



## Gas to Liquids (GTL), Coal to Liquids (CTL), Biomass to Liquids (BTL)

---

1. Introduction .....	1
2. Aspects techniques .....	2
3. GTL contra GNL .....	2
4. Historique .....	3
5. Evolution récente.....	3
6. Potentiel et perspectives .....	4
7. Coûts .....	5
8. Conséquences.....	6
8.1 Sur l'environnement et le climat .....	6
8.2 Sur la sécurité d'approvisionnement .....	6
9. Résumé des principaux avantages et inconvénients des filières CTL et GTL.....	7
9.1 Avantages.....	7
9.2 Inconvénients et risques.....	7
10. Résumé et conclusions .....	7
11. Notes explicatives .....	8

### 1. Introduction

Jusque vers la fin du siècle passé, le marché pétrolier a été alimenté presque entièrement par du pétrole brut dit [conventionnel](#), extrait au moyen de techniques classiques. Actuellement, ce pétrole couvre encore les [quatre cinquièmes](#) des besoins globaux en hydrocarbures liquides. Le reste provient des liquides de gaz naturel (natural gas liquids, [NGL](#), associés surtout à la production de gaz), du pétrole extrait de gisements [non conventionnels](#) (pétrole extra lourd, schistes, sables bitumineux), des [biocarburants](#) ainsi que – à raison d'un demi pour cent – des hydrocarbures synthétisés à partir du charbon et du gaz naturel (coal-to-liquids, CTL et gas-to-liquids, GTL). Pour l'heure, il n'existe qu'une seule grande usine CTL, [Secunda CTL](#), située en Afrique du Sud et d'une capacité de production de 160'000 barils/jour (bbl/j). Pour ce qui est de la filière GTL, qui émerge depuis quelques années dans des pays riches en gaz naturel, notamment au Qatar, au Nigeria et aux Etats-Unis, elle se distingue aussi par la présence d'une seule grande usine, [Pearl GTL](#). Mise en service en 2011 au Qatar, Pearl peut produire 140'000 bbl/j. Eloignés des centres de consommation, Qatar et Nigeria tablent désormais sur le GTL – en plus du gaz naturel liquéfié ([GNL](#)) – pour diversifier leurs exportations de gaz. Quant à la filière BTL (biomass-to-liquids), qui vise à transformer la biomasse en carburants de synthèse, elle n'en est encore qu'au stade de la recherche et du développement.



## 2. Aspects techniques

En principe, on peut produire des hydrocarbures synthétiques avec n'importe quelle matière contenant du [carbone](#) (C) et de l'[hydrogène](#) (H<sub>2</sub>) : gaz naturel, biomasse<sup>1</sup>, charbon etc. Avec les deux premières filières (GTL et BTL), on produit un gaz de synthèse (mélange de CO et d'H<sub>2</sub>) que l'on convertit ensuite en brut de synthèse grâce au procédé dit de [Fischer-Tropsch](#) (FT). Enfin, on raffine ce brut principalement sous forme de [gasoil](#), de [kérosène](#) et de [naphta](#) (lequel sert notamment à fabriquer de l'essence). Pour le charbon (filière CTL), il existe deux procédés de conversion. Celui de loin le plus utilisé est la voie dite indirecte, avec trois étapes comme pour le GTL et le BTL (gaz de synthèse, brut de synthèse, produits pétroliers). La voie directe<sup>2</sup> consiste à dissoudre le charbon avec des solvants avant d'en extraire les carburants synthétiques par [hydrogénation](#) et [hydrocraquage](#). C'est celle qui a été choisie en Chine par la société [Shenhua](#) pour l'unité de production [ErDOS CTL](#). Par ailleurs, le CTL est susceptible de raviver l'intérêt pour la gazéification souterraine du charbon, qui consiste à extraire le méthane (« gaz de ville ») tout en laissant les éléments solides dans le sol. La société [Link Energy](#) expérimente cette technologie en Australie. Le CTL permet à partir d'une tonne de charbon de produire 1 à 2.5 barils d'hydrocarbures liquides, en fonction du type de charbon utilisé (et suivant les [sources](#)). Avec le GTL, la production est d'environ 3 barils<sup>3</sup> pour 1'000 m<sup>3</sup> de gaz naturel. Pour le BTL, on compte avec un rendement d'[au moins 4 m<sup>3</sup>](#) (25 barils) à l'hectare par an. Mélangés aux carburants traditionnels dans des proportions définies, ces hydrocarbures entrent dans la chaîne de distribution pétrolière sans qu'il soit nécessaire d'adapter les moteurs ou les installations qui les consomment.

