

Raffinage 2030

L'incertitude majeure qui caractérise le paysage énergétique mondial impacte notamment le domaine des transports, bastion encore quasi exclusif de l'industrie pétrolière. Celle-ci doit ainsi répondre à des besoins de mobilité croissants, dans un contexte d'émergence d'alternatives aux carburants pétroliers, et à la nécessité de réduire les émissions de polluants et gaz à effet de serre (GES). Dans ce cadre, l'étude "Raffinage 2030" réalisée par IFP Energies nouvelles (IFPEN) propose une projection de ce que pourrait être l'équilibre mondial offre/demande en produits pétroliers et apporte un éclairage sur le type et la localisation géographique des investissements nécessaires en raffineries. Ainsi, ces derniers se concentrent dans les pays émergents (Asie principalement) tandis que les zones historiques du raffinage (Europe et Amérique du Nord) font face à des réductions de capacité. Par ailleurs, la réduction drastique de la spécification soufre des fiouls de soute apparaît comme un élément structurant du raffinage européen, de même que le renforcement des contraintes sur les émissions de CO₂ (quotas/taxe) des raffineries et le déséquilibre persistant de sa balance essence/gazole.

Principes de la modélisation

Le modèle de raffinage exploité pour réaliser cette projection est un modèle de programmation linéaire où le monde est décomposé en neuf zones, chacune d'elles étant caractérisée par :

- des scénarios de production de bruts (compatibles avec l'évolution envisagée des réserves) et de demande en produits pétroliers (nette des substituts pétroliers que sont les XtL (*X to Liquids from coal or natural gas*) et les biocarburants) ;
- une raffinerie agrégée (représentant l'ensemble des capacités existantes de la zone) et un jeu complet de coûts (matières premières, procédés, transports de bruts et de produits).

L'équilibre offre/demande résulte de la minimisation du coût de fonctionnement du secteur du raffinage mondial. Cette optimisation purement économique ne prend donc pas en compte les stratégies industrielles nationales ou régionales. Par ailleurs, il n'a pas non plus été considéré l'apport éventuel de technologies (captage et

stockage de CO₂, fours "électriques", etc.) permettant de réduire la consommation spécifique d'énergie et les émissions de GES des raffineries. La solution optimale obtenue renseigne, pour chaque zone, sur les cocktails de bruts traités, la composition et la qualité des *pools*, mais aussi sur les échanges nets de bruts et de produits entre zones, les investissements nécessaires et le coût d'approvisionnement en produits finis.

En conclusion, ce modèle permet d'obtenir une vision des fondamentaux du raffinage, sans pour autant prétendre en cerner toute la complexité.

Hypothèses des scénarios étudiés

Cette étude est placée dans un contexte de croissance économique mondiale soutenue (+ 4 %/an en moyenne) et de transition énergétique modérée, avec un brut disponible à 100 \$ par baril sur la période. Deux scénarios enveloppes ont été considérés : à côté d'un scénario tendanciel (scénario de référence), un second scénario "vert" repose sur un renforcement des taux d'incorporation

Raffinage 2030

des biocarburants, de l'efficacité énergétique des transports et des réglementations diverses concernant les émissions de polluants (SO₂) et de CO₂ des secteurs du raffinage et de l'*upgrading* des bruts lourds.

Ainsi, la contribution des biocarburants (1^{re} et 2^e générations) est fixée, en 2030, à 5,2 Mb/j équivalent pétrole dans le scénario vert contre 3,8 Mb/j dans le scénario de référence. Dans les deux cas, la forte progression de ces produits est cohérente avec les engagements européen et nord américain actuels. Parallèlement, les objectifs d'émissions de CO₂ des véhicules automobiles fixés en 2020 à 95 g de CO₂/km pour l'Europe et à 35 miles parcourus par gallon (mpg) pour l'Amérique du Nord sont durcis à respectivement 80 g/km et 53 mpg en moyenne, sur la base des progrès envisagés des moteurs thermiques et d'une orientation plus forte vers l'électrification/hybridation des parcs. Des progrès plus modestes sont également envisagés pour les véhicules utilitaires (à défaut de modifications plus structurelles dans le secteur des transports de marchandises : report modal, etc.). Par ailleurs, l'amélioration du taux de remplissage et de l'efficacité des moteurs des avions est prise en compte avec une intensité variable selon le scénario étudié. Enfin, le scénario vert se distingue du scénario de référence par l'application d'une pénalité CO₂ de 100 \$ la tonne (appliquée dès la première tonne) émise par les secteurs du raffinage et de l'*upgrading* des bruts extralourds, ce pour les seules zones matures du raffinage que constituent l'Europe et l'Amérique du Nord. Aucun effet indirect de cette pénalité sur la demande pétrolière n'a été considéré dans cette étude.

