

BREVET DE TECHNICIEN SUPÉRIEUR

ÉLECTROTECHNIQUE

Session 2023

Épreuve E4

CONCEPTION – ÉTUDE PRÉLIMINAIRE

**Installation de cogénération à
Vandœuvre-Lès-Nancy**

PRESENTATION - QUESTIONNEMENT

PRÉSENTATION GÉNÉRALE	2
PARTIE A : RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA COGÉNÉRATION	4
PARTIE B : ARCHITECTURE DU POSTE DE LIVRAISON.....	7
PARTIE C : PUISSANCE NÉCESSAIRE AU FONCTIONNEMENT.....	8
PARTIE D : PROTECTION DU POSTE DE LIVRAISON	10

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Un « réseau de chaleur » est un ensemble de canalisations transportant de l'énergie thermique par un fluide caloporteur (eau glycolée) vers divers utilisateurs (habitat, entreprises, tertiaire...). Il permet d'utiliser les énergies renouvelables et de récupération.

Le réseau de chauffage urbain de la ville de Vandœuvre-Lès-Nancy est géré par la chaufferie des services énergétiques et environnementaux de Vandoeuvre (SEEV).

Les moyens de production d'énergie thermique regroupent actuellement :

- Le centre de valorisation des déchets de Ludres (20 MW)
- Une chaudière biomasse (9 MW)
- Des chaudières gaz / fioul (3 x 20 MW)

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 prévoit que les quantités d'énergie thermique renouvelable et de récupération distribuées par ces réseaux soient multipliées par cinq à l'horizon 2030. Alors que 2 millions de logements sont aujourd'hui raccordés à un réseau de chaleur, 8 millions de plus devront l'être d'ici 2030.

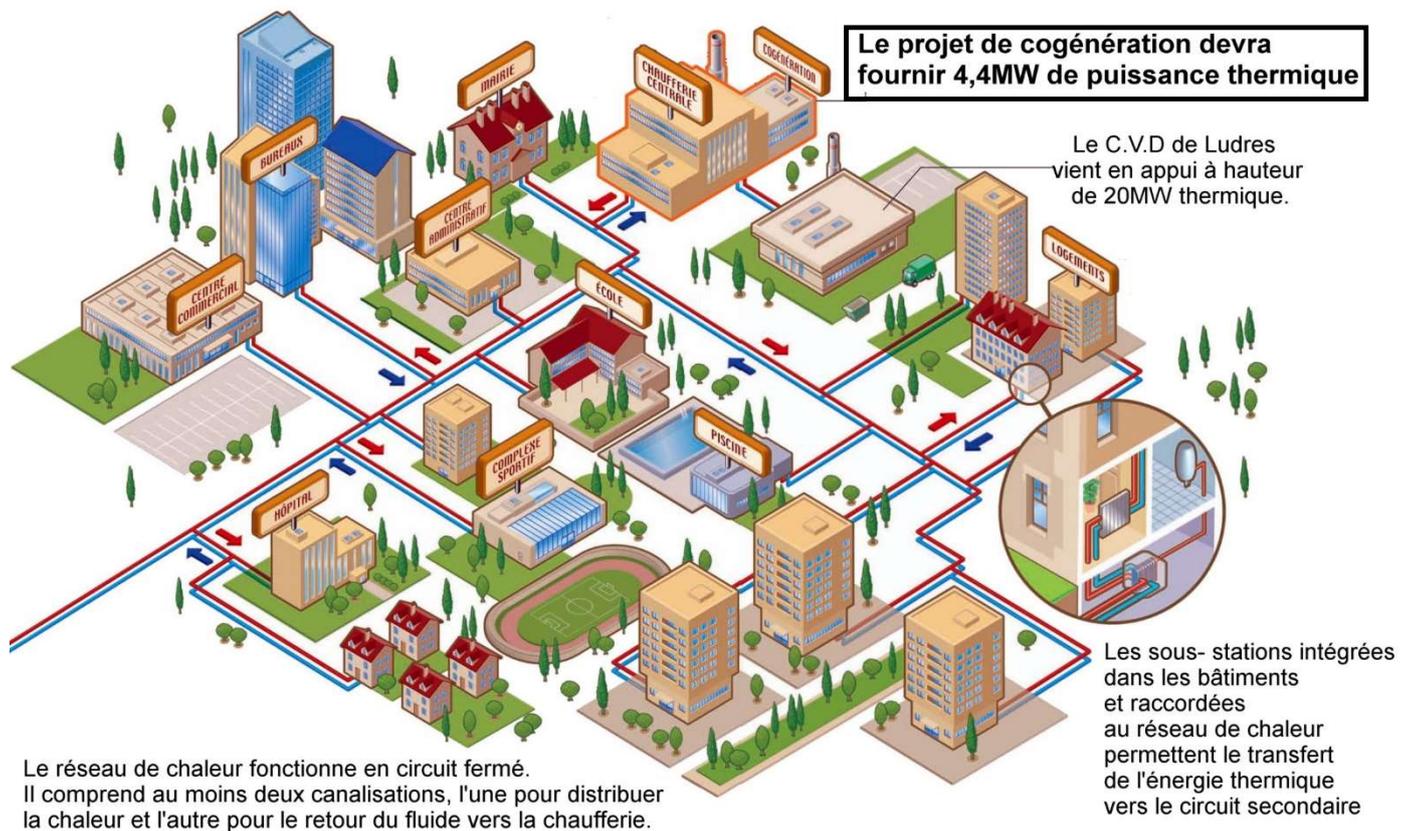


Figure 1 – Schéma de principe « réseau de chaleur »

Afin de faire face aux projets d'extension du réseau de chauffage, et pour répondre aux objectifs de la LTECV (entre autres la réduction des émissions de gaz à effet de serre), la SEEV a décidé d'installer un groupe de cogénération gaz-électricité, permettant à la fois d'augmenter la capacité du site à fournir de l'énergie thermique au réseau de chauffage, mais aussi de produire de l'électricité grâce à un alternateur couplé au réseau électrique.

Enjeux de l'étude préliminaire :

- **Premier enjeu étudié** : intégrer sur le site SEEV un groupe de cogénération gaz-électricité permettant d'optimiser la capacité de production du site de la chaufferie de Vandoeuvre, par unité de surface.

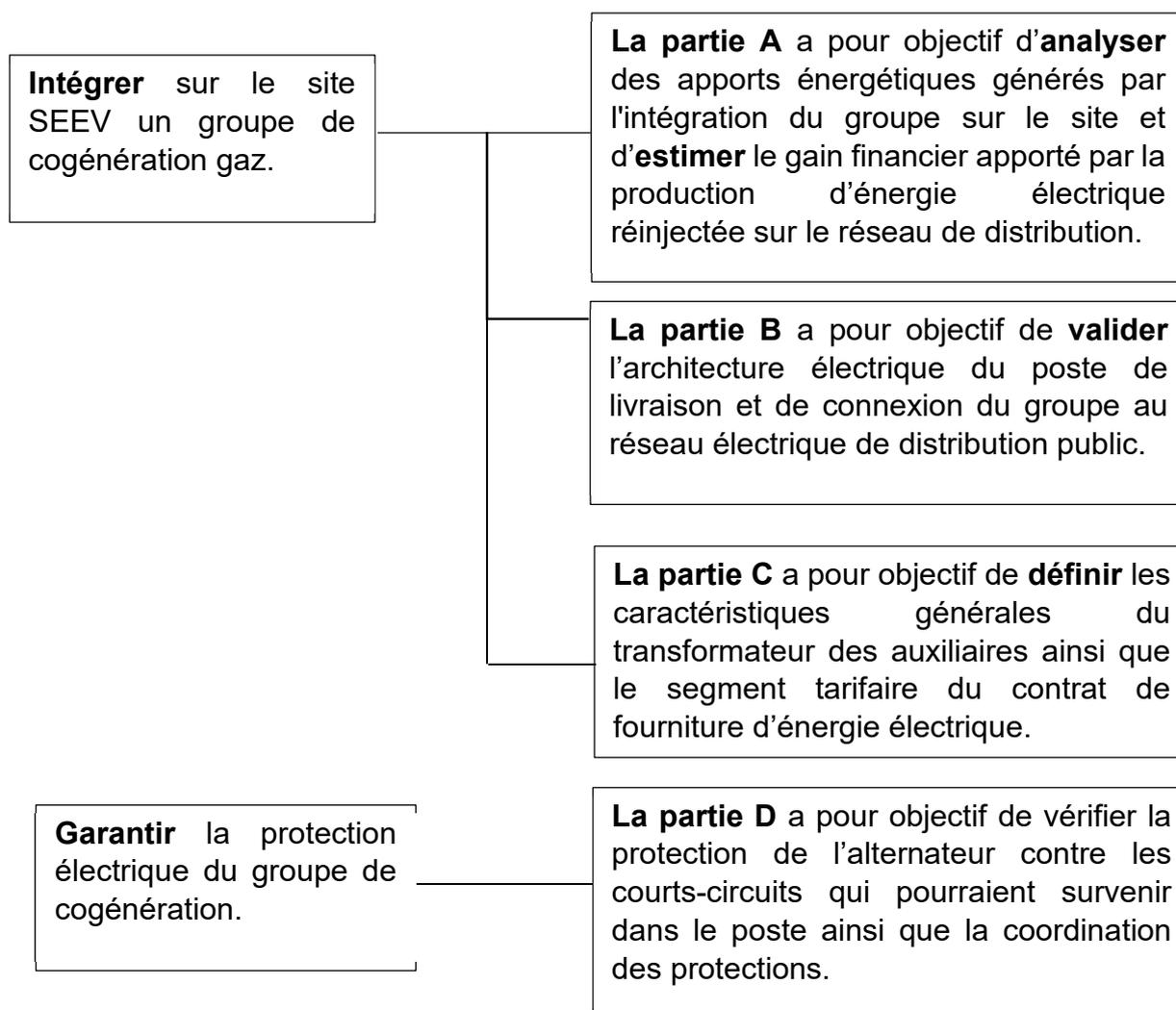
Sur l'espace occupé par les installations de la SEEV, il faut produire un maximum d'énergie sous forme thermique et électrique, tout en garantissant un faible impact environnemental. Le groupe de cogénération doit devenir la source principale du mix énergétique qui alimente le réseau de chaleur pendant la période d'hiver.

- **Deuxième enjeu étudié** : assurer la disponibilité du groupe lors de la période définie dans le contrat de rachat de l'énergie électrique.

Ce contrat lie le producteur d'électricité (SEEV) à la filiale EDF Obligation d'Achat (EDF OA) sous la forme d'un tarif attractif de rachat de l'énergie électrique, sous condition de rendre le groupe disponible au moins 95 % du temps sur la période d'hiver.

Objectifs de l'étude préliminaire

Le sujet a pour objectif de conduire une étude de conception préliminaire en relation avec les deux enjeux énoncés précédemment selon le plan présenté ci-dessous.



PARTIE A : RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA COGÉNÉRATION

L'unité de cogénération est composée d'un moteur à gaz, d'un alternateur et de circuits de récupération de l'énergie thermique (échangeurs thermiques). L'électricité produite par l'alternateur est revendue à EDF et l'énergie thermique récupérée est injectée dans un circuit de chauffage urbain.

L'objectif est d'analyser les apports énergétiques générés par l'intégration du groupe sur le site et d'estimer le gain financier apporté par la production d'énergie électrique réinjectée sur le réseau de distribution.

