

192

NORME INTERNATIONALE

ISO
3977

Deuxième édition
1991-11-15

Turbines à gaz — Spécifications pour l'acquisition

Gas turbines — Procurement



Numéro de référence
ISO 3977:1991(F)

Avant-propos

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (CEI) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

Les projets de Normes internationales adoptés par les comités techniques sont soumis aux comités membres pour vote. Leur publication comme Normes internationales requiert l'approbation de 75 % au moins des comités membres votants.

La Norme internationale ISO 3977 a été élaborée par le comité technique ISO/TC 192, *Turbines à gaz*.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition (ISO 3977:1978), qui a fait l'objet d'une révision technique.

Les annexes A et B font partie intégrante de la présente Norme internationale. Les annexes C, D, E et F sont données uniquement à titre d'information.

© ISO 1991

Droits de reproduction réservés. Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

Organisation internationale de normalisation
Case Postale 56 • CH-1211 Genève 20 • Suisse

Imprimé en Suisse

Turbines à gaz — Spécifications pour l'acquisition

1 Domaine d'application

1.1 La présente Norme internationale énumère les spécifications techniques à utiliser lors de l'acquisition de systèmes à turbines à gaz, y compris à cycle mixte, et de leurs auxiliaires. En raison de la grande diversité des modes de fonctionnement des turbines à gaz, la présente Norme internationale établit des catégories distinctes de modes de fonctionnement auxquelles une puissance «nominale» peut être associée. Ces puissances doivent également être établies sur la base des conditions ambiantes normales ISO de référence.

1.2 La présente Norme internationale fournit une base permettant de soumettre des propositions satisfaisant aux différentes conditions d'environnement et de sécurité et précise des critères permettant de vérifier, dans la mesure du possible, que ces conditions sont remplies. Elle ne traite pas des réglementations légales, locales ou nationales, auxquelles l'installation doit se conformer.

1.3 La présente Norme internationale définit un cadre normalisé pour tout ce qui concerne des questions telles que le combustible ou d'autres problèmes comme par exemple les renseignements minimaux qui doivent être fournis par le client et par le fabricant. Néanmoins, elle n'a pas la prétention de regrouper tous les renseignements nécessaires au contrat et chaque installation de turbine à gaz doit être considérée comme un cas particulier. Elle met en relief la nécessité d'une entente préalable entre les parties intéressées, en vue d'assurer la compatibilité entre les équipements fournis, surtout lorsque la responsabilité de la fourniture est partagée.

NOTE 1 Par «fabricant», on entend, dans la présente Norme internationale, aussi bien le fabricant réel de la turbine à gaz que le fournisseur responsable.

1.4 La présente Norme internationale est applicable aux installations à turbines à gaz à cycle ouvert utilisant des systèmes de combustion normaux, ainsi qu'aux installations à turbines à gaz à cycle

fermé, semi-fermé et mixte. Dans le cas de turbines utilisant des générateurs de gaz à pistons libres ou des sources de chaleur particulières (par exemple processus chimique, réacteurs nucléaires, foyer d'une chaudière suralimentée), la présente Norme internationale peut être utilisée comme base de départ, mais devra être adaptée. Elle n'est pas applicable aux moteurs d'aéronefs ni aux turbines à gaz utilisées pour la propulsion des engins de terrassement, des tracteurs du type industriel ou agricole et des véhicules routiers.

2 Référence normative

La norme suivante contient des dispositions qui, par suite de la référence qui en est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, l'édition indiquée était en vigueur. Toute norme est sujette à révision et les parties prenantes des accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer l'édition la plus récente de la norme indiquée ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur à un moment donné.

ISO 2314:1989, *Turbines à gaz — Essais de réception*.

3 Définitions

Pour les besoins de la présente Norme internationale, les définitions suivantes s'appliquent.

3.1 turbine à gaz: Machine transformant l'énergie thermique en énergie mécanique; elle comprend un ou plusieurs compresseurs rotatifs, un ou plusieurs dispositifs thermiques réchauffant le fluide moteur, une ou plusieurs turbines, un système de régulation et des auxiliaires essentiels. Tout échangeur de chaleur se trouvant dans le circuit principal du fluide moteur, à l'exclusion des récupérateurs de chaleur à l'échappement, sera considéré comme faisant partie de la turbine à gaz.

Des schémas de réalisation de turbines à gaz sont donnés, à titre d'exemple, à la figure 1.

3.2 Installation à turbine à gaz: Ensemble formé par une turbine à gaz et tous les équipements essentiels nécessaires à la production d'énergie sous une forme utile (par exemple électrique, mécanique ou thermique).

3.3 cycle ouvert: Cycle thermodynamique dans lequel le fluide moteur, qui entre dans la turbine à gaz, vient de l'atmosphère et s'échappe dans l'atmosphère.

3.4 cycle fermé: Cycle thermodynamique dans lequel le fluide moteur est indépendant de l'atmosphère et est continuellement recyclé.

3.5 cycle semi-fermé: Cycle thermodynamique dans lequel la combustion se fait dans un fluide moteur partiellement recyclé et partiellement régénéré par de l'air atmosphérique.

3.6 cycle simple: Cycle thermodynamique constitué uniquement, et dans l'ordre, d'une compression, d'une combustion et d'une détente.

3.7 cycle avec récupération: Cycle thermodynamique utilisant la chaleur des gaz d'échappement, et comportant successivement une compression, un réchauffage (par récupération), une combustion, une détente et un refroidissement (par transfert de chaleur des gaz d'échappement au fluide sortant du compresseur) du fluide moteur.