Enfin, dans les deux scénarios, l'ensemble des zones supporte aussi la réduction drastique des teneurs en soufre des fiouls de soutes préconisée par l'*International Maritime Organization* (IMO), ainsi que la réduction à 600 mg/Nm³ des émissions de SO₂ des raffineries.

Au final, par rapport à 2005, la demande mondiale s'accroît de 8 % dans le scénario vert pour atteindre 93,7 Mb/j (autoconsommation incluse), en net retrait par rapport au + 23 % du scénario de référence (104,3 Mb/j). Les deux scénarios ont en commun le grand contraste entre les zones de raffinage matures et le reste du monde. Les pays émergents voient ainsi leur demande progresser fortement, en particulier l'Asie (incluant la Chine) avec + 64 % dans le scénario de référence et + 40 % dans le scénario vert. A contrario, les zones nord américaine et européenne présentent en 2030 une demande pétrolière significativement réduite par rapport à 2005, d'autant plus dans le scénario vert (respectivement - 27 et - 25 %) que dans le scénario de référence (respectivement - 18 et - 12 %) (tableau 1). Il en résulte une baisse relative de leur part dans la demande mondiale,

de 50 % en 2005 à 35 % en 2030, et une augmentation de l'Asie de 29 à 39 % sur la période.

Tableau 1

Demandes de produits finis dans les scénarios de référence et vert, déduction faite des substituts pétroliers – 2030

Mt/an	Am. Nord		Europe		Monde	
	Réf.	Vert	Réf.	Vert	Réf.	Vert
GPL	59	59	29	29	255	250
Naphta	20	20	49	49	346	331
Essence	304	240	71	54	1 045	872
Jet + kéro	106	73	74	51	509	364
FOD	76	76	49	49	459	445
Gazole	201	197	231	180	1 006	864
Fiouls	16	16	19	19	164	161
Soutes	33	32	65	62	280	263
Autres	47	47	47	47	292	283
Total	861	760	635	540	4 356	3 833
2005-30	- 18 %	- 27 %	- 12 %	- 25 %	23 %	8 %

Source : IFPEN

De façon plus détaillée, la part des produits lourds baisse dans toutes les zones, avec un basculement des fiouls lourds "terrestres" vers les fiouls de soutes. Ceux-ci représenteraient ainsi en 2030 plus des deux tiers du total des fiouls produits et consommés (hors raffineries), conséquence de la croissance du trafic maritime et de l'érosion des fiouls industriels. La part des distillats dans la demande mondiale de référence augmente légèrement, avec un ratio gazole sur carburants-automobiles passant de 43 à 49 % entre 2005 et 2030. Ceci résulte essentiellement des zones matures : la demande nord américaine, si elle reste orientée essence, voit sa part de distillats augmenter (ratio de 27 à 40 %), tandis que se prolonge la tendance européenne (ratio de 61 à 76 %). Mais, cette évolution des pays historiques est en grande partie compensée, au niveau mondial, par la progression importante des ventes de véhicules particuliers, majoritairement essence (plus hybrides), dans les pays émergents (principalement en Inde et en Chine, l'ensemble étant caractérisé par un ratio passant de 51 à 43 % sur la période).

En ce qui concerne les projections de la disponibilité en bruts à 2030, le tableau 2 montre que l'offre de ressources fossiles s'établit dans le scénario de référence à 96,9 Mb/j, dont 78,8 Mb/j de bruts conventionnels et 6,5 Mb/j d'extralourds *upgradés*¹ (soit une augmentation conjointe de 10,2 Mb/j par rapport à 2005), auxquels s'ajoutent 9,8 Mb/j de condensats (sous produits de l'exploitation

(1) Les bruts extralourds sont le plus souvent *upgradés*, c'est-à-dire préraffinés dans une usine sur champ, avant leur traitement dans une raffinerie traditionnelle

Raffinage 2030

gazière) et 1,8 Mb/j de carburants synthétiques produits ex charbon (les deux tiers) et ex gaz.