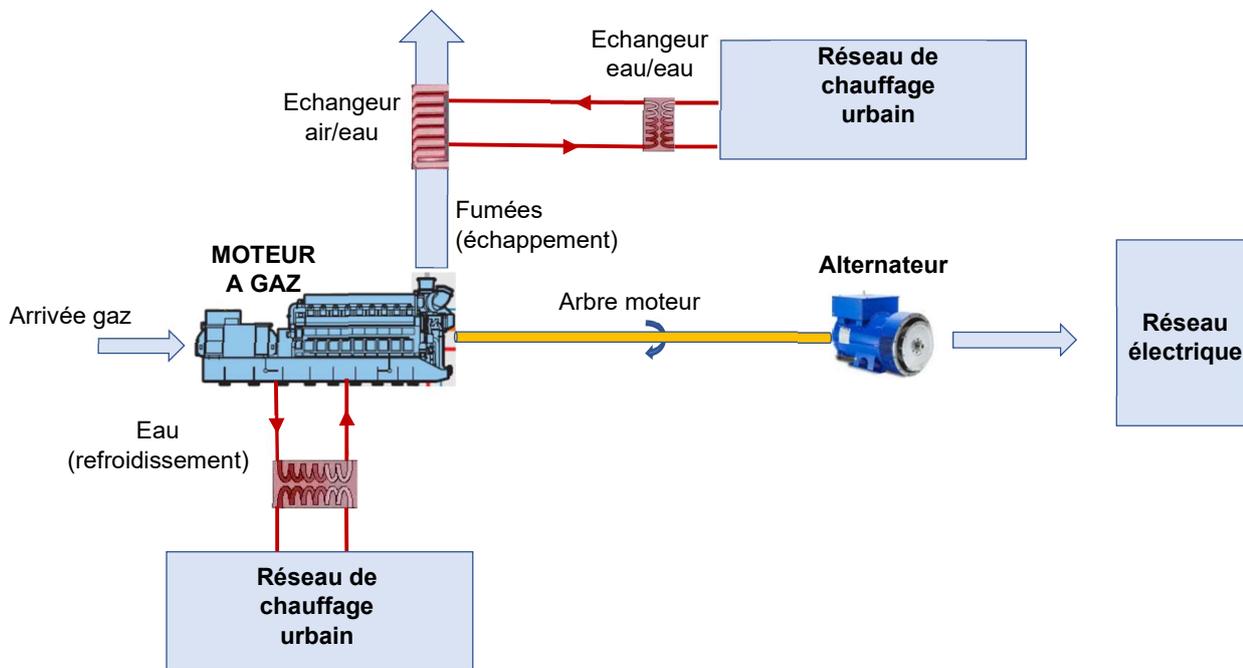


Figure 2 - Schéma de principe de l'installation

A1. Analyse des apports énergétiques

L'objectif est d'analyser les apports énergétiques générés par l'intégration du groupe sur le site.

Données :

- le moteur de cogénération brûle du gaz naturel afin de produire de l'électricité et de l'énergie thermique. Lorsque le gaz est riche en méthane, comme le gaz naturel, le choix d'un moteur à gaz permet d'obtenir un bon rendement en termes de production électrique ;
- pour occuper au maximum la surface disponible sur le site de la SEEV, le moteur qui est proposé est celui de référence *CG260-16*, dont les caractéristiques sont données dans le document DTEC1 ;
- le rendement des échangeurs est supposé égal à 1 ;
- le normo mètre cube (Nm^3) est une unité de mesure de quantité de gaz qui correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz dans se trouvant dans les conditions normales de température et de pression (CNTP) ;
- le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel utilisé est de $10,30 \text{ kW}\cdot\text{h}\cdot\text{Nm}^{-3}$.

Document :

- DTEC1 : Caractéristiques du groupe de cogénération CG260-16.

- Q1.** Compte tenu du débit de gaz en entrée du moteur, **déduire** le volume de gaz naturel V_{GAZ} consommé en 1 heure.
- Q2.** **Calculer** l'énergie E_{GAZ} libérée par la combustion du méthane pendant 1 heure.
- Q3.** **Compléter** les valeurs des puissances mécaniques, thermiques et électriques figurant sur le document réponse **DREP1** à partir des caractéristiques du groupe de cogénération CG260-16.
- Q4.** **Calculer** le rendement **mécanique** η_{mec} du moteur à gaz, le rendement **électrique** η_{elec} et le rendement **thermique** η_{th} de l'installation de cogénération.
- Q5.** **Calculer** le rendement de cogénération $\eta_{cogé}$ en regroupant l'ensemble des puissances utiles (thermiques et électrique).

Le fournisseur propose également d'ajouter un échangeur thermique sur le circuit d'huile, permettant d'optimiser encore l'apport en énergie thermique pour le réseau de chauffage.

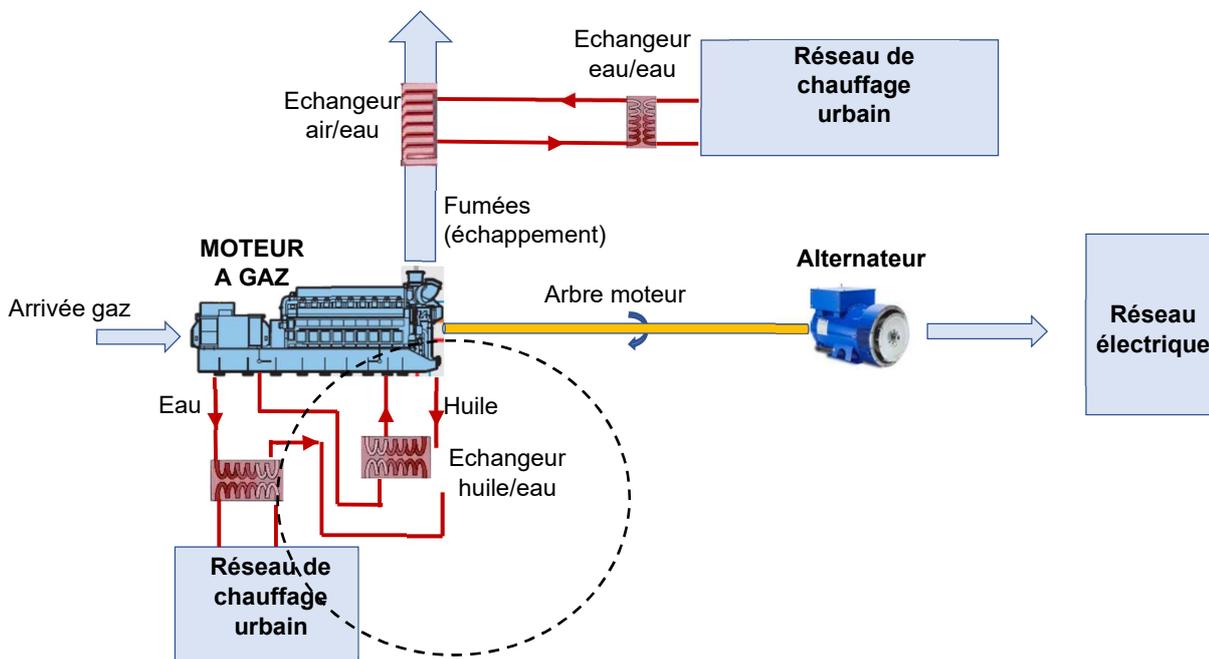


Figure 3 - Schéma incluant l'échangeur huile/eau

La pompe à huile de l'échangeur thermique préconisé a un débit $q_{huile} = 111 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$.

- Q6.** **Relever** la masse volumique ρ_{huile} de l'huile utilisée par le moteur **et montrer** que la masse d'huile qui traverse l'échangeur en 1 heure est $m_{huile} = 99,9 \cdot 10^3 \text{ kg}$.

L'énergie thermique Q , en joules (J) échangée par un corps de masse m provoquant un changement de température se calcule par la relation : $Q = m \cdot C \cdot \Delta T$

m : masse en kg ;

C : capacité thermique massique $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$;

ΔT : variation de température (K).

Q7. Calculer l'énergie thermique Q récupérable sur le circuit d'huile en une heure lorsque sa température passe de 75°C à 65°C .

Q8. En déduire la puissance thermique P_{TH} correspondante.

Q9. Calculer le nouveau rendement de cogénération $\eta'_{cogé}$, incluant l'échangeur thermique sur le circuit d'huile.

A2. Estimation du gain financier

L'objectif est d'estimer le gain financier apporté par la production d'énergie électrique réinjectée dans le réseau de distribution.

Données :

- pour la suite de l'étude on considèrera un fonctionnement sur une période d'hiver de **3 623 heures** et un taux de disponibilité du groupe de cogénération de **96 %** ;
- le taux de rémunération de l'énergie électrique produite est de **0,07022 €/kW·h** en moyenne.

Document :

- DRES1 : informations concernant le contrat de rémunération.

Q10. Calculer le montant total de la rémunération de rachat de l'électricité produite.

Q11. Calculer le coût d'exploitation C_{ex} sur cette période (DRES1).

La rémunération liée à la production d'énergie thermique est de **50 €/MWh**. Le groupe produit une puissance thermique de **4,27 MW**.

Q12. Déterminer le chiffre d'affaires issu de la production d'énergie thermique à partir du groupe de cogénération pendant cette période.

On rappelle que le groupe fonctionne 5 mois par an (du 1^{er} novembre au 1^{er} avril).

Q13. Calculer le temps d'amortissement effectif en mois de production du groupe de cogénération

L'objectif est de valider l'architecture électrique du poste de livraison et de connexion du groupe au réseau public de distribution électrique HTA (20 kV).

B1. Schéma du poste

Données :

- Le poste de cogénération sera connecté au réseau public de distribution HTA (20 kV) géré par ENEDIS.
- Le poste sera intégré dans une boucle de distribution en coupure d'artère existante.
- Seront connectés à ce poste :
 - le transformateur nécessaire au fonctionnement des auxiliaires du groupe de cogénération (TR AUX) ;
 - le transformateur élévateur associé à l'alternateur du groupe de cogénération (TR1).
- La prestation de fourniture du groupe de cogénération est assurée par la société Eneria Cat. Elle s'entend pour le groupe complet associé à ses auxiliaires.
- La prestation de fourniture du poste sera assurée par la société Schneider Electric.

On demande d'établir les contours généraux du cahier des charges du poste.

Documents :

- DRES2 : choix du type de comptage dans les postes de livraison HTA.
- DRES3 : structure des réseaux de distribution et postes à comptage HTA

Q14. Compléter sur DREP2 la partie de schéma donnant la structure de raccordement au réseau de distribution HTA (fonction1).

Q15. Justifier le comptage de l'énergie électrique côté HT.

Q16. Tracer les parties de schéma permettant d'assurer les fonctions de comptages et de protection générale du poste sur DREP2 (fonction 2).

B2. Préparation du raccordement du poste

Données :

- Sur DTEC2, est représentée la boucle de distribution HTA alimentée à partir de deux postes sources ;
- Les interrupteurs des postes DP1 à DP4 sont représentés dans leur configuration normale d'exploitation. (F : interrupteur Fermé ; O : interrupteur Ouvert)

Document :

- DTEC2 : schéma de principe de la distribution publique avant travaux de raccordement.

Q17. Lister à partir de **DTEC2** les postes de distribution publique (DP1 à DP4) qui sont alimentés par "Poste source A" et ceux alimentés par "Poste source B".

Lors des travaux de raccordement, les postes de la boucle doivent être maintenus sous tension pour garantir la disponibilité de l'énergie électrique aux usagers connectés aux transformateurs de ces mêmes postes.

Le poste de cogénération de la SEEV sera intégré dans la boucle de distribution HTA entre le poste DP2 et le poste DP3.

Q18. Donner la position, ouvert (O) ou fermé (F), des interrupteurs sectionneurs qui constituent les postes DP2 et DP3 pour pouvoir effectuer ces travaux sur le document réponse DREP3.

PARTIE C : PUISSANCE NÉCESSAIRE AU FONCTIONNEMENT DES AUXILIAIRES

Le groupe de cogénération nécessite l'emploi d'auxiliaires permettant son fonctionnement. L'objectif est de définir les caractéristiques générales du transformateur des auxiliaires ainsi que le segment tarifaire du contrat de fourniture d'énergie électrique.

