

Projet TDI RETE-GNL

Technologies et dimensionnement des installations pour le RÉSEAU de distribution
primaire de GNL dans les ports de la zone transfrontalière

Produit T2.3.2 “Rapport sur les synergies : profils économiques, économies d’énergie et durabilité environnementale”

Sommaire

1. FINALITÉ DU PRODUIT T.2.3.2 "RAPPORT SUR LES SYNERGIES : PROFILS ÉCONOMIQUES, ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DURABILITÉ" ET POSITIONNEMENT PAR RAPPORT AU PROJET TDI RETE-GNL.....	6
2. INTRODUCTION GÉNÉRALE SUR LES SYNERGIES POTENTIELLES ENTRE LA FOURNITURE D'UNE SOLUTION POUR LE SOUTAGE DE GNL ET LA GESTION GÉNÉRALE DES FLUX D'ÉNERGIE DANS LES PORTS.	8
3. ANALYSE DE L'ÉTAT DE L'ART SUR LES CYCLES COGÉNÉRATIFS ET TRIGÉNÉRATIFS	11
3.1 Utilisation de combustibles pour la production d'électricité, le chauffage, les transports et les processus industriels	13
3.1.1 Les ressources en carburant et leur épuisement	15
3.2 Technologies de cogénération.....	18
3.2.1 Systèmes de cogénération basés sur des turbines à gaz	18
3.2.1.1 Limites d'émission de gaz d'échappement pour la turbine à gaz.....	20
3.2.1.2 Contrôle de la puissance et de la production de chaleur	21
3.2.1.3 Aspects relatifs à la maintenance.....	24
3.2.1.4 Effet des conditions environnementales sur le rendement des turbines à gaz.....	24
3.2.2 Systèmes alternatifs de cogénération basés sur les moteurs à combustion interne	25
3.2.2.1 Le moteur à gaz	27
3.2.2.2 L'efficacité du carburant	28
3.2.2.3 Les sources de chaleur	30
3.2.2.4 Contrôlabilité de l'énergie électrique et thermique	32
3.2.2.5 Préparation et contrôle du mélange air-carburant	34
3.2.2.6 Aspects relatifs à la maintenance	36
3.2.2.7 Temps de réponse aux changements de charge requis.....	37
3.2.3 Systèmes Rankine et de cogénération à cycle combiné	38
3.2.3.1 Cogénération à la vapeur	38
3.2.3.2 Le cycle Rankine organique	39
3.3 Bénéfices découlant de l'utilisation de la cogénération	39
3.3.1 Économies d'énergie potentielles associées à la cogénération	39
3.3.2 Capacité de back-up pour les énergies renouvelables	40
4. EXEMPLES D'APPLICATION DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION.....	42
4.1 Cogénération dans le secteur tertiaire	42
4.2 Cogénération dans le secteur industriel	44
4.3 Cogénération dans le secteur commercial	44
4.3.1 Cogénération dans les hôtels	44
4.3.2 Cogénération dans les hôpitaux	45
4.4 Cogénération en combinaison avec les énergies renouvelables	46
4.5 Cogénération et dessalement	47
5. LES ASPECTS THERMODYNAMIQUES ET LA RÉDUCTION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION.	48
5.1 Efficacités basées sur l'énergie	48
5.2 Efficacité basée sur l'exergie	52
5.3 Rapport électricité/chaleur	53
5.4 Économies d'énergie primaire d'un système de cogénération	53
5.5 Économies d'énergie primaire d'un système de trigénération.....	54
5.6 Impact environnemental de la cogénération	57
5.6.1 Définitions et catégories d'impact des émissions	57
5.6.2 Effets sur la qualité de l'air	59
5.6.3 Irréversibilité, consommation de carburant et émissions	59
5.6.3.1 Estimation des émissions gazeuses directes	61
5.6.4 Bilan local et mondial des émissions gazeuses directes	62
5.6.5 Association du combustible et des émissions d'un système de cogénération avec ses produits	62

5.6.5	<i>Dispersion et impact des polluants sur l'environnement et la société : le coût environnemental externe</i>	64
5.6.6	<i>Bruit et vibrations</i>	65
6.	L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DES COÛTS DES TECHNOLOGIES DE COGÉNÉRATION	67
7.	LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES DES ZONES PORTUAIRES DANS LA ZONE DE RÉFÉRENCE	73
7.1	Description générale des besoins énergétiques du port de Gênes	73
7.1.2	<i>Répartition de la consommation d'énergie</i>	74
7.2	Description générale des besoins énergétiques du port de Livourne	80
7.2.1	<i>Consommation pour la manutention des marchandises à quai et les remorqueurs</i>	81
7.2.	<i>Consommation des navires à quai</i>	84
7.2.3	<i>Consommation d'électricité et de chaleur pour d'autres usages de l'opérateur</i>	87
8.	EXEMPLES D'APPLICATION DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION ET DE TRIGÉNÉRATION	89
8.1.1	<i>Exemple 1 : installation de cogénération pour les installations de stockage de fioul</i>	91
8.1.2	<i>Exemple 2 : installation de trigénération pour les immeubles de bureaux</i>	95
9.	ÉTAT DE L'ART ET EXAMEN DES PROFILS EMPIRIQUES RELATIFS AUX APPLICATIONS DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION ET DE TRIGÉNÉRATION DE GNL DANS LA ZONE PORTUAIRE MARITIME AU NIVEAU NATIONAL	100
10.	CO- ET TRI-GÉNÉRATION DANS LE DOMAINE MARITIME PORTUAIRE : LES MEILLEURES PRATIQUES AU NIVEAU INTERNATIONAL	103
	References	106

Index des figures

Figure 1 - Augmentation de l'approvisionnement en énergie primaire depuis 1970.....	12
Figure 2 - Augmentation de l'utilisation de l'électricité à partir de 1970.....	13
Figure 3 - Fractions des types d'énergie responsables de la consommation d'électricité en 2013	14
Figure 4 - Évolution des prix du charbon et du gaz naturel.....	15
Figure 5 - Extrapolation linéaire de l'approvisionnement en carburant jusqu'en 2013 sur la base de données entre 2001 et 2015	16
Figure 6 - Extrapolation de la croissance des énergies renouvelables jusqu'en 2040	17
Figure 7 - Schéma d'une installation de turbine à gaz en mode de cogénération.....	19
Figure 8 - Exemples de valeur de rendement brut des turbines à gaz par taille	20
Figure 9 - Exemple de ligne de Willans montrant une relation linéaire entre la consommation de carburant et la puissance de sortie d'une turbine à gaz	22
Figure 10 - Exemple d'abaissement du rendement d'une turbine à gaz en fonction de la puissance.....	22
Figure 11 – Exemple de la relation entre la puissance du système et la chaleur utile	23
Figure 12 - Variation de la puissance des turbines à gaz causée par la température et la pression ambiantes.....	25
Figure 13 - Éléments de base d'un moteur à combustion interne.....	26
Figure 14 - Représentation schématique d'un moteur à combustion interne suralimenté	27
Figure 15 - Efficacité électrique brute d'un système de cogénération basé sur des moteurs à combustion interne	30
Figure 16 - Bilan énergétique d'un moteur à combustion interne suralimenté à sa charge nominale	31
Figure 17 - Énergie du carburant, puissance sur l'arbre et flux thermique en fonction de la puissance de sortie du moteur.....	33
Figure 18 - Exemple de variation de la chaleur en fonction de la puissance de sortie et de l'efficacité CHP	33
Figure 19 - Efficacité électrique de l'unité de cogénération en fonction du rendement	34
Figure 20 - Schématisation d'une installation de cogénération intégrée avec pompes à chaleur et réservoir de stockage de chaleur.....	41
Figure 21 - Exemple de stratégie pour la production d'électricité par une installation de cogénération d'un grand hôpital.....	46
Figure 22 - Flux d'énergie entrant et sortant d'un système de cogénération	48
Figure 23 – Système de cogénération basé sur un moteur principal alimentant un générateur	50
Figure 24 - Schéma simplifié d'un système de trigénération	54
Figure 25 - Système de référence pour la quantification des économies d'énergie primaire	55
Figure 26 - Pertes d'énergie et impacts environnementaux. Légende : 1 - consommation de carburant normale, 2 - consommation de carburant inférieure avec la même production que dans le cas 1.....	60
Figure 27 - Utilisation directe de l'énergie primaire et réduction du CO ₂ grâce à la cogénération.	60
Figure 28. Estimation de la consommation du port de Gênes (énergie primaire) : valeurs pour la consommation thermique et électrique.	76
Figure 29. Estimations de la consommation du port de Gênes (énergie primaire) : poids relatif de la consommation thermique et électrique.	76
Figure 30 - Répartition des besoins en électricité entre les différentes catégories homogènes	77
Figure 31 - Répartition des besoins en énergie thermique entre les différentes catégories homogènes	77
Figure 32 - Contribution à la consommation totale pour chaque type de véhicule.....	84
Figure 33 - Contribution à la consommation totale à quai pour chaque type de navire.....	85
Figure 34 - Limites d'émission selon MARPOL	86
Figure 35 - Système traditionnel de production d'électricité et de chaleur	89
Figure 36 - Système de cogénération pour la production d'électricité et de chaleur.....	90
Figure 37 - Système traditionnel de production d'électricité, de chaleur et de froid.....	90
Figure 38 - Système trigénérateur	91
Figure 39 - Besoin en énergie du système de stockage du vrac des liquides	91
Figure 40 - Schéma d'une installation de cogénération pour la production combinée d'électricité et de chaleur (vapeur).....	93
Figure 41 - Représentation dans le plan thermodynamique des transformations du cycle de cogénération.....	93
Figure 42 - Besoin énergétique des utilisateurs analysés.....	96

