

LES TRAINS DU CHARBON

Michel Lung

Les trains du charbon

Nous résumons ici, après traduction, deux articles de John McPhee parus dans le « New Yorker » les 5 et 10 oct. 2005 sur un aspect peu connu des transports de charbon nécessaires à la production électrique aux USA. Dans une seconde partie on fera quelques considérations sur les aspects environnementaux et économiques de cette utilisation du charbon.

Le « Clean Air Act » de 1970 oblige l'industrie américaine à réduire la teneur en soufre des rejets gazeux des grandes installations, notamment des centrales électriques à charbon. Nombre de centrales avaient été construites près de gisements de charbon, dont la teneur en soufre est jugée aujourd'hui trop élevée ; il fallait donc, ou bien équiper les centrales en capteurs de SO₂ dans les fumées chers et encombrants, ou bien brûler du charbon à basse teneur en soufre, comme il s'en trouve des gisements énormes dans le nord du Wyoming.

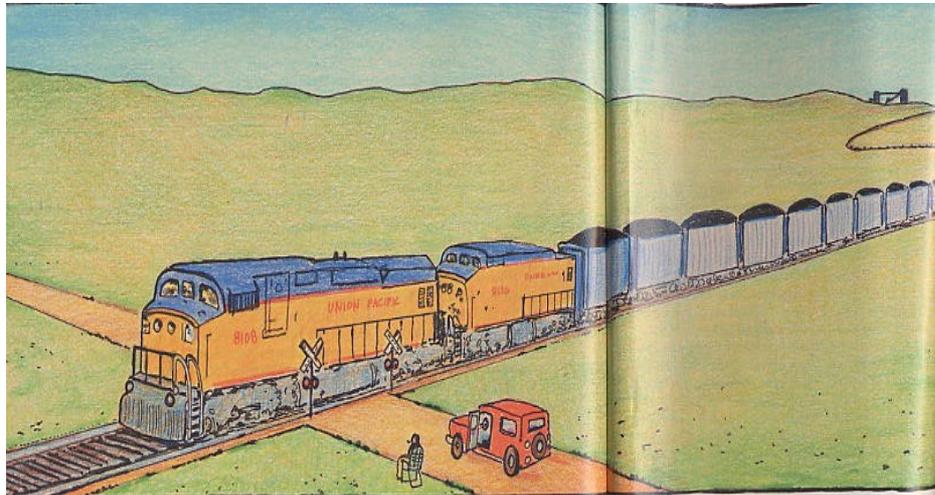
Par exemple, en Pennsylvanie, on trouve, en couches de 2 mètres d'épaisseur, du charbon à haut pouvoir calorifique mais haute teneur en soufre, alors que, dans le Wyoming, dans la « Fort Union Formation, Powder River Basin », le charbon qui se trouve sous 30 mètres de terre en couches de 30 mètres d'épaisseur, contient cinq fois moins de soufre, mais a un pouvoir calorifique moindre de 30 %.

On se fournit donc depuis 20 ans au Wyoming, dans le Powder River Basin qui est desservi par l'Orin Line, ligne courte à trois voies aux multiples ramifications, qui voit passer 23 000 trains de charbon chaque année. C'est la plus grande exploitation de charbon au monde. Les fouilles sont profondes de 60 m. à l'heure actuelle et ont chacune une longueur de 3 à 5 km. L'exploitation peut durer 50 ans sans problème à la profondeur actuelle et les réserves sont estimées à 200 ans au taux d'enlèvement actuel.

Chaque jour, 65 trains de charbon de 15 000 à 21 000 tonnes dont la longueur totale ferait 160 km, sortent du carreau de la mine qui comporte un certain nombre d'exploitations. Un train typique de 135 wagons-trémies en

aluminium contenant chacun 120 tonnes de minerai pèse environ 2700 tonnes à vide et 18 000 tonnes à plein. Sa longueur est d'environ 2700 mètres (gare aux passages à niveau !). Ces trains sont tractés par des locomotives diesel-électriques (à courant alternatif en général) de 13 000 chevaux, au nombre de 3 à 5 machines, en tête, au milieu et en queue, reliées électroniquement entre elles ainsi qu'avec la voie et les centres de régulation souvent situés très loin.

