Ce document a été mis en ligne par l'organisme FormaV®.

Toute reproduction, représentation ou diffusion, même partielle, sans autorisation préalable, est strictement interdite.

Pour en savoir plus sur nos formations disponibles, veuillez visiter :
formav.co/explorer

BAC STI2D • CORRIGÉ DÉTAILLÉ

Bac STI2D

Énergies et Environnement

Session 2022 • Code sujet : **22-2D2IDEELR1** • Durée : **4 heures**

Sommaire

Cliquez sur une partie pour y accéder directement

1. Implantation et rentabilité de la centrale (6 questions) **Page 3**

2. Orientation des panneaux et gestion de l'ombrage (5 questions) **Page 6**

3. Répartition des blocs photovoltaïques sur le terrain (4 questions) **Page 10**

4. Ancrage des portiques face au vent extrême (5 questions) **Page 12**

5. Mesure de la vitesse du vent et communication réseau (5 questions) **Page 14**

6. Assemblage de la chaîne de production électrique (7 questions) **Page 16**

7. Bilan énergétique du système de tracking (5 questions) **Page 19**

8. Optimisation de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques (6 questions) **Page 21**

9. Influence de la température sur le fonctionnement de l'onduleur (3 questions) **Page 25**

10. Rendement global de la chaîne de production (2 questions) **Page 26**

11. Ce qu'il faut retenir & Questions fréquentes (FAQ) (Synthèse & Q&A Examen) **Page 28**

Sujet officiel (PDF) : https://bacsti2d.fr/assets/annales/bac-sti2d/Ingénierie, innovation et développement durable/2022/Bac STI2D - Ingénierie, innovation et développement durable - Session 2022 - 6-Sujet.pdf

1. Implantation et rentabilité de la centrale

La centrale photovoltaïque de Porette de Nérone est étudiée au regard des critères énergétiques, géographiques et environnementaux qui ont orienté son implantation. Les candidats évaluent sa production, le nombre d'habitants alimentés et sa rentabilité sur vingt ans.

Question 1.1. À l'aide de la mise en situation et du DT1, citer trois éléments ayant conduit au choix du site de Porette de Nérone.

Trois facteurs justifient le choix : la Corse bénéficie d'un climat méditerranéen favorable au photovoltaïque ; le site est proche d'Aléria et d'un poste source situé à moins de 5 km ; les espaces sous et entre les panneaux restent ouverts au pâturage.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Climat favorable, raccordement proche, pâturage maintenu.

Question 1.2. Justifier l'utilisation de la tonne équivalent pétrole (tep) dans les études d'installations d'énergies renouvelables, puis calculer le nombre de tep correspondant à la production annuelle de la centrale en utilisant l'équivalence 11,63 MW·h pour 1 tep.

La tep fournit une unité commune pour comparer l'énergie produite par différentes sources à une quantité équivalente d'énergie pétrolière. Pour la production annuelle indiquée :

$5700 \div 11{,}63 \approx 490{,}1$ tep par an.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Environ 490 tep par an.

Question 1.3. Calculer l'énergie annuelle qui serait produite si le site était entièrement consacré à des biocarburants de deuxième génération, dont la productivité maximale est de 7,5 tep par hectare. Exprimer le résultat en tep par an.

Pour 7,8 ha exploités à la productivité maximale de 7,5 tep par hectare et par an :

$7{,}8 \times 7{,}5 = 58{,}5$ tep par an.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> 58,5 tep par an.

Question 1.4. Déterminer le nombre d'habitants que la centrale peut alimenter annuellement, puis comparer ce résultat aux 1 957 habitants d'Aléria.

La production annuelle de 5 700 MWh représente 5 700 000 kWh. Le nombre d'habitants alimentés est donc $5\,700\,000 \div 2\,300 \approx 2\,478$. C'est environ 521 habitants de plus que la population d'Aléria : la production couvre sa consommation moyenne annuelle.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Environ 2 478 habitants, soit 521 de plus que les 1 957 habitants d'Aléria.

Question 1.5. Sur le document réponse DR1, reporter le coût total de l'investissement et calculer, sur un an et sur vingt ans, les dépenses et les recettes.

L'investissement réunit les coûts de construction, de compensation et d'enfouissement. Les recettes annuelles sont calculées avec les 5 680 MWh produits et le tarif de 0,15 €/kWh. Les charges récurrentes comprennent la taxe et la maintenance.

Poste	Investissement	Dépenses annuelles	Dépenses sur 20 ans	Recettes annuelles	Recettes sur 20 ans
Construction	11 800 000 €				
Compensation financière	110 000 €				
Enfouissement de la ligne	390 000 €				
Taxe locale		106 500 €	2 130 000 €		
Maintenance		83 500 €	1 670 000 €		
Rachat EDF				852 000 €	17 040 000 €
Total	12 300 000 €		3 800 000 €		17 040 000 €

Le DR1 complété reprend les montants par poste et les totaux dans les colonnes prévues.

DR1 complété, question 1.5

Question 1.5

	Investissement	Dépenses annuelles	Dépenses sur 20 ans	Recettes annuelles	Recettes sur 20 ans
Construction de la centrale	11 800 000 €				
Compensation financière liée aux impacts du projet	110 000 €				
Enfouissement de la ligne électrique sur 5 km.	390 000 €				
Taxe locale		106 500 €	2 130 000 €		
Maintenance		83 500 €	1 670 000 €		
Rachat EDF				17 040 000 €	
Total	12 300 000 €		3 800 000 €	17 040 000 €	

✓ RÉPONSE À RETENIR

Investissement : 12,3 M€ ; dépenses : 190 000 €/an et 3,8 M€ sur 20 ans ; recettes : 852 000 €/an et 17,04 M€ sur 20 ans.

Question 1.6. Calculer le gain sur vingt ans et conclure sur la rentabilité de la centrale.

Le gain net sur vingt ans correspond aux recettes totales, diminuées des charges récurrentes et de l'investissement :

$17\,040\,000 - 3\,800\,000 - 12\,300\,000 = 940\,000$ €.

Le gain est positif : l'investissement est amorti pendant la période de rachat garantie.

✓ RÉPONSE À RETENIR

Gain net sur 20 ans : 940 000 €. La centrale est rentable sur cette période.

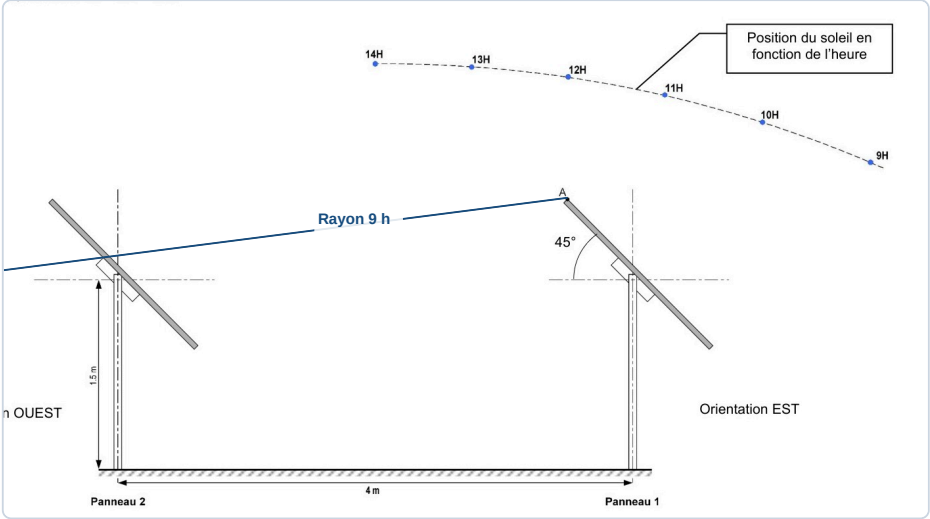
2. Orientation des panneaux et gestion de l’ombrage

La centrale utilise des trackers pour orienter les panneaux au cours de la journée et améliorer leur exposition au soleil. Les schémas des documents réponses servent à étudier les ombres entre deux rangées et à distinguer les périodes de fonctionnement en backtracking et en tracking.