Figure 43 - Schéma de l'installation de trigénération proposée	97
Figure 44 - Représentation dans le plan thermodynamique des transformations du cycle trigénérateur.....	98
Figure 45: Projet EcoEléctrica sur l'île de Porto Rico ; terminal GNL couplé à une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné.....	104

Index des tableaux

Tableau 1 - Répartition de la consommation finale d'énergie basée sur les dérivés du charbon, du pétrole et du gaz pour différents secteurs en 2013	14
Tableau 2 - Nombre de méthane de certains combustibles gazeux typiques	29
Tableau 3 - Exemple d'un programme de maintenance pour un moteur à combustion interne	37
Tableau 4 - Lien entre les catégories d'impact midpoint et endpoint.....	58
Tableau 5: Classification des coûts CAPEX d'une installation de cogénération	69
Tableau 6: Classification des coûts OPEX d'une installation de cogénération	71
Tableau 7: Valeurs des coûts OPEX et CAPEX par MW des installations de cogénération de type moteur à combustion interne à gaz et turbine à gaz	71
Tableau 8 - Répartition des besoins énergétiques pour les différentes catégories	79
Tableau 9 - Répartition des besoins énergétiques pour les différentes catégories	79
Tableau 10 - Rapport caractéristique entre les besoins de chauffage et les besoins d'électricité pour les différentes catégories homogènes analysées.....	80
Tableau 11 - Consommation traditionnelle de carburant par opérateur et par véhicule	82
Tableau 12 - Estimation de la consommation de carburant traditionnel par opérateur et par véhicule	83
Tableau 13 - Type et consommation des navires à quai	84
Tableau 14. Facteur d'émission de GES du secteur de l'électricité pour la production d'électricité (g CO ₂ eq / kWh) dans les principaux pays européens et dans l'UE28. Données par ordre décroissant de valeur de 2017.	86
Tableau 15 - Consommation d'électricité et de gaz naturel pour les opérateurs du port de Livourne (partielle)..	87
Tableau 16: Projets nationaux de cogénération dans le secteur maritime portuaire	100

1. FINALITÉ DU PRODUIT T.2.3.2 "RAPPORT SUR LES SYNERGIES : PROFILS ÉCONOMIQUES, ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DURABILITÉ" ET POSITIONNEMENT PAR RAPPORT AU PROJET TDI RETE-GNL

Ce document est la première version du produit T.2.3.2 "Rapport sur les synergies : profils économiques, économies d'énergie et durabilité". Le document examine et résume notamment les principales synergies qui se produisent au sein des zones portuaires en ce qui concerne l'utilisation du GNL. Les activités comprennent la préparation, la mise en œuvre et la mise au point des rapports et de la documentation, comme prévu dans le formulaire par :

- P1/CF (UNIGE-CIELI): le CF avec le soutien des partenaires P2 et P3 a défini la structure et les contenus du Produit final T2.3.2 et a coordonné les activités de recherche des partenaires P2 et P3, en coordination également avec le consultant externe du partenaire P3 qui a suivi ces activités (Enterprise Shipping Agency Srl). Le groupe de travail du CF a également préparé les chapitres et paragraphes du produit T2.3.2 dans sa version finale indiquée ci-dessous: Chapitre 1, Chapitre 2, Chapitre 3, Chapitre 4, Chapitre 5, Paragraphe 7.1, Chapitre 8. Le CF a revu constamment la documentation produite par les différents partenaires et consultants et a également préparé la fiche de synthèse finale du Produit T2.3.2.
- P2 (UNUPI): le partenaire P2 (UNUPI) a aidé le CF à définir les contenus et la structure du Produit final T2.3.2. En outre, le partenaire P2 a contribué à la préparation du Chapitre 1, le Chapitre 2 et le Paragraphe 7.2 est attribuable au même partenaire. Le partenaire P2 a également revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et validé la version finale du produit T2.3.2 et la fiche de synthèse associée.
- P3 (UNICA-CIREM): le partenaire P3 (UNICA-CIREM) a aidé le CF à définir les contenus et la structure du Produit final T2.3.2 et par le biais du consultant externe Enterprise Shipping Agency Srl a réalisé le Chapitre 6, Chapitre 9 et Chapitre 10 du produit T2.3.2 dans sa version finale. Ces chapitres sont en effet extraits du rapport en faveur du P3 par le consultant cité. En outre, le partenaire P3 a revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et validé la version finale du produit T2.3.2 et la fiche de synthèse associée.
- P4 (OTC): le partenaire P4 a participé à la définition de la structure et des contenus du rapport, a revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.2 et la fiche de synthèse associée .
- P5 (CCIVAR): partenaire P5 a participé à la définition de la structure et des contenus du rapport, a revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.2 et la fiche de synthèse associée.

Les documents intégraux réalisés sont disponibles sur le portail du Programme Interreg Marittimo1420 (<https://web.regione.toscana.it/marittimo>).

Sur la base des analyses effectuées dans le rapport T2.1.2 finalisé à la cartographie de la demande de GNL dans la zone du programme et notamment sur la base des résultats qui ont émergé en référence à l'estimation des besoins énergétiques attribuables aux zones portuaires étudiées, le partenariat a réalisé des premières études visant à identifier les utilisations synergiques possibles du GNL pour satisfaire les besoins énergétiques supplémentaires (par rapport aux services de soutage) qui caractérisent les nœuds portuaires cibles. En particulier, selon les études menées, il est possible de prévoir, dans le contexte actuel et prospectif, comment l'utilisation du GNL implique et conduira de plus en plus à l'émergence

de synergies avec les activités nombreuses et hétérogènes exercées dans le cadre portuaire. Dans le cadre du Produit T2.3.2, par conséquent, l'accent est mis sur les possibilités offertes par les centrales de cogénération et de trigénération, qui permettent la production à haut rendement d'électricité et de chaleur. Ces installations, en effet, où la disponibilité des deux types d'énergie est nécessaire, permettent d'obtenir un rendement global (Combined Heat and Power efficiency) nettement supérieur à celui résultant de l'utilisation de l'électricité du réseau et de la chaleur produite à partir de processus de combustion.

