |

On a vu que la Démarche pour l'Analyse Préliminaire des Risques comportait 10 étapes :

1. **Définition du périmètre du système** : cavité, puits et tête de puits.
2. **Description du système** : voir schéma récapitulatif. Il faut prendre aussi en compte les différentes applications, profondeurs et tailles de cavités selon l'usage visé.

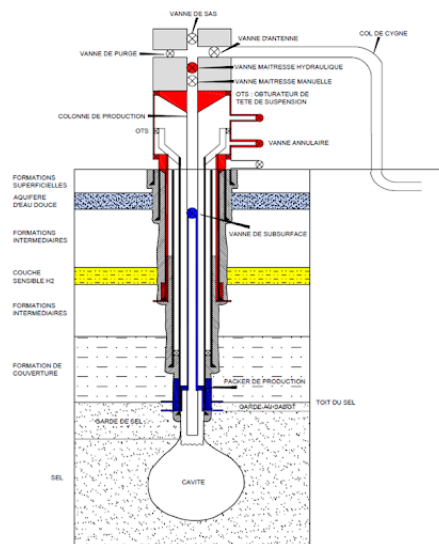


FIGURE E.2 – Equipements

3. **Description de l'environnement du système** : Une plateforme en surface contient le puits et la tête de puits. On peut lister les agresseurs externes susceptibles de perturber le bon fonctionnement du système :

- Véhicule/engin susceptible de heurter la tête de puits
- Événement naturel : inondation, incendie, ouragan ou tremblement de terre
- Effets dominos liés à une défaillance des installations de surface
- Actes de malveillance

4. Identification des potentiels de dangers

- Cavité souterraine : instabilités
- Produit stocké : H_2 pur
- Sel : instabilité ou pollution d'aquifère
- Formations géologiques internes à la formation de sel (insolubles) : production de gaz annexe (H_2S , O_2 , CO_2 , ...) dû à l'interaction de H_2 avec ces formations
- Formations géologiques externes à la formation de sel (couches du recouvrement) : formation de produits toxiques dû à l'interaction de H_2 avec ces formations (dont la nature reste à préciser)

5. **Etude de l'accidentologie** : Aucun accident relevant d'une installation souterraine de stockage d'hydrogène n'a été recensé. Dès lors, on s'appuie sur le retour d'expérience (REX) relatif au stockage de gaz ou d'hydrocarbures (24 cas d'accidents, cf. Figure E.3). Les causes d'accidents sont :

- La plupart des accidents concerne les puits d'accès : mauvaise installation du tubage, mauvaise connexions, mauvaise cimentation, corrosion... Cela peut provoquer une fuite de gaz avec ses nombreuses conséquences (contamination de l'eau / du sol, explosion et/ou incendie) ;
- Mauvaise caractérisation de la géologie à proximité de la caverne. Ce que provoque une dissolution incontrôlée du sel pouvant induire des fuites de gaz et ou des effondrements du toit des cavités ;
- Mauvais dimensionnement du stockage. Ce qui provoque un fluage important du sel conduisant à des affaissements à la surface du sol ;
- Erreurs humaines, notamment pendant les travaux de maintenance et de réparation.

| Accident | Type of Storage | Type of Fuel | When | Cause | Central Event |
|--|---|---------------------|--------------------|---|---------------------------|
| Leroy, Uinta County, Wyoming, USA | Aquifer | Natural gas | Operations | Corrosion of the casing of a well | leaks of the well |
| #1 Mont Belvieu, Texas, USA | Storage in salt caverns | GPL | Operations | corrosion of the casing; degradation of the cement located outside the casing of the exploitation well; spark on the electrical circuit | leaks of the well |
| #2 Mont Belvieu, Texas, USA | Storage in salt caverns | GPL | Operations | dissolution of the salt | Roof collapse |
| Hutchinson, Kansas, USA | Storage in salt caverns | Natural gas | Drilling | A defect during the drilling of the caps would be at the origin of the leak | leaks of the well |
| Eminence, Mississippi, USA | Storage in salt caverns | Natural gas | Operations | soil creep | Convergence of the cavity |
| Pensance, France | Storage in salt caverns | Natural gas | Operations | soil creep | Convergence of the cavity |
| Weeks Island, Louisiana, USA | Storage in salt caverns | Oil | Operations | natural structural discontinuities + mining -> stress changes within the massif -> increase in permeability -> dissolution process | Roof collapse |
| Brenham, Texas, USA | Storage in salt caverns | GPL | Filling | over-filling of the cavity; faulty alarm systems | leaks of the well |
| Miss Bluff, Liberty, Texas, USA | Storage in salt caverns | Natural gas | Filling | leak in the brine extraction column; abrupt expulsion of gas from the cavity; rupture of a portion of pipe whose thickness had been reduced by internal corrosion | blow out |
| Teutchenhof, East Germany | Storage in salt caverns | ethylene | Operations | faulty well casing connection | leaks of the well |
| Riel, Germany | Storage in salt caverns | town gas (60% -65%) | Pumping | - | Roof collapse |
| Vinot, France | Storage in salt caverns | ethylene | Operations | rupture of a compressor unit | gas cloud released |
| Petal City, Mississippi, USA | Storage in salt caverns | butane gas | Filling | cavern overflow | gas cloud released |
| West Hackberry, Louisiana, USA | Storage in salt caverns | crude oil | Repair work | incident during repair work | blow out |
| Salt Dome Storage Field, Mississippi, USA | Storage in salt caverns | hydrocarbon gas | Operations | poor cement jobs | leaks of the wells |
| Mineola, Houston, East Texas, USA | Storage in salt caverns | propane | Operations | dissolution of the salt (due to brine compensation mode) and flow of the propane into the adjacent cavern | blow-out |
| Stratton Ridge, Freeport, Texas, USA | Storage in salt caverns | Natural gas | examination period | low mechanical integrity | gas leak |
| Magnolia, Grand Bayou, south Louisiana, USA | Storage in salt caverns | gas | Operations | crack in the casing of a well | gas leak |
| Odessa, Texas, USA | Storage in salt caverns | NGL | Operations | faulty gasket | gas liquids leakage |
| Conway Underground East facility, Conway, Mo | Storage facilities constructed in PNG | | Operations | dissolution of the salt | gas liquids leakage |
| Salt Block Storage Well, Goodyear, Arizona, US | Storage facilities constructed in Propane | | Operations | corrosion in the well casing | leaks of the well |

FIGURE E.3 – Tableau des accidents recensés

6. Définition des échelles de probabilité et d'intensité et de la table de criticité :

- On réalise une échelle de probabilité ou de fréquence pour les **Evènements Redoutés Centraux (ERC)**. Une échelle grossière suffit car l'objectif est de hiérarchiser les scénarios et non de les quantifier : échelle à 3 niveaux (P1 : faible ; P2 : moyen ; P3 : fort).
- On effectue également une échelle d'intensité pour chaque phénomène dangereux qui en découle : échelle à 3 niveaux (I1 : faible ; I2 : moyen ; I3 : fort).
- Une table de criticité permet de croiser la fréquence de l'ERC et l'intensité du phénomène redouté. On a choisi le code couleur suivant :

| | | | |
|--------------|-----------|------|----------|
| I3 - Fort | | | |
| I2 - Moyenne | | | |
| I1 - Faible | | | |
| | P1 | P2 | P3 |
| | Rarissime | Rare | Probable |

FIGURE E.4 – Table de criticité

- Pertinence de ces échelles : à évaluer après usage.

7. Liste des événements redoutés centraux (ERC) : Les ERC sont identifiés à partir des potentiels de dangers.

- pour le potentiel de danger « cavité souterraine » :
 - ERC_1 « Rupture du sel en paroi de la cavité dépassant les limites de la couche ou du dôme de sel » (rupture complète de la paroi de la cavité jusqu'au toit du sel)
 - ERC_2 « Rupture de pilier entre cavités »
 - ERC_3 « Perte de volume excessive de la cavité »
- Potentiel de danger « substance (H_2 pur) » :
 - ERC_{4a} « Grosse fuite d' H_2 au niveau de la tête de puits »
 - ERC_{4b} « Petite fuite d' H_2 au niveau de la tête de puits »
 - ERC_5 « Arrivée d' H_2 dans les formations de recouvrement »
- Potentiel de danger « formation géologique susceptible d'interagir avec l' H_2 pour former des gaz toxiques) » :
 - ERC_6 « Arrivée / libération de produit toxique dans les formations du recouvrement »

8. **Identification des séquences accidentelles pour chaque ERC** : Il s'agit de préciser :

- Les causes possibles de chacun des ERC considérés (erreur humaine, défaillance matérielle, fatigue et vieillissement, agresseur externe) ;
- Les conséquences potentiellement dangereuses qui en résultent (et leur effets).