Les recherches se poursuivent afin d'améliorer les rendements des unités de production d'hydrocarbures synthétiques et de réduire leur taille<sup>4</sup>. La société britannique [CompactGTL](#) et la filiale [Velocys](#) du groupe américain [Oxford Catalyst](#), jouent les pionniers dans la [miniaturisation](#) du procédé FT. Chacune a mis au point des unités GTL suffisamment compactes (< 100 bbl/j) pour prendre place sur des plateformes pétrolières et ainsi éviter l'élimination à la torchère des [gaz associés](#).

## 3. GTL contra GNL

Le GTL (ensemble de processus chimiques complexes) et le GNL (processus physique relativement simple) sont deux technologies concurrentes pour transporter et distribuer le gaz naturel. Selon différentes sources, leurs [coûts de production](#) sont comparables. En revanche, transporter et distribuer les produits issus du GTL est plus simple et donc meilleur marché que pour le GNL. En effet, ces produits utilisent les mêmes moyens de transport et distribution que les distillats pétroliers. Ainsi, plus le lieu de production du gaz est éloigné des centres de consommation et plus l'option GTL s'avère financièrement intéressante. Refroidi à -161 °C, le GNL nécessite des navires spécifiques et très coûteux pour son transport sur mer, les [méthaniers](#). Arrivé à quai, le GNL est ensuite regazéifié dans les terminaux méthaniers. Enfin, le transport terrestre et la distribution se font par gazoducs. Utilisé comme carburant, le gaz exige par ailleurs des colonnes de ravitaillement particulières, ce qui occasionnent des coûts supplémentaires et restreint les possibilités de distribution. C'est l'une des raisons qui freine la percée de cette filière<sup>5</sup>, qui se limite pour l'heure surtout à des flottes de véhicules publics urbains (bus, camions-bennes). Au contraire du gaz carburant, la demande de carburants pétroliers explose, surtout celle de diesel. Une chance pour le diesel GTL, moins polluant et de qualité supérieure à son homologue pétrolier. Mais ce qui parle surtout en faveur du GTL, c'est qu'il permet aux pays exportateurs de gaz de toucher de nouveaux marchés et donc de réduire leur dépendance par rapport à leurs clients habituels et de mieux [monétiser](#) leurs ressources naturelles. Revers de la médaille : les marchés des hydrocarbures liquides sont plus volatiles que ceux du gaz, c.-à-d. plus risqués.



#### 4. Historique

C'est dans les années 1920 que les chimistes allemands Fischer et Tropsch ont mis au point la technique de fabrication d'hydrocarbures liquides synthétiques qui porte leur nom. Pendant la seconde guerre mondiale, l'Allemagne a perfectionné et industrialisé ce procédé grâce auquel elle a pu couvrir plus de la moitié de ses besoins en carburants en liquéfiant ses réserves de charbon. Au cours des années cinquante, l'offre abondante de pétrole a sonné le glas des hydrocarbures synthétiques, sauf en Afrique du Sud, un pays riche en charbon et soumis à un boycott international en raison de sa politique d'apartheid. C'est là que le procédé FT est réapparu<sup>6</sup> dans les années cinquante, sous l'égide de l'entreprise leader en matière de [CTL](#) : [Sasol](#), C'est également en Afrique du Sud qu'en 1992, la première usine GTL au monde, d'une capacité de 22'000 bbl/j, a été mise en exploitation par [PetroSA](#) à [Mossel Bay](#). Un an plus tard, Shell a inauguré son usine GTL de [Bintulu](#), en Malaisie (14'700 bbl/j). Ensuite, il a fallu attendre l'envol des prix pétroliers des années 2000 pour voir réémerger cette filière. Début 2007 au Qatar, Sasol et [Qatar Petroleum](#) ont mis en service [Oryx GTL](#) (32'400 barils/jour). En dehors de l'Afrique du Sud, les plus grandes capacités de production CTL ont été développées en Chine. En 2010, la société Shenhua a mis en activité l'usine expérimentale Erdos (22'000 bbl/j) en Mongolie Intérieure. Deux ans auparavant, la Chine avait décidé de [suspendre](#) tous les autres projets CTL, en raison notamment des énormes [besoins en eau](#) de cette filière.

