BACCALAURÉAT TECHNOLOGIQUE

ÉPREUVE D’ENSEIGNEMENT DE SPÉCIALITÉ

**SESSION 2022**

**SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE L’INDUSTRIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE**

**Ingénierie, innovation et développement durable**

**Innovation Technologique et Éco-Conception**

**CORRECTION 2I2DITEC**

**PARTIE COMMUNE (2h30) 12 points**

**Partie 1 :**

Q1.1 :

Le biogaz représente un peu moins de 3% des énergies renouvelables sur l’année 2018 (2,9%) avec 0,2% de plus que l’énergie solaire (2,7%). Les parts relatives sont donc très proches.

Aux vues des 2 valeurs précédentes, nous pouvons conclure que le biogaz sera une énergie alternative avec du potentiel dans les années à venir car elle dépasse déjà l’énergie solaire plus largement développé (même si pour l’instant la part, en %, reste faible).

Q1.2 :

Les quatre « variantes » de valorisation finale du biogaz sont:

* Électricité
* Chaleur
* Biométhane
* Biocarburant

Q1.3 :

Les nouveaux attendus sont 7% et 21 TWh/an en 2030, contre 10% et 30 TWh/an initialement.

Q1.4 :

Avec tous les projets on peut escompter atteindre 25 TWh /an (voir DT4).

Si 100% des projets en cours sont construits, les objectifs seront atteints car la capacité de 25 TWh/an permettra de satisfaire aux attendus de seulement 21 TWh/an.

Q1.5 :

Nombre tonnes CO2 évités / an = (coefficient impact en gr CO2/ kwh / 106 )\* nombre de kWh annuel = 188/106 \*21\*109= 3 948 000 t / an (ou 3,95 Mtonnes/an).

**Partie 2 :**

Q2.1 : Voir DR1

Q2.2 :

D’un point de vue énergétique, la décomposition mésophile ne nécessite que 20% d’autoconsommation d’énergie contre 35% pour la décomposition thermophile. Il vaut donc mieux s’orienter vers la moins énergivore, la mésophile.

Q2.3 : Voir DR2

On retrouve bien comme précisé dans le diagramme d’exigence une température aux alentours de 40° qui assure un développement optimum des méthanogènes sur une durée aussi adaptée de 28 jours env., ce qui est là encore optimum.

Q2.4 :

Le choix de la valorisation par injection s’est faite au regard des rendements finaux : le rendement de l’injection est bien meilleur car elle atteint 98 % contre seulement 82 % pour la solution en cogénération.

**Partie 3 :**

Q3.1 :

L’agriculture prépondérante en Picardie est la culture céréalière (d’après la carte DT9).

Au regard du potentiel méthanogène des intrants, on constate que ce sont les cultures céréalières au niveau agricole qui ont les meilleurs rendements en tonnage. Ainsi la Picardie, orientée vers la culture céréalière est une zone adaptée à l’installation des méthaniseurs.

Q3.2 :

Tonnage journalier intrant solide = (tonnage annuel total – tonnage annuel intrant liquide)/365

= (26400-1000)/365 = 69,59 t

Capacité de stockage intrant solide journalier nécessaire = tonnage journalier\*1000 / 700= 69590/ 700 = 99,4 m3

L’incorporateur est donc bien dimensionné car sa capacité de 105 m3 permettra d’accueillir sans problème les 100 m3 d’intrants solides journalier nécessaires au fonctionnement du méthaniseur.

Q3.3 :

La solution de filtration retenue est adaptée car elle assure une filtration avec un débit maximum de 604 Nm3·h-1 alors que notre débit maximum, lui, ne dépassera pas 500 Nm3·h‑1 dans notre cas.

Sachant que le biogaz ne compte que 60% de biométhane, on aura :

débit injectable biométhane= 0,6 \* 500 = 300 Nm3·h-1.