Question 2.1. Sur le DR2, tracer le rayon du soleil passant par le point A à 9 heures du matin.

Le point A se trouve sur le panneau 1, à l’est. À 9 h, le soleil est à droite de ce point sur le DR2. Le rayon se trace donc en prolongeant la droite reliant la position du soleil à A, vers la gauche et vers le bas, en direction du panneau 2.

DR2 : rayon solaire à 9 h



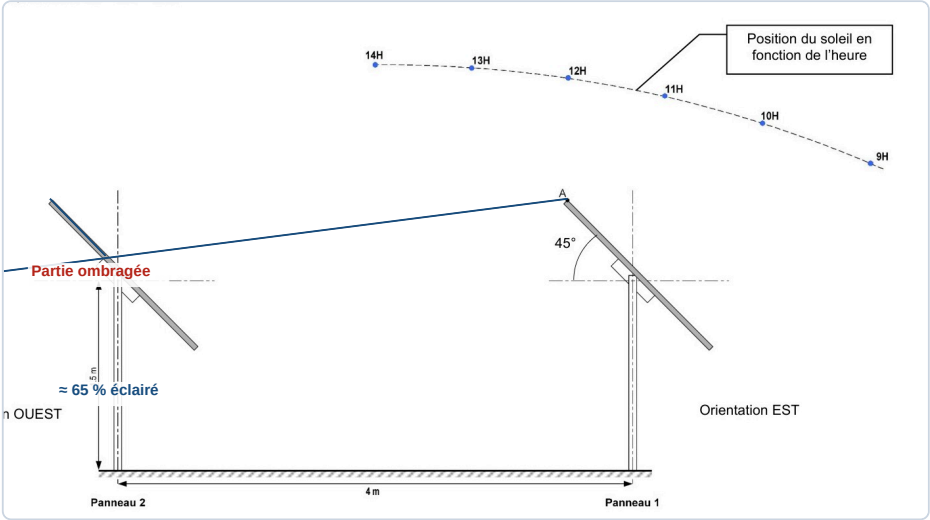
✓ RÉPONSE À RETENIR

Rayon de 9 h passant par A, prolongé vers le bas et la gauche.

Question 2.2. Sur le DR2, représenter la zone d’ombre produite sur le panneau 2 à 9 heures, puis conclure sur son impact en donnant le pourcentage de surface éclairée par rapport à la surface totale.

Le rayon tracé depuis A atteint le panneau 2 après avoir traversé une partie de sa longueur, depuis son extrémité supérieure. D’après les proportions du DR2, cette partie ombragée représente environ 35 % du panneau. Le reste de sa surface reçoit le soleil. La lecture du schéma est graphique, donc le pourcentage est une approximation.

DR2 : ombre sur le panneau 2 à 9 h



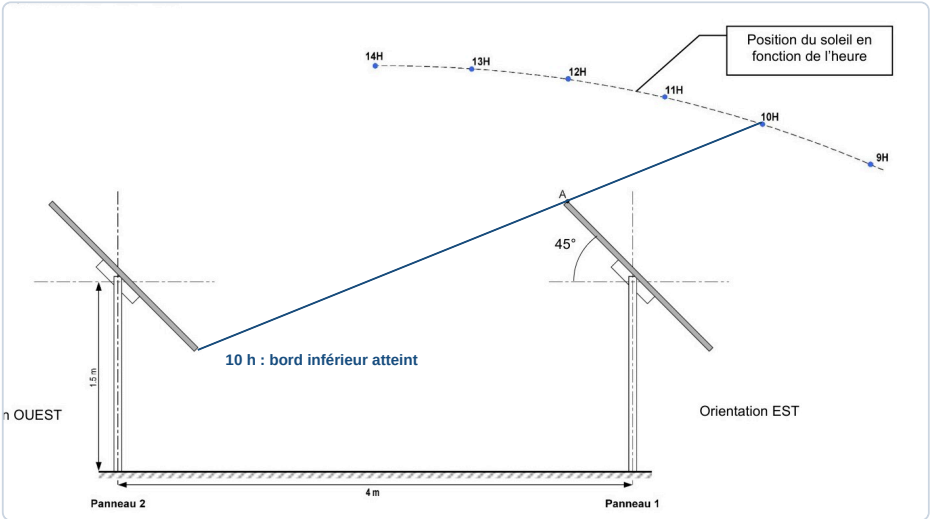
✓ RÉPONSE À RETENIR

Environ 65 % de la surface du panneau 2 reste éclairée à 9 h.

Question 2.3. Sur le schéma du DR2 représentant le panneau 2 incliné à 45°, déterminer l'heure à laquelle l'ombre disparaît de sa surface.

Sur le DR2, on prolonge vers le bas et la gauche le rayon de 10 h, en passant par le point A. Il atteint alors le bord inférieur du panneau 2. À cette heure, l'ombre ne recouvre donc plus sa surface. Le résultat se lit sur le schéma horaire et reste approximatif à l'échelle du dessin.

DR2 : disparition de l'ombre vers 10 h



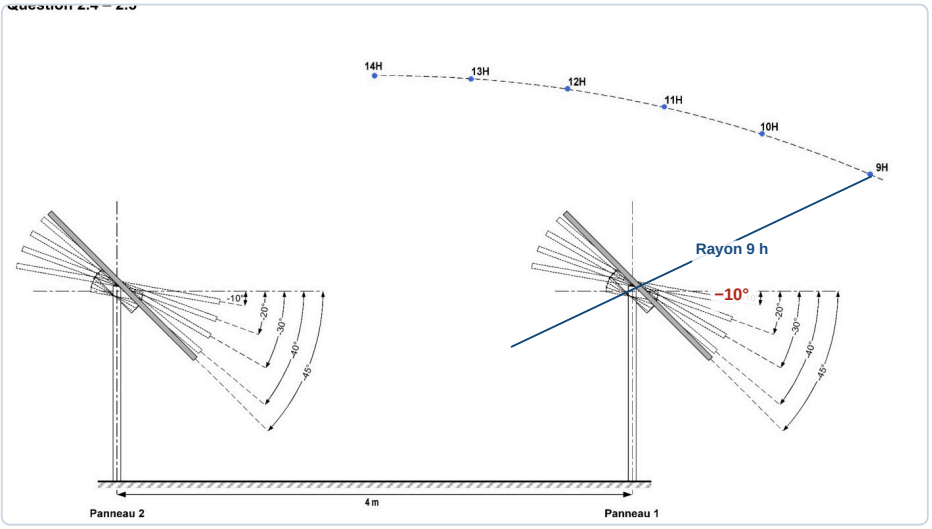
✓ RÉPONSE À RETENIR

L'ombrage disparaît vers 10 h.