Le produit T2.3.2 s'organise donc en présentant d'abord les principales caractéristiques de ces types de systèmes, en mettant en évidence leurs avantages et en définissant les conditions de fonctionnement dans lesquelles il est avantageux d'adopter de telles solutions. Suit ensuite une analyse de l'état de l'art sur les cycles de cogénération et de trigénération, illustrant quelques exemples d'applications et mettant en évidence les avantages associés à la réduction de l'impact environnemental. Les résultats des activités précédentes sont ensuite résumés concernant l'analyse des besoins énergétiques portuaires afin de présenter quelques exemples d'application de centrales de cogénération et de trigénération pour certains ports de la zone du programme.

2. INTRODUCTION GÉNÉRALE SUR LES SYNERGIES POTENTIELLES ENTRE LA FOURNITURE D'UNE SOLUTION POUR LE SOUTAGE DE GNL ET LA GESTION GÉNÉRALE DES FLUX D'ÉNERGIE DANS LES PORTS.

Comme l'illustre abondamment le produit T 2.1.2, concernant la cartographie de la demande de GNL dans les ports, la cartographie des besoins énergétiques des ports est un sujet complexe et pas facile. Cette difficulté réside dans la multiplicité et la complexité des flux énergétiques qui caractérisent les zones portuaires.

En outre, le type de flux d'énergie à cartographier peut être assez hétérogène : en effet, il est possible d'avoir des flux d'énergie électrique, des flux d'énergie thermique, c'est-à-dire des besoins énergétiques satisfaits par l'utilisation de différents types de carburants (essence, diesel, etc.) pour l'alimentation des véhicules internes.

Dans le contexte spécifique des zones portuaires, trois fronts différents traversés par des flux d'énergie peuvent être sensiblement identifiés, chacun caractérisé par des caractéristiques spécifiques:

- Un front du côté maritime, c'est-à-dire la zone frontalière entre le port et le système composé des navires passant par la zone portuaire
- Un front intérieur, traversé par des flux d'énergie et caractérisé par les besoins spécifiques des zones internes du port (équipements de manutention, électricité pour l'éclairage et les services, énergie thermique, etc.)
- Un front du côté de l'arrière-port, c'est-à-dire la zone frontalière entre le système portuaire et la zone de l'arrière-port au sens le plus large, caractérisé, selon l'emplacement du port, par des zones urbaines ou industrielles.

Du point de vue maritime, les principaux flux et besoins énergétiques identifiés concernent le soutage du GNL et, le cas échéant, les solutions d'électrification des quais. Ces solutions, qui prévoient essentiellement le raccordement du navire à un système électrique dédié dans le port, permettent, surtout pendant la phase de transition du combustible traditionnel au combustible à émissions polluantes réduites, même aux navires dotés de systèmes de propulsion traditionnels d'être stationnés dans le port, ce qui élimine les émissions polluantes dues à l'utilisation de systèmes auxiliaires à bord, alimentés par du combustible traditionnel.

D'un point de vue de l'arrière-port, l'analyse des flux énergétiques dépend fortement, comme déjà mentionné, du contexte dans lequel le port est inséré. En fait, les besoins énergétiques des zones arrière-portuaires peuvent être de nature extrêmement différente selon le type de zones qui caractérisent la zone en question. Les flux d'énergie, dans ce cas, bien que rattachés aux trois catégories mentionnées ci-dessus (besoins électriques, thermiques ou combustibles) dépendent donc d'une multiplicité de facteurs, et leur analyse dépasse les objectifs du projet.

L'analyse des flux et des besoins énergétiques à l'intérieur du port, d'autre part, est une question d'une importance absolue dans le cadre des objectifs du projet TDI-RETE GNL. Comme le souligne largement le produit T2.1.1, la principale source d'information sur les besoins énergétiques de la zone portuaire repose sur les informations fournies par les AdsP, qui sont les organismes les plus appropriés pour avoir une vision globale des besoins énergétiques et pour transmettre les informations aux et des principaux utilisateurs d'énergie de la zone portuaire. En effet, ces sujets utilisent l'énergie de différentes

manières, électrique, thermique et sous forme de combustibles, pour l'exploitation des infrastructures et pour la manutention des marchandises dans le port.

Sur la base de ces informations, il sera donc possible d'effectuer une analyse détaillée de la demande énergétique, sous ses différentes formes, et de cartographier la manière dont cette énergie est utilisée dans la zone portuaire.

L'utilisation du GNL pour l'approvisionnement des installations de cogénération ou de trigénération n'est actuellement pas économiquement viable dans les zones desservies par le réseau gazier national. Il est évident que l'évolution continue des prix du gaz naturel sur le réseau, associée également à la nécessité d'évaluer, dans une perspective prospective, la disponibilité potentielle de gisements de GNL côtiers, rend indispensable l'évaluation de cette commodité économique à l'échelle locale et pour des applications spécifiques. Toutefois, cela n'exclut pas deux possibilités :

- Utiliser le GNL dans les zones non desservies par le réseau national, comme par exemple dans la région de Sardaigne ou dans le cas plus général des zones éloignées et difficiles d'accès. Dans ces zones, en effet, le GNL pourrait représenter une solution pour la méthanisation des zones d'accès difficile par le réseau national.
- En tout état de cause, dans la zone portuaire, la construction de centrales de cogénération ou de trigénération, qui permettent de produire de l'électricité et de la chaleur à haut rendement. Ces installations, en effet, où la disponibilité des deux types d'énergie est requise, permettent d'obtenir un rendement global (rendement de la cogénération) nettement supérieur à celui résultant de l'utilisation de l'électricité du réseau et de la chaleur produite par des processus de combustion.

Il est également important de souligner que les ports qui ne sont pas méthanisés ou en tout cas qui le sont pour les petits utilisateurs pourraient bénéficier de la présence d'un dépôt de GNL pour l'autoproduction (et la cogénération) sans avoir à préparer et à convenir de connexions et d'approvisionnements coûteux à partir du réseau gazier.

De plus, l'autoproduction dans la zone portuaire faciliterait certainement l'électrification des quais, en s'affranchissant des problèmes de connexion au réseau électrique avec une puissance élevée et surtout avec des coûts énergétiques beaucoup plus compétitifs.

En effet, la fourniture de l'électricité nécessaire à l'alimentation des quais doit, bien entendu, se faire de manière discontinue, pendant la période où les navires sont stationnés et, dans le cas des grands navires, nécessitant une puissance nettement élevée. L'utilisation de centrales capables de fournir sur place de l'électricité autoproduite, telles que des centrales traditionnelles ou des centrales de cogénération, permettrait de gérer de manière autonome la fourniture de l'énergie électrique supplémentaire nécessaire pendant les périodes où les navires sont stationnés.

Il convient également de noter que le "Document de consultation pour une stratégie nationale en matière de GNL", et en particulier l'annexe du chapitre 2, traite de la question de l'utilisation du "Boil Off Gas" (BOG) dans les installations de stockage de GNL. Plus précisément, dans la partie relative à l'utilisation des installations de regazéification pour les activités d'écrêtement des pointes, c'est-à-dire les installations situées en des points stratégiques du réseau de transport afin de pallier les éventuelles pénuries de gaz sur le réseau, sont exposés les commentaires des représentants des différents terminaux italiens sur la préparation de leur terminal à la prestation du service PS, en indiquant notamment les modalités de récupération du BOT attendu, ou prévisible, pour leur terminal pendant le service

d'écarter les pointes lorsque l'installation est à l'arrêt. Ces solutions comprennent également la possibilité d'utiliser le BOG pour la production d'électricité, de chaleur ou en mode de cogénération.

En outre, la présence de GNL dans les ports favoriserait évidemment la pénétration des véhicules de quai au GNL hybrides, avec des avantages évidents en termes d'émissions locales.

En ce qui concerne les centrales trigénératives, c'est-à-dire capables de fournir, en plus de la production d'électricité, de l'énergie thermique sous forme de chauffage ou de refroidissement, une application possible concerne le conditionnement des immeubles de bureaux présents dans les zones portuaires.