Afin d'optimiser l'ensemble, la puissance nécessaire au fonctionnement des auxiliaires sera issue de la production d'énergie de l'alternateur de cogénération. C'est le fonctionnement dit de **soutirage**.

Lorsque le groupe est à l'arrêt. Le moteur et l'alternateur nécessitent d'être maintenus en température afin de garantir le démarrage du groupe et de prévenir un vieillissement prématuré dû aux variations de température du local. C'est le réseau de distribution HTA qui sera alors sollicité. L'énergie consommée dans ce cas sera facturée par EDF à la SEEV.

Document :

- DTEC1 : Caractéristiques du groupe de cogénération CG260-16.

Q19. Sur le document réponse DREP4 **compléter** le bilan de puissance pour le mode cogénération à l'arrêt.

- Q20.** En admettant un facteur de puissance constant égal à $\cos\varphi = 0,8$, **calculer** pour les deux modes (cogénération à l'arrêt et cogénération en marche), la puissance apparente (respectivement **S**_{ARRÊT} et **S**_{MARCHE}) à mettre à disposition de l'installation.
- Q21.** Pour le mode "cogénération en marche" et en tenant compte du résultat du bilan de puissance document réponse DREP4, **justifier** la différence entre les puissances notée "*P électrique sortie alternateur*" et "*P électrique de revente EDF en HTA*" que l'on observe dans DTEC1.

Le gestionnaire du site désire un fonctionnement présentant une efficacité énergétique maximale. Le mode soutirage permet d'alimenter les auxiliaires à partir du groupe de cogénération.

- Q22.** **Tracer** à l'aide de flèches les transferts énergétiques en mode "*cogénération à l'arrêt*" et en mode "*cogénération en marche*" sur le schéma DREP5.

Deux technologies de transformateurs sont disponibles :

- les transformateurs enrobés secs ;
- les transformateurs immergés étanches.

Un transformateur fonctionne dans sa plage de rendement maximum (de 98 % à 99 %) lorsque sa charge représente **50 %** de sa puissance apparente nominale. Les auxiliaires nécessitent **110 kVA** de puissance apparente pour leur fonctionnement.

- Q23.** À partir des puissances standard de transformateurs à disposition dans DRES4 et DRES5, **proposer** la puissance du transformateur à utiliser pour alimenter les auxiliaires.

On opte pour un transformateur ayant une puissance apparente de **250 kVA**.

- Q24.** **Comparer** les couples de pertes (pertes à vide et pertes en charges) des deux technologies de transformateurs.

En termes de rendement, **finaliser** la proposition du transformateur en spécifiant la technologie à employer.

- Q25.** À partir du document DRES6, **définir** et **justifier** le segment de comptage d'énergie à négocier auprès du fournisseur d'énergie (EDF).

PARTIE D : PROTECTION DU POSTE DE LIVRAISON ET DE L'ALTERNATEUR CONTRE LES COURTS-CIRCUITS

L'objectif est de caractériser les transformateurs de courant (TC) utilisés pour la protection de l'alternateur contre les courts-circuits qui pourraient survenir dans le poste ainsi que de vérifier la coordination des protections.

L'architecture du poste peut être représentée selon le schéma donné DTEC 4.

Le disjoncteur Q_c situé en amont du groupe de cogénération a pour but d'assurer la protection en cas de court-circuit :

- en amont du transformateur TR1 ;
- en sortie d'alternateur.

Des transformateurs de courant (TC) sont situés en sortie d'alternateur et en aval du disjoncteur Q_c ; ils permettent la surveillance des courants dans ces deux parties de schéma (voir DTEC 4).

Q26. En exploitant la documentation DRES7, **déterminer** le type de TC qui devra être utilisé pour la protection contre les courts-circuits et préciser les cinq paramètres qui le caractérisent.

Détermination du courant primaire assigné des TC.

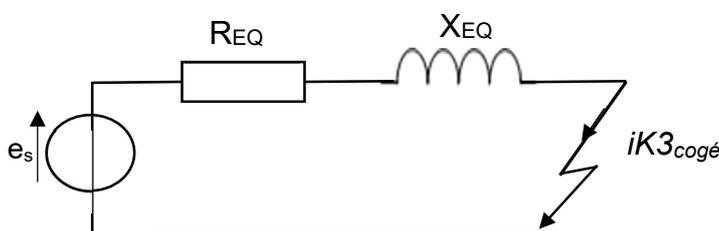
Q27. En utilisant le procès-verbal d'essais du transformateur associé au groupe électrogène (DTEC 3), **calculer** le rapport de transformation du transformateur TR1.

Q28. L'alternateur débite un courant nominal de 412 A, **calculer** la valeur efficace du courant injecté sur le réseau de distribution HTA (20 kV) notée I_{NaltHT} .

Q29. Compte tenu des valeurs normalisées de courant citées dans DRES7, **proposer** une valeur de courant primaire assigné pour les TC.

Détermination du facteur limite de précision des TC.

On donne ci-après le schéma équivalent de l'alternateur associé au transformateur TR1 vu du réseau de distribution HTA (20 kV), lors d'un court-circuit.



$$R_{EQ} = 5,52 \Omega$$

$$X_{EQ} = 19,05 \Omega$$

$$E_s = 11\,547 \text{ V}$$

(valeur efficace de la tension simple e_s délivrée par l'alternateur ramenée au primaire du transformateur)

Q30. En s'appuyant sur une construction de Fresnel dessinée sur la copie (sans souci d'échelle), **montrer** que l'impédance équivalente pour l'ensemble « Alternateur + Transformateur TR1 » s'exprime par la relation : $Z_{EQ} = \sqrt{R_{EQ}^2 + X_{EQ}^2}$. **Calculer** sa valeur.

Q31. En **déduire** la valeur du courant de court-circuit $IK3_{cogé}$ en amont du transformateur TR1 (côté 20 kV).

La valeur de $IK3_{cogé}$ correspond à la valeur maximale des courants à mesurer par les TC en amont du transformateur TR1.

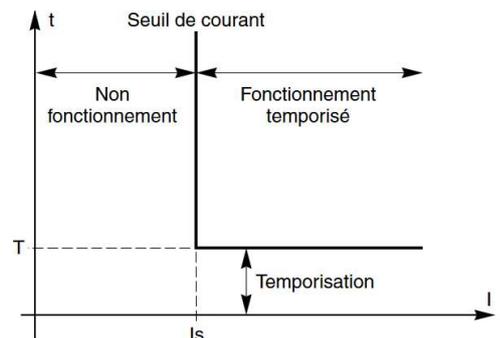
Q32. En **déduire** la valeur minimale du facteur limite de précision des TC, compte tenu des valeurs typiques proposées dans DRES7.

Plan de protection de l'alternateur :

Quelle que soit la situation de court-circuit dans le poste (voir DTEC5), il est primordial pour le client :

- d'assurer la protection de l'alternateur ;
- d'éviter le déclenchement du départ de boucle HTA au niveau du poste source.

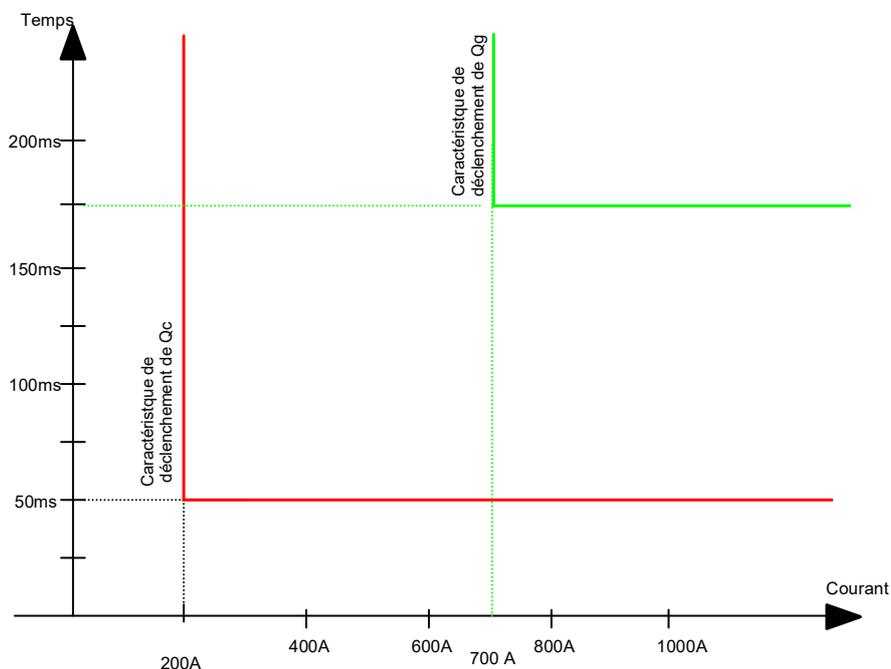
Les courbes de déclenchement de QG et QC (temps de déclenchement t en fonction du courant de défaut I) sont dites à temps de réponse constant à partir du seuil de détection du courant de défaut (voir figure ci-contre).



Documents :

- DTEC4 : Architecture de la protection sur court-circuit du poste.
- DTEC5 : Schémas unifilaires des situations de court-circuit.

On donne ci-après les caractéristiques de déclenchement des disjoncteur **QG** et **QC** :



Q33. Sur **DREP6**, **caractériser** le déclenchement des protections **QG** et **QC** en fonction des situations de court-circuit décrites en DTEC5.

Q34. **Compléter** la colonne « retard au déclenchement » de **DREP6** et **montrer** que quelle que soit la situation de court-circuit décrite dans DTEC5, la protection de l'alternateur sera assurée.

BREVET DE TECHNICIEN SUPÉRIEUR
ÉLECTROTECHNIQUE

Session 2023

ÉPREUVE E4
CONCEPTION – ÉTUDE PRÉLIMINAIRE

**Installation de cogénération à
Vandœuvre-Lès-Nancy**

DOSSIER TECHNIQUE



DTEC 1.	Caractéristiques du groupe de cogénération CG260-16.....	2
DTEC 2.	Schéma de principe de la distribution publique avant travaux de raccordement.....	3
DTEC 3.	Procès-verbal d'essais du transformateur TR1 associé au groupe électrogène.....	4
DTEC 4.	Architecture de la protection sur court-circuit du poste.....	5
DTEC 5.	Schéma unifilaire des situations de court-circuit.....	6

DTEC1 : Caractéristiques du groupe de cogénération CG260-16

Eneria **CAT**

CATERPILLAR
Groupe électrogène à gaz



CG260-16 / 4300 kWe

Performances à $\cos\phi=0,8$

P. électrique sortie alternateur	kW	4 300
P. électrique de revente EDF en HTA	kW	4 130
Rendement électrique	%	43,5
Rendement thermique	%	43,3
Rendement de cogénération	%	86,8
NOx	mg·Nm ⁻³	350

Circuit d'eau

Débit d'eau HT (huile-réfrig. Air n°1-bloc)	m ³ ·h ⁻¹	105.2
Température entrée / sortie eau HT	°C	78 / 90
Débit d'eau HT (réfrig. Air n°2)	m ³ ·h ⁻¹	65
Température entrée / sortie eau BT	°C	40 / 46
Capacité thermique massique (eau glycolée 30 %)	kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	3,7
Masse volumique (eau glycolée 30 %)	Kg·m ⁻³	1040

Circuit d'huile

Capacité carter huile	L	1 850
Capacité thermique massique de l'huile	kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹	2
Masse volumique	kg·m ⁻³	900
Consommation spécifique huile	g·(kW·h) ⁻¹	0,3

Moteur

Configuration des cylindres	en V	16
Alésage	mm	260
Course	mm	320
Vitesse moyenne du piston	m·s ⁻¹	11
Cylindrée totale	L	272
Taux de compression	-	12 :1
Vitesse de rotation	tr·min ⁻¹	1 000
Pression moyenne effective	bar	19,8