Du fait de la contraction de la demande, le scénario vert dispose d'une offre fossile, toujours prédominante, mais réduite à 85,4 Mb/j dont 76,2 Mb/j de bruts conventionnels et extralourds *upgradés*, 7,7 Mb/j de condensats et 1,5 Mb/j de carburants synthétiques.

Tableau 2

Approvisionnement en bruts et substituts pétroliers selon l'AIE² et IFPEN – 2030

Mb/j	2055	Vert 2030	450 ppm 2030	Réf. 2030	Base 2030
	Obs.	IFPEN	AIE WEO 2009	IFPEN	AIE WEO 2009
Bruts ^(a)	75,1	76,2		85,3	84,1
CtL et GtL	0,2	1,5		1,8	
Condensats	6,7	7,7		9,8 ^(b)	18,9 ^(b)
Offre fossile totale	82,0	85,4	87,0	96,9	103,0
Capacité raffinage	81,8	83,9		95,1	
Biocarburants ^(d)	0,53	5,2	5,8	3,8	2,7
<i>Processing gain</i>	3,2	3,2	(1,9)	3,6	2,2
Demande globale ^(c)	94,6	93,7	(94,7)	104,3	107,9

Source : IFPEN, AIE

(a) Bruts conventionnels et extralourds après *upgrading* (+ CtL et GtL pour Base 2030 de l'AIE-WEO 2009)

(b) Différence de frontière entre bruts et condensats

(c) Dont autoconsommation du raffinage

(d) Équivalent produits

Principaux résultats de l'étude

Persistence de l'inadéquation du raffinage à la structure de la demande dans les zones matures

Sur la base d'une minimisation des coûts de production marginaux des produits (sans prise en compte de stratégies industrielles nationale ou régionale), le modèle "considère" comme économique, tant pour l'Amérique du Nord que pour l'Europe, de réduire leur activité de raffinage et de maintenir leur dépendance vis-à-vis de l'extérieur³. L'outil de raffinage nord américain s'adapte ainsi à l'évolution de la demande (forte baisse, rééquilibrage vers le gazole), au travers d'une baisse importante de la marche des raffineries (- 205 Mt sur la période, soit - 19 %), de la chute de sa production d'essence et de l'accroissement de celle de gazole dans les

proportions de la demande. Illustrée par une forte réduction du ratio de coûts marginaux essence/gazole (de 1,7 à 1,1 sur la période), cette adaptation nord américaine est rendue possible par l'existence d'un excédent structurel d'essence en Europe (faible coût marginal et coût de transport acceptable vers l'Amérique du Nord), maintenant les exportations vers l'Amérique du Nord à un niveau comparable à celui de 2005, soit 21 Mt (figure 1).

Dans une Europe au marché gazole tendu, le maintien de cet excédent d'essence tient au manque de rentabilité des investissements orientés gazole. Cette évolution est aussi favorisée par le maintien d'un excédent russe de gazole (faible coût de transport), dont l'exportation vers l'Europe connaît une forte croissance avec 46 Mt en 2030 (contre 28 Mt en 2005). L'Europe consolide ainsi, en 2030, un outil de raffinage à un niveau "raisonnable" du fait de la concomitance de l'excédent de gazole russe (qu'elle importe) et du déficit d'essence nord américain (qu'elle contribue à combler).

L'application d'une pénalité CO₂ sur les émissions des raffineries des seules zones matures du raffinage accentue globalement ces tendances, même à demandes inchangées. L'Europe disposant d'une ressource de gazole russe "non soumise" à cette contrainte est incitée à en importer jusqu'à ce que son coût d'approvisionnement égalise son coût de production incluant la taxe : ces importations augmentent de 14 Mt par rapport au scénario de référence pour atteindre 60 Mt. Le raffinage européen s'oriente alors vers une production d'essence accrue, via un cocktail de bruts adapté, et augmente ses exportations vers l'Amérique du Nord jusqu'à 33 Mt (+ 12 Mt).

Dans le scénario vert, la pénalité CO₂ combinée à la chute plus marquée de la demande européenne réduit l'excédent d'essence en Europe et, par suite, son flux vers l'Amérique du Nord et justifie le maintien des importations européennes de gazole russe, soit 58 Mt.