Les équipes de conduite sont généralement composées d'un chauffeur et d'un mécanicien. Chaque équipe couvre une section du parcours, toujours la même, et travaille 12 heures, pas une minute de plus. Comme il y a toujours des imprévus, le convoi s'arrête souvent en rase campagne et un service de pick-ups amène une équipe fraîche et emmène l'équipe descendante. Par mauvais temps, neige, etc. ce n'est pas une mince affaire. Le vent peut ralentir un train jusqu'à 20 km/h, malgré la puissance des locomotives.



L'auteur nous emmène avec un train de 17 000 tonnes à Plant Scherer en Géorgie, la plus grosse centrale charbon aux USA, qui appartient à « Georgia Power ». La centrale possède 4 groupes turboalternateurs alignés sur 450 m pour une puissance totale avoisinant 3000 MW. Le trajet de presque 3000 km est couvert normalement en 5 jours. S'il dépasse une certaine durée, la ligne « Norfolk Southern » doit un dédommagement à Georgia Power. Trois trains et demi arrivent en moyenne chaque jour du Wyoming, soit 1300 trains et 11 millions de tonnes de charbon par an.

Le chargement et le déchargement du train aux deux extrémités de la ligne, produisent d'énormes quantités de poussier, qui sont normalement abattues par pulvérisation d'eau, sauf s'il gèle. L'accumulation du poussier risque d'ailleurs de faire dérailler les trains. A Plant Scherer, le train fait une grande boucle de 2 km de diamètre au centre de laquelle se trouve une réserve-tampon de 1 million de tonnes de charbon. Le train avance à raison de 5 km/h au-dessus de trémies et en 3-4 secondes chaque wagon est vidé par

le fond qui s'ouvre. Dans les meilleures conditions, le train est vidé en $\frac{1}{2}$ heure. Si le temps dépasse 4 heures, Georgia Power doit dédommager le transporteur. Le charbon est concassé, pulvérisé et brûlé au-dessous de 1650°C pour éviter la formation de d'oxydes d'azote, NOx.

Le contenu d'un train « classique » est brûlé en moins de 8 heures. On ne précise pas ce que deviennent les cendres solides, ni les aérosols toxiques, ni combien de radon est relâché dans l'opération.

L'auteur interviewe un ingénieur mécanicien, Damon Woodson, qui vient du nucléaire, lequel confie « qu'il lui a fallu venir ici pour comprendre l'utilité de l'énergie nucléaire ». « Un seul camion de minerai d'uranium peut fournir autant d'énergie que ce tas de un million de tonnes de charbon ». « The way to go is nuclear if you want to have power (Si on veut de l'électricité le mieux est le nucléaire) ». Et de citer les chiffres suivants pour produire un million de BTUs (British thermal units, $1\text{BTU}=1055\text{ Joules}=0,293\text{ W-h}$) de chaleur ;

- avec du fuel : 9 dollars,
- avec du gaz : 6 dollars
- avec du charbon : 1,85 dollars,
- nucléaire : 0,5 dollars.

Nul doute que cette histoire va marquer les lecteurs du New Yorker, qui sont nombreux de par le monde.

Morale de l'histoire

Il est intéressant d'essayer de dégager quelques considérations d'ordre environnemental et économique à partir de cette histoire racontée de façon fort vivante.

Aux USA 52 % de l'électricité provient de la combustion du charbon dans 500 usines électriques.

Un souci environnemental a conduit les producteurs d'électricité à aller chercher au loin de l'ordre de 400 millions de tonnes de charbon de moindre qualité, mais pauvre en soufre, malgré un surcoût pour les transports.

Le charbon du Wyoming représente à lui seul presque la moitié de la consommation américaine de charbon qui est de l'ordre de 900 millions de tonnes. On peut estimer que cette consommation rejette chaque année environ 1,9 milliards de tonnes de CO₂, (soit 8 % des rejets mondiaux de

CO2 estimés à 25 milliards de tonnes), de 5 à 7 millions de tonnes de SO2 et 1,6 millions de tonnes de NOx. Le remplacement du charbon par le gaz naturel diminuerait ces quantités de près d'un facteur deux, mais cette conversion au gaz devient aujourd'hui problématique pour des raisons de coût.