La promotion des hydrocarbures synthétiques n'est pas le fait que de quelques pays producteurs, mais aussi de pays consommateurs, de l'industrie, d'organisations internationales. En mars 2006, trois constructeurs automobiles européens (DaimlerChrysler, Renault et Volkswagen) se sont associés à Chevron et Shell pour fonder l'AFSE (Alliance for synthetic fuels in Europe) dont l'objectif est de diversifier le mix des carburants en Europe et de réduire leur impact sur l'environnement. A fin 2008, Toyota Motor Europe a rejoint cette [alliance](#). Le 1<sup>er</sup> février 2008, Airbus a testé avec succès<sup>7</sup> l'utilisation d'un kérosène GTL sur l'un de ses avions [A380](#). Quant au [premier vol commercial](#) avec du kérosène GTL, il a été effectué en octobre 2009 par la compagnie Qatar Airways entre Londres et Doha. Le carburant utilisé était composé à parts égales de GTL et de kérosène traditionnel. Ce « [GTL Kerosene](#) » mis au point par Shell avait été approuvé peu auparavant par l'[ASTM](#), l'une des plus grandes organisations mondiales de développement des normes internationales. Depuis lors, l'aviation civile peut utiliser des kérosènes contenant jusqu'à 50 % de GTL.

#### 5. Evolution récente

En plus du renchérissement pétrolier, l'attractivité des filières GTL et CTL a été renforcée ces dernières années par la chute spectaculaire des prix du gaz aux Etats-Unis et le recul des prix du charbon.

En 2011, Qatar Petroleum et Shell ont mis en service Pearl GTL, de loin la plus grande usine GTL du monde avec une capacité de production de 140'000 bbl/j d'hydrocarbures liquides ainsi que 120'000 bbl/j de NGL. L'usine Pearl est approvisionnée par le gisement [North Field](#) qui lui fournit chaque jour 45 millions m<sup>3</sup> de gaz (soit 16.4 milliards m<sup>3</sup>/an, ce qui équivaut à cinq fois la consommation suisse). A fin septembre 2012, la production de Pearl approchait sa [pleine capacité](#).

Au Nigeria, Chevron, Sasol et [NNPC](#) construisent l'usine Escravos GTL ([EGTL](#)), d'une capacité de 34'000 bbl/j. Lancé en 2008 et source de milliers d'emplois pour la région du Delta du Niger, le projet EGTL a subi de nombreux retards. Il devrait être opérationnel en 2013<sup>8</sup>.

Actuellement, la capacité de l'ensemble des unités de production GTL dépasse les 210'000 bbl/j, dont 180'000 bbl/j au Qatar, 22'000 en Malaisie et 14'700 en Afrique du Sud. Celle de CTL est du même ordre de grandeur, dont 180'000 bbl/j en Afrique du Sud et plus de 20'000 en Chine. L'Afrique du Sud et le Qatar sont de très loin les principaux pays producteurs d'hydrocarbures synthétiques.



## 6. Potentiel et perspectives

Les hydrocarbures synthétiques ont un potentiel intéressant notamment pour les raisons suivantes :

- Le pétrole conventionnel se fait toujours plus rare, donc plus cher, ce qui accroît la rentabilité des ressources non-conventionnelles ;
- La hausse de la demande d'hydrocarbures est de loin la plus forte dans le secteur des transports ;
- Dans ce secteur, le carburant diesel gagne du terrain au dépend de l'essence, notamment sur le marché européen. Or, le principal produit issu du procédé FT est justement le diesel ;
- La plupart des pays renforcent peu à peu leurs standards en matière d'émissions polluantes et de qualité des carburants. Pauvres en soufre et composés aromatiques, les hydrocarbures synthétiques peuvent contribuer à réduire la pollution de l'air, notamment dans les [villes des pays émergents](#) où la situation ne fait que s'aggraver, selon les relevés effectués par l'[OMS](#).