Q3.4 :

Sachant que seul 90% est injecté réellement (on compte environ 10% de pertes), le débit réellement injecté est tel que :

débit réel injecté = 0,9\* 300 = 270 Nm3·h-1.

Q3.5 :

Le méthaniseur produit 250 Nm3/h sur 8200h de fonctionnement annuel soit

V annuel biométhane = 250\*8200 = 2 050 000 Nm3.

*Wannuelle produite*= V annuel biométhane \* Energie équivalent 1m3 biométhane

= 2 050 000 \* 10 = 20 500 000 kWh soit 20,5 GWh.

Q3.6 :

Dans notre cas, le pourcentage d’autoconsommation n’est que de 5%.

Une partie de la chaleur au niveau des compresseurs est récupérée grâce à des échangeurs huile/ eau pour chauffer l’eau. L’apport de chaleur par la chaudière est donc minime et nécessaire uniquement durant les périodes froides.

Q3.7 :

P process = 75 kW et P épuration/ injection = 95 kW pour une durée de fonctionnement de 8200h. Sachant que W = P\*t, on a :

*Wproce*ss = 75 \* 8200 = 615 000 kWh soit 615 MWh

*Wépuration et injection* = 95 \* 8200 = 779 000 kWh soit 779 MWh.

Q3.8 :

*Wfinal (biométhane injecté)* = 20 500 MWh

*Wélectrique consommée* = Wprocess + Wépuration + Winjection = 1400 MWh (780 + 610 + 10) ou par lecture directe de la valeur « Energie Elec » .

D’où η global = (20500)/ (20500+1400) = 0.931 soit 93,1%

Notre méthaniseur est donc viable économiquement car son rendement global (93,1 %) est bien supérieur aux 90% attendus.

**Partie 4 :**

Q4.1 :

C’est une très bonne alternative car il conserve toutes les valeurs fertilisantes (N, P, K…) acquise. Ils sont aussi performants que les engrais chimiques et tout cela à moindre coût. Il est aussi plus propre pour les sols qu’un engrais chimique.

Autre argument supplémentaire pouvant être pris en compte : l’économie liée au transport sur de longues distances d’intrants extérieurs (futurs digestats) ou d’engrais car les intrants sont ici produits localement puis recyclés à proximité dans les champs, d’où le gain financier mentionné.

Q4.2 :

Il faudra veiller à respecter les périodes d’épandage appropriées d’une part et utiliser des rampes à pendillards ou des enfouisseurs à disque lors de l’épandage d’autre part.

Q4.3: Voir DR3

**Partie 5 :**

Q5.1 :

Arguments mis en avant pour réduire les nuisances suivantes :

Olfactives :

* La décomposition est anaérobique donc sans odeur ;
* Le digestat produit est inodore car les mauvaises odeurs sont neutralisées durant le process.

Auditives :

* Il n’y a pas de bruits provenant de la cogénération dans notre cas (car injection sur le réseau), les équipements sont dans un caisson insonorisé ;
* Les engins de manutention sur site respectent les normes de bruits et fonctionnent uniquement en journée ;
* Les transports sont très limités avec un camion en plus par jour en moyenne dans notre cas.

Visuels :

* L’intégration paysagère se fait par le choix de couleurs adaptées à l’environnement ;
* Les cuves sont partiellement enterrées ;
* Un aménagement paysager est prévu avec la plantation de haies.

**DOCUMENT RÉPONSES DR1**

Représentation simplifiée de l’implantation des principaux contituants du méthaniseur et principaux flux d’énergie et de matière:

***Poste d’injection biométhane***

***Poste d’épuration biogaz***

***Chaudière Biogaz***

*Torchère*

***Stockage digestat liquide***

*Réseau GRDF*

*Retour biométhane non conforme*

Ø30 x 6m

Vu = 3896 m3

*Zone de récupération des condensats*

*Zone de stockage digestat solide*

800 m²

Ø30 x 6m

Vu = 3873 m3

*Séparateur de phase*

Ø23 x 6m

Vu = 2814 m3

***Post- digesteur***

***Digesteur***

*Mélangeur*

*Cuve stockage intrant liquide*

*(Ø3.5 x 10.4m)*

*Incorporateur journalier intrant solide (105 m3)*

1750m²

1750m²

Hangar couvert

1750m²

1750m²

*Zone de stockage intrants solides (résidus cultures, CIVE…)*

Légende :