3.8 cycle à refroidissement intermédiaire: Cycle thermodynamique dans lequel le fluide moteur est refroidi entre les étages successifs de compression.

3.9 cycle avec réchauffage: Cycle thermodynamique dans lequel une certaine quantité d'énergie thermique est fournie au fluide moteur entre les étages de détente.

3.10 cycle mixte: Système thermodynamique comportant deux ou plusieurs cycles de puissance, dont chacun utilise un fluide de travail différent. Les cycles mixtes vapeur/air (fluides de travail les plus communément utilisés) ont un rendement thermique augmenté du fait que les deux cycles sont complémentaires du point de vue thermodynamique: la chaleur rejetée par la turbine à gaz (cycle de Brayton) se trouve à une température telle qu'elle peut constituer la source d'énergie principale ou une source d'énergie complémentaire de la turbine à vapeur (cycle de Rankine).

3.11 turbine à gaz à un arbre: Turbine à gaz dans laquelle les rotors du compresseur et de la turbine sont accouplés mécaniquement et la puissance prise directement ou par l'intermédiaire d'un variateur de vitesse.

3.12 turbine à gaz à plusieurs arbres: Turbine à gaz composée d'au moins deux turbines ayant un arbre distinct. Ce terme couvre également les turbines à gaz à deux corps (compound) et à arbres séparés (split-shaft).

3.13 turbine à soutirage: Turbine à gaz dans laquelle on prélève, pour usage externe, soit de l'air comprimé entre les étages de compression et/ou à la sortie du compresseur, soit des gaz chauds à l'entrée de la turbine et/ou entre les étages de la turbine.

3.14 générateur de gaz: Ensemble des éléments d'une turbine à gaz qui fournit des gaz chauds sous pression pour tous les procédés de fabrication et de traitement ou pour une turbine de puissance. L'ensemble est formé d'un ou de plusieurs compresseurs rotatifs, d'un ou de plusieurs dispositifs thermiques associés au fluide moteur, et d'une ou plusieurs turbines entraînant un (des) compresseur(s), d'un système de régulation et des dispositifs auxiliaires essentiels.

3.15 compresseur: Élément d'une turbine à gaz qui augmente la pression du fluide moteur.

3.16 turbine: Utilisé seul, ce terme ne se rapporte qu'à l'élément de la turbine à gaz qui produit de l'énergie à partir de la détente du fluide moteur.

3.17 turbine de puissance: Turbine à arbre séparé sur lequel est prise la puissance.

3.18 chambre de combustion (primaire ou de réchauffage): Source de chaleur dans laquelle le combustible réagit directement pour augmenter la température du fluide moteur.

3.19 réchauffeur du fluide moteur (gaz ou air): Source de chaleur qui augmente indirectement la température du fluide moteur.

3.20 régénérateur/récupérateur: Type d'échangeur de chaleur transférant la chaleur des gaz d'échappement au fluide moteur avant qu'il ne pénètre dans la chambre de combustion.

3.21 prérefroidisseur: Échangeur de chaleur ou refroidisseur par évaporation qui réduit la température du fluide moteur avant la compression initiale.

3.22 refroidisseur intermédiaire: Échangeur de chaleur qui réduit la température du fluide moteur de la turbine à gaz entre les étages de compression.

3.23 déclencheur de survitesse: Dispositif de contrôle ou de déclenchement qui met en marche le système de protection contre la survitesse lorsque le rotor atteint la vitesse pour laquelle ce dispositif est réglé.

3.24 systèmes de contrôle et de commande: Ce sont les systèmes de commande du démarrage, le régulateur et le système de dosage du combustible, les systèmes d'alarme et de coupure, le (les) indicateur(s) de vitesse, les détecteurs de pression, les commandes d'alimentation en énergie électrique et toutes les autres commandes nécessaires à un bon démarrage, à un fonctionnement stable, au contrôle des opérations, à l'arrêt, à l'alarme et/ou à la coupure dans des conditions anormales.

3.25 systèmes de régulation: Ensemble comprenant les éléments et dispositifs de contrôle des paramètres critiques tels que la vitesse, la température, la pression, la puissance, etc.

3.26 organe de dosage du combustible: Soupape ou tout autre dispositif assurant le dosage final du combustible entrant dans la turbine à gaz.

NOTE 2 Il est possible d'utiliser d'autres dispositifs de régulation du débit de combustible.

3.27 vanne d'arrêt du combustible: Dispositif qui, lorsqu'il est actionné, coupe l'alimentation en combustible vers le système de combustion.

3.28 plage morte: Plage à l'intérieur de laquelle un paramètre d'entrée peut varier sans qu'il y ait d'action corrective sensible de l'organe de dosage du combustible. La plage morte de la vitesse est exprimée en pourcentage de la vitesse nominale.

3.29 statisme: Variation de la vitesse en régime établi, enregistrée lorsque la puissance passe de zéro à sa valeur nominale, exprimée en pourcentage de la vitesse nominale.

3.30 détecteur de surchauffe: Élément primaire directement sensible à la température, qui déclenche au moyen d'amplificateurs ou de transformateurs appropriés le système de protection contre les surchauffes lorsque la température atteint la valeur pour laquelle le dispositif a été réglé.

3.31 pouvoir calorifique du combustible: Le pouvoir calorifique supérieur, exprimé en kilojoules par kilogramme, est la chaleur totale dégagée par unité de masse de combustible brûlé. Le pouvoir calorifique inférieur est égal au pouvoir calorifique supérieur diminué de la chaleur latente absorbée pour vaporiser l'eau formée pendant la combustion. Il s'exprime en kilojoules par kilogramme.