Question 2.4. Sur le DR3, tracer le rayon du soleil et déterminer l'inclinaison des panneaux permettant d'éviter tout ombrage à 9 heures du matin. Relever la valeur de l'angle correspondant.

Le rayon de 9 h est prolongé vers le panneau 2. En comparant son passage avec les orientations en pointillés du DR3, l'orientation limite qui permet d'éviter l'ombre est la plus faible inclinaison proposée. Elle correspond à −10° sur le schéma.

DR3 : rayon de 9 h et inclinaison sans ombrage



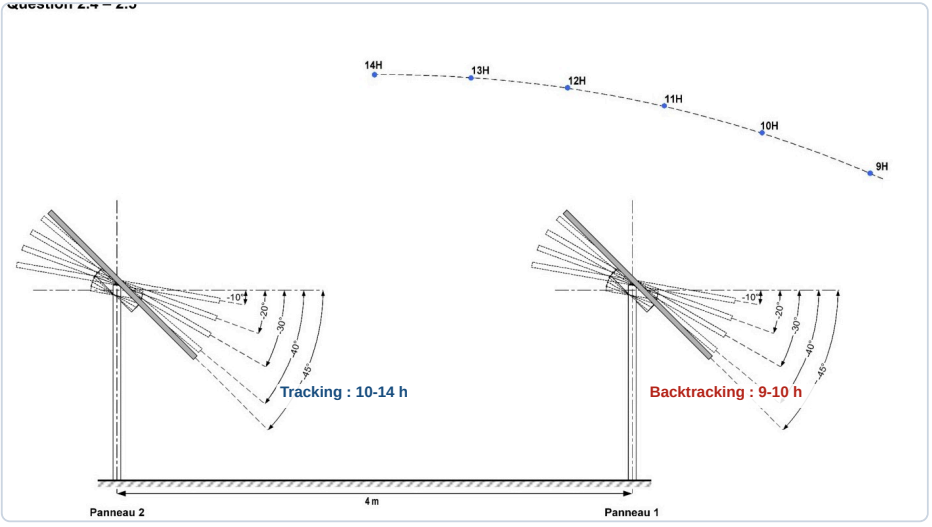
✓ RÉPONSE À RETENIR

Inclinaison sans ombrage à 9 h : −10°.

Question 2.5. À l'aide du DR3, déterminer la période horaire de la matinée pendant laquelle le système fonctionne en backtracking pour annuler automatiquement l'ombrage, puis la période pendant laquelle il fonctionne en tracking, avec les panneaux perpendiculaires au soleil.

Entre 9 h et 10 h, l'inclinaison doit être réduite pour empêcher les rangées de se faire de l'ombre : c'est le backtracking. À partir de 10 h, l'ombrage disparaît pour l'orientation de suivi ; le panneau peut alors rester perpendiculaire au soleil. Le DR3 présente la trajectoire jusqu'à 14 h.

DR3 : périodes de backtracking et de tracking



✓ **RÉPONSE À RETENIR**

Backtracking : 9 h à 10 h. Tracking : 10 h à 14 h sur le schéma.

3. Répartition des blocs photovoltaïques sur le terrain

Les panneaux sont assemblés en blocs de neuf lignes de treize panneaux, chacun occupant au sol 15 m sur 50 m. Les candidats calculent la capacité théorique du terrain, proposent une implantation de 101 blocs et comparent le nombre de panneaux obtenu au diagramme de la centrale.

Question 3.1. Calculer le nombre de panneaux photovoltaïques constituant un bloc.

Un bloc regroupe 9 lignes identiques, chacune composée de 13 panneaux photovoltaïques. On multiplie donc le nombre de lignes par le nombre de panneaux d'une ligne : $9 \times 13 = 117$. Le résultat donne le nombre de panneaux constituant un bloc, et non celui de toute la centrale. Cette valeur sera utilisée pour déterminer ensuite le nombre total de panneaux implantés sur le terrain.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Un bloc contient 117 panneaux photovoltaïques.

Question 3.2. Calculer la surface au sol d'un bloc, puis déterminer le nombre théorique de blocs qui pourraient être implantés sur le terrain de 78 000 m².

1. La surface au sol d'un bloc est $15 \times 50 = 750\ \mathrm{m}^2$.
2. Sur les $78\,000\ \mathrm{m}^2$ disponibles, la capacité théorique est $78\,000 \div 750 = 104$ blocs.

Ce quotient suppose que toute la surface du terrain est utilisable, sans tenir compte de sa forme ni des espaces de circulation. Il indique donc une capacité théorique maximale, à distinguer du nombre réel de blocs installés.

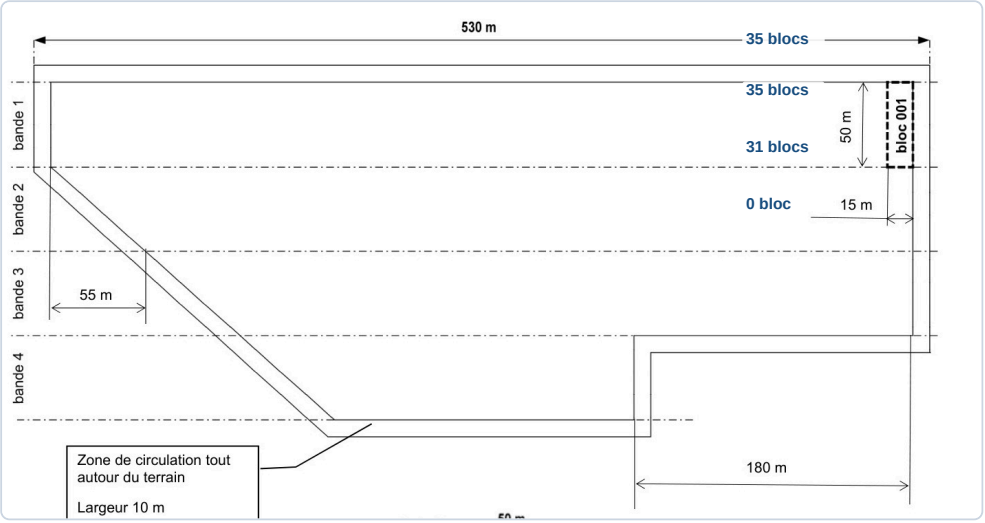
> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Surface d'un bloc : 750 m². Capacité théorique du terrain : 104 blocs.

Question 3.3. Sur le plan du DR4, proposer une implantation des 101 blocs en définissant le nombre de blocs par bande. Le raisonnement peut être mené par le calcul ou graphiquement.

Bande du DR4	Nombre de blocs proposé	Longueur occupée
1	35	525 m
2	35	525 m
3	31	465 m
4	0	0 m
Total	**101**	

Chaque bande mesure 50 m de large, ce qui accueille la longueur de 50 m d'un bloc. Placer les blocs côte à côte selon l'orientation du bloc déjà dessiné. Les deux premières bandes utilisent 525 m sur les 530 m disponibles; la troisième en utilise 465 m. Cette répartition totalise les 101 blocs demandés.