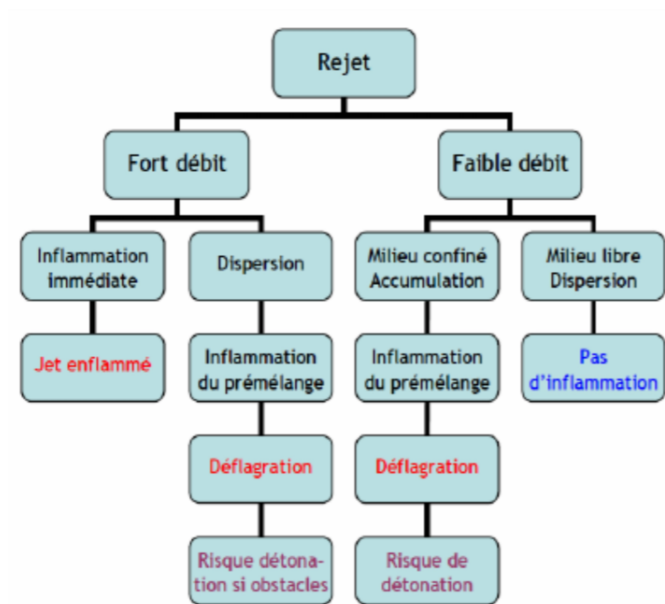


Tableau 23. Analyse des risques d'une fuite d'hydrogène -Source : CEA

FIGURE E.5 – Diagramme fuite H_2

9. **Détermination de la criticité de chaque séquence accidentelle** : On donne une note globale pour obtenir la criticité de la séquence accidentelle. À faire avant, puis après, la mise en place des barrières préventives et protectrices

10. **Identification de séquences accidentelles à quantifier (hiérarchisation)**

E.3 Acceptabilité sociétale

Le sondage que nous avons mis en place, dont un aperçu est donné à la figure E.6, nous a fourni certains résultats quantifiables, en plus du fait qu'une majorité des participants pense que l'hydrogène sert dans les piles à combustible (ou les bombes pour certains) et qu'il est dangereux.

| | | |
|--|--|---|
| <p>Stockage d'hydrogène en cavité saline</p> <p>Qu'est-ce qui vous vient à l'esprit quand vous entendez hydrogène?</p> <p>Votre réponse <input type="text"/></p> <p>A quoi peut servir l'hydrogène?</p> <p>Votre réponse <input type="text"/></p> <p>L'hydrogène vous semble-t-il dangereux?</p> <p>Votre réponse <input type="text"/></p> <p>L'hydrogène est inodore, s'enflamme facilement, peut détonner et être à l'origine d'une flamme invisible.</p> <p>Savez-vous comment est produit l'hydrogène?</p> <p><input type="radio"/> Oui</p> <p><input type="radio"/> Non</p> <p>Si oui, comment?</p> <p>Votre réponse <input type="text"/></p> | <p>L'hydrogène est susceptible d'être produit, dans les années à venir, grâce à de l'eau et de l'électricité issue d'énergies renouvelables.</p> <p>L'hydrogène va par la suite être stocké à 1300 m de profondeur.</p> <p>Seriez-vous favorable à l'installation d'une cavité de stockage près de chez vous ?</p> <p><input type="radio"/> Oui</p> <p><input type="radio"/> Non</p> <p>Si non, seriez vous favorable à l'installation d'une cavité de stockage loin de chez vous ?</p> <p><input type="radio"/> Oui</p> <p><input type="radio"/> Non</p> <p>Si non, pourquoi ?</p> <p>Votre réponse <input type="text"/></p> <p>Il n'y a pas d'oxygène au sein de la cavité de stockage, l'hydrogène ne peut ni détonner ni s'enflammer.</p> <p>En sachant que c'est impossible de stocker les mêmes quantités, préféreriez-vous que le gaz soit stocké en surface ?</p> <p><input type="radio"/> Oui</p> <p><input type="radio"/> Non</p> | <p>L'hydrogène est utilisé pour la mobilité, pour l'industrie, pour produire de l'électricité ou bien pour alimenter le réseau de gaz naturel.</p> <p>Etes-vous prêt(e) à acheter une voiture à hydrogène ? (à partir de 50 000€)</p> <p><input type="radio"/> Oui</p> <p><input type="radio"/> Non</p> <p>Votre choix de voiture est-il motivé par le prix ou l'impact environnemental ?</p> <p><input type="radio"/> Prix</p> <p><input type="radio"/> Environnement</p> <p>ENVOYER</p> |
|--|--|---|

FIGURE E.6 – Sondage réalisé pour mesurer les a priori et connaissances liées à l'hydrogène ainsi que l'acceptabilité sociétale (pour un groupe limité) d'un projet de stockage d'hydrogène en cavité saline

À la question "savez-vous comment est produit l'hydrogène?" (figure E.7), seulement 54,5% des participants ont répondu oui, et plus de la moitié de ceux-ci pensent à l'électrolyse de l'eau, qui ne représente que 0,4% de la production d' H_2 (d'après STORENGY).

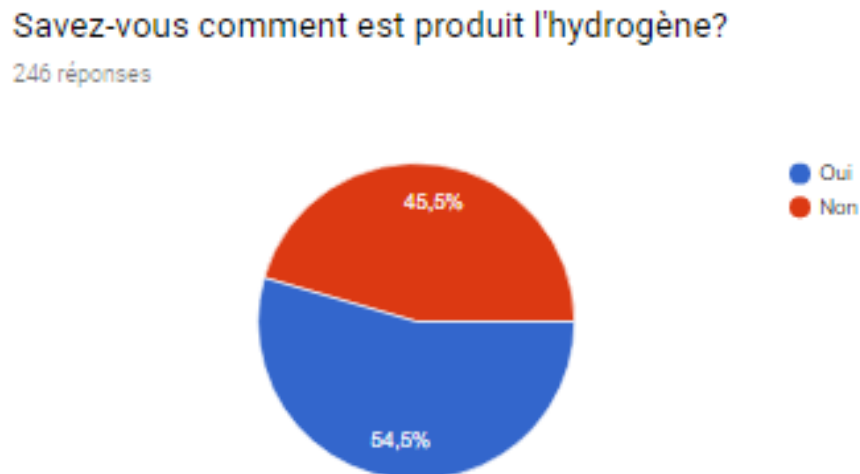
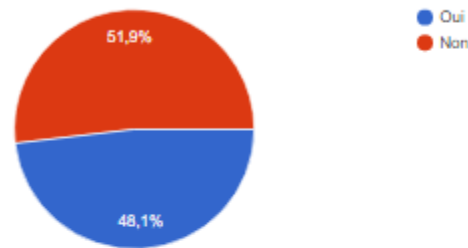


FIGURE E.7 – Question 4 du sondage réalisé auprès d'étudiants des Mines et d'anciens camarades de CPGE à propos de nos a priori sur l'hydrogène

Ensuite, nous avons pu mesurer un effet NIMBY ou *Not In My BackYard*, quand nous avons posé la question de la création d'un tel projet de stockage d'hydrogène en cavité saline près ou loin des participants. Le passage de **48,1%** à **80,3%** de réponses positives ci-après (figure E.8) le met bien en valeur. De plus, beaucoup pensent au danger pour justifier leur première réponse négative.

Seriez-vous favorable à l'installation d'une cavité de stockage près de chez vous ?

241 réponses



Si non, seriez vous favorable à l'installation d'une cavité de stockage loin de chez vous ?

188 réponses

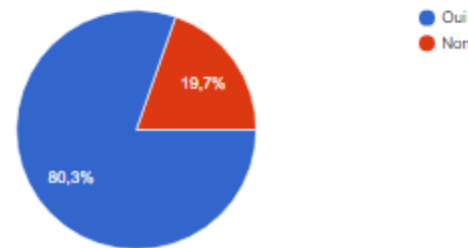


FIGURE E.8 – Questions 6 et 7 du sondage à propos de la proximité d'un projet de stockage

Nous avons également pu remarquer que plusieurs participants (87,6%, voir figure E.9) comprennent bien l'utilité du stockage en sous-sol relativement au stockage en surface (moins de difficultés techniques car la contrainte géostatique du sol suffit pour contenir le gaz à haute pression), mais certains restent réticents.

En sachant que c'est impossible de stocker les mêmes quantités, préféreriez-vous que le gaz soit stocké en surface ?