NOTES

3 Les deux valeurs du pouvoir calorifique peuvent être déterminées soit à volume constant soit à pression constante, la différence entre les deux étant relativement faible.

4 Le pouvoir calorifique supérieur à volume constant est déterminé à l'aide d'une bombe calorimétrique.

5 Le pouvoir calorifique inférieur à pression constante intervient dans le processus de combustion dans un écoulement permanent (voir ISO 2314). Le pouvoir calorifique peut également être calculé conformément à l'ISO 4261 (voir annexe F).

3.32 consommation spécifique de chaleur: Consommation de chaleur de la turbine à gaz (3.2) par unité de puissance nette, exprimée en kilowatts de chaleur par kilowatt de puissance, rapportée au pouvoir calorifique inférieur du combustible, compte tenu de la chaleur sensible au-delà de 15 °C (voir aussi l'ISO 2314:1989, 8.2.3).

NOTES

6 Cela peut également s'appliquer au combustible d'essai de l'article 5 et peut s'exprimer comme l'inverse du rendement thermique (voir 3.34).

7 La puissance mécanique nette de la turbine à gaz est calculée conformément à l'ISO 2314:1989, 8.1.

3.33 consommation spécifique de combustible: Masse de combustible consommé par unité de puissance, exprimée en grammes par kilowatt heure, rapportée au pouvoir calorifique inférieur (voir 6.1.2).

3.34 rendement thermique: Rapport de la puissance nette à la consommation de chaleur, rapporté au pouvoir calorifique inférieur du combustible [voir ISO 2314:1989, 8.2.2 et 8.3.3 e)].

3.35 température de référence à l'entrée de la turbine: Température moyenne du fluide moteur immédiatement en amont des ailettes du stator du premier étage (déterminée comme indiqué dans l'ISO 2314:1989, 8.6).

3.36 vitesse minimale d'autonomie: Vitesse minimale de fonctionnement de la turbine à gaz pouvant être atteinte, sans intervention du système de démarrage, dans les conditions ambiantes les plus défavorables.

3.37 vitesse de ralenti: Vitesse, déclarée par le fabricant, correspondant à un fonctionnement stable de la turbine, à partir de laquelle la mise en charge ou l'arrêt peuvent avoir lieu.

3.38 vitesse continue maximale: Limite supérieure de la vitesse de l'arbre moteur de la turbine à gaz, en régime continu.

3.39 vitesse nominale: Vitesse de l'arbre moteur de la turbine à gaz à laquelle la puissance nominale est obtenue.

3.40 vitesse de déclenchement de la turbine: Vitesse à laquelle le dispositif indépendant de survi-

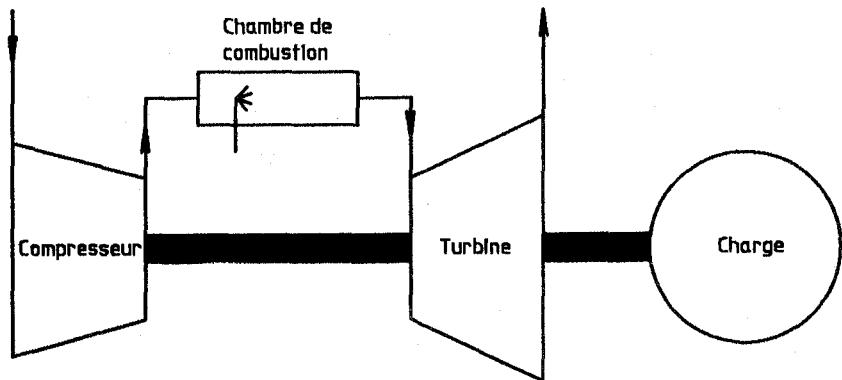
tesse se déclenche pour couper l'alimentation en combustible de la turbine à gaz.

3.41 Injection d'eau et/ou de vapeur: Vapeur d'eau et/ou eau injectée(s) dans le fluide moteur afin d'augmenter la puissance et/ou de réduire la teneur en oxydes d'azote (NO_x) des gaz d'échappement.

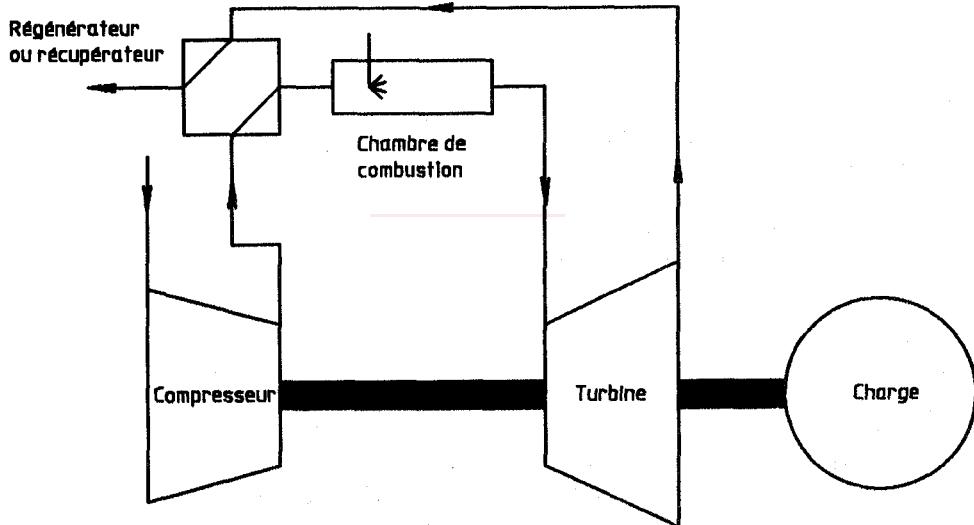
3.42 puissance massique (pour applications non fixes): Rapport, exprimé en kilogrammes par kilo-

watt, de la masse sèche totale de la turbine à gaz telle que définie en 3.1, à sa puissance nette définie en 6.3.