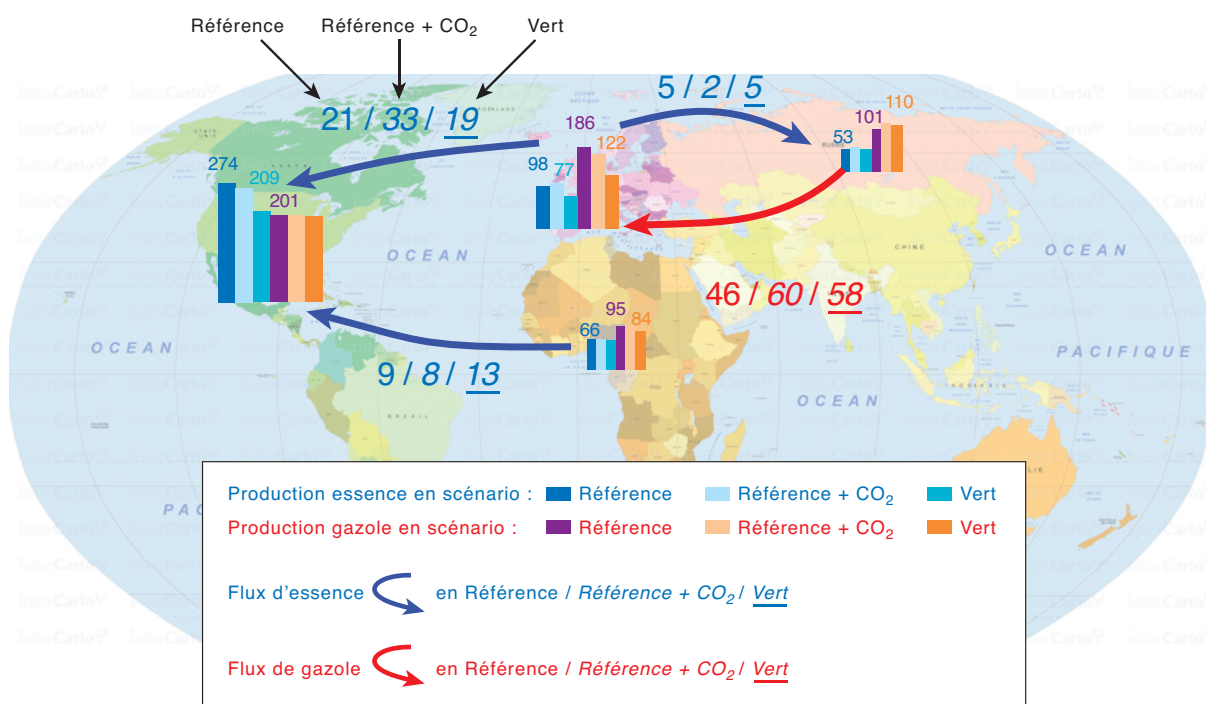
Soulignons que ces résultats doivent être nuancés du fait de la concurrence d'autres zones pour l'exportation d'essences vers les États-Unis. L'analyse des coûts marginaux d'approvisionnement du marché nord américain en essence montre que le Moyen-Orient et l'Afrique, voire l'Amérique du Sud, sont compétitifs, malgré un coût de transport plus élevé. Il est clair qu'une concurrence accrue sur ce produit entraînerait une pression importante sur les prix à l'exportation, voire une réduction du débouché nord américain pour l'Europe, engendrant une fragilisation de son modèle fondé sur un déséquilibre structurel entre sa demande (maxi-diesel) et les rendements de ses raffineries. Une autre évolution possible, qui aggraverait naturellement la situation du raffinage

[2] Le WEO 2011 de l'AIE donne pour 2035 une demande globale quelque peu modifiée : 103,7 Mb/j pour le scénario *New Policies* et 86,1 Mb/j dans la révision du scénario 450 ppm, qui illustre une baisse plus rapide de la demande pétrolière que dans le WEO 2009

[3] Ce phénomène a été constaté lors de la crise en 2008

Raffinage 2030

Fig. 1 – Principaux flux d'échange de/vers l'Europe – 2030



Source : IFPEN

européen, serait que l'Amérique du Nord devienne elle aussi excédentaire, du fait d'une baisse plus conséquente de sa demande ou d'un accroissement de sa ressource en condensats (ex *shale gas*).