Bilan

Puissance mécanique à l'arbre	kW	4 396
P. thermique sur eau de refroidissement	kW	1 905
P. thermique sur fumées	kW	2 368

Circuit Air comburant / Echappement

Débit massique air comburant	kg·h ⁻¹	22 202
Débit massique fumées	kg·h ⁻¹	23 015
Température fumées	°C	457
Contre pression maxi échapp.	mbar	50

Circuit gaz

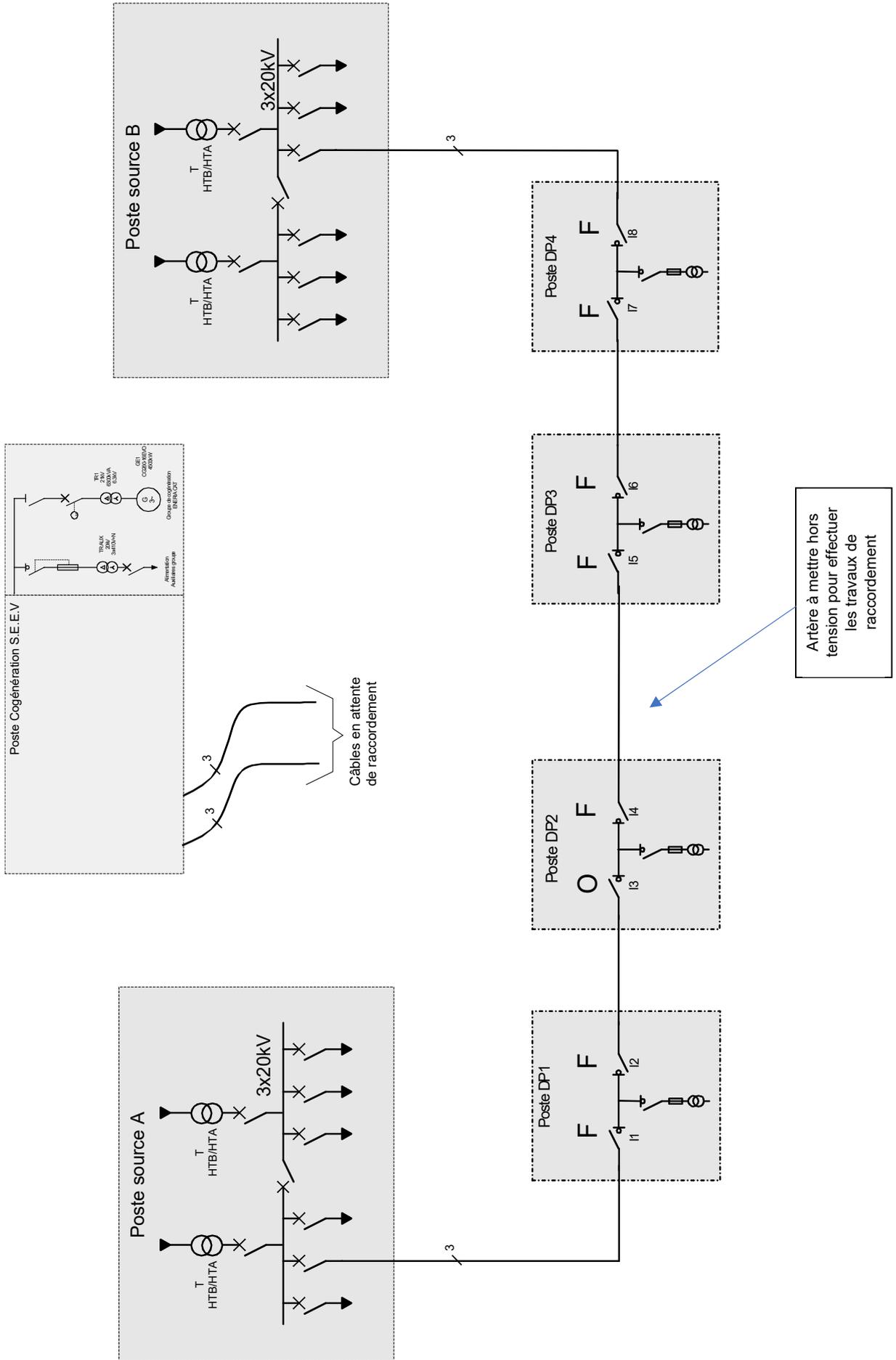
Type de gaz		Naturel
Puissance de gaz introduite	kW	9 885
Pression minimale entrée moteur	mbar	50
Débit de gaz	Nm ³ ·h ⁻¹	960

Alternateur

Fréquence	Hz	50
Tension entre phases	V	6 300
Courant nominal	A	412
Classe d'échauffement / d'isolation	-	F / H
Classe de protection	-	IP23
Rendement à $\cos\phi = 1$	%	98

Nm³ (normo mètre cube) : unité de mesure qui correspond au volume de 1m³ de gaz dans les conditions normales de température et de pression (CNTP)

DTEC2 : Schéma de principe de la distribution publique avant travaux de raccordement



DTEC3 : Procès-verbal d'essais du transformateur TR1 associé au groupe électrogène



Société Normande de Transformateur - Duriez

■ Siège social et Atelier HT : 6, rue Paul Vaillant Couturier - 76120 LE GRAND QUEVILLY
Tél. 02 32 11 14 35 - Fax 02 35 68 17 80

Site : www.sntduriez.fr • E-mail : sntduriez@sntduriez.fr

□ Atelier THT : 7, rue Agache Kuhlmann - 76140 LE PETIT QUEVILLY

MARQUE	SNT - DURIEZ	BULLETIN D'ESSAI	19355
N°DE MACHINE	70 496	CLIENT	ENERIA

Transformateur triphasé 50 Hz

Puissance	6 300 kVA
Tension Primaire	21,00 kV
Tension secondaire	6 300 V
Couplage	Dyn 11
Température d'essai	20 °C

Mesure des résistances

Primaire	AB	BC	CA
	420 mΩ	420 mΩ	420 mΩ
Secondaire	ab	bc	ca
	40,0 mΩ	40,0 mΩ	40,0 mΩ

Essai d'isolement

Tension appliquée entre HT&BT + Masse	50 kV	50 Hz pendant 1 minute	OK
Tension appliquée entre BT&HT + Masse	20 kV	50 Hz pendant 1 minute	OK
Tension induite	12,6 kV	150 Hz pendant 40 secondes	OK

Essai à vide (garanti à 75 °C)

Tension primaire	Tension secondaire	I1	I2	I3	Pertes fer
21,00 kV	6 310 V	1,22 A	1,21 A	1,20 A	5,30 kW

Essai en court-circuit (garanti à 75 °C)

Ucc (%)	Courant primaire			Courant secondaire			Pertes cuivre	Puissance réactive (kvar)
8	173 A	172 A	175 A	577 A	577 A	576 A	44,5 kW	500

Essai d'étanchéité à 350 mBar : Satisfaisant

Essais réalisés le 04.05.2018

Par PJ

Vérifié par : GD

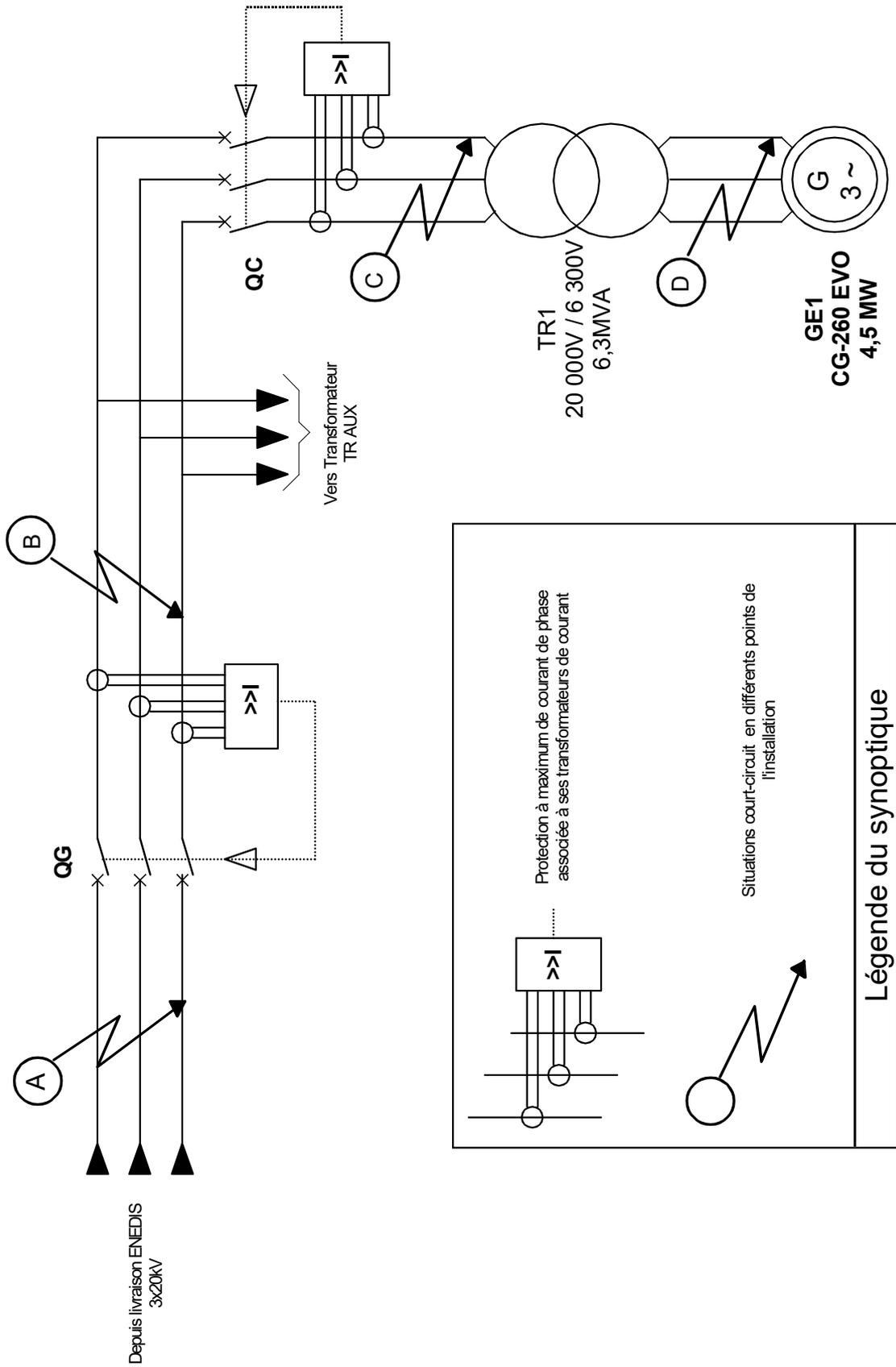
Transformateurs toutes puissances - Cellules HT - Cabines de transformation HT-BT - Bobinage HT-BT
Epuración des huiles - Interventions sur site - Régleurs en charge - Réparations - Normalisations
Location - Achat - Vente

S.A.S. au capital de 315.300 Euros - R.C.S. Rouen B 320 497 936 - Code NAF 3314Z - Code T.V.A. FR 41 320 497 936