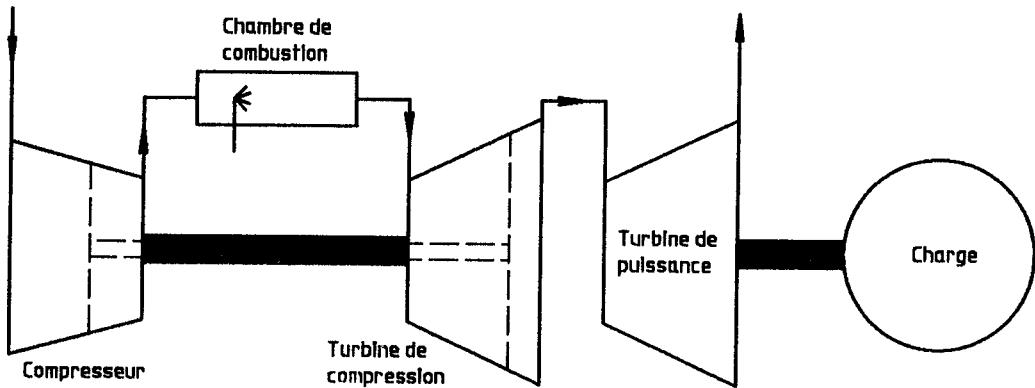
3.43 pompage du compresseur: Régime instable caractérisé par des variations basse fréquence du débit du fluide moteur dans le compresseur et ses tubulures de raccordement.