234 réponses

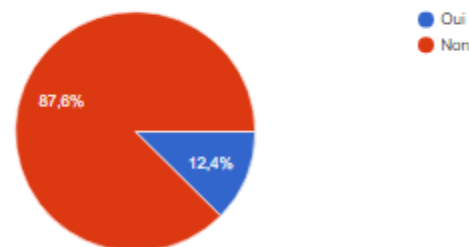


FIGURE E.9 – Question 9 du sondage à propos de l'avantage du stockage souterrain par rapport à un stockage éventuel en surface

E.4 Choix du site

E.4.1 Application de l'hydrogène en France

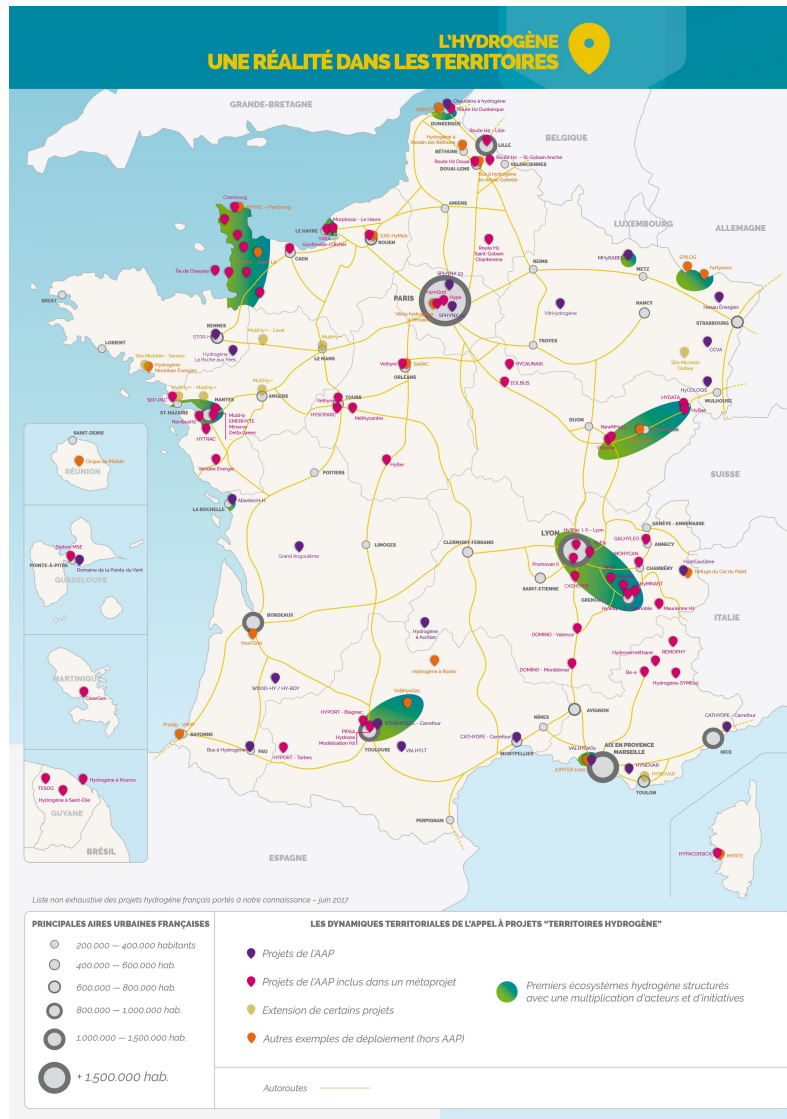


FIGURE E.10 – Application de l'hydrogène en France

E.4.2 Vallée du Rhône

Géologie de la région

La Vallée du Rhône est située entre le Massif central et les massifs alpins, elle s'étend de Lyon à Montpellier. Elle abrite des couches de sel datant du Trias (début du secondaire) et de l'Oligocène (tertiaire moyen). Le trias possède une structure plissée par l'activité tectonique de la région, son exploitation est donc d'intérêt variable selon la zone considérée et n'a pas encore donné lieu à une exploitation industrielle. A l'inverse, les gisements de l'Oligocène sont moins fracturés et ont une épaisseur bien supérieure à ceux du Trias.

Production énergie renouvelables

La vallée du Rhône développe actuellement son parc éolien et photovoltaïque. Entre 2016 et 2017, la production d'énergie éolienne dans la région Auvergne Rhône-Alpes a été augmentée de 17% qui permettrait d'atteindre une production de 1 TWh et l'énergie solaire de 8% avec une production de 0,8 TWh. En 2016, les énergies renouvelables représentaient 46,8% de la production régionale (parmi ces 46,8%, 42% proviennent de l'énergie hydraulique). De nombreux industriels ont lancé des projets cette année afin d'augmenter la production d'énergie d'origine solaire dans la région.

Demande d'électricité et réseau gazoducs

Les habitants et les industriels de la région Auvergne Rhône-Alpes consommaient en 2016 62180 GWh tandis que la région en produisait 99 351 GWh. Le surplus de production de 37171 GWh est cédé aux régions françaises voisines ainsi que vendu à l'Italie et à la Suisse.

De nombreux pipelines traversent la vallée du Rhône. Les différentes exploitations réalisées pourront facilement être reliées au réseau existant et bénéficier de connexions avec l'international (Suisse, Allemagne).

Étude des sites préliminaires

Des études géologiques basées sur le repérage de sources salées et des sondages ont permis d'identifier plusieurs zones salifères susceptibles de pouvoir contenir des cavités salines : Manosque, Valence, Etrez, Bresse et Vauvert.

| Critère | Description | Manosque | Valence |
|---------------|----------------------------------|--------------|--------------------|
| Géologie | Profondeur du sel | 1000 | 1200 |
| | Épaisseur de la couche | 600 | 400 |
| | Pureté du sel | ? | ? |
| Connexion | Gaz naturel | oui | oui |
| | Electricité haute tension | oui | oui |
| | H ₂ pipeline | Non | non |
| Saumure | Existence d'un exutoire | oui (étangs) | oui (étang, Rhône) |
| | Proximité de l'exutoire | oui | oui |
| Marchés | Existence d'applications locales | oui | peu |
| | Valorisation du dioxygène | Non | Non |
| Environnement | Terrains exploitables | Oui | Oui |
| | Disponibilité d'eau | Oui | Oui |
| | Protections environnementales | Oui | Non |
| Configuration | Utilité | Oui | Oui |
| | Faisabilité | Oui | Oui |

E.4.3 La région Lorraine

La région Lorraine dispose d'une couche de sel d'une épaisseur d'une centaine de mètre datant du Keuper. Encore inexploitée pour le stockage souterrain de gaz, cette couche est notamment exploitée dans la mine de Varangéville. La couche s'enfonce vers le Nord-Ouest, en même temps que la qualité du sel se détériore.