Les régions à la fois grosses consommatrices de carburants et riches en gaz exploitable à bas coûts présentent le plus grand potentiel de développement du GTL. C'est notamment le cas de l'Amérique du Nord et de la Chine, à condition que cette dernière sache valoriser ses vastes [ressources de gaz de schistes](#). Les réserves mondiales de gaz naturel n'ont cessé de progresser au cours des vingt dernières années, selon la statistique de [BP](#). L'[AIE](#) n'hésite pas à affirmer qu'il y a assez de réserves conventionnelles et non-conventionnelles de gaz pour couvrir les besoins mondiaux pendant au moins 250 ans, au rythme de consommation actuel. Autrement dit, un décuplement de la production GTL à hauteur de 2 mbj ne devrait pas poser problème. Il en coûterait environ 200 milliards m<sup>3</sup>/an de gaz, soit 6 % de la consommation globale actuelle (3'220 milliards m<sup>3</sup> en 2011).

Plusieurs projets GTL sont envisagés pour ces prochaines années. Au Canada, Sasol entend construire la première [usine](#) alimentée par du gaz de schistes. En juin 2012, la société canadienne [Talisman Energy](#) s'est retirée de ce projet, jugé trop cher. En Ouzbékistan, l'un des deux pays au monde doublement enclavés, Sasol, Petronas et Uzbekneftegaz projettent la construction de l'usine « [Oltin Yo'l GTL](#) », d'une capacité de 38'000 barils/jour. Cette usine, la première du genre en Asie centrale, permettrait à l'Ouzbékistan de diminuer ses importations de carburants, de diversifier l'usage de ses importantes réserves de gaz naturel et de réduire la pollution engendrée par le trafic, tout en assurant des milliers d'emplois. D'autres projets GTL sont envisagés notamment aux Etats-Unis et en [Iran](#). Quant aux projets CTL, ils concernent entre autres l'[Inde](#), l'[Afrique du Sud](#), l'[Australie](#) (projet [Arckaringga](#)) et surtout la [Chine](#), qui semble avoir [assoupli](#) dernièrement son moratoire instauré en 2008. La société Shenhua a annoncé vouloir renforcer la capacité de son unité de démonstration Erdos et construire d'[autres usines CTL](#). Des projets de développement du BTL sont aussi à l'ordre du jour, par exemple aux Etats-Unis où la compagnie [Chesapeake Energy](#) s'est associée à [Sundrop Fuels](#), une startup spécialisée dans l'énergie solaire, dans un projet qui vise à produire de l'essence synthétique à partir de gaz de schistes et de biogaz issu de déchets cellulose. Il ne s'agirait donc pas d'une essence purement BTL mais d'un [carburant hybride BTL-GTL](#). Sur le site de la société [Zeus Development Corp.](#), on trouve un inventaire des différents « projets de gazéification » de par le monde ([Global Gasification Project Database](#)), y compris les projets CTL, GTL et BTL.

Pour l'heure, l'AIE n'envisage à un développement significatif des filières CTL et GTL, en tout cas pas avant 2025. Dans son rapport 2012 sur les perspectives énergétiques mondiales (World Energy Outlook, [WEO 2012](#)), l'agence table avec une production d'hydrocarbures synthétiques de 2.2 mbj à l'horizon 2035 (scénario « new policies »). Ce serait certes quatre fois plus qu'aujourd'hui mais cela n'équivaldrait qu'à environ 2 % de la demande pétrolière globale à laquelle s'attend l'AIE ([99.7 mbj](#)).



De son côté, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) estime dans ses perspectives énergétiques 2011 ([IEO 2011](#)) que le poids du CTL et du GTL en 2035 dépendra surtout de l'évolution des prix pétroliers. En cas de prix élevés (200 US\$/bbl, en dollars de 2009), la production CTL atteindrait 4.1 mbj, dont la moitié en Chine et le reste surtout aux USA et en Afrique du Sud. Celle de GTL doublerait à 0.4 mbj (Qatar, Afrique du Sud, USA, Nigeria). Ensemble, CTL et GTL couvriraient 3.5 % des besoins en hydrocarbures liquides. En cas de prix pétroliers bas (50 US\$/bbl), la production CTL se limiterait à 0.4 mbj en 2035 et celle de GTL se maintiendrait aux environs de 0.2 mbj. Globalement, leur part à la couverture des besoins en hydrocarbures liquides n'atteindrait alors même pas 0.6 %.