Toutefois, les utilisations de la réfrigération dans les zones portuaires sont principalement liées au stockage des denrées alimentaires (bien qu'il faille considérer que les conteneurs réfrigérés sont en fait autonomes puisque le système de réfrigération est alimenté par l'électricité fournie à l'intérieur des terminaux de réfrigération). Dans ce contexte, le refroidissement peut être utilisé, par exemple, pour la thermorégulation des aliments pendant les périodes les plus chaudes, mais il est également nécessaire de prendre en compte les exigences liées à la température de stockage : en effet, certains aliments nécessitent des températures de stockage plus basses que celles qui peuvent être obtenues par l'utilisation de refroidisseurs à absorption.

Il est également intéressant d'envisager la possibilité d'utiliser le refroidissement obtenu par la transformation du GNL en gaz naturel lors de la regazéification et le chauffage à des températures proches de l'environnement avant de l'envoyer aux groupes de production (TG ou MCI).

Une autre possibilité à mentionner est la synergie avec le traitement des prises à terre et la production de glace pour les petits navires.

Suite à ces considérations préliminaires, l'évaluation des besoins énergétiques des grands utilisateurs du port et leur analyse détaillée fourniront également les outils nécessaires pour évaluer les solutions énergétiques alternatives possibles, telles que, comme expliqué ci-dessus, l'utilisation de centrales de cogénération ou de trigénération.

3. ANALYSE DE L'ÉTAT DE L'ART SUR LES CYCLES COGÉNÉRATIFS ET TRIGÉNÉRATIFS

Les besoins électriques et thermiques d'un ou plusieurs sites (bâtiments, unités industrielles, etc.) sont normalement couverts par l'achat d'électricité auprès du réseau électrique local et la production de chaleur utile par combustion dans une chaudière située à proximité du site d'utilisation. Cependant, la production d'électricité dans une centrale électrique s'accompagne de la production de chaleur, ce qui entraîne un énorme gaspillage d'énergie si la chaleur est libérée dans l'environnement par les gaz d'échappement et les circuits de refroidissement de la centrale elle-même. La majeure partie de cette chaleur peut être récupérée et utilisée pour couvrir les charges thermiques, ce qui transforme la centrale électrique en un système de cogénération, qui augmente le rendement du combustible de 40%-50 % à 80%-90 %. De nombreuses définitions de la cogénération (également appelée Combined Heat and Power-CHP) sont apparues dans la littérature générale. La suivante est proposée ici : La cogénération peut être définie comme la production simultanée de travail et de chaleur utile à partir de la même source d'énergie primaire. Par travail, on entend l'énergie mécanique ou électrique [1,2]. L'énergie mécanique, produite par exemple par une turbine ou un moteur à combustion interne, peut entraîner un générateur pour la production d'électricité ou d'autres équipements tels qu'un compresseur et une pompe. Il est également possible de convertir directement en électricité l'énergie stockée chimiquement dans le combustible, par exemple au moyen de piles à combustible. L'énergie thermique récupérée peut être utilisée pour le chauffage et/ou le refroidissement au moyen d'équipements supplémentaires tels que des refroidisseurs à absorption. L'utilisation de l'énergie thermique pour le dessalement par les distillateurs est également une application d'intérêt croissant. Ainsi, bien que des termes tels que trigénération et polygénération semblent décrire des systèmes avec trois produits utiles ou plus, ces produits sont obtenus avec des équipements supplémentaires, tandis que le système central reste le système de cogénération tel que défini ci-dessus.

La cogénération est apparue pour la première fois en Europe et aux États-Unis en 1880-1890. Au cours des premières décennies du XXe siècle, la plupart des unités industrielles disposaient de leurs propres centrales électriques pour la production d'électricité, fonctionnant normalement au charbon. Nombre d'entre eux étaient des systèmes de cogénération, qui fournissaient de l'énergie thermique (généralement sous forme de vapeur) aux processus industriels. Il est intéressant de noter qu'aux États-Unis, au début de 1900, environ 58 % de l'électricité totale produite localement dans les usines industrielles provenait de systèmes de cogénération. Une période de déclin a suivi, pour plusieurs raisons :

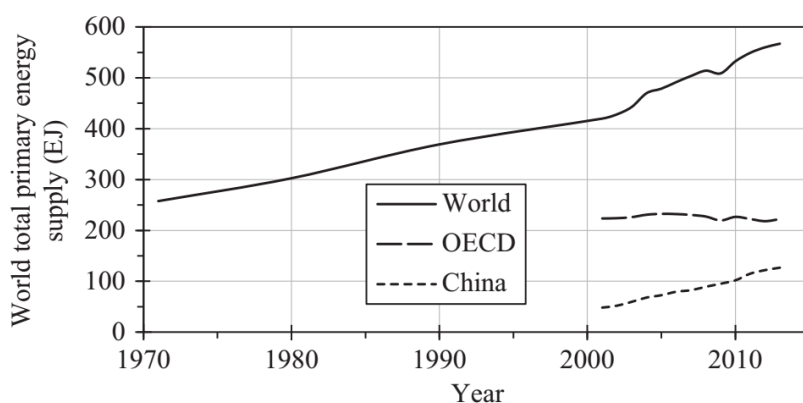
- 1) La construction de centrales électriques fiables et de réseaux publics fournissant une électricité bon marché, rendant ainsi la production sur place moins attrayante.
- 2) La réglementation croissante de la production d'électricité.
- 3) La disponibilité de combustibles liquides et gazeux à faible coût (principalement le gaz naturel).
- 4) Les avancées technologiques telles que la construction de chaudières monoblocs.
- 5) L'introduction de normes environnementales plus strictes.

En conséquence, par exemple aux États-Unis, en 1950, la cogénération industrielle sur site ne représentait que 15 % de la capacité totale de production d'électricité, pour tomber à environ 5 % en 1974. La forte hausse du coût des combustibles en 1973, accompagnée d'une incertitude sur l'approvisionnement en combustible et d'une prise de conscience accrue de la pollution de l'environnement, a rendu la cogénération encore plus pertinente.

La croissance substantielle du niveau de richesse dans le monde depuis le début du 20^e siècle est principalement basée sur l'utilisation de l'énergie. Les combustibles fossiles alimentent des machines et des procédés qui permettent une énorme croissance de la productivité et l'approvisionnement en biens de consommation. Sur la base de ces avantages, la consommation d'énergie a augmenté à un rythme très élevé, comme si les ressources disponibles étaient illimitées. Cependant, les craintes d'épuisement des ressources bon marché, combinées à l'inquiétude croissante face à un réchauffement climatique excessif, ont conduit à soutenir la production combinée de chaleur et d'électricité et même à une augmentation drastique des énergies renouvelables.

La Figure 1 montre l'augmentation de la fourniture totale d'énergie primaire (Total Primary Energy Supply - TPES) dans le monde depuis 1970.

Figure 1 - Augmentation de l'approvisionnement en énergie primaire depuis 1970



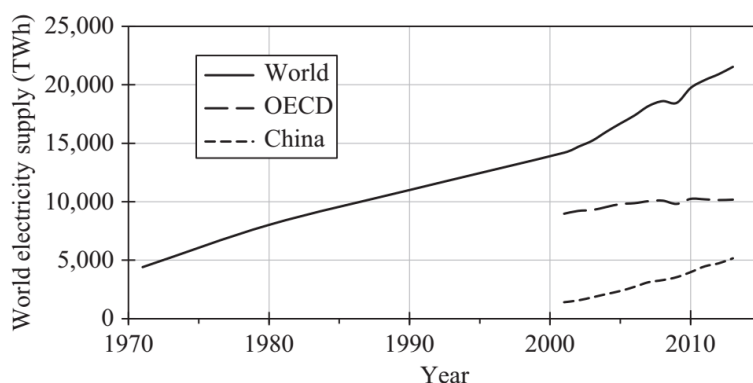
Source: [1,3,4]

En 2013, la TPES dans le monde était 2,2 fois plus élevée qu'en 1970. Cela équivaut à une augmentation annuelle moyenne d'environ 2 %. Les 34 pays associés à l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) sont ceux qui ont un niveau moyen de richesse par habitant et sont souvent appelés pays développés. La figure 2 montre que l'approvisionnement en énergie primaire de ces pays est resté presque constant de 2000 à 2013. Cette situation est due en partie à deux grandes récessions économiques, mais elle a également contribué à accroître le rendement énergétique des processus industriels et des véhicules routiers. Toutefois, le transfert de la production à forte intensité énergétique de l'OCDE vers la Chine et l'Asie Pacifique joue un rôle important dans ce processus. La PTEP en Chine a augmenté de deux fois en une seule décennie. La tendance positive de l'approvisionnement en énergie primaire devrait se poursuivre, principalement en raison de l'évolution de la situation en Afrique subsaharienne et dans les pays les plus pauvres d'Asie. La consommation d'énergie par habitant en Afrique ne représente que 16 % de celle des pays de l'OCDE. En excluant la République d'Afrique du Sud et les pays d'Afrique du Nord, le citoyen moyen d'Afrique subsaharienne ne reçoit que 12 % de l'approvisionnement en énergie primaire du citoyen moyen de l'OCDE.