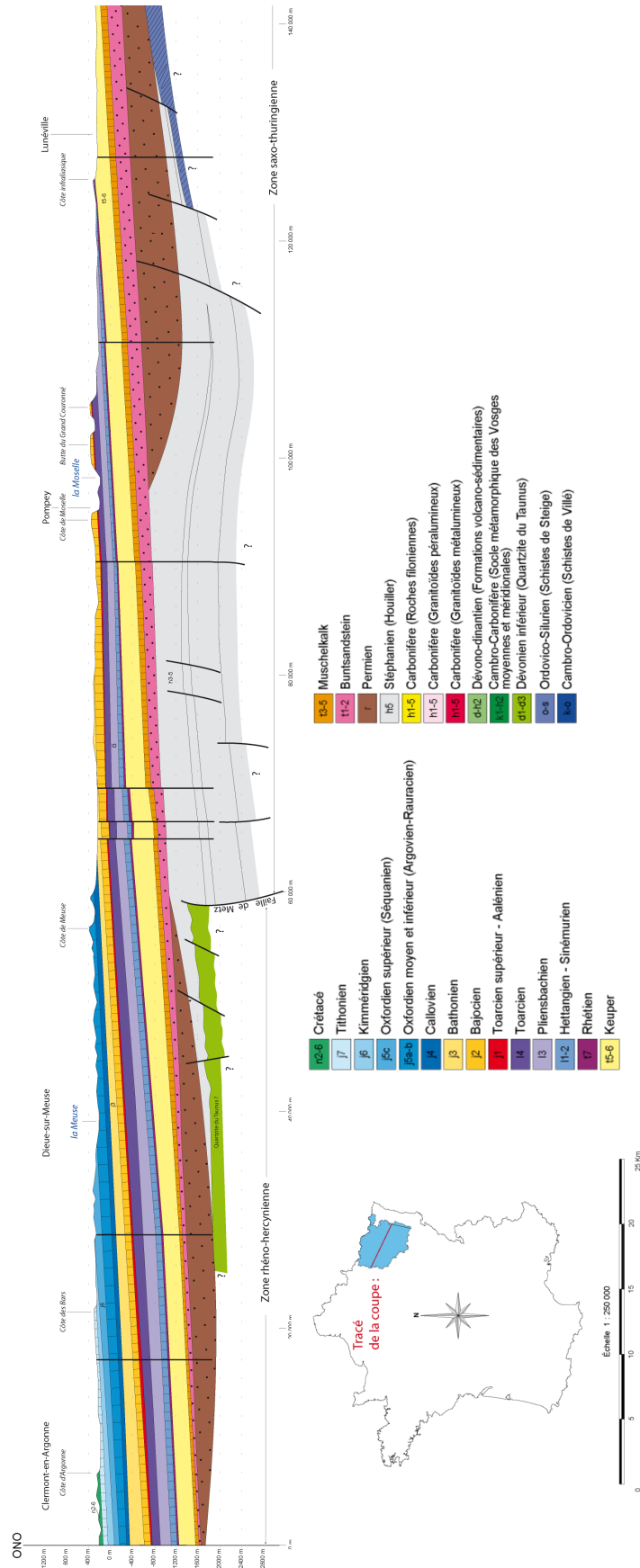


FIGURE E.11 – Coupe Géologique Lorraine NO-SE

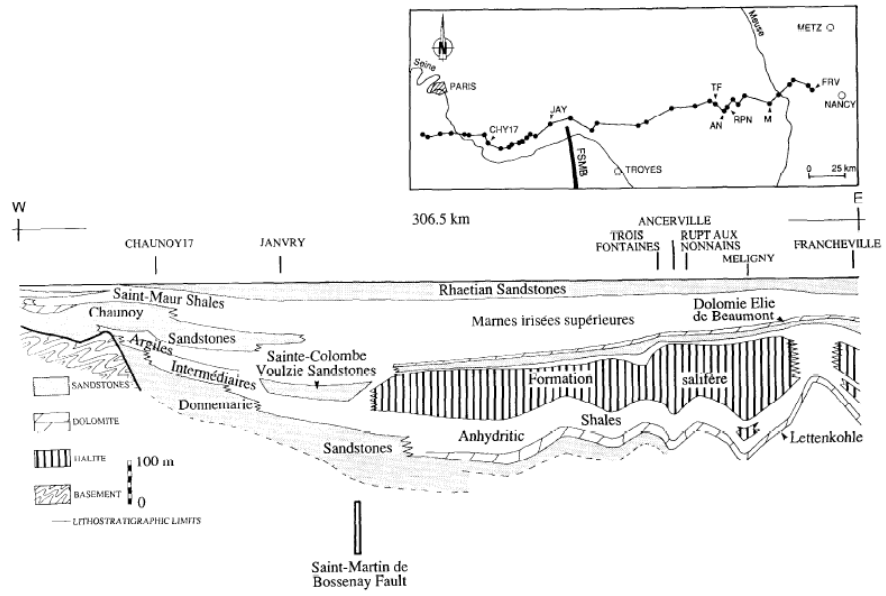


Fig. 2. Geometry of the lithostratigraphic units across an E-W section between Nancy and southwest Paris. See Fig. 1 for the stratigraphy. FRV = Francheville, M = Méligny, RPN = Rupt aux Nonnains, AN = Ancerville, TF = Trois Fontaines, JAY = Janvry, CHY17 = Chaunoy 17.

FIGURE E.12 – Coupe Géologique Lorraine O-E

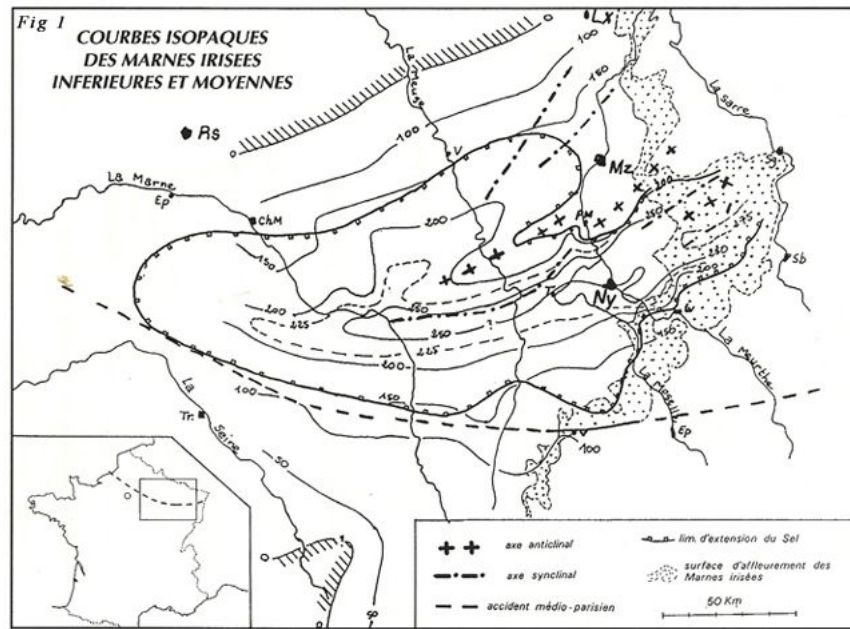


FIGURE E.13 – Extension des gisement de sel

Nous avons ainsi particulièrement étudié les sites de Toul et de Méligny le Grand à l’Ouest de Nancy. Toutefois la qualité de la formation salifère nous empêche de poursuivre l’étude. Il pourrait toutefois être possible d’imaginer des solutions de stockage de faible capacité à faible profondeur plus à l’Est, ce type de configuration n’étant pas considéré dans notre projet.

E.4.4 Alsace

Région célèbre pour ses mines de potasse, l'Alsace dispose d'importantes ressources salifères enveloppant les deux couches de Potasse. Il convient de noter que la présence de couche de potasse peut rendre le lessivage technique à certaines profondeurs en raison de sa solubilité plus rapide. Ces ressources salifères sont d'origines évaporites, déposées dans le fossé rhénan au cours de l'ère Tertiaire. La zone salifère s'étend entre 200 et 1700m de profondeurs, comprenant de nombreuses couches d'insolubles. Mais les terrains sont intensément faillés et de nombreux diapirs rendent cette répartition inégale. Nous avons retenu comme sites potentiels les sites d'Entzheim proche de Strasbourg et de Mackenheim, plus au Sud.

La région Alsacienne dispose de nombreux avantages d'un point de vue économique. Sa proximité avec le cœur industriel européen rend intéressante les configurations à destination de l'industrie, notamment en raison de la présence de raffineries Allemande à proximité (raffinerie de Karlsruhe et de Neustadt). De plus, si la mobilité hydrogène reste encore limitée en France, son développement en Allemagne rend les sites Alsaciens idéaux pour des sites de stockage pour la mobilité hydrogène. La production régionale d'électricité, certes largement excédentaire, est majoritairement d'origine hydraulique ou nucléaire ce qui n'incite pas au développement d'une solution Power to Power.

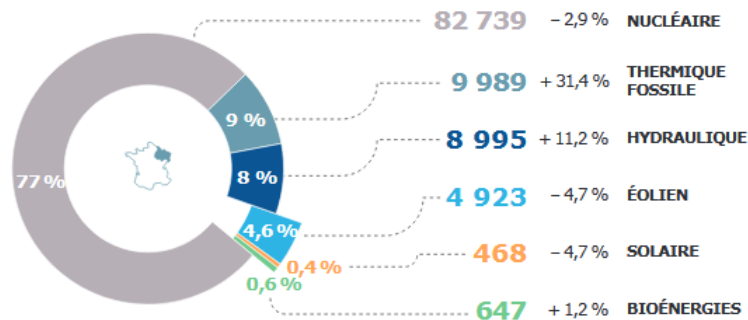


FIGURE E.15 – Production électricité du Grand Est

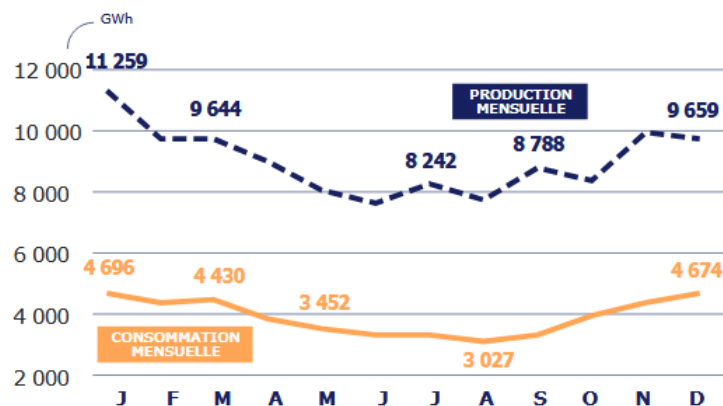


FIGURE E.16 – Production et consommation du Grand Est

La région Alsacienne est extrêmement bien connectée aux réseaux électriques ou gaziers mais également routiers. C'est d'autant plus le cas pour le site d'Entzheim, proche de l'aéroport de Strasbourg.