1a) Turbine à gaz à cycle simple et à un seul arbre

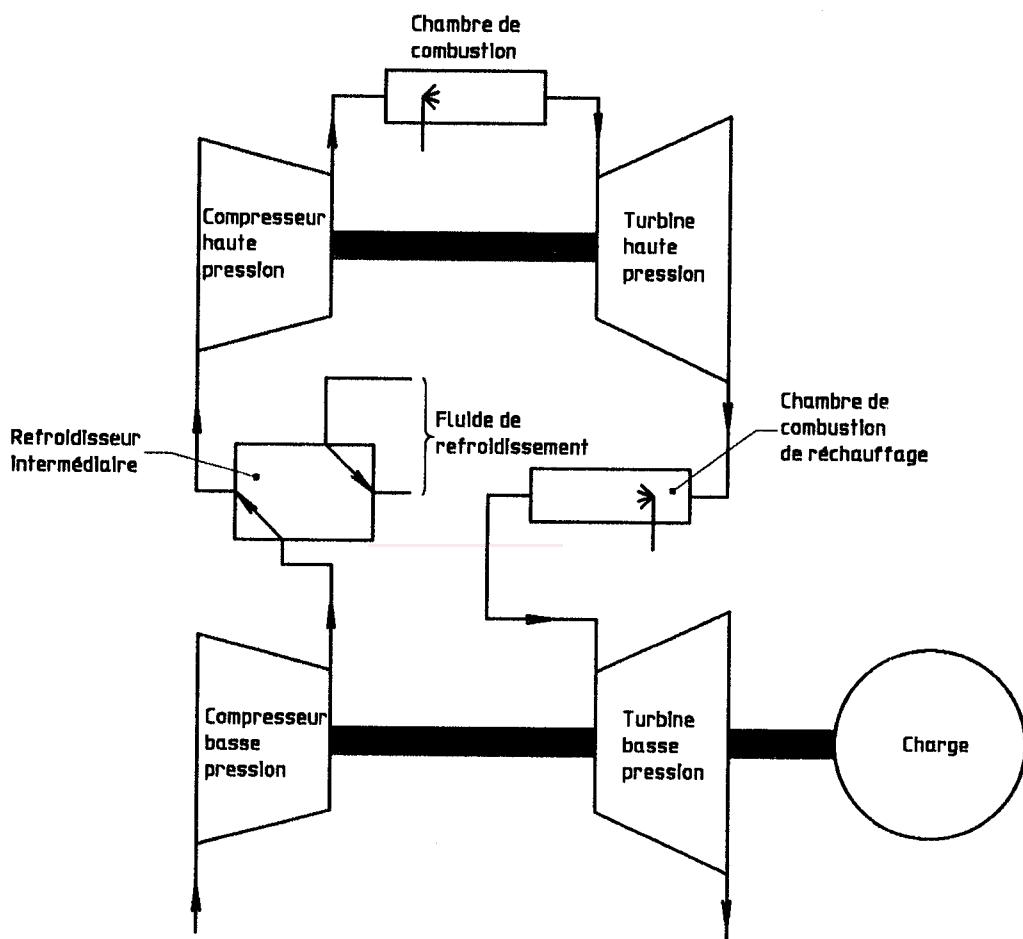


1b) Turbine à gaz à un seul arbre, avec récupération

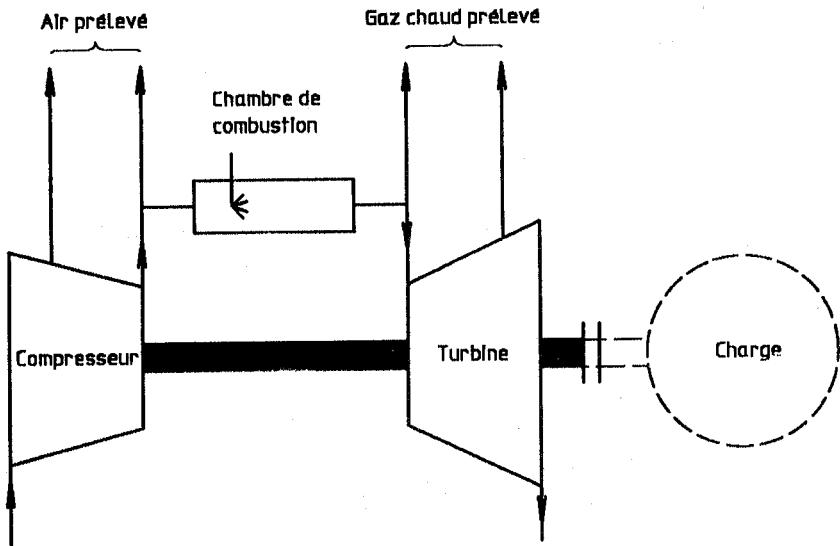


Note - Une disposition à deux rotors concentriques est indiquée en pointillés.

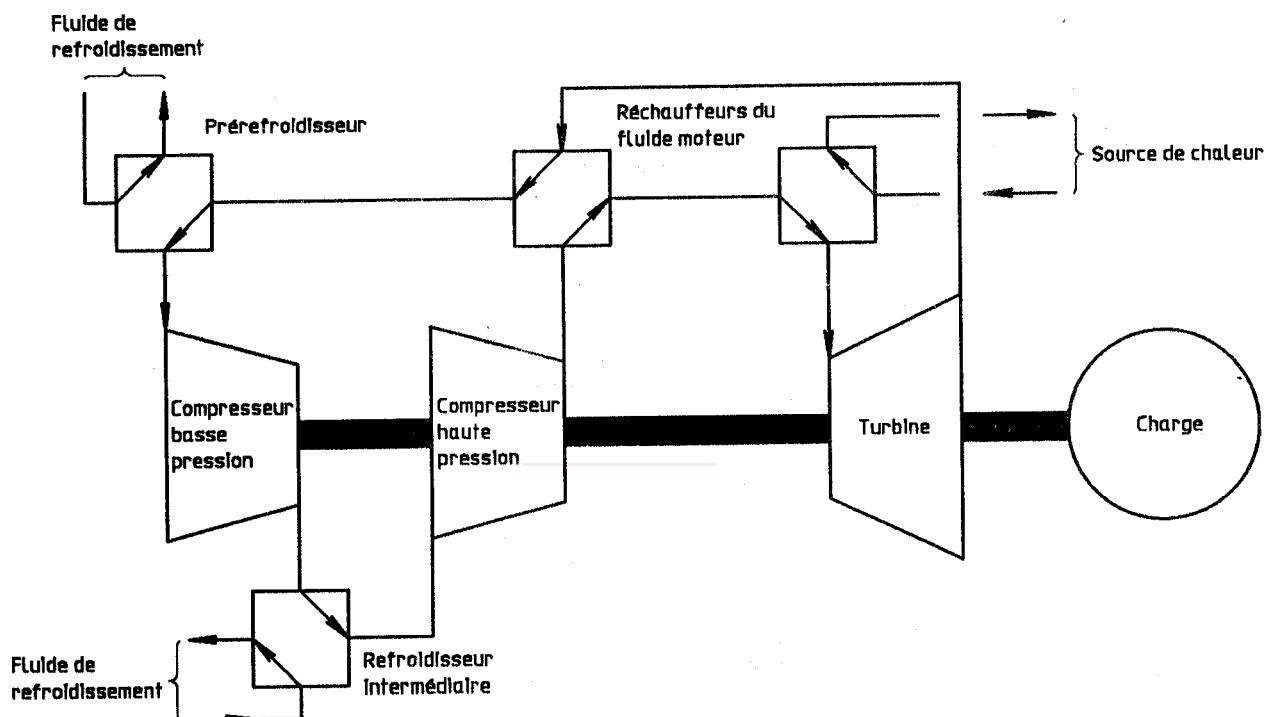
1c) Turbine à gaz à cycle simple à deux lignes d'arbre,
avec turbine de puissance séparée