Répartition proposée des 101 blocs par bande sur le DR4



✓ RÉPONSE À RETENIR

Bande 1 : 35 blocs; bande 2 : 35; bande 3 : 31; bande 4 : aucun. Total : 101 blocs.

Question 3.4. Calculer le nombre total de panneaux solaires implantés sur le terrain, puis le comparer au nombre indiqué dans le diagramme de définition des blocs de la centrale DT2.

Le calcul précédent donne 117 panneaux par bloc. La centrale comporte 101 blocs, donc le nombre total installé est $101 \times 117 = 11\,817$ panneaux. Le diagramme de définition des blocs DT2 indique également 11 817 modules solaires. Les deux valeurs concordent : le calcul à partir de la composition des blocs confirme le nombre donné dans le document technique.

✓ RÉPONSE À RETENIR

La centrale compte 11 817 panneaux photovoltaïques, conformément au nombre indiqué dans le diagramme DT2.

4. Ancrage des portiques face au vent extrême

Cette partie étudie les efforts aérodynamiques exercés par un vent extrême sur les panneaux inclinés et transmis aux poteaux des portiques. Les candidats déterminent les composantes des forces et le moment sollicitant l'ancrage, puis justifient la profondeur d'enfoncement des poteaux.

Question 4.1. Calculer l'intensité de la charge totale Fp, en kN, due au vent et reprise par un portique comportant treize panneaux soumis chacun à une action de 1 kN.

Le portique supporte 13 panneaux, chacun soumis à une action de vent de 1 kN. La charge totale est donc la somme de ces 13 actions : $F_p = 13 \times 1 = 13\ \text{kN}$. Cette valeur est la charge reprise par l'ensemble du portique, avant sa répartition entre les poteaux.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> $F_p = 13\ \text{kN}$

Question 4.2. Calculer Fam = Fp/2, puis déterminer les intensités Ft et Fv des composantes horizontale et verticale de Fam, inclinée à 45° par rapport à l'horizontale.

Le poteau intermédiaire reprend la moitié de la charge totale : $F_{am} = 13/2 = 6{,}5\ \text{kN}$.

La force fait un angle de 45° avec l'horizontale. Ses deux composantes ont donc la même intensité : $F_t = F_v = F_{am}\cos(45^\circ)$. Sur le schéma, la composante horizontale est dirigée vers la droite et la composante verticale vers le bas.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> $F_{am} = 6{,}5\ \text{kN}$; $F_t = F_v \approx 4{,}60\ \text{kN}$.

Question 4.3. Expliquer comment la composante verticale Fv agit sur le poteau lorsque le vent est face aux panneaux. En déduire ce qui se passe si le vent souffle par l'arrière, l'action aérodynamique restant perpendiculaire aux panneaux.

La composante verticale dépend du sens du vent, puisque l'action aérodynamique reste perpendiculaire au panneau. Lorsque le vent vient de face, le schéma montre une force verticale vers le bas. Si le vent vient de l'arrière, le sens de cette force s'inverse.

- Vent de face : le poteau est comprimé et tend à s'enfoncer.
- Vent arrière : le poteau subit un effort ascendant qui tend à l'arracher du sol.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Vent de face : compression. Vent arrière : effort ascendant et risque d'arrachement.

Question 4.4. Calculer l'intensité du moment créé au point E, pied du poteau intermédiaire, par la force Ft. Indiquer comment ce moment agit sur l'ancrage du poteau.

La force horizontale F_t s'applique au point O, situé 1,5 m au-dessus du pied E. Elle agit vers la droite, tandis que le bras de levier est orienté vers le haut : le moment est donc horaire, opposé au sens trigonométrique défini comme positif dans le sujet.

$$M_E = -F_t \times 1{,}5 = -6{,}5\cos(45^\circ) \times 1{,}5$$

Ce moment sollicite l'ancrage en rotation et tend à renverser le poteau.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> $M_E \approx -6{,}89\ \text{kN}\cdot\text{m}$, sens horaire.

Question 4.5. À partir des questions précédentes, justifier le choix technologique d'ancrer les poteaux à 1,5 m dans le sol.

Le vent crée un moment de renversement au pied du poteau. Selon son sens, la composante verticale comprime le poteau ou tend à l'arracher. Enfoncer le poteau de 1,5 m permet de mobiliser le sol autour de sa partie enterrée pour s'opposer à ces sollicitations.

- La profondeur d'ancrage contribue à résister à la rotation du poteau.
- Elle limite aussi le risque d'arrachement lorsque le vent souffle par l'arrière.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> L'ancrage de 1,5 m mobilise le sol contre le renversement et l'arrachement du poteau.

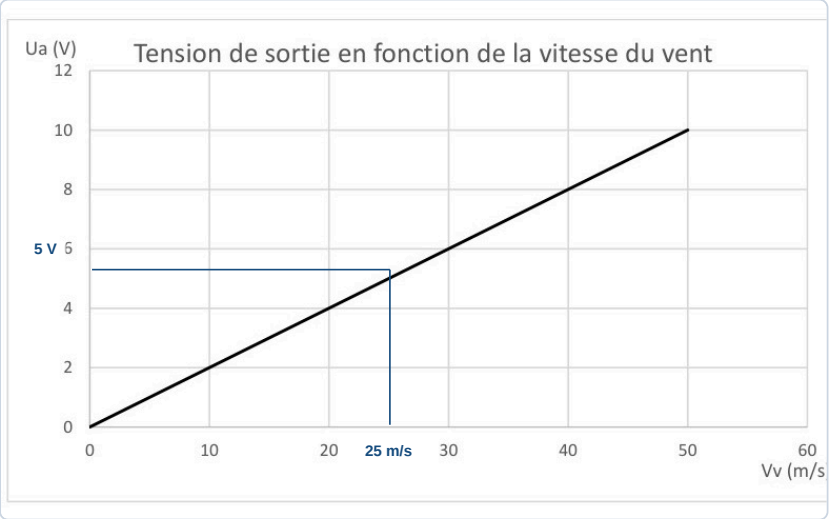
5. Mesure de la vitesse du vent et communication réseau

Les anémomètres mesurent le vent afin de piloter le tracker et de mettre les panneaux en sécurité à partir de 90 km/h. Les candidats étudient la numérisation du signal, la précision de la mesure et l'adressage IP de deux équipements du réseau local.

Question 5.1. À l'aide de la courbe caractéristique du DR5, déterminer la tension de sortie de l'anémomètre correspondant à un vent de 90 km/h.

Convertissons d'abord la vitesse : 90 km/h = 25 m/s. Sur le graphique du DR5, la caractéristique est une droite passant par (0 m/s ; 0 V) et (50 m/s ; 10 V). À 25 m/s, la lecture se situe à mi-hauteur entre 0 V et 10 V. La tension de sortie correspondante est donc de 5 V.

Lecture graphique à 90 km/h



✓ **RÉPONSE À RETENIR**

Tension de sortie : 5 V.

Question 5.2. Pour le convertisseur analogique-numérique de 8 bits, dont les codes extrêmes correspondent à 0 V et 10 V, déterminer l'augmentation de tension nécessaire pour obtenir une augmentation de 1 du mot binaire.

Le mot binaire de 8 bits va de 0 à 255 : entre les deux codes extrêmes, il y a 255 incréments. La tension s'étend de 0 V à 10 V sur ces incréments.

Pas de tension = (10 - 0) / (255 - 0) = 10/255 ≈ 0,0392 V.