Migration des investissements de raffinage

Les investissements requis dans l'industrie du raffinage pour la période 2005-2030 sont évalués à environ 391 G\$ dans le scénario de référence et 287 G\$ dans le scénario vert (tableau 3). Ces chiffres, qui n'incluent pas les dépenses de maintenance et de renouvellement/*revamping* des unités hors d'âge⁴, correspondent à une moyenne annuelle de 16 et 11 G\$, en retrait sensible par rapport aux 23 G\$/an observés au cours de la dernière décennie. Bien que le raffinage continue d'assurer la majorité de l'approvisionnement mondial en carburants, dans le scénario de référence, les investissements requis pour le seul raffinage ne comptent plus que pour 39 % de l'investissement total pour satisfaire la demande. Une part considérable est désormais dévolue à l'*upgrading* des bruts extralourds (174 G\$ sur l'ensemble de la période), aux biocarburants de 1^{re} et 2^e générations (265 G\$), à la liquéfaction du charbon et à la conversion du gaz naturel (152 G\$). Dans le scénario vert, la production de biocarburants atteint même 50 %

[4] L'identification desdites unités hors d'âge requiert un détail d'informations important et n'a pas été réalisée pour cette étude

du total d'investissements requis, tandis que s'accroît le recul du raffinage conventionnel (26 %).

Les investissements en raffinage sont principalement localisés en Asie dans les deux scénarios, soit respectivement 56 et 45 % du total mondial, et seulement 12 et 8 % pour l'ensemble Europe et Amérique du Nord. Dans le scénario de référence, les investissements des zones matures se limitent au strict nécessaire pour suivre les tendances du marché : désulfuration de gazole en Europe et aux États-Unis, conversion classique (hydrocraquage) et conversion profonde en Europe (désulfuration de résidus et cokereurs) en réponse aux spécifications soufre des fiouls de soute. En revanche, les pays émergents voient la construction de nouvelles raffineries et, au niveau mondial, si la conversion classique et la désulfuration des diesels atteignent des montants d'investissement comparables, l'accent est mis sur la conversion profonde.

Consécutivement à la baisse globale de la demande, les investissements dans le scénario vert sont en recul par rapport au scénario de référence, avec notamment une baisse des investissements en désulfuration dans les zones européenne et nord américaine. Cependant, malgré une croissance plus modérée, les spécifications IMO requièrent, en Europe, de maintenir des investissements en hydroconversion de résidus, tandis que les États-Unis se tournent plutôt vers les importations pour satisfaire cette demande. Dans l'hypothèse où la contrainte

Raffinage 2030

Tableau 3

Dépenses et structure d'investissements dans le scénario de référence sans pénalité CO₂ – 2030

	Monde	Am. Nord	Europe	Asie
Dépense totale, US G\$(^a)	994			
<i>Upgrading</i>	174	108	0	0
XtL	152	7	0	106
Biocarburants(^b)	265	114	50	56
Hydrogène	12	1	2	7
Raffinage	391	25	21	217
Détail Raffinage (Mt/an)				
<i>Topping</i>	587			440
HDS de gazole	778	214	98	240
Conversion simple(^c)	511	12	16	314
Conversion profonde(^d)	284		15	140

Source : IFPEN

(a) Hors renouvellement, maintenance, etc.

(b) Hors déjà construits en 2010. 56 % G1 et 44 % G2

(c) FCC, hydrocraquage, prétraitement de VGO

(d) Cokéfaction, HDS de résidus, RCC

IMO ne serait pas assurée par la désulfuration des fumées sur les navires ou le développement de "carburants" alternatifs (GNL, etc.), la problématique des fiouls de soute apparaît donc comme un élément structurant de la zone Europe.