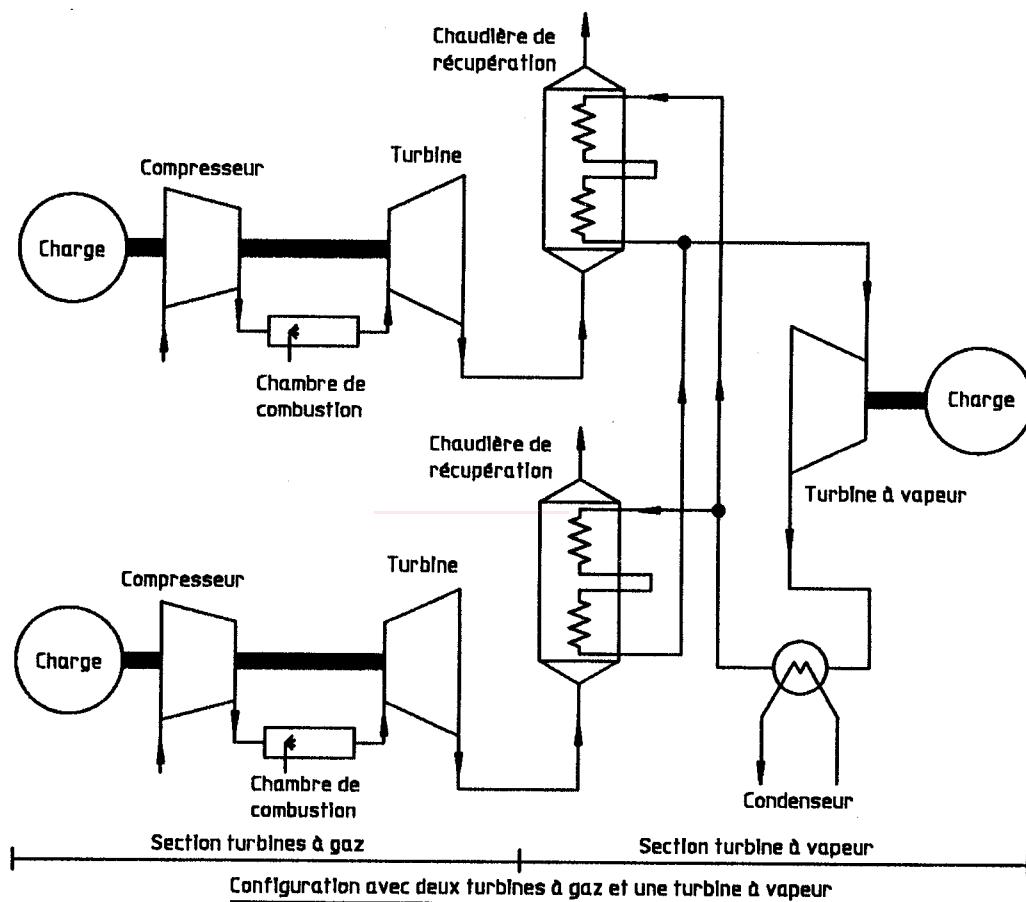
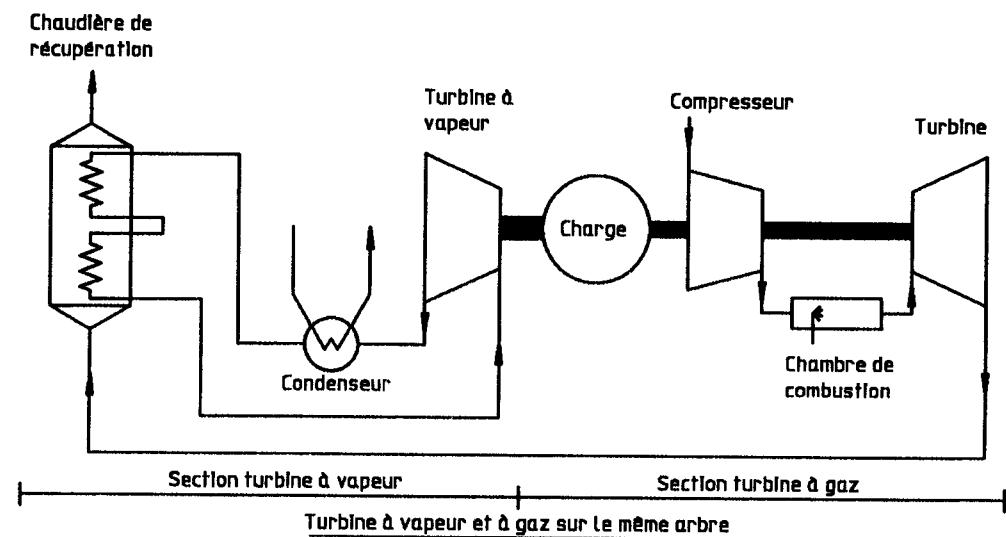
1d) Turbine à gaz à plusieurs arbres, avec cycle à refroidissement intermédiaire et réchauffage (type à deux corps), dont la charge est couplée à l'arbre de la turbine basse pression