On divise par 255, le nombre d'intervalles entre les codes, et non par 256, le nombre de codes disponibles.

✓ **RÉPONSE À RETENIR**

Un incrément binaire correspond à environ 0,0392 V.

Question 5.3. Vérifier si le convertisseur permet d'obtenir la précision exigée de plus ou moins 3 km/h.

Un pas de conversion de 10/255 V représente, selon la courbe du capteur, la variation de vitesse suivante :

- 10/255 × 50/10 × 3,6 ≈ 0,706 km/h par incrément ;
- l'erreur maximale de quantification vaut environ la moitié du pas, soit 0,353 km/h.

Ces deux valeurs sont nettement inférieures à la tolérance exigée de ±3 km/h : le convertisseur offre une résolution suffisante.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> Oui, la précision exigée de ±3 km/h est respectée.

Question 5.4. Déterminer combien d'hôtes il est possible d'adresser avec le masque réseau local 255.255.255.0.

Le masque 255.255.255.0 équivaut à /24 : 24 bits identifient le réseau et les 8 bits restants identifient les hôtes. Ces 8 bits offrent 2^8 combinaisons. Deux adresses sont réservées dans chaque sous-réseau : l'adresse du réseau et l'adresse de diffusion. Le nombre d'adresses utilisables par des équipements est donc 2^8 - 2.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> 254 hôtes peuvent être adressés.

Question 5.5. Vérifier si la station météo 1, d'adresse IP 192.168.200.201, et le contrôleur principal, d'adresse IP 192.168.200.100, appartiennent au même réseau. Conclure quant à leur possibilité de communiquer.

Équipement	Adresse IP	Réseau avec le masque /24
Station météo 1	192.168.200.201	192.168.200.0
Contrôleur principal	192.168.200.100	192.168.200.0

Les deux adresses partagent les trois premiers octets, qui définissent le réseau avec ce masque. Elles appartiennent donc au même sous-réseau et peuvent communiquer directement si leur configuration est correcte.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> Même réseau : 192.168.200.0/24. Les équipements peuvent communiquer directement.

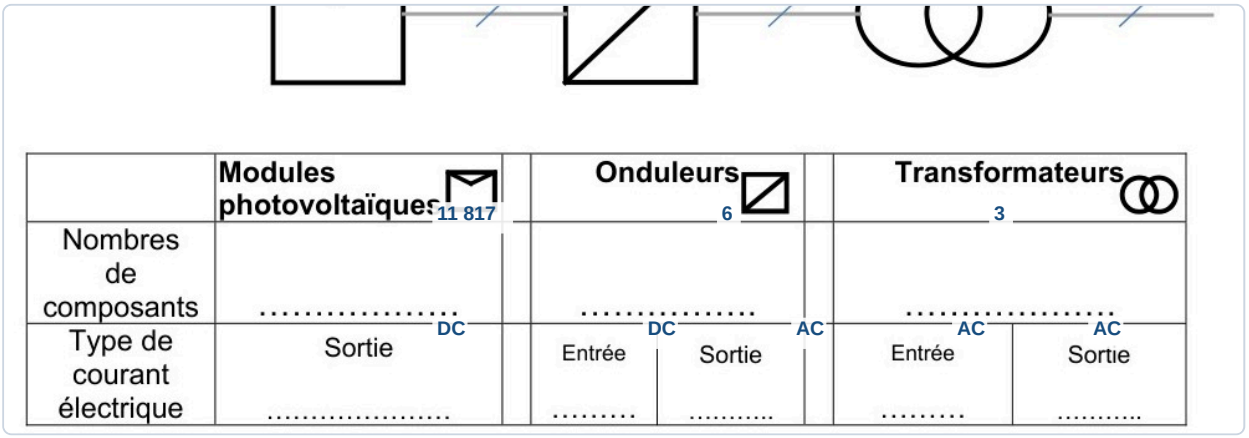
6. Assemblage de la chaîne de production électrique

Cette partie suit la chaîne énergétique des modules photovoltaïques aux onduleurs, aux transformateurs et au réseau électrique. Elle mobilise les caractéristiques des modules, les associations série-parallèle et la répartition des blocs entre les onduleurs.

Question 6.1. À partir de la présentation et du diagramme de définition DT2, compléter le DR6 en indiquant le nombre d'éléments constituant la centrale et le type de courant électrique, AC ou DC, présent aux différents points de l'installation.

Le diagramme DT2 indique directement les effectifs : 11 817 modules, 6 onduleurs et 3 transformateurs. Les modules produisent du courant continu (DC). Celui-ci entre dans les onduleurs, qui le convertissent en courant alternatif (AC). Les transformateurs reçoivent et délivrent ensuite du courant alternatif. Le réseau reçoit donc également du courant alternatif. Reporter ces nombres et types de courant dans les cases correspondantes du DR6.

DR6 complété : effectifs et courants



	Modules photovoltaïques	Onduleurs		Transformateurs	
Nombres de composants	11 817	6		3	
Type de courant électrique	Sortie DC	Entrée DC	Sortie AC	Entrée AC	Sortie AC

✓ RÉPONSE À RETENIR

Modules : 11 817, sortie DC. Onduleurs : 6, entrée DC et sortie AC. Transformateurs : 3, entrée AC et sortie AC.

Question 6.2. À l'aide de la documentation technique DT3, relever les dimensions du module solaire retenu et calculer sa surface.

Le plan coté du module SunPower® 320 donne 1 559 mm de longueur et 1 046 mm de largeur. La face du module est rectangulaire : sa surface est le produit de ces deux dimensions. L'épaisseur de 46 mm, également indiquée sur le dessin, ne compte pas dans ce calcul. En convertissant les dimensions en mètres, on obtient une surface de 1,559 × 1,046 = 1,630714 m².

✓ RÉPONSE À RETENIR

Dimensions : 1 559 mm × 1 046 mm. Surface : 1,630714 m², soit environ 1,631 m².

Question 6.3. **Pour un ensoleillement de 1 000 W/m² et une température de cellule de 25 °C, calculer la puissance solaire reçue par un panneau, puis le rendement de ce module photovoltaïque.**

La puissance solaire reçue par le module est égale à l'ensoleillement multiplié par la surface de sa face. Avec 1 000 W/m² et 1,630714 m², elle vaut 1 630,714 W. Le rendement photovoltaïque est le rapport entre la puissance électrique nominale, 320 W, et la puissance reçue. Le résultat est proche des 19,6 % donnés par la documentation DT3.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Puissance solaire reçue : 1 630,714 W. Rendement photovoltaïque : 19,6 %.

Question 6.4. **Pour les figures 1 et 2, indiquer le type d'association électrique réalisé entre les panneaux photovoltaïques.**

Sur la figure 1, la sortie d'un panneau est raccordée à l'entrée de l'autre : les panneaux sont montés en série. Sur la figure 2, les bornes de même polarité sont reliées entre elles : les panneaux sont montés en parallèle. Cette lecture du schéma permet de distinguer les deux types d'association : en série, les tensions s'additionnent ; en parallèle, ce sont les courants qui s'additionnent.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Figure 1 : association en série. Figure 2 : association en parallèle.