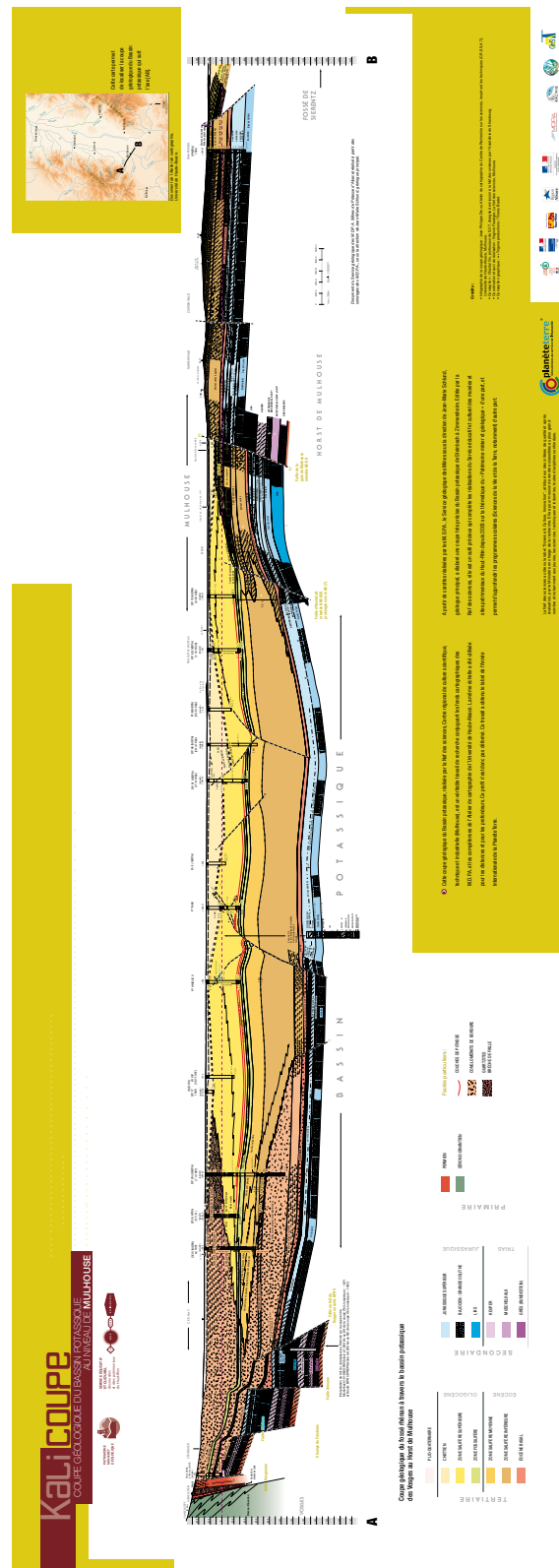


FIGURE E.14 – Coupe du bassin rhénan

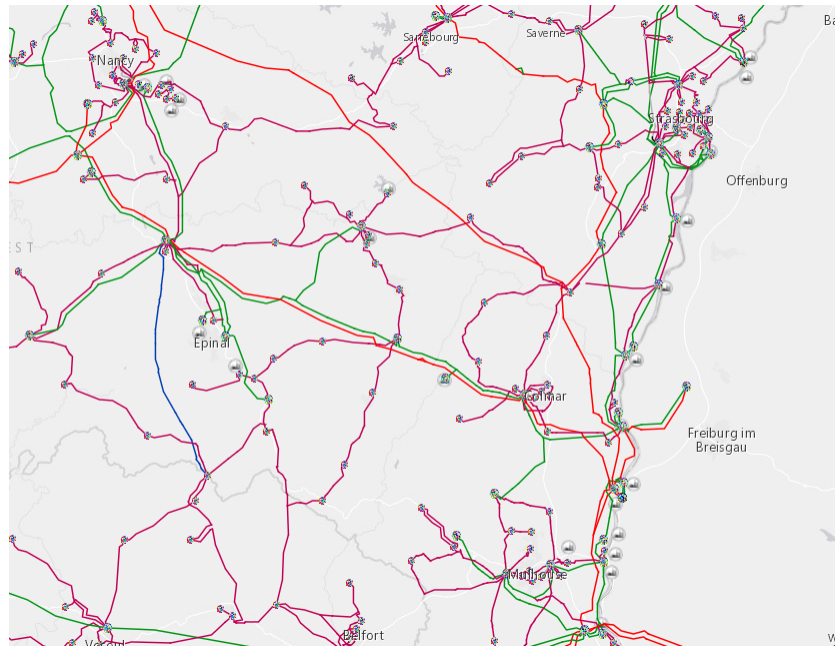


FIGURE E.17 – Carte réseau électrique

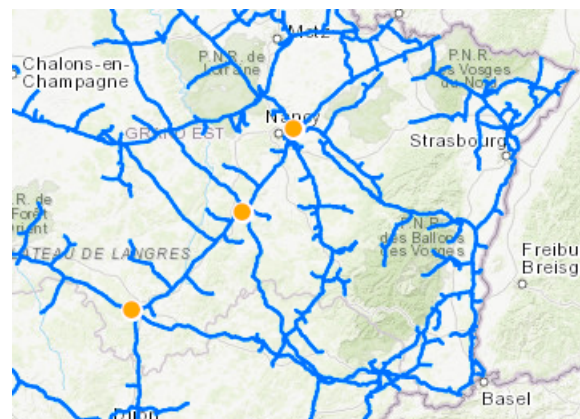


FIGURE E.18 – Carte réseau gaz

Les débouchés de la saumure sont rares dans la région, la présence de l'industriel Solvay au Sud de la région peut constituer un débouché potentiel. Le rejet de la saumure dans le Rhin est également envisageable, sous réserve de négociations avec les associations de défense de l'environnement locales. Ainsi les sites Alsaciens nous semblent intéressants pour les configurations Power to Power et Power to Mobility. La proximité du site de Entzheim avec Strasbourg et sa meilleure connexion aux réseaux nous font privilégier ce site par rapport à celui de Mackenheim.

E.4.5 Bassin Aquitain

Géologie du bassin Aquitain

L'Aquitaine est, au point de vue géologique, un bassin sédimentaire. Il s'agit d'une zone « réceptacle » de dépôts, issus de l'érosion des massifs montagneux environnants : au nord, les massifs armoricain et vendéen, au sud, la chaîne des Pyrénées et à l'est, le Massif central et la Montagne noire. Il est ainsi le

lieu d'une sédimentation importante pendant des millions d'années engendrant un enfoncement rapide des couches.

Le Bassin aquitain peut aujourd'hui se définir comme une vaste demi-cuvette de forme triangulaire, ouverte à l'ouest sur l'océan atlantique.

Concentrons nous sur l'époque de formation du sel, le Trias (251 à 200 Ma)

Les mouvements tectoniques entraînent l'ouverture d'un rift (ou fossé) de Gascogne, grande cassure le long d'un axe grossièrement est/ouest qui sera, par la suite, celui des Pyrénées.

Le socle hercynien se disloque par une série de failles orientées nord/est-sud/ouest. Des dépôts se mettent en place dans de petits fossés d'effondrement allongés le long de ces failles. On les assimile à des sortes de « gouttières » dans lesquelles les sédiments vont pouvoir se déposer.

Les dépôts sédimentaires de cette période sont des grès bigarrés et des argiles (au Trias inférieur), des calcaires coquilliers et des argiles (au Trias moyen) et des dépôts salifères, sel et gypse (au Trias supérieur).

La couche argilo-évaporitique importante est celle du Trias supérieur ("Keuper"), cette formation se trouvent enfouie sous plusieurs milliers de mètre de la couverture sédimentaire méso-cénozoïque

Le Bassin aquitain a joui pendant longtemps d'une réputation de « demoiselle paisible à mise simple ». En effet, il était admis, jusqu'au milieu du XXème siècle, que l'Aquitaine était un bassin sédimentaire à formation « classique » et son sous-sol ne devait renfermer par conséquent que peu « d'accidents géologiques remarquables ».

Pourtant, à la lumière des avancées scientifiques et des techniques permettant, à partir de 1950, d'ausculter les terrains profonds, notamment avec les forages pétroliers ou la géophysique, il est apparu des témoins d'une complexité insoupçonnée du sous-sol aquitain. Notamment, des réseaux de plis, de failles, voire de flexures, ont été mis en évidence.