Il est à noter que le jeu des contraintes appliquées à la zone Europe (diésélisation + spécifications IMO) conduit dans nos simulations à doubler l'appel aux bruts de type Ouest africain voire Afrique du Nord, dont les caractéristiques lui sont idéales⁵. Dans ces conditions favorables, le surcoût d'investissement lié aux spécifications IMO est limité à 4 G\$ pour la seule zone Europe. Cependant, dans l'hypothèse moins favorable d'une structure d'approvisionnement européen identique à celle observée en 2005, l'Europe construit davantage d'unités de désulfuration/conversion de fioul, portant ce surcoût à 10 G\$ environ. Ces derniers résultats rejoignent ceux d'une étude menée en 2010 par le Concawe⁶ (14 G\$). Ils illustrent l'impact significatif que revêt, pour la production de fiouls à basse teneur en soufre, la qualité du brut traité et plus particulièrement celle de la fraction résiduelle. À l'optimum, les fiouls à 0,5 % de soufre sont principalement constitués d'un mélange de fractions résiduelles non désulfurées (bruts de type ouest africain) et désulfurées (autres bruts), tandis que les fiouls à 0,1 % de soufre font appel massivement à des distillats sous-vides désulfurés. Ces formulations sont en effet beaucoup plus économiques que le recours à des produits de type gazole (type DMA).

[5] Caractérisés à la fois par un rendement élevé en diesel et une très faible teneur en soufre de la fraction résiduelle, qui autorise la fabrication des fiouls IMO à moindre coût

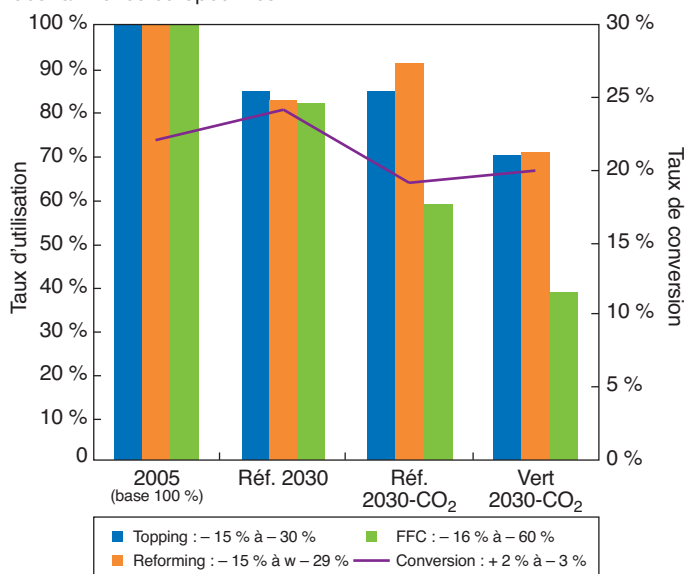
Baisse inéluctable de la capacité des raffineries des zones matures

Dans le scénario de référence, l'adaptation de l'outil européen à la baisse de la demande se traduit par une réduction de 13 % de la marche de la distillation (figure 2). Les investissements réalisés permettent, quant à eux, une augmentation de la conversion pour satisfaire l'évolution de la structure de la demande. À demande identique, l'ajout de la pénalité CO₂ réduit la marche d'unités les plus émettrices (marche des FCC réduite de 40 % par rapport à la référence) ou l'investissement en conversion (hydrocraquage de résidu).

Ces résultats sont encore plus marqués dans le scénario vert : chute de la marche de la distillation primaire et des FCC européens de respectivement 30 et 60 % par rapport au cas de référence.

Cette tendance de fond à la baisse des capacités de raffinage en Europe (- 15 à - 30 % selon le scénario) et aux États-Unis est en écho avec un certain nombre d'annonces de fermeture de raffineries déjà parues dans la presse.

Fig. 2 – Évolution du taux d'utilisation et de la conversion des raffineries européennes



Source : IFPEN

Impact de la pénalité CO₂

En l'absence de pénalité CO₂, la réduction de l'activité de raffinage des zones nord américaine et européenne implique celle des émissions de CO₂ associées⁷ de

[6] En 2010, Concawe et IFPEN ont réalisé, en parallèle, une étude pour le compte de la DG-Energie de la Commission européenne. La similitude de dépenses soulignée ici fait référence à des scénarios similaires (en particulier une balance-gazole de l'Europe fondée sur 40 Mt importées de la CEI)

[7] Activités de raffinage et d'upgrading des bruts extralourds

Raffinage 2030

respectivement 8 et 17 % entre 2005 et 2030 (à comparer aux quotas prévus dans la phase 3 de la directive ETS). Mais, au niveau mondial, elles atteignent 855 Mt/an en 2030, soit une augmentation de 29 % supérieure à l'augmentation de la consommation pétrolière elle-même (+ 22 %), en raison de l'explosion de la capacité d'*upgrading* des bruts extralourds, gros émetteur de CO₂ (en l'absence supposée ici de CSC).