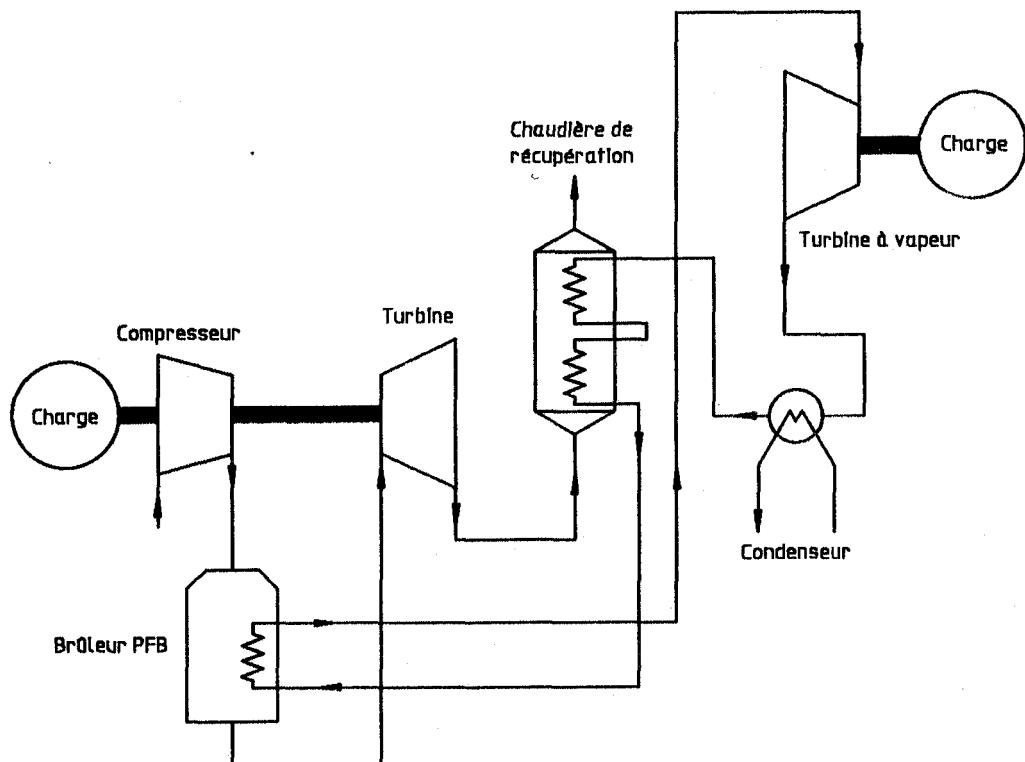


1e) Turbine à gaz à un seul arbre avec prélevement d'air et de gaz chaud



1f) Turbine à gaz à un seul arbre à cycle fermé

1g) Turbines à gaz à cycle mixte



1h) Turbine à gaz à cycle mixte avec brûleur à lit fluidisé sous pression (PFB)

Figure 1 — Schémas de réalisation de turbines à gaz

4 Conditions normales de référence

Les conditions normales de référence, sur lesquelles sont basés la puissance ISO, le rendement, la consommation spécifique de chaleur ou la consommation spécifique de combustible, sont indiquées de 4.1 à 4.4.

4.1 Air à l'admission

Au droit de la bride d'entrée du compresseur (ou éventuellement, en amont de la tuyère d'aspiration de celui-ci), comme indiqué dans l'ISO 2314:1989, 6.6.2, les conditions normales de l'air d'admission sont:

- pression totale: 101,3 kPa;
- température totale: 15 °C;
- humidité relative: 60 %.

4.2 Gaz d'échappement

À la bride de sortie de la turbine (ou éventuellement, à celle du récupérateur), les gaz d'échappement doivent avoir une pression statique de 101,3 kPa.

4.3 Eau de refroidissement (le cas échéant)

Si le fluide moteur est refroidi à l'eau, la température de l'eau à l'entrée doit être de 15 °C.

4.4 Réchauffeur ou refroidisseur du fluide moteur

Si le cycle comprend un réchauffeur ou un refroidisseur à air ambiant, les conditions normales de référence de l'air ambiant doivent être 15 °C et 101,3 kPa.

5 Combustibles d'essai

Si le combustible à utiliser lors des essais de la turbine à gaz n'est pas celui convenu entre le client et le fabricant pour le fonctionnement en service (voir 10.7), un combustible d'essai ayant des caractéristiques acceptées par les deux parties doit être utilisé.

6 Caractéristiques

6.1 Généralités

6.1.1 La puissance fournie par une turbine à gaz, pour une température de référence donnée devant la turbine, est généralement proportionnelle à la pression ambiante absolue et dépend largement de la température de l'air à l'entrée (généralement la température extérieure indiquée par un thermomètre à bulbe sec). De même, la puissance pour une température donnée de l'air à l'entrée dépend de la température de référence devant la turbine. Pour définir une caractéristique, il est nécessaire d'adopter des conditions de référence pour la température et la pression ambiantes mais les caractéristiques des turbines à gaz varieront néanmoins considérablement du fait des différents modes de fonctionnement exigés ainsi que des différents critères de conception des éléments fondamentaux. Les puissances nominales ISO ne tiennent pas compte de la chute de pression à l'admission et à l'échappement, mais les puissances in situ en tiennent compte.

NOTE 8 On peut recourir à une injection de vapeur ou d'eau pour augmenter la puissance fournie et réduire les émissions de NO_x (voir 3.41).

6.1.2 Les caractéristiques de fonctionnement de référence des turbines à gaz doivent être définies pour les valeurs suivantes du pouvoir calorifique inférieur du combustible utilisé:

- a) turbines utilisant un combustible liquide [DST 2 (voir tableau E.2)]: 42 000 kJ/kg;
- b) turbines utilisant un combustible gazeux (100 % de méthane): 50 000 kJ/kg.

Le pouvoir calorifique à pression constante d'un combustible liquide, gazeux ou solide, s'entend à une pression de 101,3 kPa et à une température de 15 °C.

6.2 Modes de fonctionnement

Sauf dans des circonstances particulières, qui doivent faire l'objet d'un accord particulier entre le client et le fabricant, la puissance nominale nette d'une turbine à gaz doit être spécifiée en combinant une des classes de 6.2.1 avec une des gammes du nombre moyen de démarrages par an indiquées en 6.2.2.

EXEMPLE

B II implique un fonctionnement de 2 000 h par an à raison de 500 démarrages au plus par an.

Le fabricant doit préciser le type, la fréquence et l'importance des contrôles et/ou de la maintenance exigés pour le mode de fonctionnement défini [voir 11.1 c)].

NOTE 9 Pour certaines applications, les turbines à gaz fonctionneront avec une combinaison des classes indiquées en 6.2.1. Dans de tels cas, il convient que le client indique le nombre prévu d'heures annuelles de fonctionnement à la puissance nominale nette dans chaque classe. Le fonctionnement en dehors de ces puissances nominales nettes/modes de fonctionnement pourrait essentiellement affecter les intervalles de temps exigés entre les contrôles ou la maintenance.