A l'horizon 2050, en l'absence d'efforts contre le réchauffement climatique, le rôle des carburants CTL, GTL et BTL devrait gagner en importance, à cause surtout de la baisse des réserves de pétrole et de son renchérissement. C'est ce que souligne l'AIE dans son rapport intitulé « [Energy Technology Perspectives 2012](#) » et plus précisément dans le scénario sans contraintes dit « Business as usual ». Dans le « Scénario 4° C », dans lequel les mesures prises visent à contenir le réchauffement moyen à long terme à la surface du globe à moins de 4° C par rapport à l'époque préindustrielle, GTL et CTL ne couvrent pas plus de 3 % du marché des hydrocarbures liquides en 2050, un marché moitié plus important qu'actuellement. Dans ce scénario, l'AIE admet un prix du pétrole de 120 US\$/bbl en 2050, alors que la tonne d'émissions de CO<sub>2</sub> s'échange à 60 USD sur les [marchés des quotas d'émissions](#), ce qui pénalise surtout le CTL. Dans le « Scénario 2° C », compatible avec le « [Scénario 450](#) » du World Energy Outlook, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> passe à 150 USD en 2050 et celui du baril de pétrole recule à 87 US\$. CTL et GTL ne sont alors plus compétitifs. En revanche, le BTL tire son épingle du jeu, d'autant plus s'il est combiné à la capture et à la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> ([CSC](#)). En effet, la neutralisation du CO<sub>2</sub> lors du processus de combustion de la biomasse correspond à une émission négative, qui donne droit à des crédits sur les marchés des quotas d'émission et a pour effet de réduire les coûts de fonctionnement du BTL. La part de ce dernier au marché des hydrocarbures liquides, de taille identique à aujourd'hui, pourrait alors atteindre 15 % en 2050, selon l'AIE.

## 7. Coûts

Les exemples de l'Allemagne et de l'Afrique du Sud montrent qu'au siècle passé, la filière CTL n'a pu se développer que dans un contexte d'embargo, étant donné ses coûts de production largement supérieurs au raffinage du pétrole. Jusqu'au début des années 2000, l'or noir abondant et bon marché a continué d'entraver la rentabilité du CTL. Idem pour le GTL. Aujourd'hui encore, ces technologies ne sont compétitives qu'à proximité de vastes gisements de charbon ou de gaz et pour des volumes de production importants. Les unités GTL et CTL exigent des investissements colossaux. C'est ainsi que Pearl GTL a coûté environ 20 milliards de dollars et mobilisé 50'000 personnes pendant les quatre années de sa construction. Les coûts de production des carburants synthétiques varient énormément suivant les estimations<sup>9</sup>. Pour la filière CTL indirecte, ils faut compter environ 60 US\$/bbl. C'est deux fois plus que pour les filières GTL et CTL directe<sup>10</sup>. L'amélioration des [catalyseurs](#) – les substances qui accélèrent la production du brut synthétique par le procédé FT – réduit peu à peu ces coûts. Pour la filière du BTL, encore au stade expérimental, on ne dispose pas encore de chiffres.

Grâce au gigantesque gisement North Field, le Qatar dispose de conditions optimales pour exploiter la filière GTL. La situation apparaît aussi favorable aux Etats-Unis depuis que la percée spectaculaire du gaz de schistes a précipité le prix de référence du gaz naturel à la bourse de New York ([NYMEX Henry-Hub](#)) aux environs de 3 dollars par million d'unités thermales britanniques (\$/mbtu), ce qui équivaut à 17 dollars le baril de pétrole, à quantité d'énergie équivalente<sup>11</sup>. Toutefois, tout projet GTL ou CTL exige de considérer d'autres paramètres fondamentaux, comme la volatilité des prix (pétrole d'une part, charbon et gaz d'autre part), les objectifs des gouvernements en matière de climat, la fiscalité etc. C'est pourquoi nombre de spécialistes estiment [risqué](#) d'investir dans les carburants synthétiques.