Conditions générales de vente au dos

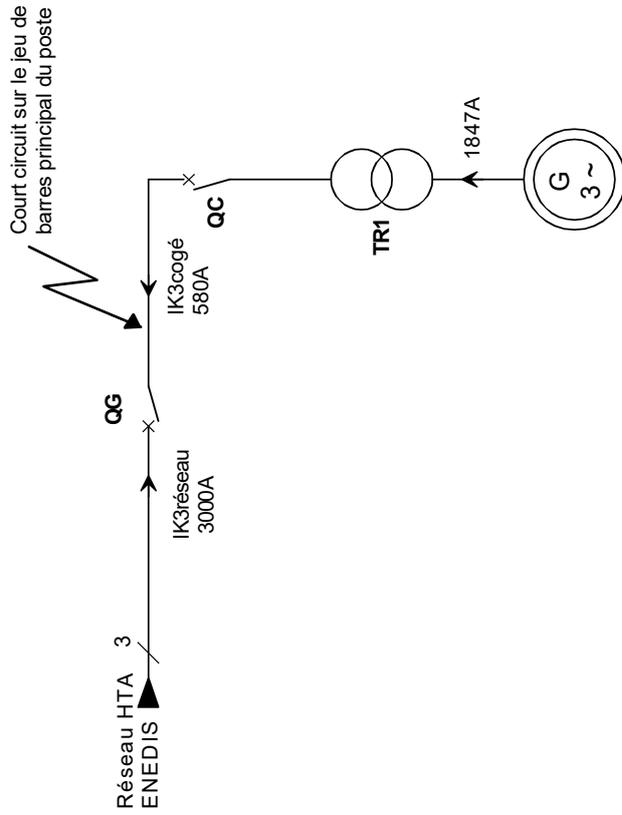


DTEC4 : Architecture de la protection sur court-circuit du poste

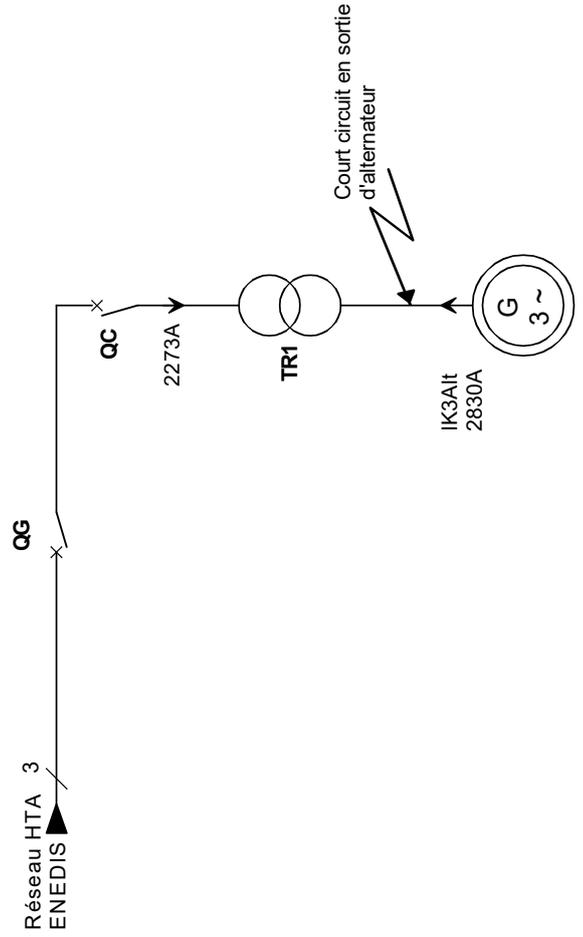


DTEC5 : Schémas unifilaires des situations de court-circuit

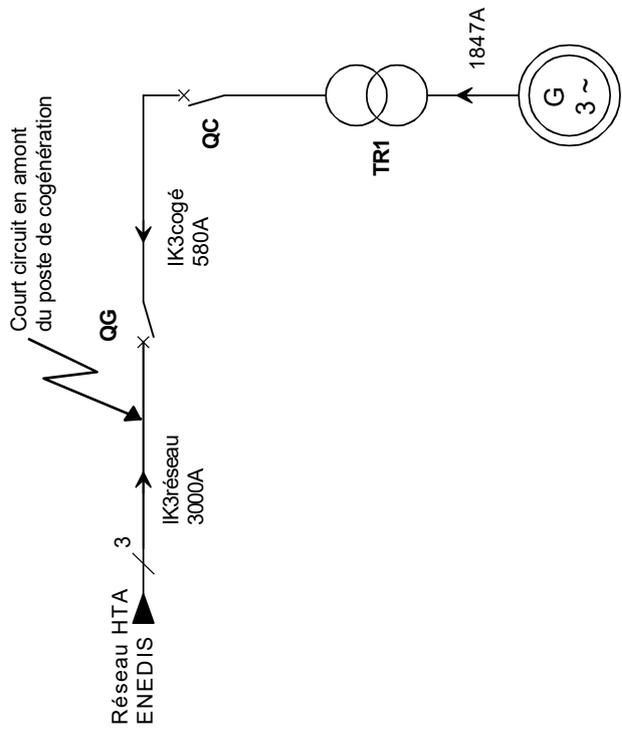
SITUATION B



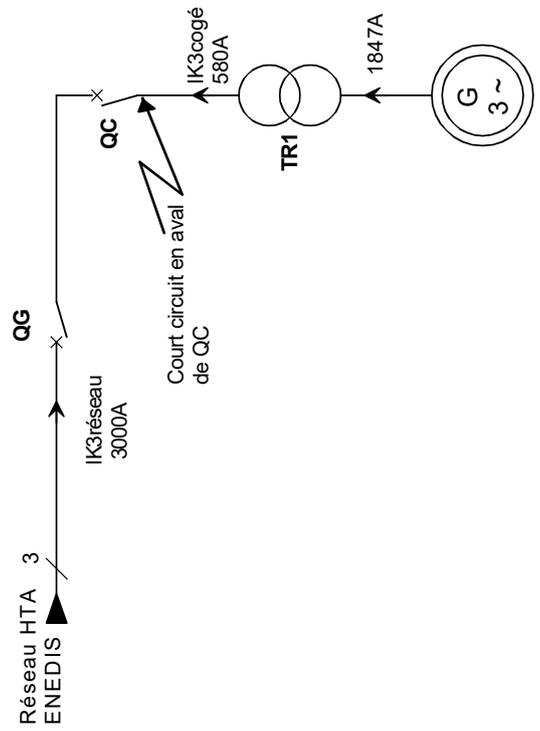
SITUATION D



SITUATION A



SITUATION C



BREVET DE TECHNICIEN SUPÉRIEUR

ÉLECTROTECHNIQUE

Session 2023

ÉPREUVE E4

CONCEPTION - ÉTUDE PRÉLIMINAIRE

**Installation de cogénération à
Vandœuvre-Lès-Nancy**

DOSSIER RESSOURCES



DRES 1.	Contrat de rémunération de l'installation de cogénération.....	2
DRES 2.	Choix du type de comptage dans les postes de livraison HTA.....	3
DRES 3.	Schéma unifilaire des réseaux de distribution	4
DRES 4.	Caractéristiques des transformateurs secs.....	5
DRES 5.	Caractéristiques des transformateurs immergés étanches	6
DRES 6.	Nouvelle réglementation des classes de consommation professionnelle...7	
DRES 7.	Caractérisation des transformateurs de courant	8

DRES1 : Informations concernant le contrat de rémunération de l'installation de cogénération.

Ce contrat impose certaines contraintes au producteur privé raccordé au réseau de distribution :

- *Le contrat souscrit sera du type CJO (continu Jours Ouvrés),*
- *Le groupe devra produire en continu du 1^{er} novembre 2h du matin au 1^{er} avril 2h du matin, soit l'équivalent d'une durée $t = 3\ 623\ h$ de fonctionnement (hiver tarifaire).*
- *Le producteur garanti une **Pgh**, puissance garantie par contrat, pendant la période d'hiver (CJO). Cette Pgh est de **4,13 MW électrique**,*
- *La PGH devra être fournie avec un taux de disponibilité $d \geq 96\%$.*

*Le projet représente un coût d'investissement de **3 780 000 €**.*

*Les coûts d'exploitation horaire **Cexh** sont de l'ordre de **78,5 € / (MW·h)**, ils prennent en compte :*

- *Les coûts de maintenance et pièces détachées ;*
- *Les coûts de personnel d'exploitation ;*
- *Le coût moyen du combustible et son acheminement pour l'année 2021 ;*
- *Le coût des taxes professionnelles et foncières du site de production pour l'année 2021.*

La LTECV assure aux producteurs d'énergie privés un mécanisme financier de rachat de l'électricité d'origine renouvelable.

DRES2 : Choix du type de comptage dans les postes de livraison HTA.

Types de livraison et de comptage de l'énergie

En HTB ou HTA il existe 3 possibilités de livraison et comptage de l'énergie.

Raccordement en HTB avec comptage HTB

Lorsque la puissance souscrite est $P > 10$ MW le raccordement se fait sur le réseau HTB (63 à 225 kV) avec un comptage en HTB.

Le réseau aval comporte, après transformation HTB/HTA, une distribution HTA avec une ou des sous stations HTA/HTB alimentant chacune une distribution BT.

Raccordement en HTA

Le raccordement se fait obligatoirement en HTA (5 à 36 kV) au dessus de 250 kVA (voir nota ci-après "limites des raccordements en HTA et en BT"), jusqu'à une limite de puissance 10 MW, avec deux variantes pour le comptage :

■ à comptage HTA

Lorsque le poste de livraison comporte

- soit un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire $I_s > 2000$ A⁽¹⁾
- soit plusieurs transformateurs.

Le réseau en aval du poste comporte, selon les cas, une distribution HTA vers une ou plusieurs sous-stations (postes satellites) alimentant chacun une distribution BT, ou directement une distribution BT.

■ à comptage BT

Lorsque le poste de livraison comporte un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire $I_s \leq 2000$ A⁽¹⁾.

Le réseau en aval du poste est alors un réseau BT.

(1) Pour un transformateur 20 KV / 400 V ceci correspond à :

$P = UI\sqrt{3} = 400 \times 2000 \times 1,732 = 1385$ kVA, soit en pratique 1250 kVA, puissance normalisée immédiatement inférieure

Nota : limites des raccordements en HTA et BT

Le raccordement

- peut se faire en HTA à partir de 50 kVA (par exemple si une extension ultérieure de puissance est prévue) et obligatoirement au dessus de 250 kVA
- se fait obligatoirement en BT en dessous de 36 kVA et en général en BT jusqu'à 250 kVA

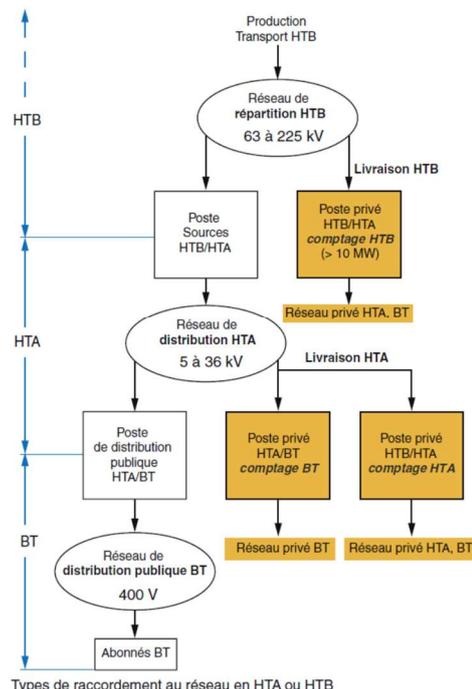
KVA	36	50	250
			HTA possible
			HTA obligatoire
BT obligatoire	en général BT		

Tableau des types de postes

type de poste et comptage		puissance délivrée	tension délivrée	nombre de transfos HTA/BT alimentés	
livraison HTB	comptage HTB	> 10 MW	63 à 225 kV		
livraison HTA		≤ 10 MW	5 à 36 kV	un	plusieurs
	comptage HTA	> 1250 kVA		■	■
		≤ 1250 kVA			■ (1)
	comptage BT	≤ 1250 kVA		■ (1)	

(1) Pour une livraison HTA, tant que la puissance délivrée n'excède pas 1250 kVA (soit 1 MW avec un cos φ de 0,8) :