Question 6.5. **À partir des caractéristiques d'un module et de la composition du bloc, constitué de neuf chaînes en parallèle comprenant chacune treize modules en série, déduire la tension et le courant sortant du bloc de jonctions.**

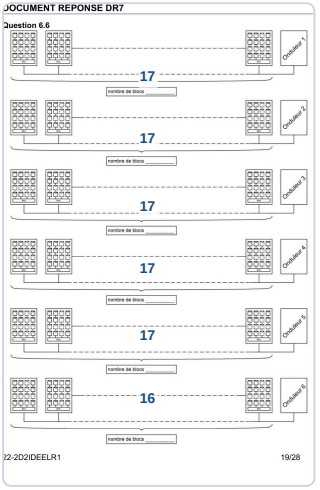
Dans chaque chaîne, les 13 modules sont en série : leurs tensions s'ajoutent, tandis que le courant reste celui d'un module. Les 9 chaînes sont ensuite associées en parallèle : leurs courants s'ajoutent, mais la tension reste celle d'une chaîne. Avec les valeurs DT3, la tension de sortie vaut 13 × 54,7 V et le courant vaut 9 × 5,86 A. On obtient ainsi les grandeurs électriques du bloc de jonctions.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Tension du bloc : 711,1 V. Courant du bloc : 52,74 A.

Question 6.6. **Répartir au mieux les 101 blocs de panneaux entre les six onduleurs et compléter le DR7 en indiquant le nombre de blocs reliés à chaque onduleur.**

La répartition la plus équilibrée consiste à attribuer 16 blocs à chacun des 6 onduleurs, soit 96 blocs. Il reste 5 blocs : on en ajoute un à 5 onduleurs. La répartition comporte donc cinq onduleurs de 17 blocs et un de 16 blocs. Elle totalise 101 blocs et minimise l'écart de charge. Reporter ces nombres dans les six cases correspondantes du DR7.

DR7 complété : répartition des blocs



✓ RÉPONSE À RETENIR

Onduleurs 1 à 6 : 17, 17, 17, 17, 17 et 16 blocs.

Question 6.7. Déterminer le courant d'entrée des onduleurs les plus chargés avec la répartition retenue, puis conclure sur la puissance nominale d'un onduleur.

L'onduleur le plus chargé reçoit 17 blocs en parallèle. Le courant d'un bloc est 9 × 5,86 A, donc le courant d'entrée maximal vaut 17 × 9 × 5,86 = 896,58 A. Avec la tension de 711,1 V, la puissance correspondante est d'environ 637,6 kW. Le DT2 donne 3 781,44 kW pour la centrale, soit 630,24 kW par onduleur en moyenne : il faut donc retenir une puissance nominale supérieure, de l'ordre de 640 kW.

✓ RÉPONSE À RETENIR

Courant maximal d'entrée : 896,58 A. Puissance à supporter : environ 637,6 kW, soit une puissance nominale d'onduleur de l'ordre de 640 kW.

7. Bilan énergétique du système de tracking

La partie spécifique évalue le bénéfice énergétique d'un tracker à un axe par rapport à une structure fixe, en tenant compte de la consommation des motoréducteurs. Les graphiques mensuels servent à calculer le gain de production et à le comparer à l'énergie consommée par les moteurs.

Partie A

Question A.1. À l'aide des graphiques du DTS1, relever la période de l'année et les périodes de la journée pendant lesquelles la productivité du système de tracking est supérieure à celle du système fixe.

Le tracker produit davantage que la structure fixe de mars à octobre inclus. Sur une journée typique de juin, le graphique horaire montre un avantage du tracker environ de 5 h à 11 h, puis de 14 h jusqu'à la fin de l'après-midi. Autour de midi, la structure fixe est plus productive.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Avantage du tracker : de mars à octobre, et environ de 5 h à 11 h puis de 14 h à la fin de l'après-midi.

Question A.2. À partir du graphique n° 2 du DTS1, compléter le tableau du DRS1, calculer le gain annuel de production Gap en kW·h, puis exprimer ce gain en pourcentage.

Les deux valeurs manquantes pour la structure fixe et celle du tracker se lisent sur le graphique n° 2. Les totaux annuels sont ensuite additionnés, puis le gain en pourcentage est rapporté à la production de la structure fixe.

Production (kW·h)	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc	Total
Structure fixe	72	78	110	128	137	145	147	142	123	102	79	69	1 332
Tracker un axe	62	73	118	146	168	190	207	184	145	108	66	58	1 525

Le gain vaut 1 525 - 1 332 = 193 kW·h. Le pourcentage est calculé par rapport au total de la structure fixe.

DRS1 complété, question A.2

Question A.2

En kW.h	jan	fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
					137	145							1332
Structure fixe	72	78	110	128			147	142	123	102	79	69	
							207						1525
Trackers un axe	62	73	118	146	168	190		184	145	108	66	58	

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Gain annuel : 193 kW·h, soit 14,49 % de la production de la structure fixe.

Question A.3. **À partir du gain en pourcentage, calculer l'énergie gagnée en un an par la centrale si sa production annuelle sans tracker serait de 4 970 MW·h.**

Le gain relatif est de 193 / 1 332. Appliqué à la production annuelle sans tracker, l'énergie supplémentaire vaut 4 970 × 193 / 1 332 = 720,13 MW·h environ. Ce résultat correspond au gain brut, avant déduction de l'énergie consommée par les moteurs.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Énergie gagnée : environ 720,13 MW·h par an, avant consommation des moteurs.

Question A.4. **Calculer l'énergie annuelle consommée par les 101 motoréducteurs de puissance électrique unitaire 4 680 W, sur la base de deux minutes de fonctionnement par jour pour le déplacement aller-retour de -45° à +45°. Exprimer le résultat en MW·h.**

Chaque moteur fonctionne 2 minutes par jour, soit 2 × 365 minutes par an. L'énergie consommée par l'ensemble des motoréducteurs est donc : 101 × 4 680 × (2 / 60) × 365 Wh, puis divisée par 1 000 000 pour obtenir des MW·h.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Consommation annuelle des moteurs : 5,75094 MW·h.

Question A.5. **Au regard des valeurs calculées précédemment, conclure sur le gain réel apporté par le système de tracking.**

Le gain brut est d'environ 720,13 MW·h par an, contre une consommation des moteurs de 5,75094 MW·h. Le bilan net reste donc positif : le tracking apporte une énergie supplémentaire importante par rapport à l'énergie qu'il consomme.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Gain net : environ 714,38 MW·h par an. Le système de tracking est énergétiquement avantageux.

8. Optimisation de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques

La puissance d'un module photovoltaïque dépend de son point de fonctionnement et de l'ensoleillement. Les courbes du DTS2 permettent de comparer un onduleur classique à tension fixe et un onduleur MPPT, puis d'évaluer l'énergie fournie dans les deux cas.

Partie B

Question B.1. Pour une tension de 48 V, relever dans le DTS2 la puissance fournie par le panneau photovoltaïque pour chacune des cinq valeurs d'ensoleillement et compléter le tableau DRS2 pour l'onduleur classique.

À 48 V, on relève la puissance sur les courbes *P=f(U)* du DTS2. La lecture du graphique donne les valeurs approximatives suivantes :

Ensoleillement (W·m^{-2})	**200**	**400**	**600**	**800**	**1000**
Puissance classique (W)	60	110	175	240	300

DRS2, puissances à 48 V

	Ensoleillement (W·m^{-2})	200	400	600	800	1000
Question B.1	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur classique (W)	60	110	175	240	300
Question B.2	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur MPPT (W)					
Question B.3	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur classique (Wh)					
Question B.4	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur MPPT (Wh)					

✓ RÉPONSE À RETENIR

Puissances classiques : 60, 110, 175, 240 et 300 W.