## 8. Conséquences

### 8.1 Sur l'environnement et le climat

Les [détracteurs](#) de la filière CTL dénoncent surtout son mauvais [bilan carbone](#)<sup>12</sup>, ses énormes besoins en eau<sup>13</sup> et les déchets qu'elle génère. Quant au bilan carbone de la filière GTL, il est jusqu'à deux fois plus élevé que celui des distillats pétroliers, suivant les sources<sup>14</sup>. Le CSC permettrait toutefois de l'améliorer de l'ordre de 90 % pour un coût supplémentaire relativement modeste, affirment ses partisans<sup>15</sup>. Pour l'heure, il n'existe aucune usine CTL ou GTL avec équipement CSC, sauf des projets de démonstration, notamment en [Chine](#). La viabilité commerciale de ce système reste à démontrer.

Pour l'environnement, les filières CTL et GTL présentent aussi des avantages. On relèvera en particulier la [qualité](#) des hydrocarbures synthétiques, nettement supérieure à celle des carburants classiques. Leur [indice cétane](#) élevé améliore la combustion alors que leur faible teneur en soufre et en [hydrocarbures aromatiques](#) réduit les émissions de particules et d'oxydes d'azote. Ces carburants répondent aux [normes européennes d'émissions](#) les plus sévères. Par ailleurs, produire des carburants synthétiques à proximité des centres de consommation évite de devoir importer des carburants pétroliers de régions éloignées, avec les risques et les coûts environnementaux qui en découlent.

En matière d'hydrocarbures synthétiques, la filière BTL est sans conteste la meilleure alternative pour l'environnement et le climat. Par rapport aux distillats pétroliers, elle permet de réduire jusqu'à 90 %<sup>16</sup> les émissions de gaz à effet de serre (GES)<sup>17</sup>. Le problème, c'est que chaque unité BTL nécessite d'énormes quantités de biomasse pour son fonctionnement, avec les difficultés logistiques qui en découlent. Actuellement, il n'existe que des projets de recherche et de [démonstration](#) du BTL.

### 8.2 Sur la sécurité d'approvisionnement

Dans le contexte actuel de renchérissement pétrolier – attisé principalement par les tensions géopolitiques au Moyen-Orient et en Afrique du Nord – et de croissance ininterrompue de la consommation globale de carburants, GTL et CTL font office de source alternative particulièrement bienvenue pour des hydrocarbures liquides issus jusqu'ici presque exclusivement du pétrole. Ceci d'autant plus que les réserves mondiales de gaz naturel ont pris l'ascenseur ces dernières années avec la percée du gaz de schistes. L'EIA estime la hausse des [réserves prouvées](#) à [plus de 40 %](#) alors que selon l'AIE, les ressources conventionnelles et non conventionnelles de gaz naturel devraient permettre de couvrir les besoins mondiaux pendant au moins [250 ans](#) au rythme de consommation actuel. En ce qui concerne le charbon, les réserves prouvées suffisent à couvrir les besoins mondiaux pendant plus d'un siècle selon [BP](#). Quant aux ressources, il y en a pour plus d'un millénaire, selon l'Institut allemand des sciences de la terre et des matières premières ([BGR](#)).

De surcroît, les ressources de charbon sont réparties plus uniformément sur la planète que celles de pétrole, ce qui pour bon nombre de pays consommateurs signifie une moindre dépendance par rapport aux pays producteurs, donc moins de risques. Ceci vaut également pour le gaz naturel depuis l'émergence de la filière du gaz de schistes. La Chine et l'Inde – des pays pauvres en pétrole et en gaz naturel conventionnel mais riches en charbon et gaz de schistes – ainsi que les États-Unis sont de bons exemples de pays à même de tirer profit du CTL et/ou du GTL. Idem pour l'[Australie](#) où, dans les zones désertiques du nord-ouest du pays, les plus importantes mines de fer côtoient des gisements de gaz inutilisés, car trop éloignés des centres de consommation. Le diesel produit sur place grâce au GTL permettrait à l'Australie de réduire ses importations de carburants, avec des effets bénéfiques en termes de coûts, de sécurité d'approvisionnement et d'impacts sur l'environnement. Quant au BTL, il est susceptible de contribuer à terme à réduire la dépendance des pays importateurs d'énergies fossiles.