Intrants (solide et/ou liquide)

Digestat brut

Digestat liquide

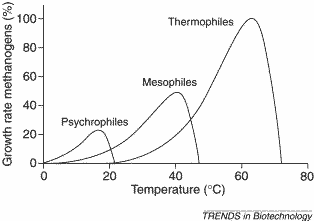
Réseau chaleur

Réseau biogaz

Réseau biométhane

**DOCUMENT RÉPONSES DR2**

Courbes de temps de séjour et de température en fonction des différents types de décomposition possibles



Taux croissance des méthanogènes (%)

Température (°C)

Zone Thermophile

Zone mésophile

**DOCUMENT RÉPONSES DR3**

Tableau récapitulatif des capacités des stockages des digestats solides et liquides

**STOCKAGE DIGESTAT LIQUIDE :**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Type de stockage | Lieu de stockage | Capacité de stockage en m3 |  | Volume digestat liquide annuel à stocker (en m3) |  | Durée de stockage possible en mois |
| Cuve stockage digestat liquide | Sur site | **3896** |  | **7884** |  | **9096 / 7884 = 1,153 an soit 13,8 mois** |
| Lagune N°1 | déporté | 2000 |  |  |
| Lagune N°2 | déporté | 1800 |  |  |
| Lagune N°3 | déporté | 1400 |  |  |
| **capacité totale de stockage** | | **9096** |  |  |

**STOCKAGE DIGESTAT SOLIDE :**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Type de stockage | Lieu de stockage | Surface (m²) | Hauteur moyenne stockage prévue (m) | Coef de sécurité | Capacité de stockage en m3 |  | Volume digestat solide annuel à stocker (en m3) |  | Durée de stockage possible en mois |
| Aire de stockage | Sur site | **800** | **4** | 1 | **800\*4\*1 =3200** |  | **16107** |  | **8282/16107 = 0,514 an soit 6,17 mois** |
| Hangar N°1 | déporté | 450 | 3.5 | 0,8 | **450\*3.5\*0,8 =1260** |  |  |
| Hangar N°2 | déporté | 145 | 406 |  |  |
| Hangar N°3 | déporté | 300 | 840 |  |  |
| Hangar N°4 | déporté | 270 | 756 |  |  |
| Hangar N°5 | déporté | 650 | 1820 |  |  |
| **capacité totale de stockage** | | | | | **8282** |  |  |

**CONCLUSION :**

Sachant qu’il faut de 6 mois de stockage minimum pour le digestat solide et de 12 mois minimum pour le digestat liquide, les 2 contraintes sont ainsi respectées avec les résultats ci-dessus.

**PARTIE SPÉCIFIQUE (1h30) 8 points**

**Partie A:**

QA.1 :

*Vhoraire à injecter* = volume journalier / 24 = 105/ 24 = 4.375 m3·h-1

QA.2 :

*Nmax VSF* = N sortie réducteur = N moteur / R (ou N moteur \* i)

= 1480/ 70 = 21.14 tr·min-1(ou 1480\*0.0143 = 21.16 tr·min-1)

QA.3 :

Diamètre aile = Ø250 mm (pour modèle type 360 pour digesteur🡪 DTS1)

Diamètre Axe intérieur = Ø 60 mm et pas = 200 mm (DTS1 ou DTS2)

*Vdosage /tour* = Π\* (125² - 30 ²)\*200 = 9 251 990 mm3·tr-1= 9.252 \* 10-3 m3·tr-1

QA.4 :

*Qmax VSF* = Nmax VSF \* V dosage/ tour = 0.35 \* 9 = 3.15 L·s-1 = 3.15\*3600/1000 = 11.34 m3·h-1

On pourra donc largement doser nos 4.375 m3·h-1compte tenu du débit max possible d’un peu plus de 11 m3·h-1.