Une augmentation drastique de l'approvisionnement en énergie des régions pauvres est donc nécessaire pour créer des niveaux de vie plus proches de ceux du reste du monde. L'inconvénient de la consommation d'énergie réside dans ses émissions relatives de CO₂. En moyenne, chaque tonne de carburant consommée libère 2,5 tonnes de CO₂. Le niveau actuel des émissions de gaz à effet de serre est déjà si élevé que de nombreux chercheurs et politiciens le jugent excessif. Cependant, les tendances

de la consommation d'énergie ne reflètent pas une diminution de ce niveau, mais plutôt le contraire. La raison de cette croissance réside dans le concept selon lequel la valeur dérivée de l'exploitation de l'énergie en termes d'augmentation du niveau de richesse est très élevée par rapport au coût et au prix de l'énergie elle-même. Cela constitue un défi important pour le monde. Pour l'électricité, la courbe de croissance est encore plus raide que pour le TPES. Ceci est illustré dans la Figure.

Figure 2 - Augmentation de l'utilisation de l'électricité à partir de 1970



Source: [1]

L'offre d'électricité a été multipliée par 4,9 en 32 ans. Cela démontre clairement le rôle croissant de l'électricité comme vecteur d'énergie. La mise en œuvre de techniques offrant une meilleure efficacité de conversion énergétique comme la cogénération et une plus grande importance accordée aux services a considérablement réduit l'intensité énergétique de l'économie..

3.1 Utilisation de combustibles pour la production d'électricité, le chauffage, les transports et les processus industriels

Les combustibles sont utilisés pour des applications industrielles, commerciales et domestiques ainsi que pour la production et le transport d'électricité. Dans de nombreux cas, l'énergie primaire contenue dans le combustible n'est que partiellement utilisée dans la demande finale. Dans la plupart des cas, le pétrole brut doit être raffiné avant de pouvoir être utilisé pour alimenter le transport routier. Cela signifie que la consommation finale de pétrole contient moins d'énergie que celle contenue dans le carburant d'origine. Cela est particulièrement vrai pour les combustibles à base de charbon, comme le charbon noir, le lignite et la tourbe. Les combustibles à base de charbon sont largement utilisés dans les centrales électriques, avec un rendement moyen de 36,4 % pour la production d'électricité au niveau mondial. Les centrales électriques au gaz naturel, y compris la cogénération, ont un rendement moyen de 40,7 %. Par définition, la consommation finale totale (Total Final Consumption - TFC) d'énergie est égale à la TPES moins les pertes de conversion avant que l'énergie ne soit offerte à l'utilisateur final. La plupart des pertes de conversion se produisent dans les centrales électriques et les raffineries. Toutefois, les pertes d'efficacité chez les utilisateurs finaux, tels que les systèmes de chauffage domestique et les moteurs de voiture, n'ont pas été prises en compte dans le TFC. En 2013, la TFC mondiale était de 389 EJ et la TPES de 567 EJ. Cela signifie que 31,4 % de la TPES a été perdue dans les processus de conversion de l'énergie. En 1973, paradoxalement, la perte de TPES n'était que de 23,5%.

L'augmentation des pertes est principalement due à l'augmentation de la consommation fractionnée d'électricité et de carburants de transport. En 1973, l'électricité représentait 9,4 % des TFC, alors qu'en

2013, elle en représentait déjà 18,0 %. La CHP peut jouer un rôle important dans la réduction de la perte de conversion de la TPES en TFC. Le Tableau 1 compare les TFC du charbon, du pétrole et du gaz naturel.

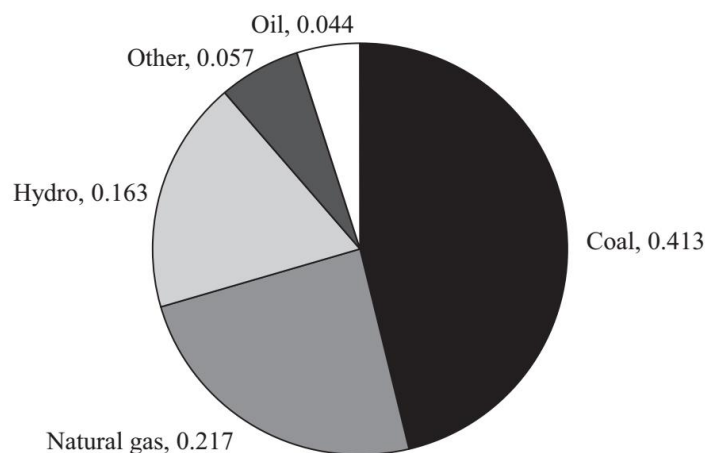
Tableau 1 - Répartition de la consommation finale d'énergie basée sur les dérivés du charbon, du pétrole et du gaz pour différents secteurs en 2013

Application	Coal 44.8 EJ	Oil products 155.6 EJ	Natural gas 58.7 EJ
Power plants + industry	35.4 EJ	13.1 EJ	21.8 EJ
Transportation	0.1 EJ	99.2 EJ	4.1 EJ
Non-energy	2.7 EJ	25.2 EJ	6.5 EJ
Others (domestic heating, commercial, agricultural)	6.6 EJ	18.1 EJ	21.3 EJ

Source: [1]

Le charbon est principalement utilisé dans les centrales électriques et, par exemple, dans les hauts-fourneaux. Les dérivés du pétrole sont toujours des carburants bon marché pour le transport. Le gaz naturel est largement utilisé pour le chauffage des bâtiments et la production d'électricité, ainsi que comme matière première pour la production d'engrais à base d'azote. La Figure 3 montre que les différents types d'énergie contribuent différemment à la TFC de l'électricité..

Figure 3 - Fractions des types d'énergie responsables de la consommation d'électricité en 2013



Source: [1]

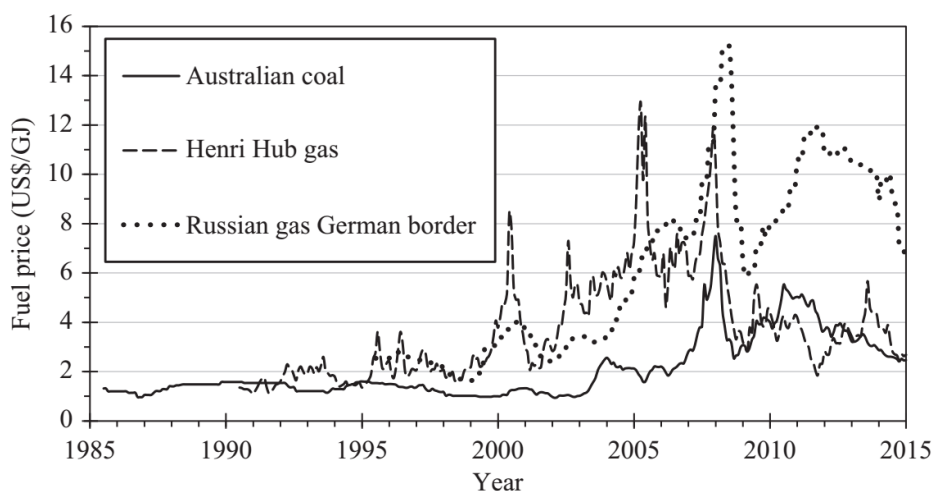
La Figure 3 n'est donc pas la répartition de la consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité. Cela signifie, par exemple, que 21,7 % de l'approvisionnement en électricité est produit à partir du gaz naturel. Le pétrole est souvent utilisé dans des endroits éloignés ou sur des îles, où une centrale au charbon n'est pas adaptée pour des raisons de taille. L'augmentation progressive des prix du pétrole et les préoccupations environnementales auraient dû conduire à une conversion du pétrole au gaz naturel liquéfié (GNL), au moins pour les grandes centrales électriques au pétrole. Cependant, la forte chute des prix du pétrole brut à la fin de 2015 a réduit, au moins temporairement, le processus de changement vers de telles conversions.