Ici l'exploitation du sel repose sur la présence :

- diapirs de type dôme de sel : intrusions de sel remontant dans la couverture sédimentaire par contraste de densité
- plis diapirs : Structures anticlinales résultant d'une déformation tectonique et dont le coeur est constitué de formations argilo-évaporitiques disharmoniques qui peuvent percer la tête du pli

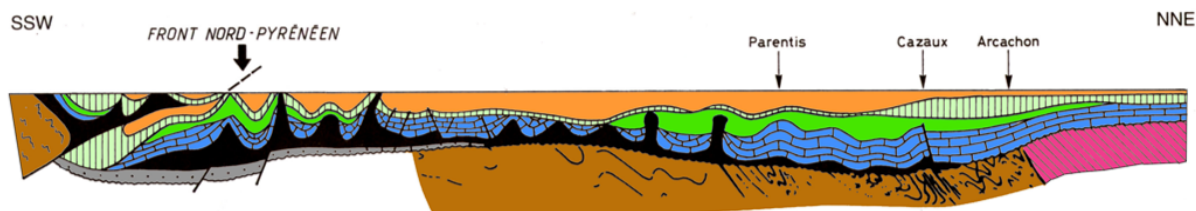


FIGURE E.19 – Coupe schématique de direction N-S à travers le Bassin Aquitain (d'après Winnock, 1974)

Production, demande et réseau d'électricité et de gaz en Aquitaine

Production d'énergies renouvelables La Nouvelle-Aquitaine reste la 1^{re} région de France productrice d'énergie solaire avec une production de 2,5 TWh. Entre 2016 et 2017, la production d'électricité éolienne a augmenté de 30 % pour atteindre 1,2 TWh. Cette forte hausse permet à la production d'électricité renouvelable d'atteindre un record : 5,3 TWh, soit 10 % de la production régionale.

Cependant, le parc nucléaire représente près de 55 % des capacités installées en Nouvelle-Aquitaine tandis que le parc renouvelable pèse 41 %. La production nucléaire reste donc encore considérablement supérieure (45,1 TWh) et progresse toujours (+7 %).

La région n'atteint que 76 % de ses objectifs éolien et solaire concernant le développement des énergies renouvelables (EnR). La région Nouvelle-Aquitaine s'est fixé l'objectif de raccorder un total de 5848 MW d'éolien et de solaire. Cet objectif est le deuxième plus élevé de France, derrière la région Occitanie.

Demande d'électricité et réseau gazoducs

Toutes filières confondues, la production annuelle d'électricité en Nouvelle-Aquitaine couvre 137 % de la consommation régionale. En résulte un solde exportateur de 10,3 TWh, dont 4,8 sont exportés vers l'Espagne.

Les énergies renouvelables (éolien, solaire, hydraulique, bioénergie) couvrent 18,1 % de la consommation régionale. Le secteur résidentiel est le premier consommateur d'électricité avec près de 36 % de la consommation finale, suivi par le secteur des entreprises (26,7 %).

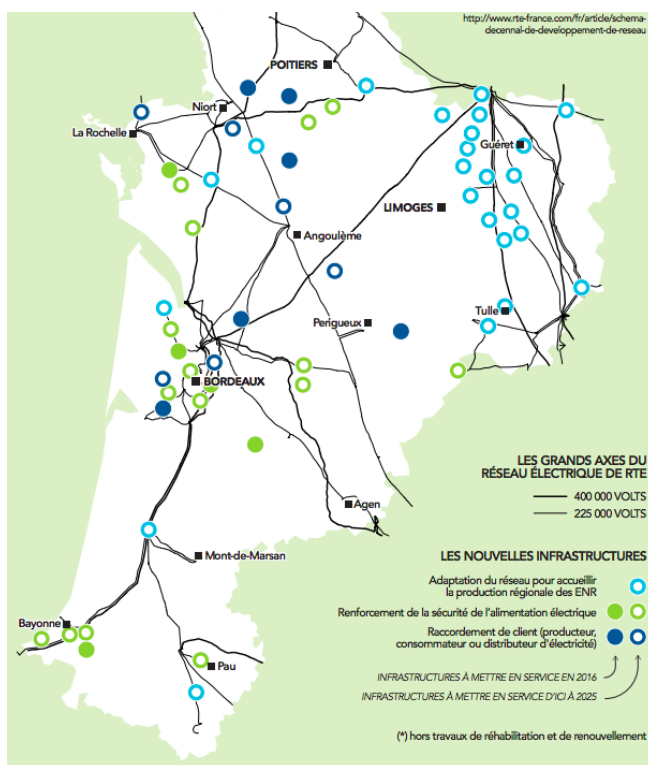


FIGURE E.20 – Réseau électrique en Aquitaine



FIGURE E.21 – Réseau routier autour des Pyrénées

Réseau électrique en Aquitaine

Les documents bibliographiques mis à notre disposition montrent de nombreuses coupes géologiques réalisées le long de l'axe Arcachon-Dax (Nord-Ouest/Sud-Est). Ils mettent en évidence la structure géologique du bassin aquitain : des dômes de sel et des plis diapirs localisés proche des communes de Thétieu, St Pandélon et Urcuit. Cette zone serait donc propice à la création d'une cavité saline, sous réserve d'un volume de sel exploitable suffisant.

| Critère | Description | Urcuit | St Pandélon | Téthieu |
|---------------|----------------------------------|------------|-------------|------------|
| Géologie | Profondeur du sel(m) | 500 | 1000 | 2000 + |
| | Épaisseur de la couche(m) | 300 | 700 | 150 |
| | Pureté du sel | Très pur | Variable | Très pur |
| Connexion | Gaz naturel | Oui | Oui | Oui |
| | Electricité haute tension | Oui | Oui | Oui |
| | H ₂ pipeline | Oui | Oui | Oui |
| Saumure | Existence d'un exutoire | Oui | Oui | Oui |
| | Proximité de l'exutoire | Oui | Non | Oui |
| Marchés | Existence d'applications locales | Oui | Oui | Oui |
| | Valorisation du dioxygène | Non | Non | Non |
| Environnement | Terrains exploitables | Oui | Oui | Oui |
| | Disponibilité d'eau | Oui | Oui | Oui |
| | Protections environnementales | Non | Oui | Oui |
| Configuration | Utilité | Mobilité | Saisonnier | Mobilité |
| | Faisabilité | Oui | Oui | Oui |

E.4.6 Bresse

La région comporte trois formations salifères : la formation supérieure, intermédiaire et inférieure. Ces formations de sel ont une épaisseur maximale au niveau d'Étrez, comme le montre cette carte des isopaques de couches de sel. On remarque également que le sel y est riche en halite (>80%) et donc relativement pur.

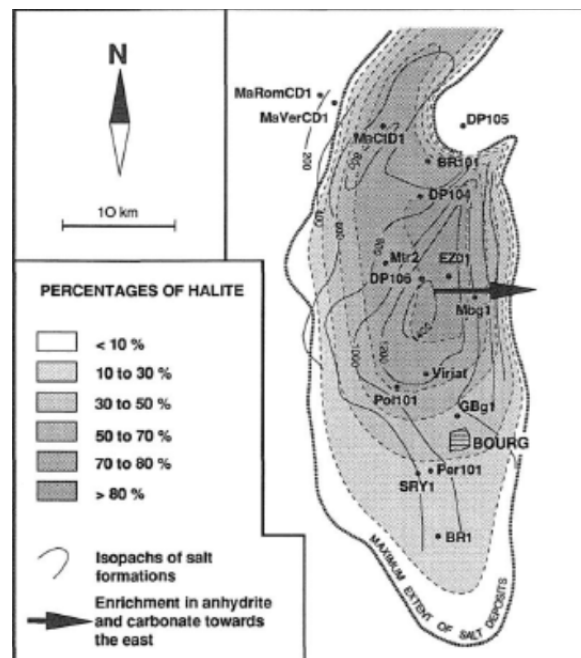


FIGURE E.22 – Coupe géologique NS de la région de Bresse

La couche la plus intéressante pour la création d'une cavité semble être la formation inférieure. Le toit du sel est situé à 1100 m de profondeur, et la couche a une épaisseur de 600 m. Le sel y est pur (environ 20% d'insolubles) et les bancs d'insolubles ne dépassent jamais le mètre d'épaisseur. Le site

est idéal géologiquement parlant pour la création d'une cavité profonde à 1300 m par exemple, et de volume important.