En 2002, aux USA, le gaz ne coûtait que 2 dollars par million de BTU, contre 6 et plus aujourd'hui. Les coûts donnés par l'auteur de l'article ne comprennent que les coûts en combustible, hors coûts d'exploitation et d'amortissements. Si on les traduit en dollars par MWh électriques produits avec ces différents combustibles, en prenant les meilleurs rendements thermodynamiques actuels (ce qui n'est pas le cas avec des centrales d'un certain âge aux USA), soit 55 % pour fuel et gaz, 50 % pour charbon et 35 % pour nucléaire, on obtient :

- fuel : 55,8 \$/MWh
- gaz : 37,2 \$/MWh
- Charbon : 12,6 \$/MWh
- Nucléaire : 4,9 \$/MWh

Pour les coûts totaux on obtient les ordres de grandeur suivants, toujours dans le cas des USA (en \$/MWh) :

| | INVESTISSEMENT | EXPLOITATION | COMBUSTIBLE | TOTAL |
|-----------|----------------|--------------|-------------|-------|
| AZ | 4,35 | 2,98 | 3,72 | 4,53 |
| HARBON | 1,39 | 5,55 | 1,26 | 3,05 |
| NUCLÉAIRE | 2,01 | 9,8 | 4,9 | 3,71 |

On voit que le coût du nucléaire se rapproche de celui du charbon, et que, si l'on compte des sujétions telles que l'enlèvement des cendres, la séquestration du CO2 ou des taxes afférentes, ce qui ne manquera pas de se produire, le nucléaire prendra l'avantage, même si le prix de l'uranium grimpe un peu, car son impact sur le coût du kWh est très faible (5 à 10 %).

Pour des transports lointains comme celui qui amène le charbon à Plant Scherer, le coût du fuel pour la traction des trains A. et R. est loin d'être négligeable, car quelques 10 % de l'énergie fournie à la centrale est dépensée pour les transports. Pour un baril à 50 \$, ceci peut ajouter jusqu'à 10\$/MWh au coût de la solution charbon.

Si l'on comptabilise le coût environnemental du CO₂ rejeté, la facture monte encore.

Pour du charbon d'assez mauvaise qualité, nous prendrons une moyenne de 1,2 tonnes de CO₂ rejetées par MWh produit.

La taxe « Kyoto » pourrait être de 25 \$/t (P. Criqui, CNRS, 26/9/05).

Si l'on veut séquestrer le CO₂ émis par la centrale seule (à l'exclusion d'autres rejets de CO₂, comme pour le transport par exemple), et à condition de disposer des moyens techniques et de la proximité de réservoirs appropriés pour cette opération, l'estimation du coût par tonne de CO₂ est aujourd'hui de 50 à 100 \$, qui pourrait être ramené dans l'avenir à 25 \$ (A. Rojey, IFP, 26/9/05).

Il faudrait alors ajouter une trentaine de dollars par MWh charbon, ce qui lui ferait perdre encore davantage d'intérêt par rapport au nucléaire.

Mais, d'un autre côté, il faut aussi tenir compte des coûts de reconversion de l'industrie de l'énergie et des transports et de l'opinion publique pour laquelle le nucléaire reste dangereux et proliférant ; sans une politique volontariste de l'Etat, il est probable que quelques années encore se passeront avant que l'état de chose change significativement aux USA.

On peut concevoir les réticences de ces industries lourdes à souscrire aux accords de Kyoto, d'autant que, semble-t-il, on en prend les contraintes davantage au sérieux aux USA que dans nos pays où les objectifs de Kyoto ne sont, trop souvent, considérés que comme de simples recommandations.

Les équipements de captation du SO₂ sont chose coûteuse, surtout si les centrales sont âgées, la séquestration du CO₂ est loin d'être démontrée et son prix sera, en tout état de cause, loin d'être négligeable, même si la séquestration permet de récupérer gaz, pétrole ou méthane à la marge. Les centrales à gazéification du charbon coûteront aussi cher que des centrales nucléaires, et il faudra ajouter le prix du charbon... L'industrie du charbon et les électriciens américains se trouvent donc à une croisée des chemins, avec des perspectives de choix difficiles.

Il sera intéressant d'observer la manière dont la situation va évoluer, probablement lentement, l'augmentation des prix de vente de l'électricité compensant celle des coûts de production dans un premier temps. Si ces prix augmentaient de 25 à 30 %, le passage au gaz peut être envisagé, à condition de disposer de ce gaz. Cette éventualité est à considérer pour l'Europe, notamment pour l'Allemagne et peut-être la Pologne, aussi longtemps que la Russie fournira du gaz.