La catégorie "autres" regroupe la production d'électricité à partir de la chaleur géothermique, de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et de la biomasse. La production locale combinée de chaleur et d'électricité est généralement basée sur des centrales au gaz naturel. Cependant, surtout dans les climats froids, le chauffage urbain combiné à des centrales électriques au charbon peut être une pratique courante. On estime qu'à l'échelle mondiale, environ 8 % de l'électricité est produite par la cogénération locale ou dans de grandes centrales électriques en combinaison avec le chauffage urbain [6]. L'avènement de nombreuses sources d'électricité renouvelables basées sur le rayonnement solaire et éolien nécessitera la conversion de l'électricité en chaleur grâce à l'utilisation de pompes à chaleur. En même temps, le caractère aléatoire de ces sources renouvelables exige une capacité de réserve flexible pour la production d'électricité et de chaleur en combinaison avec le stockage de la chaleur. Les installations de cogénération alimentées au gaz naturel sont tout à fait adaptées à cette fin. On s'attend à ce que le rôle du charbon dans la production d'électricité diminue jusqu'à ce que le captage et le stockage du dioxyde de carbone soient suffisamment avancés sur le plan technologique et économique. Les maisons et les bâtiments, construits selon le principe de la consommation minimale d'énergie, ne seront plus raccordés à un réseau de distribution de gaz mais utiliseront le chauffage urbain ou des pompes à chaleur électriques pour répondre à la demande de chaleur. Le gaz naturel aura donc principalement une fonction de secours pour la production d'électricité en combinaison avec la cogénération.

3.1.1 Les ressources en carburant et leur épuisement

Si les aspects liés à l'épuisement des ressources en combustibles et aux émissions n'étaient pas pris en compte, la solution normalement choisie pour la production d'électricité et de chaleur serait dictée par son rapport coût-efficacité. Bien qu'une centrale au charbon soit plus chère qu'une centrale au gaz, le charbon se caractérise par des prix constants et raisonnables (à l'exception de sauts soudains en 2008 juste avant la crise économique et juste après 2010, lorsque l'économie s'est légèrement redressée, Figure 4).

Figure 4 - Évolution des prix du charbon et du gaz naturel



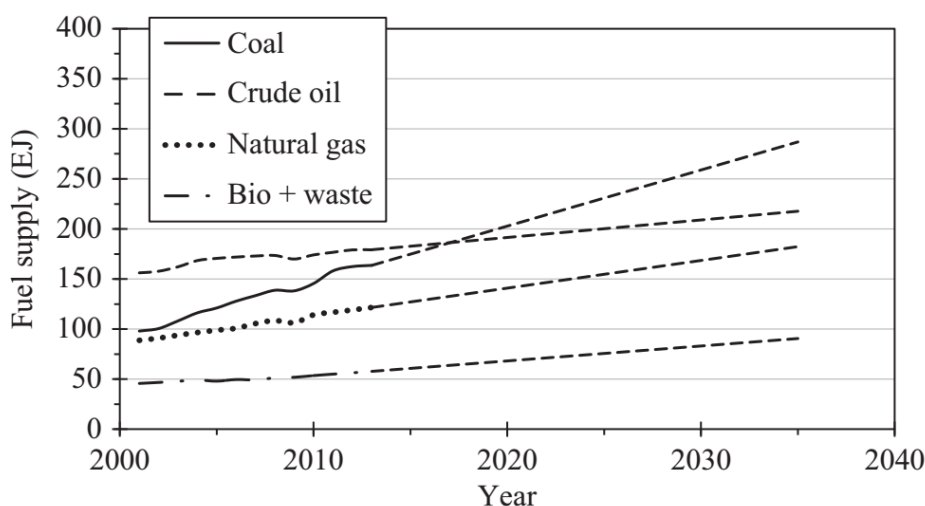
Source [7]

Cela contraste avec les prix du gaz naturel, qui sont souvent liés aux prix du pétrole. Par exemple, le prix du gaz russe a été multiplié par 6,5 entre 1999 et 2005. La fourniture de gaz naturel est en pratique

plus monopolistique que celle du charbon, en partie en raison des connexions fixes des gazoducs pour la distribution et des accords de prix à long terme avec les fournisseurs. Le GNL contribue donc d'une certaine manière à l'ouverture du marché du gaz naturel.

Le prix relativement élevé du gaz en Europe a pour conséquence que de nombreux producteurs d'électricité sont passés du gaz au charbon. Malheureusement, de nombreux propriétaires de centrales de cogénération privées en Europe ont également eu des difficultés à maintenir la rentabilité de leurs unités, en partie à cause des prix bas de l'électricité dus aux incitations en faveur des énergies renouvelables. Bien que le prix du gaz naturel et en particulier du charbon soit relativement bas, l'inconnue essentielle est qu'il est impossible de prévoir leur comportement à l'avenir. Les prix des matières premières normalement dépendent principalement de la disponibilité et de la concurrence. Si la tendance actuelle de l'approvisionnement énergétique de la première décennie du XXI^e siècle se poursuit, la TPES provenant des combustibles fossiles passera de 520 EJ en 2013 à 835 EJ en 2040 (Figure 5).

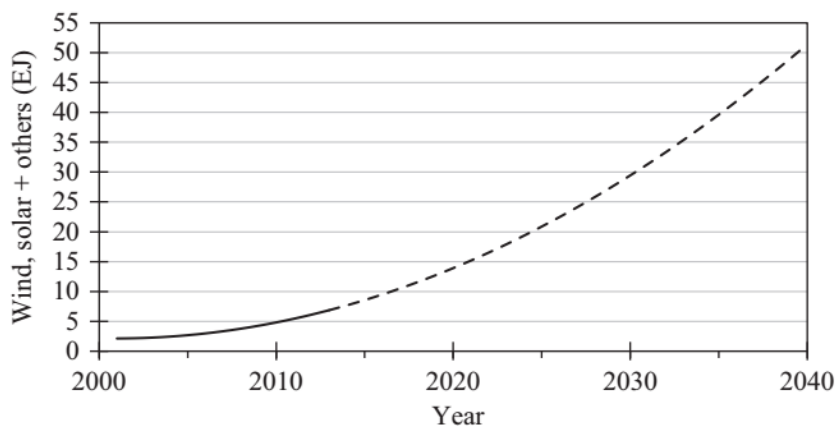
Figure 5 - Extrapolation linéaire de l'approvisionnement en carburant jusqu'en 2013 sur la base de données entre 2001 et 2015



Fonte: [8]

L'une des raisons de cette augmentation est la croissance démographique estimée de 7,2 milliards en 2014 à 9 milliards en 2040. L'autre raison est l'aspiration à la croissance économique dans les pays en développement, ce qui pourrait signifier au moins tripler la consommation d'énergie, par exemple en Inde. Dans ses scénarios "New Lens" [9], Shell prévoit une consommation d'énergie primaire d'environ 620 EJ sur la base du charbon, du pétrole et du gaz en 2040, tandis qu'un scénario d'ExxonMobil prévoit qu'environ 735 EJ seront nécessaires [10]. Selon les scénarios de Shell et d'ExxonMobil, l'amélioration de l'efficacité de l'utilisation de l'énergie est la principale mesure pour limiter la croissance de l'apport en combustibles fossiles. L'opinion publique estime que l'application à grande échelle des énergies renouvelables rendra bientôt obsolètes les combustibles fossiles. En 2013, cependant, la contribution des énergies solaire et éolienne et de certaines autres sources à la TPES mondiale n'était que de 1,2 % et si la tendance actuelle se poursuit, seulement 51 EJ proviendront de ces énergies renouvelables en 2035. (Figure 6).