L'autre avantage du site d'Étrez, c'est qu'il est déjà en partie exploité par Storengy qui y a développé ses installations. Ainsi, le raccord au réseau électrique ou au réseau de gaz sera facilité puisque des aménagements ont déjà été réalisés. Enfin la région est particulièrement active dans le domaine de l'hydrogène. De nombreux projets ont vu le jour, comme HYWAY qui vise à développer la mobilité hydrogène. Cette carte de l'AFHYPAC (Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible) regroupe les différents acteurs du domaine et les zones d'effervescence. La configuration Power to Mobility semble donc intéressante pour ce site, tant au point de vue géologique qu'économique, car la région de Lyon est l'une des plus dynamiques au point de vue de la mobilité. Elle dispose en effet d'une des plus fortes densités de station de recharge hydrogène (construites ou en cours de projet).



FIGURE E.23 – Localisation des pompes à hydrogène en France

E.4.7 Allemagne

À Etzel, le sel se trouve sous la forme d'un dôme gigantesque long de 12km, large de 5km et d'une épaisseur de 4km. Cette épaisseur remarquable autorise la création de cavités de très grandes tailles

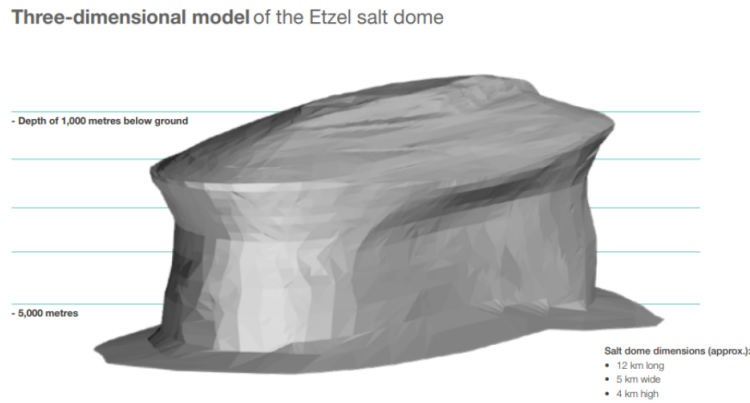


FIGURE E.24 – Vue en 3D du dôme d'Etzel

Le site comporte déjà une soixantaine de cavités dont la plupart sont utilisées pour stocker des hydrocarbures ou du gaz naturel. Le site est donc déjà relié aux réseaux de gaz ainsi qu'aux systèmes de transport de la saumure (brine).

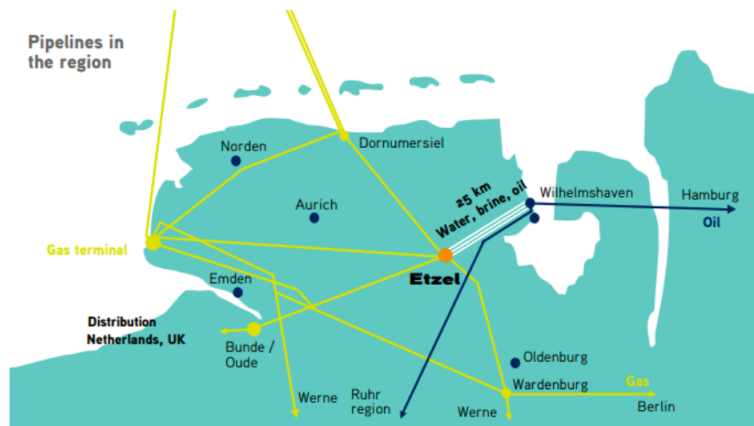


FIGURE E.25 – Réseau de gazoducs en Allemagne du Nord

A Epe, les cavités sont situées dans la formation salifère du Werra. La couche de sel est très étendue, avec une épaisseur qui varie d'une centaine de mètres à environ 300m selon la zone. Le toit du sel est globalement situé entre 1100 et 1200m, ce qui pourrait convenir pour certaines de nos configurations. Les différents forages réalisés montrent que le taux d'anhydrite est inférieur à 1%. Comme pour Etzel, le site est déjà exploité : il y a environ 45 cavités dans cette zone. Epe est donc bien desservi au niveau du réseau de gaz mais à certains endroits les cavités existantes sont déjà très rapprochées les unes des autres (environ 200m) et il y sera difficile d'en creuser de nouvelles.

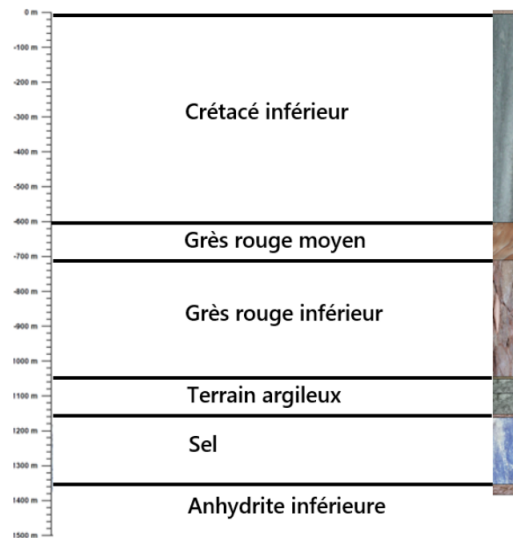


FIGURE E.26 – Formation géologique du site de Epe

En Allemagne du Nord a été lancé en 2018 le premier train à hydrogène développé par Alstom. Ainsi un stockage d'hydrogène pour la mobilité peut être intéressant pour ce secteur, surtout si d'autres trains sont mis en service. Le potentiel important de stockage d'Etzel pourrait également accueillir une cavité destinée à fournir les industries allemandes à proximité.

E.4.8 Modèle de construction du diagramme comparatif

Pour réaliser ce diagramme en radar, nous avons attribué une note à chaque site avec les critères suivant :

| Critère | Pureté | Proximité avec un réseau existant | Proximité avec un exutoire | Evaluation du marché | Zones protégées |
|---------|----------|-----------------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------|
| 1 | 0-20 % | 80-100 km | 80-100 km | Pas de marché | 80-100 % |
| 2 | 20-40 % | 60-80 km | 60-80 km | Projet d'aménagement | 60-80 % |
| 3 | 40-60 % | 40-60 km | 40-60 km | Marché en développement | 40-60 % |
| 4 | 60-80 % | 20-40 km | 20-40 km | Marché existant | 20-40 % |
| 5 | 80-100 % | 0-20 km | 0-20 km | Marché développé | 0-20 % |

F.1 Calcul économique

On définit le CashFlow(CF) par an comme suit :

$$CF = Revenu - OPEX - Inv$$

On définit donc le profit ;

$$Profit = \sum_{i=0}^N CF_i \quad (F.1)$$

Mais ici on ne prend pas en compte l'inflation, donc la valeur futur de ce que l'on achète ou vend, ni l'argent que l'on aurait pu gagner en plaçant nos investissement sur un compte en banque avec un certain taux d'intérêt. L'objectif est de ramener le coût de l'objet dans quelques années à aujourd'hui, pour comparer des objets similaires. Pour cela, on change notre modélisation :

X : Valeur actualisé de l'objet acheté dans un an.

n : Nombre d'année

Il vient :

$$X^n = P_{obj-ajd} \frac{(1 + inf)^n}{(1 + \tau_{inv})^n} \quad (F.2)$$

$$X = P_{obj-ajd} \frac{(1 + inf)}{(1 + \tau_{inv})} \simeq P_{obj-ajd} \frac{1}{(1 - inf)(1 + \tau_{inv})} \simeq P_{obj-ajd} \frac{1}{(1 + (\tau_{inv} - inf))} \quad (F.3)$$

On définit a le taux d'actualisation, $a = \tau_{inv} - inf$

D'où le CashFlow actualisé à l'année n :

$$CF_n^{act} = \frac{CF}{(1 + a)^n} \quad (F.4)$$

Il vient le profit actualisé, que nous appellerons Valeur Actuelle Nette (VAN) :

$$VAN = \sum_{i=0}^N CF_i = \sum_{i=0}^N \frac{CF}{(1 + a)^i} = CAPEX + \sum_{i=0}^N \frac{Debit_{sortie} \cdot Prix_{vente} - OPEX}{(1 + a)^i} \quad (F.5)$$

On définit le Taux de Rentabilité Interne (TRI) comme le taux d'actualisation où la VAN s'annule, et le Coût Total Actualisé (CTA) le prix de vente du produit pour atteindre un certain TRI :

$$CAPEX + \sum_{i=0}^N \frac{Debit_{sortie} \cdot CTA - OPEX}{(1 + TRI)^i} = 0 \quad (F.6)$$

F.2 Application

F.2.1 Influence du prix des électrolyseurs sur le CTA de l'hydrogène revendu

Nous avons tracé ici le CTA de revente de l'électricité dans la configuration P2P en fonction du coût de l'électrolyseur par unité de puissance. On remarque qu'on ne pourra avoir une électricité à moins de 100 €/MWh que si l'électrolyseur est acheté à moins de 160 €/kW (600 €/kW actuellement).