## 9. Résumé des principaux avantages et inconvénients des filières CTL et GTL

### 9.1 Avantages

- Les carburants synthétiques sont meilleurs et moins polluants que les carburants classiques ;
- Alors que le parc automobile mondial explose, les filières CTL et GTL permettent de diversifier le mix des carburants (qui dépend à 95 % du pétrole) et d'accroître la sécurité d'approvisionnement ;
- Les usines CTL et GTL assurent des milliers d'emplois directs durant leur construction et des centaines durant leur exploitation. Elles génèrent de surcroît des milliers d'emplois indirect ;
- Les hydrocarbures liquides sont plus faciles à transporter que le gaz ou le GNL à partir de sites excentrés ou difficiles d'accès. Idem pour le stockage et la distribution, ce qui réduit les coûts.

### 9.2 Inconvénients et risques

- Les hydrocarbures synthétiques issus des filières CTL et GTL nécessitent beaucoup plus d'énergie que la fabrication des produits pétroliers ;
- La filière CTL consomme énormément d'eau<sup>18</sup> et son bilan carbone est nettement plus élevé que celui du pétrole. A grand échelle, cette filière ne fait donc de sens que combinée au CSC<sup>19</sup> ;
- Fabriquer des hydrocarbures liquides à partir du charbon ou du gaz naturel coûte plus cher que de raffiner du pétrole. La rentabilité des filières CTL et GTL exige donc des prix pétroliers durablement supérieurs à ceux du charbon et du gaz, ce que rien ne saurait garantir.

## 10. Résumé et conclusions

La fabrication d'hydrocarbures liquides à partir de charbon trouve son origine dans des situations géopolitiques particulières (embargos). Depuis que les prix pétroliers ont pris leur envol, dans les années deux-milles, transformer charbon et gaz naturel en carburants répond également à des considérations économiques. Les ressources conventionnelles de pétrole vont en diminuant et à long terme, cette énergie devrait encore renchérir. Pour les pays qui disposent de vastes ressources de charbon et de gaz naturel, CTL et GTL représente une solution alternative pour exploiter et commercialiser ces ressources, ce d'autant plus que les hydrocarbures synthétiques s'intègrent parfaitement dans la chaîne de distribution pétrolière. Mises au point au siècle passé, les techniques de production CTL et GTL sont considérées comme matures. Pour l'heure, il n'existe qu'un petit nombre d'unités de production. Rentabilité oblige, elles sont situées dans des pays riches en charbon ou en gaz naturel. GTL et surtout CTL sont des technologies polluantes, qui occasionnent énormément d'émissions de GES. C'est pourquoi elles ne devraient pas véritablement percer avant que d'importants progrès soient réalisés avec la capture et la séquestration du CO<sub>2</sub> (CSC). La mise au point d'unités de production de taille réduite, utilisables sur des gisements éloignés ou difficilement accessibles, fait également partie des conditions de succès du CTL et du GTL. Ces mini-unités favoriseraient de surcroît le recours à la biomasse pour produire des carburants de synthèse BTL, une filière qui n'en est encore qu'au stade de la recherche et du développement. Dans son rapport intitulé « Energy Technology Perspectives 2012 », l'AIE n'envisage pas un développement significatif des carburants synthétiques avant 2025, ce qui fait qu'en 2035, leur contribution à la demande pétrolière globale devrait se limiter à un peu plus de 2 mbj. A plus long terme, le succès des trois filières dépendra notamment de l'évolution des prix des différentes énergies (en termes absolus et relatifs) ainsi que des efforts déployés par la communauté internationale contre le réchauffement du climat. L'objectif le plus ambitieux, qui vise à restreindre à 2 °C l'augmentation de la température moyenne à la surface du globe, compromettrait sérieusement la rentabilité du CTL et du GTL, dans la mesure où il présuppose un prix élevé des droits d'émissions de GES sur le [marché du carbone](#). Il favoriserait en revanche une percée du BTL, lequel présente un bilan carbone neutre, voire même négatif en combinaison avec le CSC.