6.2.1 Classes

Classe A: fonctionnement jusqu'à, et y compris, 500 h par an, à la puissance nominale de crête de réserve;

Classe B: fonctionnement jusqu'à, et y compris, 2 000 h par an, à la puissance nominale de crête;

Classe C: fonctionnement jusqu'à, et y compris, 6 000 h par an, demi-charge de base ou moyenne;

Classe D: fonctionnement jusqu'à, et y compris, 8 760 h par an, à la puissance nominale de base.

6.2.2 Gammes

Gamme I: plus de 500 démarrages par an en moyenne;

Gamme II: jusqu'à 500 démarrages par an en moyenne;

Gamme III: jusqu'à 100 démarrages par an en moyenne;

Gamme IV: jusqu'à 25 démarrages par an en moyenne;

Gamme V: fonctionnement en continu sans arrêt prévu pour les contrôles et/ou la maintenance pendant une période déterminée.

6.3 Puissances nominales ISO

Le constructeur doit déclarer des puissances standards fondées sur la puissance électrique aux bornes du générateur ou sur la puissance fournie à l'arbre de la turbine, dans les conditions normales de référence de l'article 4 et pour les modes de fonctionnement suivants:

- a) puissance nominale «charge ISO de pointe» (2 000 h et 500 démarrages par an en moyenne): classe B, gamme II;

- b) puissance nominale «charge ISO de base» (8 760 h et 25 démarriages par an en moyenne): classe D, gamme IV.

Dans chaque cas, le fabricant doit indiquer la nature, la fréquence et l'importance des contrôles et/ou de la maintenance nécessaire(s).

6.4 Puissance in situ

La puissance in situ doit être spécifiée par le fabricant comme suit:

- a) production d'énergie électrique: puissance électrique nette aux bornes du générateur, compte tenu de la puissance absorbée par les auxiliaires, comme indiqué dans l'ISO 2314:1989, 8.1.2;
- b) entraînement mécanique: puissance nette sur l'arbre, corrigée pour tenir compte de la puissance absorbée par les auxiliaires indépendants (voir ISO 2314:1989, 8.1.1).

Dans les deux cas, la puissance in situ doit tenir compte des conditions spécifiées du site (par exemple la pression et la température ambiantes, les pertes de charge, l'injection de vapeur et d'eau, etc.) ainsi que du mode d'exploitation.

Si le générateur de gaz est fourni séparément, sa puissance in situ, lorsqu'il fonctionne dans les conditions d'installation et d'utilisation spécifiées (voir ISO 2314:1989, 6.3.5), est définie comme celle résultant d'une détente isentropique des gaz, depuis les conditions de sortie du générateur (pression et température totales) jusqu'à la pression atmosphérique.

7 Dispositifs de commande et de protection

7.1 Démarrage

Le système de commande du démarrage, incluant les opérations préliminaires telles que le virage, peut être manuel, semi-automatique ou entièrement automatique comme défini en 7.1.1, 7.1.2 et 7.1.3 respectivement.

7.1.1 Le démarrage manuel nécessite un opérateur pour mettre en route les équipements auxiliaires, amorcer, maintenir et poursuivre la séquence de démarrage (lancement, ventilation et allumage) puis accélérer jusqu'au point de réglage minimal ou jusqu'au régime permettant la synchronisation dans le cas d'un groupe électrogène.

7.1.2 Le démarrage semi-automatique peut exiger un démarrage manuel des équipements auxiliaires et permet à l'opérateur de mettre en route la turbine par une action simple pour effectuer toute la sé-

quence de démarrage jusqu'au point de réglage minimal ou jusqu'au régime permettant la synchronisation dans le cas d'un groupe électrogène.

7.1.3 Les systèmes de démarrage automatique n'exigent qu'une seule action (manuelle ou autre) pour faire démarrer tous les équipements auxiliaires appropriés et amorcer la séquence complète de démarrage jusqu'au point de réglage minimal ou jusqu'au régime permettant la synchronisation dans le cas d'un groupe électrogène.

7.2 Mise en charge

Le système de commande de la mise en charge du groupe peut être manuel, semi-automatique ou entièrement automatique jusqu'à une puissance donnée. La mise en charge automatique peut suivre immédiatement la séquence de démarrage sans action supplémentaire de l'opérateur.

Quel que soit le mode de mise en charge, de brefs arrêts peuvent intervenir à des points de charge donnés pour permettre la stabilisation thermique.

La synchronisation éventuelle du générateur avec un système particulier avant la mise en charge peut également se faire par des moyens manuels ou automatiques.

7.3 Arrêt

L'arrêt peut être manuel, semi-automatique ou automatique. Dans chaque cas, toutefois, la séquence principale des opérations est essentiellement celle indiquée en 7.3.1, 7.3.2 ou 7.3.3.

7.3.1 Groupes turbo-alternateurs

- a) Diminution contrôlée de la charge jusqu'à la puissance nulle à vitesse synchronisée.
- b) Ouverture du disjoncteur.
- c) Réduction de la vitesse jusqu'au ralenti et, le cas échéant, période de refroidissement.
- d) Coupure de l'alimentation en combustible et arrêt des auxiliaires non nécessaires au vireur.
- e) Période de virage, si nécessaire.
- f) Arrêt des derniers auxiliaires, par exemple pompes à huile de lubrification.
- g) Retour aux conditions de démarrage.

7.3.2 Entraînement mécanique

- a) Diminution contrôlée de la charge jusqu'aux conditions de charge minimale.