Figure 6 - Extrapolation de la croissance des énergies renouvelables jusqu'en 2040



Source: [8]

Compte tenu des accords conclus lors de la conférence COP21 à Paris sur la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, des politiques énergétiques drastiques devront être mises en œuvre, mais les efforts associés dépassent presque l'imagination. L'économie mondiale est très dépendante des combustibles fossiles. En ce qui concerne l'évolution des prix, le point crucial est de savoir à quelle vitesse une réduction des ressources en combustibles économiquement disponibles entraînera une hausse des prix des combustibles par rapport à la tendance à la baisse observée au cours de la période 2000-2015 (figure 2.6). Il y aura un moment où la concurrence entre les fournisseurs, qui conduit à des prix bas, ne sera plus viable. Le Conseil mondial de l'énergie (CME) et l'EIA fournissent des chiffres presque identiques pour les réserves, en tenant compte également du shale oil et shale gas. Dans la figure 2.9, les modes de consommation de combustibles fossiles extrapolés plus avant, présentés dans la figure 2.7, ont été soustraits des réserves estimées pour l'année 2011. Si des ressources de type bitume étaient ajoutées aux réserves de pétrole, il pourrait y avoir environ 30 000 EJ de réserves de pétrole. Il est clair que la poursuite de la tendance actuelle en matière d'utilisation des combustibles entraînera des pénuries de pétrole et de gaz facilement accessibles et extractibles sur une période de moins d'un demi-siècle. Cela est vrai même si l'utilisation des combustibles fossiles n'augmentera que de 25 % entre 2015 et 2040, soit la moitié de la tendance actuelle. Si les mesures juridiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre n'obligent pas tous les acteurs à réaliser rapidement des économies d'énergie, l'évolution future des prix sera le moteur de l'amélioration de l'efficacité des systèmes de conversion d'énergie.

3.2 Technologies de cogénération

Cette section donne un aperçu des technologies de cogénération disponibles et de leurs performances. Le principe de base de la cogénération repose sur l'idée que la majeure partie de la chaleur dégagée lors d'un processus de conversion de l'énergie du combustible en énergie mécanique ou électrique n'est pas gaspillée mais utilisée de manière rentable. Le composant qui convertit le carburant en énergie mécanique et en chaleur est souvent appelé le moteur principal. Les moteurs principaux communs sont les turbines à gaz, les moteurs alternatifs et, plus récemment, les piles à combustible. L'énergie mécanique peut être convertie en énergie électrique avec un générateur électrique, tandis que la chaleur peut être convertie en froid avec un refroidisseur à absorption. Les échangeurs de chaleur font partie intégrante des installations de cogénération. Les pompes à chaleur sont également de plus en plus utilisées dans ces installations. Les performances des technologies de cogénération doivent être évaluées par rapport à l'application prévue. Jusqu'à récemment, la valeur marchande de l'électricité était toujours beaucoup plus élevée que celle de la même quantité d'énergie thermique. La raison en était triple:

- i. l'électricité est beaucoup plus polyvalente que la chaleur
- ii. Les installations destinées à produire de l'électricité à partir de combustibles sont nettement plus coûteuses qu'une chaudière à combustible.
- iii. le rendement de conversion du combustible en chaleur d'une chaudière est supérieur à celui d'une centrale électrique.

Aujourd'hui, dans les régions où une grande partie de l'électricité est produite par des éoliennes et des panneaux solaires, la valeur du marché de gros de l'électricité peut être très faible, voire négative, pendant les périodes de vent fort et de forte intensité solaire.

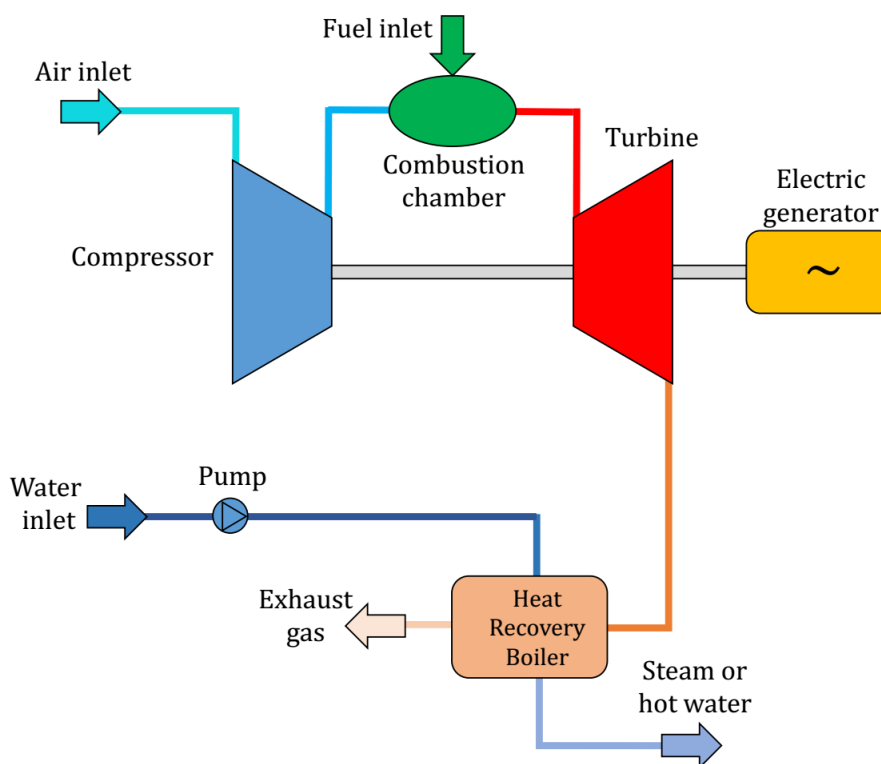
Les prix élevés de l'électricité signifient que les futures technologies de cogénération doivent être de plus en plus flexibles, avec un taux de réduction de puissance élevé et des démarrages et arrêts fréquents. En plus des performances énergétiques et des aspects opérationnels tels que la flexibilité et la disponibilité d'une centrale de cogénération, les limites d'émissions de gaz d'échappement déterminent de plus en plus l'applicabilité d'une machine. Les législateurs utilisent généralement la meilleure référence (Best Reference - BREF) et la meilleure technologie disponible (Best Available Technology - BAT) d'une technologie typique pour déterminer les limites d'émission. Les limites d'émission comprennent des valeurs, par exemple, pour les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, les cendres, la suie, les hydrocarbures et les aldéhydes non brûlés. En outre, l'émission de bruit doit également être contrôlée. Enfin, la planification de la maintenance est très importante. La cogénération appliquée dans une installation de traitement chimique d'une raffinerie, par exemple, devrait avoir des intervalles de maintenance égaux à ceux de l'installation. Par conséquent, les différents aspects de la performance sont liés à la conception du premier moteur.