Question B.2. Avec un onduleur MPPT, relever dans le DTS2 la puissance fournie par le panneau pour chacune des cinq valeurs d'ensoleillement et compléter le tableau DRS2.

Avec l'onduleur MPPT, le panneau fonctionne au maximum de puissance. On relève le sommet de chaque courbe *P=f(U)* du DTS2 :

Ensoleillement (W·m^{-2})	**200**	**400**	**600**	**800**	**1000**
Puissance MPPT (W)	60	115	185	260	330

DRS2, puissances MPPT

	Ensoleillement (W·m⁻²)	200	400	600	800	1000
Question B.1	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur classique (W)					
Question B.2	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur MPPT (W)	60	115	185	260	330
Question B.3	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur classique (Wh)					
Question B.4	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur MPPT (Wh)					

✓ RÉPONSE À RETENIR

Puissances MPPT : 60, 115, 185, 260 et 330 W.

Question B.3. En considérant chaque valeur d'ensoleillement constante pendant deux heures, calculer l'énergie fournie par le panneau pour chaque valeur avec un onduleur classique et compléter le DRS2.

Chaque niveau d'ensoleillement dure 2 h. L'énergie correspondante se calcule avec $E = P \times t$, en utilisant les puissances relevées pour l'onduleur classique :

Ensoleillement (W·m^{-2})	**200**	**400**	**600**	**800**	**1000**
Énergie classique sur 2 h (Wh)	120	220	350	480	600

DRS2, énergies classiques sur 2 h

	Ensoleillement (W·m⁻²)	200	400	600	800	1000
Question B.1	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur classique (W)					
Question B.2	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur MPPT (W)					
Question B.3	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur classique (Wh)	120	220	350	480	600
Question B.4	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur MPPT (Wh)					

✓ RÉPONSE À RETENIR

Énergies classiques : 120, 220, 350, 480 et 600 Wh.

Question B.4. En considérant chaque valeur d'ensoleillement constante pendant deux heures, calculer l'énergie fournie par le panneau pour chaque valeur avec un onduleur MPPT et compléter le DRS2.

Pour l'onduleur MPPT, on applique également $E = P \times t$ à chaque puissance maximale relevée. Chaque niveau d'ensoleillement dure 2 h :

Ensoleillement (W·m^{-2})	**200**	**400**	**600**	**800**	**1000**
Énergie MPPT sur 2 h (Wh)	120	230	370	520	660

DRS2, énergies MPPT sur 2 h

	Ensoleillement (W·m⁻²)	200	400	600	800	1000
Question B.1	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur classique (W)					
Question B.2	Puissance fournie par le PPV avec un onduleur MPPT (W)					
Question B.3	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur classique (Wh)					
Question B.4	Énergie fournie par le PPV sur 2h avec un onduleur MPPT (Wh)	120	230	370	520	660

✓ RÉPONSE À RETENIR

Énergies MPPT : 120, 230, 370, 520 et 660 Wh.

Question B.5. Calculer l'énergie totale fournie par le panneau pour l'ensemble des valeurs d'ensoleillement avec un onduleur classique, ETC, puis avec un onduleur MPPT, ETMPPT.

L'énergie totale est la somme des énergies correspondant aux cinq valeurs d'ensoleillement :

Onduleur classique : $E_{TC} = 120 + 220 + 350 + 480 + 600 = 1\,770$ Wh.

Onduleur MPPT : $E_{TMPPT} = 120 + 230 + 370 + 520 + 660 = 1\,900$ Wh.

✓ RÉPONSE À RETENIR

$E_{TC} = 1\,770$ Wh ; $E_{TMPPT} = 1\,900$ Wh.

Question B.6. Exprimer en pourcentage le gain énergétique obtenu grâce à l'utilisation d'un onduleur MPPT, puis conclure sur l'optimisation de la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques.

Le gain énergétique se rapporte à l'énergie fournie avec l'onduleur classique : $G_{MPPT} = \dfrac{1\,900 - 1\,770}{1\,770} \times 100 \approx 7,34\ \%$. L'onduleur MPPT améliore donc la production en maintenant le panneau à son point de puissance maximale.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> Gain énergétique avec MPPT : environ 7,34 %.

9. Influence de la température sur le fonctionnement de l’onduleur

Cette partie vérifie la compatibilité entre la tension délivrée aux onduleurs MPPT et leurs limites d’entrée. Les candidats exploitent la plage de température du site et la caractéristique tension-température pour vérifier le fonctionnement de l’installation sur toute cette plage.

Partie C

Question C.1. À l’aide du diagramme de définition des blocs du DTS3, relever la plage de tension autorisée à l’entrée de l’onduleur.

Dans le bloc « Onduleur » du diagramme DTS3, la tension d’entrée est indiquée comme continue (DC) et comprise entre 500 V et 820 V. Ces deux valeurs sont les limites de fonctionnement à vérifier pour la tension fournie par les panneaux.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Plage autorisée : 500 à 820 V DC.

Question C.2. À l’aide de la caractéristique U = f(T°) du DTS4, déterminer les tensions alimentant l’onduleur aux deux températures extrêmes du site : Tmin = -20 °C et Tmax = 70 °C.

Sur la caractéristique DTS4, lire la tension à l’intersection de la droite avec chaque température du site. À -20 °C, la lecture est proche de 820 V. À 70 °C, elle est d’environ 650 V. Ces valeurs sont des lectures graphiques approximatives, à exprimer à la précision permise par le document.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> U(-20 °C) ≈ 820 V ; U(70 °C) ≈ 650 V.

Question C.3. Préciser si l’installation peut fonctionner sur toute la plage de température du site.

La tension décroît lorsque la température augmente. Sur l’intervalle du site, elle varie donc d’environ 820 V à -20 °C à 650 V à 70 °C. Ces valeurs restent dans la plage autorisée de 500 à 820 V indiquée par DTS3. La tension demeure ainsi compatible avec l’entrée de l’onduleur sur toute la plage de température considérée.

> ✓ **RÉPONSE À RETENIR**
>
> Oui, l’installation peut fonctionner sur toute la plage de température du site.

10. Rendement global de la chaîne de production

La chaîne de puissance comprend les panneaux, les câbles, les onduleurs et les postes de transformation. À partir des pertes Joule et des rendements fournis, les candidats calculent les puissances successives, le rendement global et le groupe de constituants au rendement le plus faible.

