BACCALAURÉAT TECHNOLOGIQUE

ÉPREUVE D’ENSEIGNEMENT DE SPÉCIALITÉ

**SESSION 2022**

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

**Ingénierie, innovation et développement durable**

**Énergies et Environnement**

**CORRECTION 2I2DEE**

**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

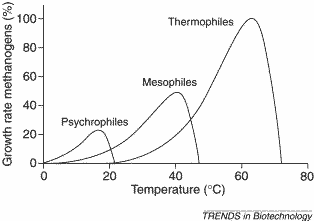
Réseau chaleur

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**

QA1- réponse sur DRS1

Surface d’un panneau :

1030.5 / 1.754 = 587.51 panneaux soit : = 587 panneaux

QA2- La référence du module photovoltaïque est : 335.

La puissance nominale d’un panneau est de 335 watts x 587 panneaux

335 x 587 = 196645 Wc soit 196,64 kWc = 196,64 kWc

QA3- La production annuelle de la centrale est :

Soit 200kwc x 880Kwh (valeur relevée sur DTS2), 176 000 Kwh soit 176 Mwh.

La simulation affiche une production de 174,875 Mwh, le calcul est vérifié car 176,000 est proche de 174,875 Mwh.

1400 – 174.8 = 1225.2 Mwh sera facturée par le fournisseur d’énergie.

L’économie est de 174.8 Mwh pour un besoin de 1400 Mwh ce qui représente une économie de 12.4%.

QA4- La production d’énergie électrique solaire est gratuite, cette énergie solaire est consommée par le système, nous améliorons donc son efficacité énergétique.

**Partie B**

QB1- Le système de gestion PLC, les pompe injection THT, les vannes (ligne d’entrée, ligne de recirculation, ligne d’injection) et la station incendie sont les organes principaux de fonctionnement du poste d’injection et sont alimentés en mode secouru.

QB2-

Capacité :

QB3- On résonne d’abord sur la tension. Deux batteries de 12 V câblées en série constituent un module permettant d’atteindre les 24 V nécessaires.

On résonne ensuite sur la capacité : , la référence de la batterie : BAT412124081 correspond à la valeur de capacité la plus grande 240 Ah

1725/240 = 7,18 donc arrondi : 8batterie en parallèle

Donc batterie 12 V, capacité 240 Ah soit 8 x 2 = 16 batteries. (24V – 1920Ah).

Câblage des batteries voir DRS2.

QB4- La puissance en mode secouru sur le réseau 230 V AC est de 985w

la référence de l’onduleur CPS1000-24 soit une puissance nominale de 1000w et 24 VDC pour la justification.

Câblage de principe alimentation secourue voir DRS2.

QB5- La sécurité est assurée par le mode secouru en cas de coupure sur le réseau du fournisseur d’énergie. En effet la production de gaz est continue, elle doit être gérée 24h/24h.

**Partie C**

QC1- La sonde à une plage de mesure de température de -40 à 100°C pour une consigne de 40°C. La sonde est conforme.

QC2- Voir DRS3

Vérification par le calcul la valeur de la résistance à 40°c :

R = 100 (1+0.00385 x40)

R=115.4 Ω la valeur est vérifiée.

QC3- Pour t = 40°C alors =115,4 Ω donc

= 15 / (115,4+200) = 37,5 mA

= 115,4x 0,0375 ≈ 5,48 V

QC4- La régulation de température est nécessaire car il faut garantir 40°C dans le digesteur pour le fonctionnement optimal du processus de méthanisation.

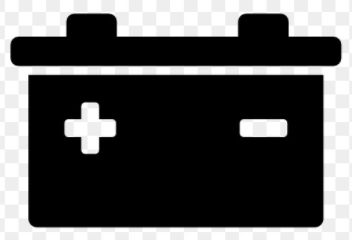
**DOCUMENT RÉPONSES DRS1**

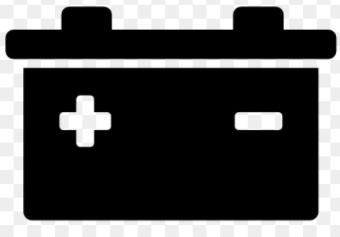
|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Bâtiments |  |  |  |  |
| Bâtiment 1 | 70 | 70x0.9=63 | 1.027x1.708=1.754 | 63/1.754=35 |
| Bâtiment 2 | 215 | 215x0.9=193.5 | 1.027x1.708=1.754 | 193.5/1.754=110 |
| Bâtiment 3 | 275 | 275x0.9=247.5 | 1.027x1.708=1.754 | 247.5/1.754=141 |
| Bâtiment 4 | 585 | 585x0.9=526.5 | 1.027x1.708=1.754 | 526.5/1.754=300 |
| Total | 1145 | 1030.5 | 587.5 | 586 |

X 8

Câblage de principe : alimentation secourue

**DOCUMENT RÉPONSES DRS2**

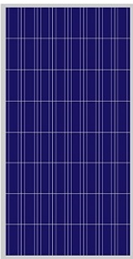
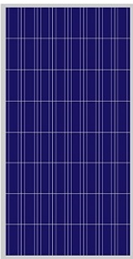
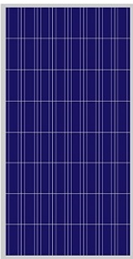




groupe panneaux solaires

**+**

**-**

****



**+ -**

**+ -**

Régulateur 24 V DC

**+ -**



Input 24 V DC

Onduleur 24 V DC / 230 V AC

Output 230 V AC

Ph N

Ph N

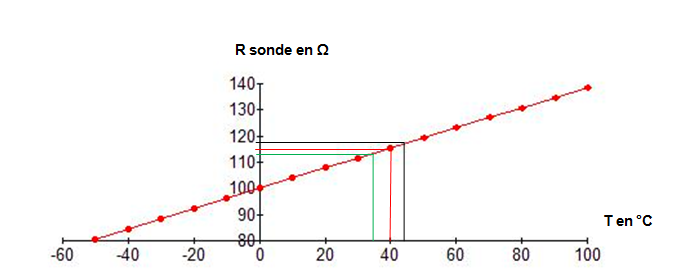
****

Consommateurs230 V AC

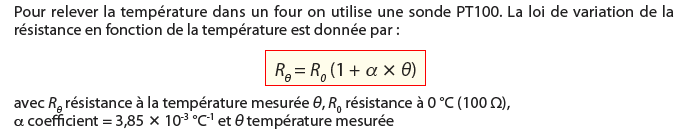
Consommateurs 24 V DC

**DOCUMENT RÉPONSES DRS3**

**Courbe sonde Pt100**



**Formule Pt100**

****

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Températures de mesurées** | **t = 35°C** | **t = 40°C** | **t = 45°C** |
| relevées sur le tracé en Ω | **112.5** Ω | **115** Ω | **117.5** Ω |
| par le calcul en Ω |  | **115,4** Ω |  |
| en V |  | **5,48** V |  |