**Partie B :**

QB.1 :

L’acier inoxydable, malgré le fait qu’il soit le plus cher des métaux proposés, est le seul à avoir une tenue acceptable à cet acide. Les autres sont déconseillés.

Concernant les tubulures enterrées, le polyéthylène « PE » est le plastique qui résiste le mieux aux attaques de l’acide sulfhydrique (mieux que le PVC) et c’est de loin l’un des moins moins cher (à peine plus cher que le PVC).

QB.2 :

Malgré son caractère couteux, indémontable et sa complexité de mise en œuvre par rapport à d’autres solutions, l’électro soudage est adapté à l’assemblage de pièces en plastique et est le seul moyen d’assurer une étanchéité permanente et durable sur plusieurs dizaines d’années même enterré.

QB.3 :

Voir DRS1

QB.4 : Voir DRS2 pour choix du « DN »🡪 DN 100 à trouver

Sachant que l’on a un DN100, le diamètre minimum extérieur doit être de 116 mm (100 + 2 \*8).

Avec un SDR de 11 (adapté à une pression de 16 bars), il faut prendre le tube diamètre 125 avec 11.4 mm d’épaisseur (on arrive à un diamètre intérieur Ø int = 125 – 2\*11.4 = 102.2 mm)

La référence correspondante est 010000360.

*NB : le diamètre 140 n’est plus considéré comme un DN100 mais DN110 !*

**Partie C :**

QC.1 :

Fpression = P(MPa) x S (mm²) = P x ΠR² = (8 \* 0.1) \* (Π\*(100/2)²) = 6283 N

QC.2 :

On doit vaincre une force de 6 kN soit 6000 N. seules les simulations N°5 et N°6 sont proches de ces valeurs et ont un diamètre intérieur supérieur à 45 mm.

Pour être sûr d’ouvrir le clapet à fond, il faut mieux prendre un peu moins de 6000N, donc la simulation N°5.

Les dimensions caractéristiques du ressort à retenir sont donc les suivantes :

Øfil = 12 mm, nombre de spires = 7, raideur = 203.5 N.mm-1 (donné en N/mm sur le DTS7)

**Partie D :**

QD.1 :

Au travers des 3 parties précédentes, nous avons pu voir que :

* le système de dosage a été dimensionné de manière à pouvoir doser en continu les intrants en modulant la vitesse de rotation de la vis sans fin ;
* que les choix des tubulures PE assurent un débit optimum et résistent aussi bien au fortes pressions qu’à la corrosion et sont étanches ;
* que le clapet anti-retour bien dimensionné permet d’assurer la sécurité du site grâce à un ressort adapté aux pressions de services.

**En résumé : Tous ses éléments étudiés assurent ainsi un fonctionnement du site efficace tant sur la production de gaz (dosage adapté et débit d’injection optimum) que la sécurité du site en limitant les risques d’usure prématurées (corrosion), de fuites de gaz et en isolant le site en cas de défaillance.**