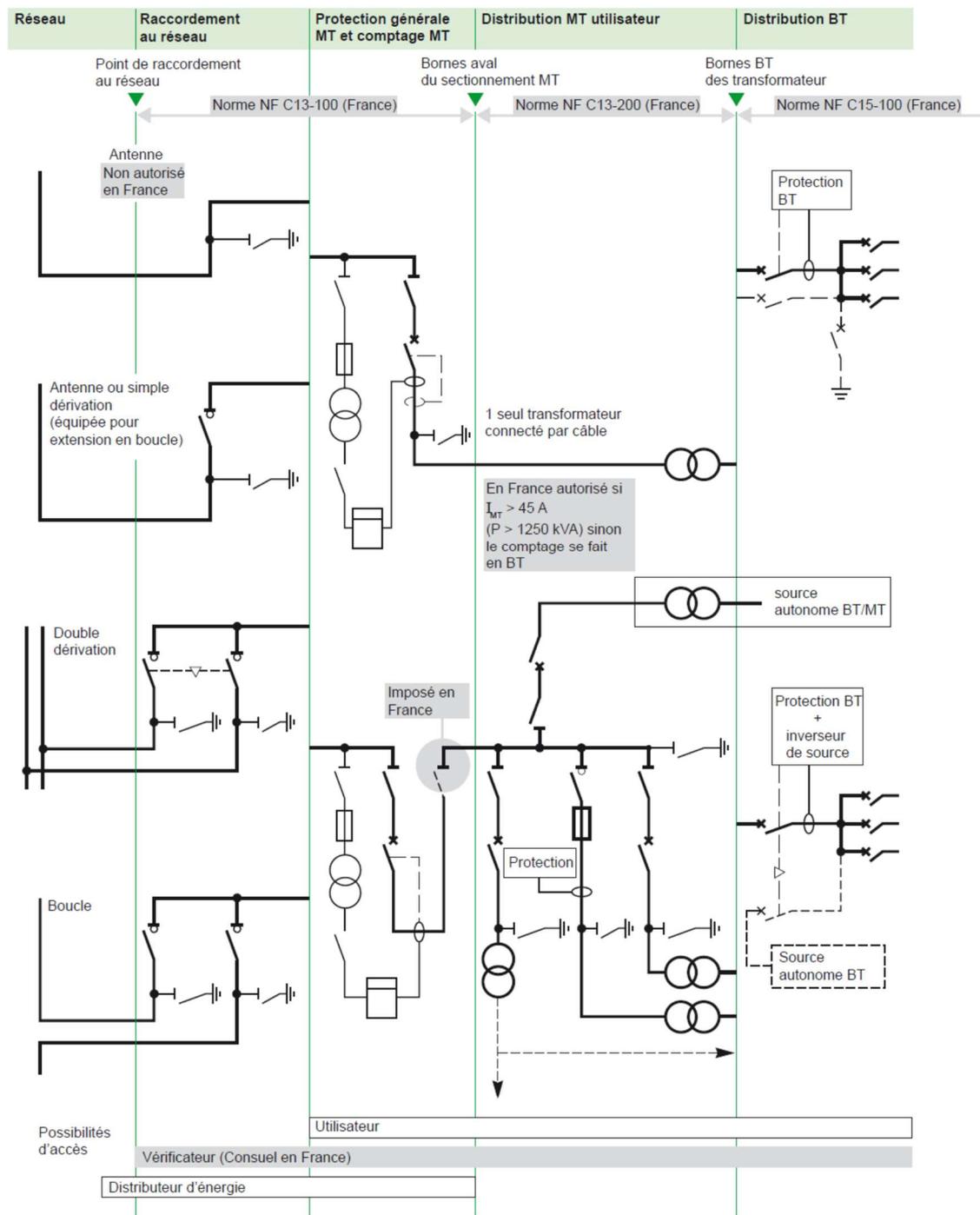
- le comptage HTA est obligatoire dès que l'on a plusieurs transformateurs
- le comptage BT est obligatoire avec un seul transformateur.



DRES3 : Structure des réseaux de distribution et postes à comptage HTA : schémas unifilaires.

Le terme "moyenne tension" (MT) est habituellement utilisé pour désigner les réseaux de distribution de tensions supérieures à 1 kV et allant généralement jusqu'à 52 kV.

- Le terme MT désigne le domaine de tension HTA.
- Le raccordement réseau appelé « Boucle » dans la représentation ci-dessous, désigne un raccordement sur un réseau en « boucle ouverte ».



Disposition d'inversion de sources en France en présence de générateur HTA

La norme NF C 13-100 prévoit une protection complémentaire lorsque l'installation alimentée comporte une source autonome HTA d'énergie électrique et précise que cette source ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation.

DRES4 : Caractéristiques des transformateurs secs de puissances standards.

Transformateurs Trihal abaisseurs • 15/20 kV PC • 410 V • EcoDesign 2021

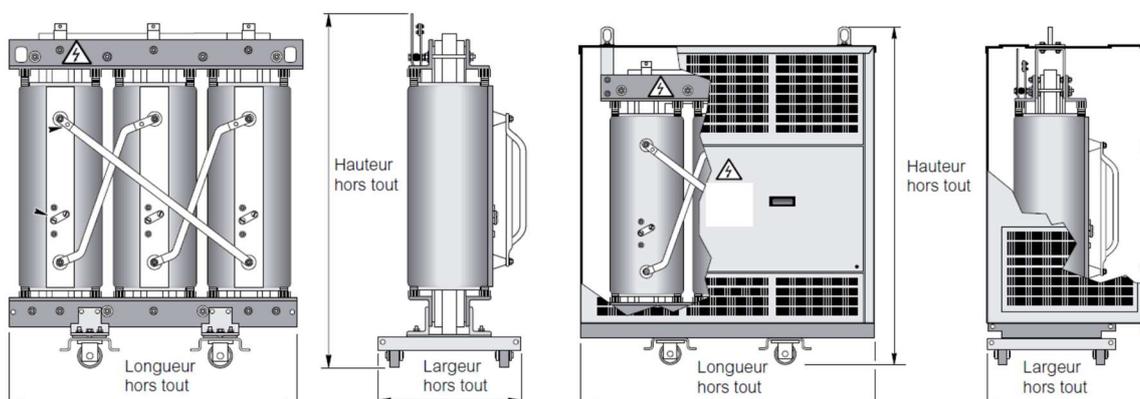
Caractéristiques techniques applicables au 1er juillet 2021 suivant le règlement Européen 548/2014 amendé le 1/10/2019

Puissance	kVA	250	400	630	800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500	3150	
Type de pertes		AA0Ak										
Pertes à vide	W	538	776	1 138	1 345	1 604	1 863	2 277	2 691	3 208	3933	
Pertes en charge à 120°C	W	3 740	4 950	7 810	8 800	9 900	12 100	14 300	17 600	20 900	24200	
Tolérance sur les pertes		Sans dépassement										
Mode de fonctionnement		Abaisseur										
Type d'installation		Intérieur										
Tension de court circuit	%	6										
Tension primaire	kV	15 - 20 PC										
Tension secondaire à vide	V	410										
Niveau d'isolement / choc / fréquence industrielle	kV	24 / 95 / 50										
Décharges partielles		≤ 5 pC à 1,3 Um										
Fréquence	Hz	50										
Prises de réglages	%	± 2,5 ; ± 5 en 20 kV										
Couplage		Dyn11										
Protection standard		6 sondes PTC avec relais Ziehl										
Altitude maxi	m	1 000										
Temperature ambiante maxi	°C	40										
Connexion HT et BT		Sur plages en standard										
Puissance acoustique	dB(A)	56	59	61	63	64	66	67	69	70	73	
Pression acoustique à 1 m	dB(A)	44	46	48	49	50	52	53	54	55	58	
Courant à vide	%	0,48	0,41	0,22	0,18	0,17	0,16	0,15	0,28	0,21	0,3	
Courant d'enclenchement	le / In crête (HT)	8,3	8,9	7,8	7,2	7,0	6,9	6,5	8,2	7,3	7,6	
	constante de temps	sec	0,10	0,14	0,15	0,22	0,22	0,21	0,37	0,42	0,48	0,58
Rendement cosφ = 1	charge à 100 %	%	98,318	98,589	98,600	98,748	98,863	98,895	98,975	98,996	99,045	99,115
	charge à 75 %	%	98,611	98,827	98,843	98,962	99,053	99,084	99,147	99,168	99,208	99,263
Rendement cosφ = 0,8	charge à 100 %	%	97,906	98,242	98,256	98,440	98,582	98,623	98,721	98,748	98,809	98,896
	charge à 75 %	%	98,269	98,538	98,558	98,706	98,819	98,857	98,936	98,962	99,012	99,080
IP 00 dimensions hors tout (± 20 mm) et masse (tolérance ± 5 %)	longueur	mm	1 266	1 305	1 526	1 650	1 724	1 774	1 882	1 918	2 024	2181
	largeur	mm	950	950	950	950	950	950	1 268	1 268	1 268	1268
	hauteur	mm	1 577	1 617	1 817	2 155	1 902	2 072	2 114	2 204	2 426	2445
	masse totale	kg	1 291	1 501	2 081	2 581	3 045	3 780	4 404	4 569	5 919	6670
IP 31 dimensions hors tout (± 20 mm) et masse (tolérance ± 5 %)	longueur	mm	1 636	1 636	1 836	1 836	2 086	2 086	2 336	2 336	2 336	2339
	largeur	mm	1 030	1 030	1 030	1 030	1 180	1 180	1 280	1 280	1 280	1282
	hauteur	mm	1 805	1 805	2 055	2 055	2 235	2 240	2 560	2 595	2 595	2738
	masse totale	kg	1 395	1 625	2 205	2 705	3 185	3 920	4 585	4 750	6 100	6950
Peinture et finition		Enveloppe IP31 de couleur RAL9002 et finition anti-corrosion C2										

Encombrement

Trihal IP 00

Trihal IP 31



DRES5 : Caractéristiques des transformateurs immergés étanches de puissances standards.

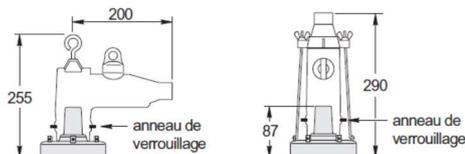
Transformateurs Minera abaisseurs • 15/20 kV PC • 410 V • EcoDesign 2021

Caractéristiques techniques applicables au 1er juillet 2021 suivant le règlement Européen 548/2014 amendé le 1/10/2019