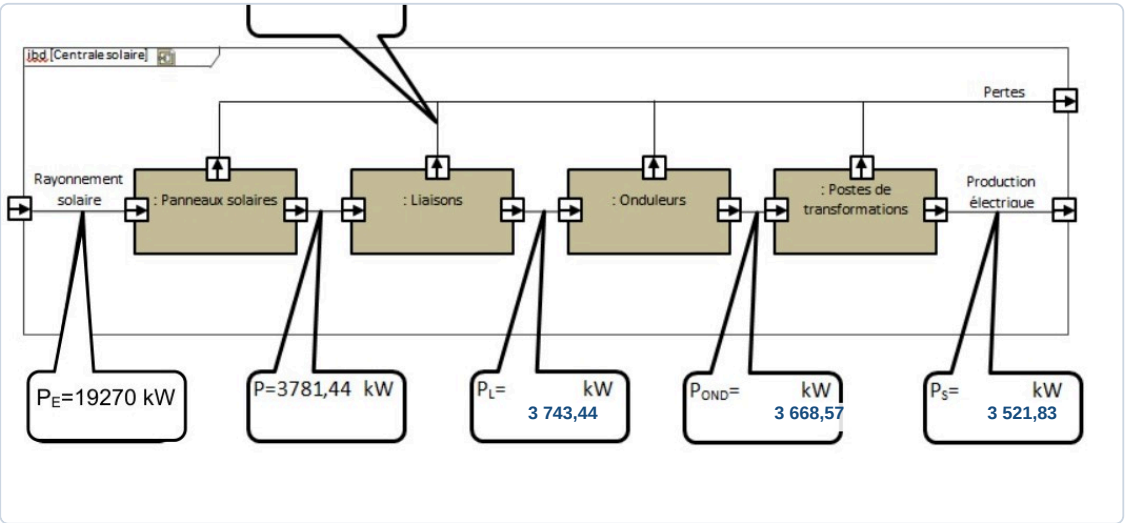
Partie D

Question D.1. À partir des valeurs du DRS3 et des données sur les pertes Joule, le rendement des onduleurs et celui des postes de transformation, calculer les puissances PL, POND et PS, puis compléter le document réponse.

Le bilan suit la chaîne depuis la puissance électrique des panneaux jusqu'à la sortie des transformateurs. Les pertes Joule sont retranchées avant l'onduleur ; les puissances suivantes sont obtenues en multipliant par le rendement de chaque équipement. Les valeurs du schéma de départ et les données de rendement donnent ainsi les trois puissances intermédiaires indiquées dans le tableau. Tout est exprimé en kW.

Puissance	Calcul	Valeur
P_L	3 781,44 - 38	3 743,44 kW
P_{OND}	3 743,44 × 0,98	3 668,57 kW
P_S	3 668,5712 × 0,96	3 521,83 kW

DRS3 complété



✓ **RÉPONSE À RETENIR**

P_L = 3 743,44 kW ; P_{OND} = 3 668,57 kW ; P_S = 3 521,83 kW.

Question D.2. Calculer le rendement global de la centrale photovoltaïque et indiquer le groupe de constituants qui a le rendement le plus faible.

Le rendement global rapporte la puissance électrique finale à la puissance solaire reçue : 3 521,828352 / 19 270 × 100 = 18,28 %. Le rendement des panneaux est de 3 781,44 / 19 270 × 100 = 19,62 %. Les câbles ont un rendement d'environ 99 %, les onduleurs de 98 % et les transformateurs de 96 %. Le rendement le plus faible est donc celui des panneaux photovoltaïques.

> **✓ RÉPONSE À RETENIR**
>
> η_G = 18,28 % ; rendement le plus faible : panneaux photovoltaïques.

SYNTHÈSE DE L'ÉPREUVE & RÉFÉRENTIEL • BAC STI2D

Ce qu'il faut retenir de ce sujet (Session 2022)

Bilan de l'épreuve : Épreuve de spécialité Énergies et Environnement du baccalauréat technologique STI2D, session 2022, code 22-2D2IDEELR1, durée 4 heures, sans coefficient imprimé. L'étude porte sur la centrale photovoltaïque de Porette de Nérone. Elle évalue l'implantation, le tracking, les efforts mécaniques, la mesure du vent, les réseaux, les associations électriques, le MPPT et les rendements.

Notions-clés, formules & règles à maîtriser

- L'équivalence fournie permet de convertir une énergie en tep : 11,63 MW·h correspondent à 1 tep.
- En série, les tensions s'additionnent et le courant reste identique ; en parallèle, les courants s'additionnent et la tension reste identique.
- Le rendement d'un constituant est le rapport entre sa puissance utile en sortie et sa puissance reçue en entrée.
- La puissance électrique vaut P = U × I ; l'énergie consommée vaut E = P × t, avec des unités cohérentes.

Points de vigilance & attentes du jury

- Convertir les unités avant les calculs, notamment les MW·h en kW·h et les durées en heures.
- Distinguer les associations en série et en parallèle avant de calculer la tension et le courant des panneaux.
- Lire les axes, les unités et l'échelle des courbes avec soin, puis justifier les valeurs relevées.
- Pour les forces et les moments, respecter les axes, le sens des projections et la convention de signe donnée.

Questions fréquentes sur cette épreuve (Q&A Examen)

Q : Comment calculer le rendement d'un module photovoltaïque ?

Le rendement est le rapport entre la puissance électrique utile produite et la puissance solaire reçue : η = P électrique / P solaire reçue. La puissance solaire reçue se calcule en multipliant l'ensoleillement par la surface exposée du module.

Q : Comment déterminer la tension et le courant d'un groupe de panneaux ?

Pour des modules en série, additionnez les tensions et conservez le courant d'un module. Pour des chaînes identiques en parallèle, conservez la tension d'une chaîne et additionnez les courants des chaînes.

Q : Comment organiser le temps dans cette épreuve de quatre heures ?

La partie commune dure 2 h 30 à titre indicatif et vaut 12 points. Les parties 1, 2, 3 et 6 sont obligatoires, puis il faut choisir la partie 4 ou 5. Les quatre parties de l'enseignement spécifique sont obligatoires et durent 1 h 30 à titre indicatif.

Q : Quels critères de méthode sont importants pour les calculs et les lectures graphiques ?

Présentez les formules, les substitutions numériques, les unités et les arrondis. Pour une lecture graphique, indiquez les axes et l'échelle utilisés. Reliez explicitement les résultats aux limites ou critères demandés dans votre conclusion.

Sujet officiel associé (PDF) : https://bacsti2d.fr/assets/annales/bac-sti2d/Ingénierie, innovation et développement durable/2022/Bac STI2D - Ingénierie, innovation et développement durable - Session 2022 - 6-Sujet.pdf

Ressources Bac STI2D : Toutes les annales & corrigés • Fiches de révision complètes • Simulateur de notes d'examen

Copyright © 2027 FormaV®. Tous droits réservés.

FormaV® est une marque déposée auprès de l'INPI sous le numéro 5227897.

Ce document a été élaboré par FormaV® avec le plus grand soin afin d'accompagner chaque apprenant vers la réussite de ses examens. Son contenu (textes, graphiques, méthodologies, tableaux, exercices, concepts, mises en forme) constitue une œuvre protégée par le droit d'auteur.

Toute copie, partage, reproduction, diffusion ou mise à disposition, même partielle, gratuite ou payante, est strictement interdite sans accord préalable et écrit de FormaV®, conformément aux articles L.111-1 et suivants du Code de la propriété intellectuelle. Dans une logique anti-plagiat, FormaV® se réserve le droit de vérifier toute utilisation illicite, y compris sur les plateformes en ligne ou sites tiers.

En utilisant ce document, vous vous engagez à respecter ces règles et à préserver l'intégrité du travail fourni. La consultation de ce document est strictement personnelle.

Merci de respecter le travail accompli afin de permettre la création continue de ressources pédagogiques fiables et accessibles.