**DOCUMENT RÉPONSES DRS1**

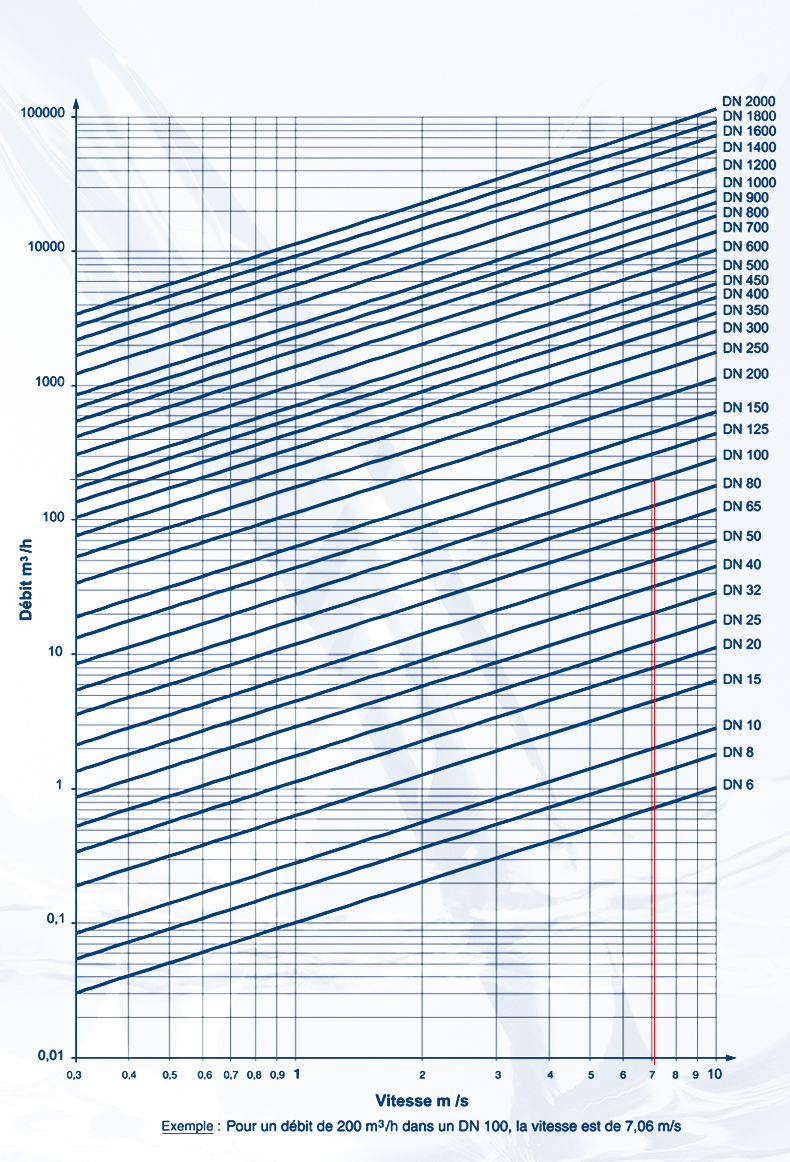
**Choix épaisseur minimum de la tubulure en PE 100**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Tubulures** | | |
|  | **Ep = 2.5 mm** | **Ep = 5 mm** | **Ep = 7.5 mm** |
| Contrainte σmax simulation (MPa) | 39.91 (3.991e+01) (MPa) | 19.51 (1.951e+01) (MPa) | 12.75 (1.275e+01) (MPa) |
| Contrainte max admissible avec coéfficient de sécurité  σmax CS (MPa) | σmax CS = σ max x CS  = 39.91 \*1.5 = 59.87 (MPa) | 19.51\* 1.5 = 29.27 (MPa) | 12.75\*1.5 = 19.13 (MPa) |
| Re (MPa) | 19.6 \* 106 Pa = 19.6 MPa | | |
| Condition de validité | Re > σmax CS | | |
| Validité | 🞎 Conforme  🗹 Non Conforme | 🞎 Conforme  🗹 Non Conforme | 🗹 Conforme  🞎 Non Conforme |

**Conclusion :** aux vues des résultats ci-dessus, l’épaisseur minimale pour notre tubulure devra être de 7.5 mm car c’est la seule à être conforme.

**DOCUMENT RÉPONSES DRS2**

**Abaque Vitesse / débit en fonction du type de tubulure**



**0.3**

**0.2**

**3**

**2**

**30**

**200**

**300**

**20**

**0.02**

**0.03**

**Diamètre « DN » retenu :** pour une vitesse de 0.9 m.s-1 et un débit de 25 m3/h, il faut un DN 100