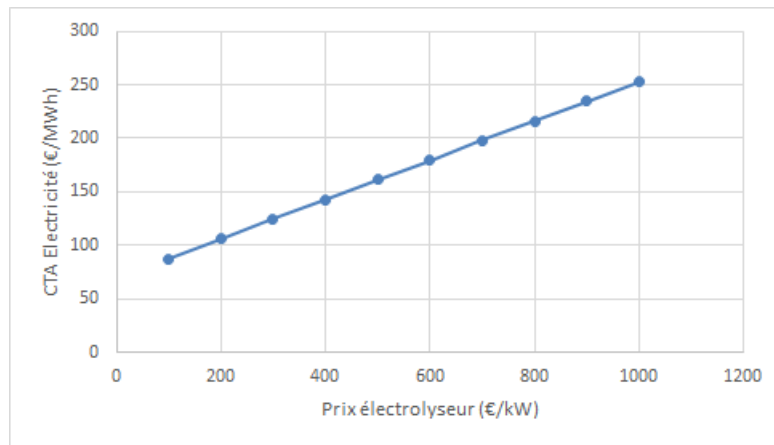


FIGURE F.1 – influence du coût de l'électrolyseur sur le CTA de l'électricité revenue.

F.2.2 Influence du rapport d'utilisation turbine/PAC sur le CTA de l'électricité revenue

En figure F.2 est tracé le CTA de l'hydrogène revenue en fonction du rapport d'utilisation turbine/PAC suivant les paramètres suivants : prix des PAC à 1000 €/kW, prix des turbines à $16000 + P^{0.44}$ € où P est la puissance de la turbine.

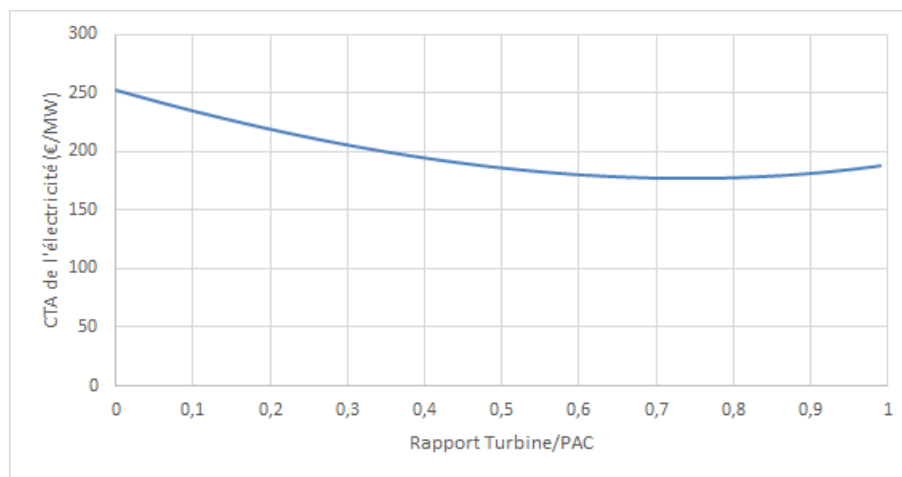


FIGURE F.2 – CTA de l'électricité revenue en fonction du rapport d'utilisation Turbine/PAC

F.2.3 Influence du TRI sur le CTA de l'hydrogène ou de l'électricité revenue(e)

Dans chacune des configurations est étudié l'influence du TRI sur le CTA de revente de l'hydrogène ou de l'électricité.

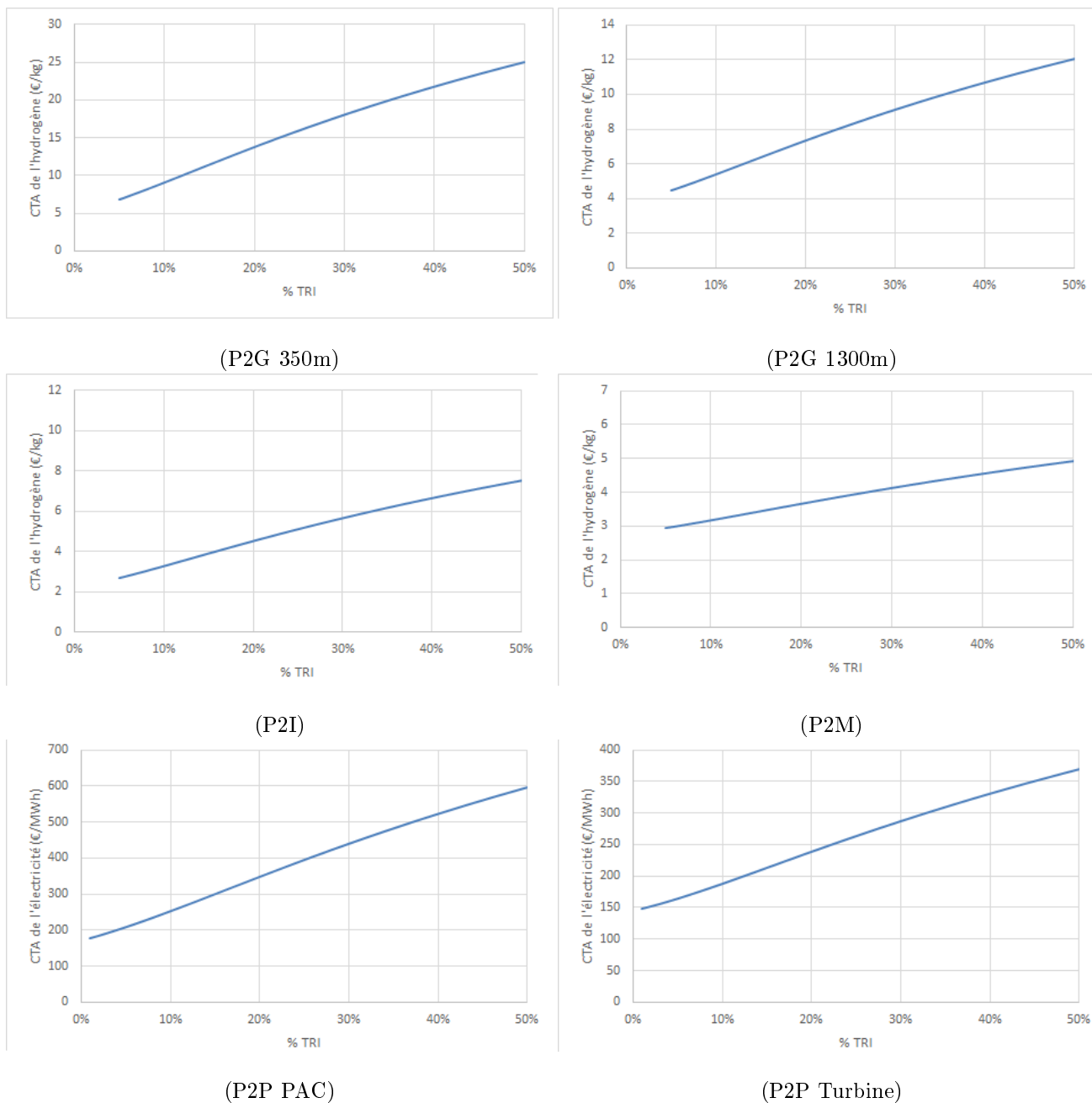


FIGURE F.3 – CTA de la matière vendue (électricité ou hydrogène) en fonction du TRI

- [1] Ministère de la Transition écologique et solidaire, *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, 1er juin 2018
 - [2] Franz Lahaie, *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, 2013
 - [3] Marjolein de Best-Waldhober, Ruben Peuchen, Marcel Weeda, *Note relative au cadre législatif et réglementaire des stockages souterrains*, 2015
 - [4] Ineris, *Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique*, 2016
 - [5] A. Rouabhi, G.Hévin, A. Soubeyran, P.Labaune, F.Louvet, *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2017
 - [6] Lienhardt M.-J., BRGM, *Synthèse Géologique de la Bresse*, septembre 1974
 - [7] BRGM, *Inventaire du potentiel français du stockage en cavités salines*, mars 2017
 - [8] www.rte-france.com
 - [9] www.sigminesfrance.brgm.fr
 - [10] www.infoterre.brgm.fr
Ainsi que tous les documents fournis par le Centre Géosciences
-



Le groupe dans les locaux de AREVA H₂GEN