L'application d'une pénalité CO₂ aux seules zones de raffinage matures amplifie les effets de la baisse des demandes domestiques sur les raffineries européennes et nord américaines entre 2005 et 2030. Moins compétitives, celles-ci sont incitées à délocaliser une partie de leur approvisionnement en produits pétroliers vers les pays émergents ou la CEI (*leakage effect*, également possible dans le mécanisme ETS des enchères). Ce transfert d'activité induit mécaniquement une baisse de 10 % des émissions de CO₂ du bloc Europe-Amérique du Nord (respectivement - 16 et - 7 %) pour un total de 32 Mt/an de CO₂ par rapport à la référence. Au niveau mondial, ceci n'a néanmoins que peu d'impact sur les émissions globales, qui s'élèvent à 843 Mt/an, soit - 1,5 % par rapport à la référence.

Dans ce cadre, la baisse des émissions de CO₂ en Amérique du Nord et en Europe est obtenue par ajustement de la capacité de raffinage (- 1 % par rapport à la référence), la baisse du taux de conversion (respectivement - 3 et - 5 %) résultant de celle de la capacité des FCC (- 20 et - 30 %), et le recours à des bruts plus légers (respectivement + 1,1 et + 2,7 API). Ce dernier, plus conséquent en Europe, lui autorise paradoxalement, malgré la baisse de sa conversion (en dessous de la moyenne mondiale), des exportations accrues d'essences vers l'Amérique du Nord. La réduction induite du rendement gazole est, quant à elle, compensée en Europe par un recours massif aux importations de gazole russe (60 Mt/an au lieu de 46 Mt/an, soit + 30 %). Le niveau d'investissement est également réduit à 13 G\$ (soit - 9 G\$). Le raffinage européen s'adapte donc à son marché par le commerce extérieur.

Enfin, l'application d'une taxe CO₂ mondiale homogène n'a pas d'effet sensible sur les émissions globales (829 Mt/an, soit seulement - 3 % par rapport au scénario de référence), ni sur le raffinage lui-même (type et localisation des investissements, échanges internationaux de produits). Ceci résulte, pour une large part, du fait qu'aucune innovation technologique en matière d'efficacité énergétique des procédés et utilités, dans les raffineries, n'a été considérée.

Conclusions

Les principales évolutions que devrait connaître l'industrie du raffinage, notamment européenne, à moyen et long termes pour faire face aux grandes tendances énergétiques présentées dans cette étude sont les suivantes :

- réduction des capacités de raffinage en Europe et en Amérique du Nord. Reflet du recul de leur consommation de carburants, cette réduction est la conséquence des nouvelles réglementations en matière d'émissions des véhicules neufs et d'incorporation de biocarburants. La question du maintien en activité des raffineries les moins performantes se pose donc dans ces zones ;
- déplacement des investissements de raffinage vers l'Asie, le Moyen-Orient et l'Amérique du Sud. L'activité de raffinage se déplace vers les pays émergents, (demande forte en produits raffinés) et vers les grands pays producteurs de brut ;
- maintien de l'inadéquation du raffinage à la structure de la demande en Europe. Ses excédents d'essence pourraient continuer à satisfaire une partie de la demande américaine, avec des importations nettes de gazole de la CEI pour combler son déficit. Cependant, d'autres zones géographiques (principalement Moyen-Orient et Afrique) risquent de concurrencer les exportations européennes d'essence, d'où une interrogation majeure sur la pérennité de ce débouché à l'exportation ;
- impact significatif de la contrainte des quotas d'émissions de CO₂ en Europe (et aux États-Unis si mis en place). Cette contrainte, modélisée sous la forme de "taxe forfaitaire" appliquée à ces seules régions induit un phénomène de CO₂ *leakage* vers des zones qui n'y seraient pas soumises, mais sans dégradation des émissions globales du secteur au niveau mondial ;
- caractère structurant des futures spécifications mondiales sur la teneur en soufre des fiouls de soute pour l'avenir du raffinage, en raison du niveau élevé des coûts induits.

Pierre Marion – pierre.marion@ifpen.fr

Valérie Saint-Antonin – valerie.saint-antonin@ifpen.fr

Manuscrit remis en novembre 2011