## 11. Notes explicatives

---

<sup>1</sup> Par exemple les boues d'épuration, les déchets agro-alimentaires, forestiers et ménagers.

<sup>2</sup> Cette technique mise au point par Friedrich Bergius en 1913 ne fonctionne qu'avec de la lignite et des charbons dits jeunes, riches en matière volatile.

<sup>3</sup> Dans le cas de l'usine Pearl GTL, la production est de 5.8 barils d'hydrocarbures pour 1'000 m<sup>3</sup> de gaz utilisés, dont 3.1 barils de carburants synthétiques et 2.7 barils de NGL.

<sup>4</sup> Les réacteurs FT de dernière génération ont une capacité de production d'environ 17 000 barils/jour, dix fois plus qu'il y a vingt ans.

<sup>5</sup> Nombre de pays encouragent l'utilisation du gaz carburant en pratiquant des taxes à la consommation inférieures à celles prélevées sur les carburants pétroliers. C'est le cas de la [Suisse](#).

<sup>6</sup> Le CTL a couvert jusqu'à 60 % de la consommation sud-africaine d'hydrocarbures.

<sup>7</sup> 40 % de kérosène GTL a été ajouté à 60 % de kérosène traditionnel afin d'alimenter l'un des quatre réacteurs de l'avion, sans aucune modification technique.

<sup>8</sup> A la base, ce projet visait à réduire le brûlage à la torchère (« [flaring](#) ») du gaz associé à la production pétrolière nigériane. En effet, selon la [Banque Mondiale](#), seule la Russie gaspille plus de gaz de cette manière que le Nigeria.

<sup>9</sup> Pour l'AIE, en l'absence de taxe sur le CO<sub>2</sub> et pour un prix du pétrole situé entre 60 et 100 US\$/bbl, CTL et GTL sont des technologies déjà compétitives dans des régions riches en charbon ou en gaz exploitables à bas coûts.

<sup>10</sup> Voir une [étude](#) du Massachusetts Institute of Technology, p. 176.

<sup>11</sup> Le prix du gaz spot Henry Hub est descendu jusqu'à 1.9 dollars par million d'unités thermiques britanniques en avril 2012, son plus bas niveau depuis 10 ans. Ce prix équivalait à 0.6 centime suisse par kWh, au taux de change de 95 centimes pour 1 dollar. Pour une même quantité d'énergie, cela correspondait à seulement 11 dollars le baril de pétrole.

<sup>12</sup> Les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'hydrocarbures synthétiques à partir de charbon sont plusieurs fois supérieures à celles qui résultent de la fabrication des produits pétroliers.

<sup>13</sup> Fabriquer un litre de carburant CTL nécessite 5 à 8 litres d'eau, voire même 10 litres selon l'AIE.

<sup>14</sup> Voir une [étude](#) du Massachusetts Institute of Technology, p. 176.

<sup>15</sup> La séparation entre carbone et azote fait partie intégrante du procédé FT. Dans une centrale électrique au charbon, capturer le CO<sub>2</sub> en le séparant de l'azote est au contraire très complexe, donc coûteux.

<sup>16</sup> Au contraire des agro-carburants de première génération (bioéthanol produit à partir de maïs, biodiesel synthétisé à partir d'huile de soja ou de palme), dont le bilan CO<sub>2</sub> n'est pas forcément meilleur que pour les carburants fossiles. Il pourrait même être pire comme le révèle une étude de l'[ICCT](#).

Idem pour le bilan écologique selon l'[EMPA](#).

<sup>17</sup> Dans la mesure où le dioxyde de carbone généré par la combustion des carburants BTL a d'abord été extrait de l'atmosphère pendant la phase de production de la biomasse.

<sup>18</sup> La situation est différente pour la filière GTL. [Selon Shell](#), l'usine Pearl GTL a été construite de manière à produire et recycler une quantité d'eau supérieure à ses besoins.

<sup>19</sup> Pour ce qui est du GTL, une étude publiée par le magazine [Environmental Science and Technology](#) tend à démontrer que son empreinte climatique est globalement inférieure à celle du pétrole.