

Enjeu environnemental :

Q1. Définir ce qu'est un GES (Gaz à Effet de Serre) et citer au moins deux GES. Citer deux conséquences de l'accumulation des GES communément admises par la communauté scientifique.

Les **gaz à effet de serre** (GES) sont des composants gazeux qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre et contribuent ainsi à l'**effet de serre**. L'augmentation de leur concentration dans l'atmosphère terrestre est l'un des facteurs à l'origine du réchauffement climatique.

Les conséquences sont nombreuses on peut citer l'élévation de température, le dérèglement climatique.

Q2. Bilan carbone dans une première approche :

Nous sommes en présence d'une biomasse renouvelable, par conséquent dans une première approche on peut dire que l'émission de carbone émise lors de la combustion est « compensée » par la quantité de carbone captée par la canne pour sa croissance.

Néanmoins si on considère l'ensemble du processus de traitement de la biomasse depuis sa récolte à son acheminement et traitement final ce bilan n'est pas nul.

Q3. En analysant le fichier de données pour dire quels sont les autres gaz à surveiller lors d'une combustion. Préciser dans le cadre d'une combustion parfaite du méthane dans l'air avec 79 % N₂ et de 21 % O₂, les espèces ou produits de la combustion.

La surveillance porte entre autres sur les oxydes d'azote NO_x et le monoxyde de carbone CO. Dans le cas d'une combustion complète la combustion produit de l'eau (H₂O), du dioxyde de carbone (CO₂) et du diazote (N₂).

Q4.
$$CVA = \frac{17000 \cdot 24 \cdot 88}{5800000} = 6,19 \text{ g} \cdot \text{L}^{-1}.$$

Q5. On abat 80% de la charge de départ donc il reste $DCO_R = (1 - \eta_e) \cdot DCO$ soit $DCO_R = 17,6 \text{ g} \cdot \text{L}^{-1}$

Q6. La durée de rétention hydraulique est $TRH = \frac{5800}{17 \cdot 24} = 14,21 \text{ jours}.$

Enjeu énergétique et économique :

Q7. On a une eau à une température de 109,4 °C (voir DR3) avec un débit de 90 % du débit nominal et une eau à 20 °C pour 10 %. On a donc $T = 0,9 \cdot 109,4 + 0,1 \cdot 20 = 100,5^\circ\text{C}$.

Q8. En tenant compte du rendement de la chaudière la puissance à fournir au bruleur est $P_b = 2400 \cdot \frac{6500}{0,9 \cdot 3600} = 4815 \text{ kW}$. La durée totale de fonctionnement sur une campagne de 250 jours (24h/24) conduit à 28 888 889 kWh d'énergie.

Il convient d'exprimer le pouvoir calorifique du fioul en kWh dans un premier temps. Dans un second temps on pourra déterminer le volume de fioul requis puis en déduire le coût.

Le fioul a un pouvoir calorifique de $43 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$ équivalent à $\frac{43000}{3600} \text{ kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$ soit 11,94 kWh pour 1 kg. Il nous faut donc $\frac{28888889}{11,94} \text{ kg}$ de fioul soit 2 419 504 kg. Or 1 m³ de fioul a une masse de 940 kg. On en déduit 2574 m³ de fioul soit un cout de 1 595 843 euros.

Avec de l'énergie électrique le coût serait de $28888889 \cdot 10 \cdot 10^{-2}$ Euros , soit 2, 89 Millions d'euros environ.

On comprend pourquoi la solution de la chaudière au fioul a été choisie.

Q9. E14 et E25 sont des échangeurs de chaleur. Le moût se réchauffe pour passer de 30,1 °C à 96,3 °C avant d'être injecté en haut de la colonne de distillation. Ce qui permet au final de recourir à moins d'énergie au niveau de E10 donc moins d'énergie au niveau vapeur.

Q10. Le fluide chaud rentre à une température $T_{ce} = 107,1^\circ\text{C}$ il sort à $T_{cs} = 66,6^\circ\text{C}$. Le fluide froid rentre à $T_{fe} = 59^\circ\text{C}$ pour sortir à $96,3^\circ\text{C}$. L'échangeur est un échangeur à contre courant donc la puissance échangée est donnée par $P_e = k_e \cdot \Delta T_{LM}$ avec $k_e = 162 \text{ kW} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$; $\Delta T_{LM} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}}$;

$$\Delta T_1 = T_{ce} - T_{fs} \text{ et } \Delta T_2 = T_{cs} - T_{fe}$$

On obtient $\Delta T_{LM} = \frac{10,8 - 7,6}{\ln \frac{10,8}{7,6}} = 9,1^\circ\text{C}$ d'où une puissance de 1475 kW, cette valeur est cohérente

avec la valeur affichée au niveau de la supervision soit 1481 kW.

Etude de la cogénération (unité 2 de méthanisation) :

Q11. La puissance thermique récupérée est $P_{th} = \eta_E (1 - \eta_{MG}) \cdot P_{abs}$ et la puissance électrique est $P_e = \eta_{MG} \cdot \eta_{géné} \cdot P_{abs}$. Sans cogénération le rendement est $\eta_{TG} = \eta_{MG} \cdot \eta_{géné}$ soit 38 % et avec cogénération on a $\eta_{CG} = \eta_E (1 - \eta_{MG}) + \eta_{MG} \cdot \eta_{géné}$, on trouve alors 80 %.

Q12. On a trouvé à la question 8 que la puissance à fournir au bruleur était de 4815 kW. Donc il faut 4815 kWh. Sachant que le PCI équivaut à $\frac{50000}{3600} = 13,88 \text{ kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$, il faut donc $346,68 \text{ kg} \cdot \text{h}^{-1}$ or 1 Nm^3 de méthane a une masse de 713,6 g. ce qui donne $\frac{346,68}{0,7136} = 485,8 \text{ Nm}^3$ de méthane en 1 heure. Le débit de biogaz s'obtient en divisant par 0,58 le débit de méthane soit $837,6 \text{ Nm}^3$ de biogaz.

Q13. Les solutions mises en œuvre sur ce site industriel permettent la valorisation d'un déchet de l'industrie sucrière en produisant de l'alcool. Le site dépollue l'effluent grâce à deux unités de méthanisation avant leur rejet dans la nature. De surcroît le biogaz obtenu est utilisé pour la production de vapeur (économie sur le fioul) et permet même la revente de l'énergie électrique au distributeur publique (gain économique).

Tout le long du processus industriel, des échangeurs thermiques sont installés épuisant progressivement les énergies présentes dans les flux matières. La puissance thermique obtenue au niveau de l'unité de cogénération peut-être valorisée pour la partie production de vapeur ce qui permet de diminuer l'apport d'énergie pour la production de la vapeur.