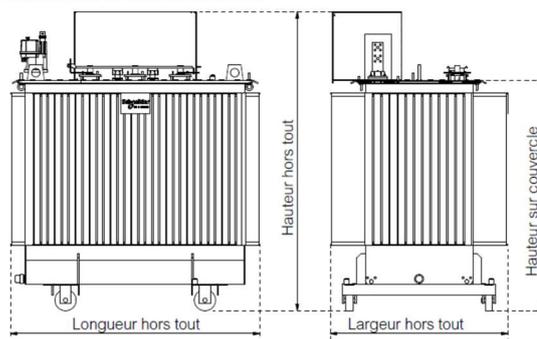
Puissance	kVA	160	250	400	630	800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500	3 150
Type de pertes		AA0Ak										
Pertes à vide	W	217	310	445	621	672	796	983	1 242	1 495	1 811	2 277
Pertes en charge à 75°C	W	1 925	2 585	3 575	5 060	6 600	8 360	10 450	13 200	16 500	20 350	25 300
Tolérance sur les pertes		Sans dépassement										
Type de fonctionnement		Abaisseur										
Type d'installation		Intérieure										
Tension de court circuit	%	4										
Tension primaire	kV	15 / 20 PC										
Tension secondaire à vide	V	410										
Niveau d'isolement / choc / fréquence industrielle	kV	24 / 125 / 50										
Fréquence	Hz	50										
Prises de réglages	%	± 2,5 ; ± 5										
Couplage		Dyn11										
Protection standard		DMCR										
Altitude maxi	m	1 000										
Température ambiante maxi	°C	40										
Connexion HT		EMB-250										
Connexion BT		Porcelaine / Passe-Barres										
Nature des conducteurs		Alu / Alu										
Puissance acoustique	dB(A)	43	46	49	51	52	54	55	57	59	62	63
Pression acoustique à 1 m	dB(A)	35	37	40	40	42	43	44	45	47	49	50
Courant à vide	%	0,21	0,20	0,24	0,22	0,19	0,18	0,18	0,59	0,54	0,56	0,60
Courant d'enclenchement	le / ln crête (HT)	14,2	13,6	11,9	11,6	8,4	8,4	8,9	19,5	20,2	19,3	19,4
	constante de temps	sec	0,33	0,42	0,60	0,72	1,00	1,12	1,14	0,36	0,35	0,34
Rendement	charge à 100 %	%	98,679	98,855	99,005	99,106	99,099	99,093	99,094	99,108	99,121	99,132
cos φ = 1	charge à 75 %	%	98,928	99,068	99,188	99,272	99,275	99,273	99,283	99,287	99,298	99,306
Rendement	charge à 100 %	%	98,354	98,573	98,759	98,885	98,877	98,868	98,870	98,884	98,888	98,904
cos φ = 0,8	charge à 75 %	%	98,664	98,838	98,987	99,091	99,095	99,092	99,093	99,105	99,110	99,124
Dimensions (± 20 mm)	longueur hors tout	mm	970	1 040	1 140	1 223	1 365	1 466	1 716	1 920	2 040	2 350
	largeur hors tout	mm	828	852	912	947	1 086	1 044	1 065	1 020	1 280	1 280
	hauteur sur couvercle		1 008	1 037	1 146	1 285	1 348	1 363	1 398	1 650	1 735	1 970
	hauteur hors tout	mm	1 308	1 379	1 488	1 627	1 690	1 769	1 804	2 060	2 160	2 380
Masses (± 5 %)	totale	Kg	805	980	1 370	1 920	2 505	2 825	3 175	4 200	5 280	6 380
	huile	Kg	135	155	290	375	600	655	730	1 020	1 170	1 550
Volume du diélectrique (± 5 %)	l	153	175	328	424	678	740	825	1 153	1 322	1 751	

Raccordements HTA

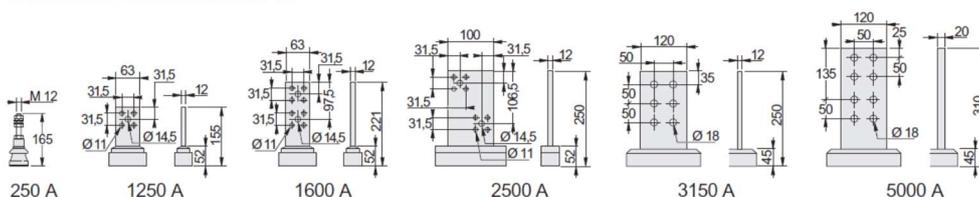
normalisés selon NF EN 50180



Encombrement



Raccordements BT



DRES6 : Segmentation des classes de consommation.

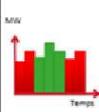
La nouvelle segmentation des classes de consommation professionnelle.

Les tarifs d'électricité appliqués dans le contrat de fourniture d'une entreprise vont dépendre des segments établis par les gestionnaires du réseau de distribution d'électricité (Enedis et Les Entreprises Locales de Distribution (ELD)).

Il y a quelques années, les gestionnaires du réseau de distribution électrique employaient les termes de « tarif bleu », « tarif jaune » ou bien encore « tarif vert » pour ces segments. Depuis 2016 et la fin des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité pour les professionnels dont la puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA en France, ces segments ont été remplacés.

Aujourd'hui, la segmentation en vigueur pour les entreprises est la suivante :

Segment	Anciennement	Caractéristiques	Tarif réglementé ou Prix du marché ?
C5	Tarif bleu	<ul style="list-style-type: none"> - Contrat unique signé avec le fournisseur d'électricité sélectionné ; - Puissance souscrite au compteur : 3 à 36kVA ; - Réseau électrique de « Basse Tensions » (BT). 	- Les entreprises de ce segment ont encore la possibilité de choisir entre le tarif réglementé (C'est-à-dire un tarif décidé et fixé par les pouvoirs publics suivant la proposition de la CRE. Aujourd'hui, seul EDF propose des tarifs réglementés.) et le prix du marché (C'est-à-dire un tarif du kWh et de l'abonnement librement fixés par un fournisseur alternatif comme Mega).
C4	Tarif jaune	<ul style="list-style-type: none"> - Contrat unique signé avec le fournisseur d'électricité sélectionné ; - Puissance souscrite au compteur : 37 à 250 kVA ; - Réseau électrique de « Basse Tensions » (BT) ; - Mention du terme « BT sup 36 kVA » sur les factures d'électricité ; - Compteur électrique permettant le dépassement de puissance avec une facturation supplémentaire pour ne pas arrêter l'activité de l'entreprise. 	Depuis la disparition des tarifs Jaune et Vert, les professionnels doivent se tourner vers les offres de marché des différents fournisseurs alternatifs du marché français. Ils ont alors le choix entre des offres à prix fixes, indexés ou à un tarif sur mesure, selon l'évolution de leurs besoins en consommation.
C3	Tarif vert	<ul style="list-style-type: none"> - Contrat unique signé avec le fournisseur d'électricité sélectionné ; - Puissance souscrite au compteur qui est inférieure à 250 kVA ; - Réseau électrique dit de « Haute Tension » (HT) ; - Compteur électrique permettant le dépassement de puissance avec une facturation supplémentaire pour ne pas arrêter l'activité de l'entreprise. 	
C2	Tarif vert	<ul style="list-style-type: none"> - Important volume annuel d'électricité ; - Contrat unique signé avec le fournisseur d'électricité sélectionné ; - Puissance souscrite au compteur qui est supérieure à 250 kVA sur le réseau HT. - Compteur électrique permettant le dépassement de puissance avec une facturation supplémentaire pour ne pas arrêter l'activité de l'entreprise. 	
C1	Tarif vert	<ul style="list-style-type: none"> - Statut particulier ; - Contrat dit « CARD ». L'entreprise signe un contrat pour l'acheminement d'électricité directement avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné et un contrat pour la fourniture d'électricité avec un fournisseur sélectionné et qui assume le rôle de responsable d'équilibre du réseau électrique. 	

Tarif	Réseau	Segment	Tension	Comptage	Niveau de puissance	
Vert	RTE	≥ 63 kV	HTB	Courbe de charge		> 250 kW
	Gestionnaire réseau de distribution	C1	HTA			
C2		A5 (5 index)				
C3		BT	4 index	> 36 kVA		
C4			2 index	≤ 36 kVA		
C5			1 index			
Vert profilé						
Jaune						
Bleu HP/HC						
Bleu base						
Bleu EP*						

DRES7 : Caractérisation des transformateurs de courant (TC).

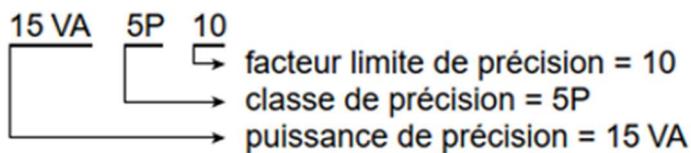
TC mesure et protection

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux relais de protection et/ou de mesure de courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela, ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse.

- Un TC « protection » doit saturer suffisamment haut pour permettre une mesure assez précise du courant de défaut par la protection, dont le seuil de fonctionnement peut être élevé. Le facteur limite de précision (FLP) est en général assez important. Le relais associé doit être capable de supporter des surintensités importantes.
- Un TC « mesure » nécessite une bonne précision dans un domaine voisin du courant nominal, et il n'est pas nécessaire que les appareils de mesure supportent des courants aussi importants que les relais de protection.

Caractérisation des TC de protection (exemple) :

- courant primaire assigné : 200 A
- courant secondaire assigné : 5 A,



Définitions :

- Courant primaire assigné (nominal) I_1 : défini par les normes, il est choisi parmi les valeurs discrètes : 10 – 12,5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 et leurs multiples décimaux.
- Courant secondaire assigné (nominal) I_2 : il est égal à 1A ou 5A.
- Facteur limite de précision (FLP) : il est tel que $FLP > I_{MAX} / I_1$, I_{MAX} étant le courant maximal à mesurer (valeurs typiques du FLP : 5, 10 ou 15).
- Classe de précision : définit les limites d'erreur garanties sur le rapport et sur le déphasage dans des conditions de puissance et de courant spécifiées (ex : classe 5P : ± 1 % d'erreur sur le courant nominal et ± 5 % sur le courant maximal).

BREVET DE TECHNICIEN SUPÉRIEUR

ÉLECTROTECHNIQUE

Session 2023

ÉPREUVE E4

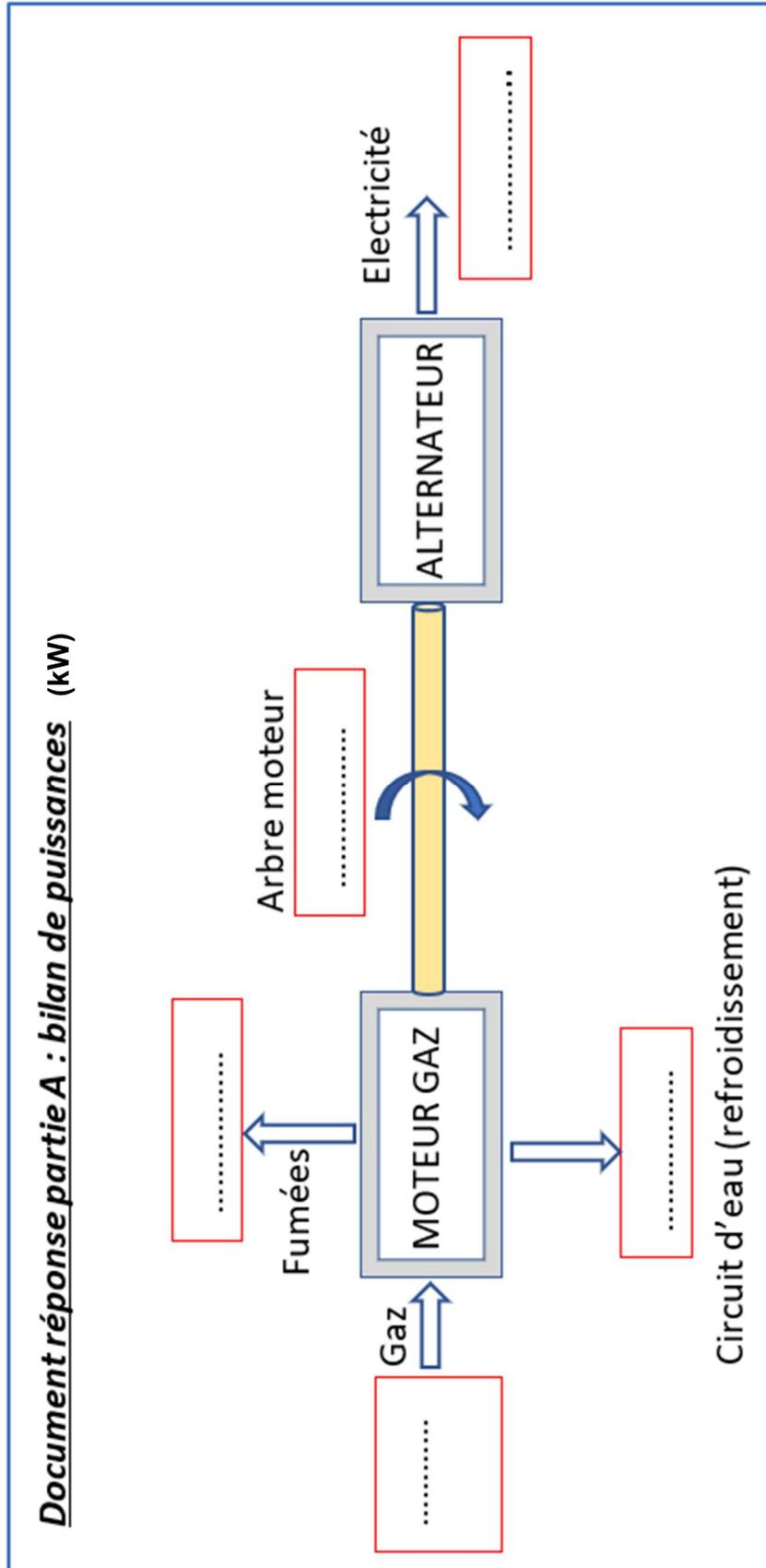
CONCEPTION – ÉTUDE PRÉLIMINAIRE

**Installation de cogénération à
Vandœuvre-Lès-Nancy**

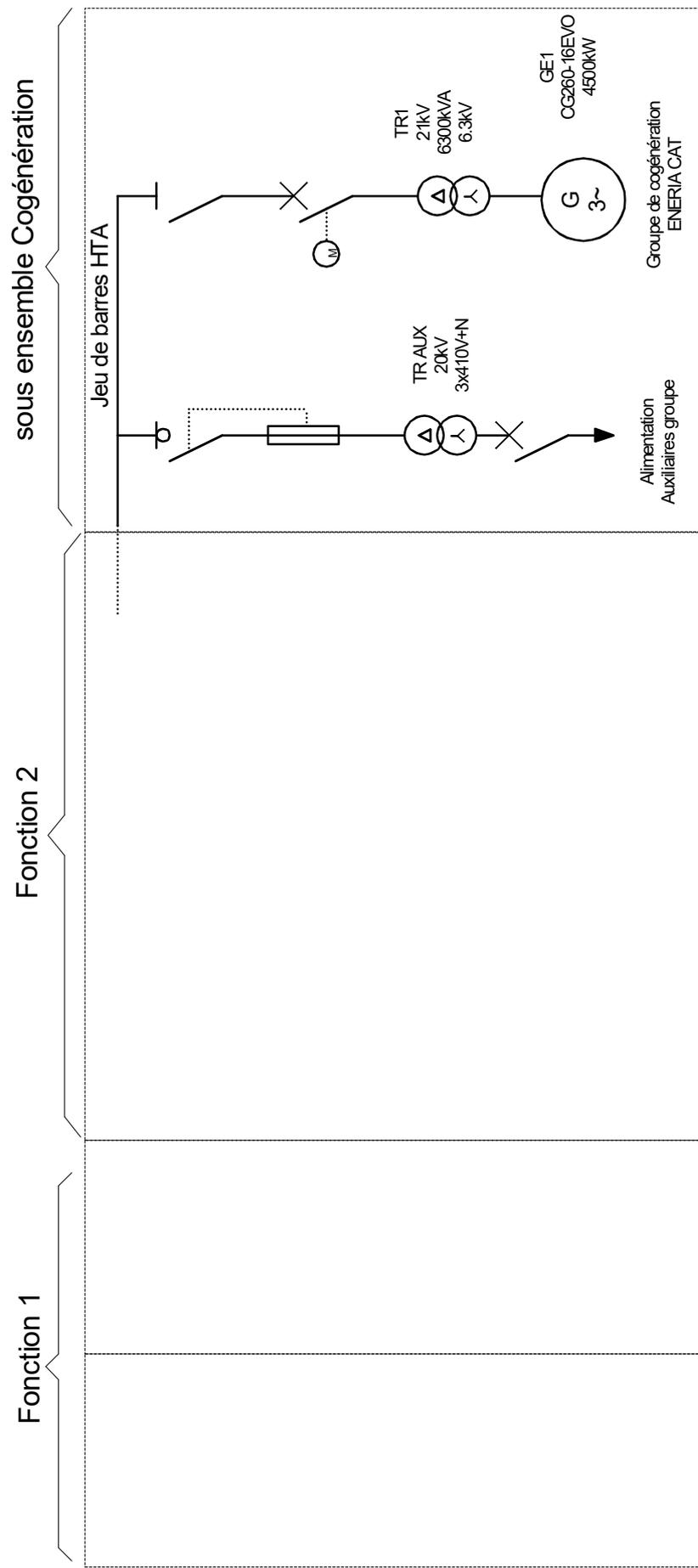
DOSSIER RÉPONSES



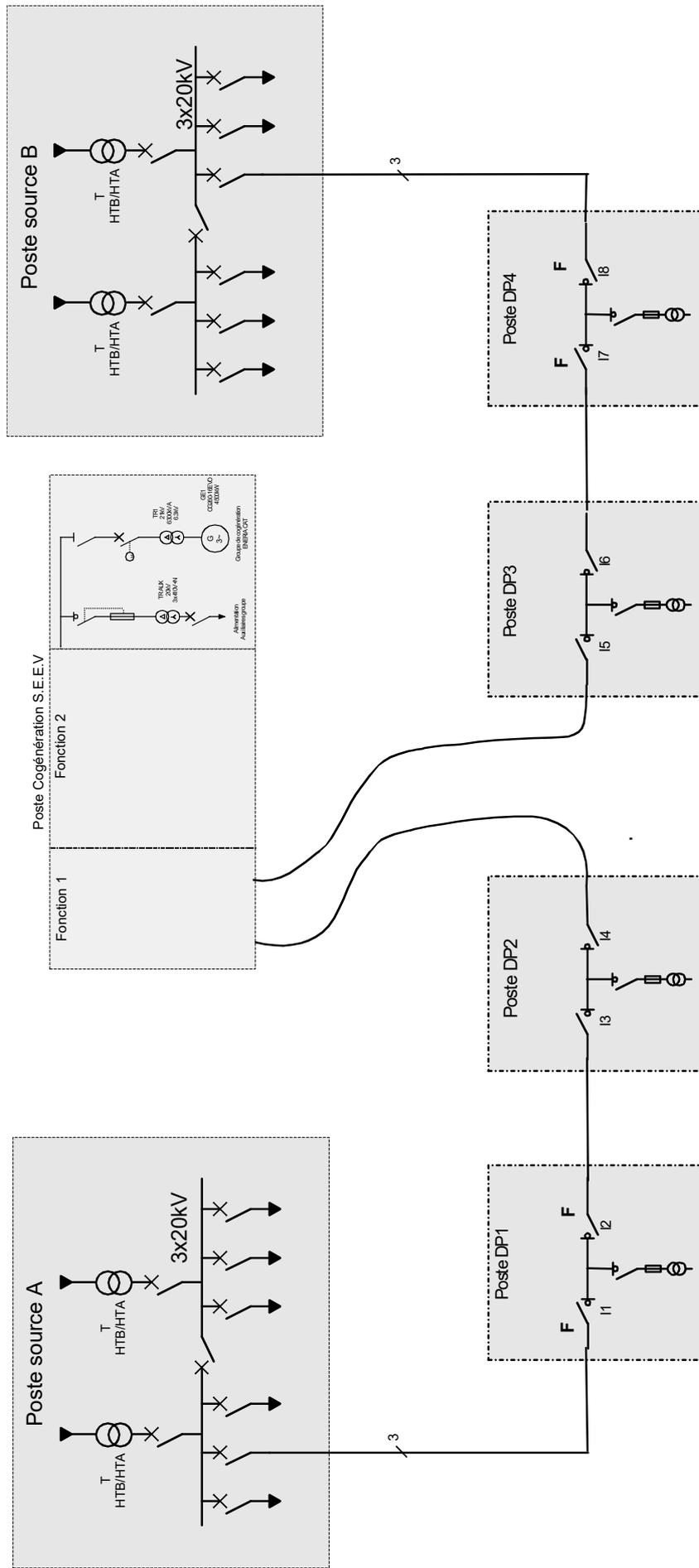
DREP 1.	Bilan des puissances de la cogénération.....	2
DREP 2.	Architecture du poste de livraison cogénération SEEV.....	3
DREP 3.	Intégration du poste dans la boucle de distribution HTA.....	4
DREP 4.	Bilan de puissance.....	5
DREP 5.	Transfert énergétique pour les deux modes de fonctionnement.....	6
DREP 6.	Coordination des protections du poste de cogénération.....	7



DREP2 : Architecture du poste de livraison cogénération SEEV



DREP3 : Intégration du poste dans la boucle de distribution HTA



DREP 4 : Bilan de puissance

	AUXILIAIRES SUR SOUTIRAGE GE OU TRANSFORMATEUR AUXILIAIRES	Quantité	P installée (kW)	Coefficients de foisonnement (KU*KS)		Cogénération à l'arrêt	Cogénération en marche
				Centrale à l'arrêt	Centrale en production	Puissance consommée sur le contrat ENEDIS (kW)	Puissance cogénération en marche (kW)
Thermique	Pompe HT Cogé	1	22,00	0	0,80	0	17,60
	Pompe BT Bloc	1	15,00	0	0,75	0	11,25
	Pompe HT Bloc	1	30,00	0	1,00	0	30,00
	Vannes 3 voies (V3V)	4	0,03	0	0,90	0	0,11
Réchauffage	Eau moteur	1	21,00	1	0		0
	Alternateur	4	0,20	1	0		0
Aéros	Aéroréfrigérant HT	1	7,20	0	0,50	0	3,60
	Aéroréfrigérant BT	1	7,20	0	0,50	0	3,60
	Aéroréfrigérant MT	1	17,16	0	0,50	0	8,58
Ventilation	Insufflateurs	3	5,50	0	0,40	0	2,20
	Ventilateur filtre à air	1	2,20	0	1	0	2,20
	Compresseur air	1	7,50	0	0,50	0	3,75
Divers	Bloc autonome 24Vcc	1	0,72	0,5	0,50		0,36
	Télesurveillance	1	0,08	1	1,00		0,08
	Détection incendie	1	0,10	1	1,00		0,10
	Pompe huile neuve	1	1,50	0	0,20	0	0,30
	Electrovannes appoint huile	2	0,04	0	1,00	0	0,04
EAU	Pompe eau neuve	1	1,50	0	0,20	0	0,30
	Pompe eau usée	1	1,50	1	0		0
GAZ	Electrovanne gaz générale	1	0,05	0	1,00	0	0,05
Autres	Poste HTA / Coffret DEIE	1	1,00	0,5	0,50		0,50
	Désenfumage local moteur	1	0,75	0,5	0		0
	Pompe HT client	1	18,50	0	1,00	0	18,50
BILAN DE PUISSANCE EN AVAL DU TRANSFORMATEUR DES AUXILIAIRES							103,12 kW



Question Q19 :
Zones non grisées à compléter.

Situation de fonctionnement : cogénération à l'arrêt

Réseau de distribution
publique HTA (20kV)

Groupe de cogénération gaz
et son transformateur 6.3kV/20kV

Transformateur des
auxiliaires du groupe
de cogénération

Situation de fonctionnement : cogénération en marche

Réseau de distribution
publique HTA (20kV)

Groupe de cogénération gaz
et son transformateur 6.3kV/20kV

Transformateur des
auxiliaires du groupe
de cogénération

DREP6 :**Tableau d'analyse du comportement des protections du poste :**

Situations de court-circuit	Déclenchement de QG	Déclenchement de QC	Retard au déclenchement	
Situation A				
Situation B				
Situation C				
Situation D				

Notes :

- Mettre une croix dans la case correspondante au " Déclenchement de Q_" ;
- Dans la colonne retard au déclenchement indiquer les temps de réponse des protections qui réagissent sur défaut.