3.2.1 Systèmes de cogénération basés sur des turbines à gaz

Une turbine à gaz peut fonctionner à la fois avec des combustibles liquides et gazeux. La différence entre une turbine à gaz et une turbine à vapeur est que dans la turbine à gaz, la combustion se fait comme partie intégrante de la machine, alors que dans les systèmes à vapeur, la vapeur utilisée à l'intérieur de la turbine est toujours produite à l'extérieur de la turbine. Une turbine à gaz consiste en un compresseur qui augmente considérablement la pression de l'air d'admission avant que l'air lui-même ne soit chauffé par la combustion d'un combustible dérivé du pétrole ou du gaz naturel. Ce compresseur peut être soit

radial (généralement pour les petits systèmes), soit axial (pour les grands systèmes). La combustion du combustible provoque le réchauffement du fluide de travail. Ainsi, la turbine a suffisamment (et plus) de puissance pour entraîner le compresseur d'air, tandis que l'arbre peut disposer d'un excédent de puissance pour entraîner, par exemple, un générateur ou une pompe (généralement un utilisateur). Par conséquent, il existe trois processus de base dans une turbine à gaz standard : la compression, la combustion et l'expansion. La Figure 7 illustre la configuration d'une turbine à gaz telle qu'elle est couramment utilisée dans une application de cogénération. Le processus thermodynamique idéalisé est appelé cycle de Joule ou cycle de Brayton.

Figure 7 - Schéma d'une installation de turbine à gaz en mode de cogénération

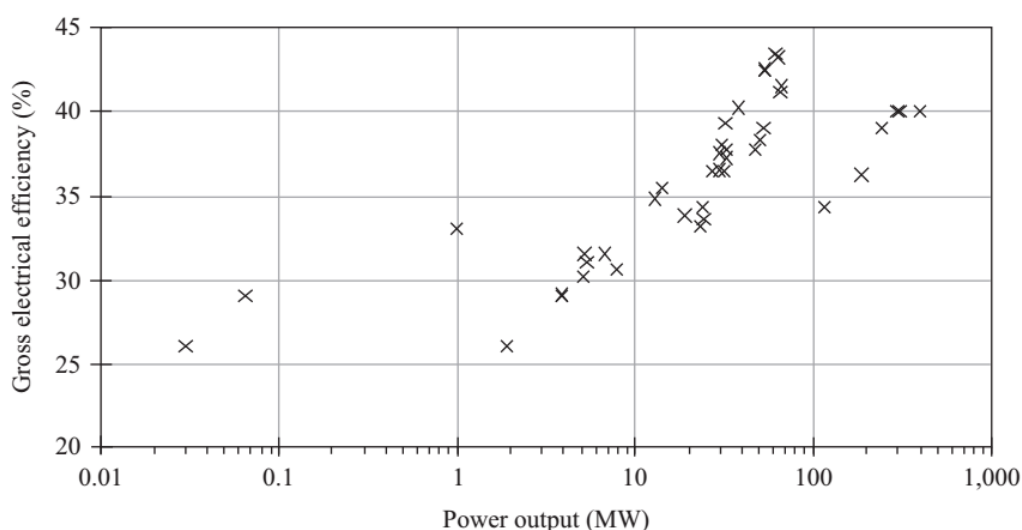


Source: nt. Élaboration

Les processus réels dans une turbine à gaz s'écartent de ceux du cycle thermodynamique idéal. Les pertes de chaleur du compresseur d'air et de la turbine pendant la phase d'expansion dans le milieu environnant sont négligeables en raison de la vitesse d'écoulement élevée et, par conséquent, du faible temps de séjour. En termes thermodynamiques, ces processus sont appelés adiabatiques. Cependant, ces processus ne sont pas isoentropiques en raison des pertes par frottement de l'écoulement et de la création de turbulences. Le rendement de conversion du combustible d'une turbine à gaz est donc toujours inférieur au cycle thermodynamique idéal. Un rapport de pression de cycle plus élevé, c'est-à-dire le rapport entre la pression de l'air à l'entrée du brûleur et la pression ambiante, se traduit généralement, dans certaines limites, par un rendement de cycle plus élevé pour la production d'énergie mécanique. Selon la conception de la turbine à gaz, le rapport de pression varie de 10 à près de 40 (pour les turbines dérivées d'avions). Une pression d'air élevée dans la chambre de combustion signifie que le flux de carburant doit être au moins à cette pression. Ce n'est pas un problème pour les combustibles

liquides, mais les pressions d'approvisionnement en gaz naturel sur les sites industriels sont souvent limitées à 0,8 MPa. Les grandes centrales électriques peuvent généralement être alimentées avec la pression beaucoup plus élevée disponible dans les pipelines de transport. Si la pression d'alimentation en gaz n'est pas assez élevée, il faut un compresseur de gaz. La conséquence d'un rapport de pression élevé, pour un certain débit de carburant, est également une température d'entrée de turbine élevée, souvent appelée TET (température d'entrée de turbine). Les matériaux spéciaux et le refroidissement intensif du premier étage de la turbine permettent d'obtenir des valeurs TET supérieures à 1 600 °C. La Figure 8 montre que le rendement brut des grandes turbines à gaz est généralement plus élevé que celui des petites

Figure 8 - Exemples de valeur de rendement brut des turbines à gaz par taille



Source: [8]

Les machines ayant un rendement relativement élevé de plus de 40 % dans la gamme de 50 à 80 MW sont des turbines à gaz aérodérivées. Ces machines ont souvent une conception spéciale, avec deux rotors fonctionnant à des vitesses différentes, les soi-disant bobines jumelles. Leur rapport de pression est compris entre 32 et 40.

3.2.1.1 Limites d'émission de gaz d'échappement pour la turbine à gaz

La préoccupation pour l'environnement signifie que des restrictions ont été imposées sur les émissions d'espèces indésirables dans le cas des turbines à gaz. Ces espèces sont les oxydes d'azote (NOx), les hydrocarbures imbrûlés (HC), le monoxyde de carbone (CO) et les aldéhydes (R-HCO). En Europe, la directive sur les grandes installations de combustion (LCP) prévoit des valeurs limites pour les installations dont la puissance thermique dépasse 50 MW. Cet apport de chaleur est basé sur le pouvoir calorifique inférieur du combustible. La limite d'émission de NOx pour les nouvelles turbines à gaz à cycle simple est de 50 mg / m³ et la limite de CO est de 100 mg / m³, toutes deux à la condition de référence de 15 % d'O₂ dans les gaz d'échappement secs. Lorsque le rendement électrique de la turbine à gaz dépasse 55 % dans les applications de cogénération ou lorsque le rendement combiné de la cogénération dépasse 75 %, la limite de NOx est de 75 mg / m³ à 15 % d'O₂. Certains pays ont des règles plus strictes que la directive sur les LCP. Aux Pays-Bas, par exemple, la limite de 50 mg / m³ s'applique à toutes les turbines à gaz naturel, qu'elles aient un apport en combustible inférieur à 50 MW

ou qu'elles soient appliquées dans des centrales de cogénération. Les turbines à gaz typiques utilisées dans l'aviation ont des brûleurs de type diffusion, où le combustible est injecté directement dans le flux d'air entrant dans la chambre de combustion. Cela permet d'obtenir une flamme très stable avec un rapport de réduction de puissance important, afin d'éviter que la flamme ne s'éteigne. Dans ce cas, des températures très élevées se produiront localement. En conséquence, ces chambres de combustion ont des émissions relativement élevées de NO_x, de CO et d'hydrocarbures. Des limites d'émission strictes pour les installations au sol interdisent l'utilisation de ces simples brûleurs à diffusion.

La plupart des turbines à gaz destinées à la production d'électricité sont maintenant équipées de brûleurs à prémélange. Ici, le carburant et l'air de combustion sont prémélangés avant que la combustion n'ait lieu afin d'obtenir un mélange homogène. En utilisant une quantité considérable d'air de combustion en plus de la quantité minimale d'air requise pour la combustion complète du combustible, la température de la flamme peut être maintenue à un niveau bas, ce qui entraîne une faible production de NO_x spécifiques. La flamme est stabilisée par l'utilisation de corps de moyeu ou par une forte recirculation induite à l'intérieur de la chambre de combustion. Les grandes turbines à gaz à combustion prémélangée sont souvent équipées de capteurs de pression et de température capables de détecter des conditions indésirables dans les chambres de combustion, ce qui pourrait entraîner un bourdonnement.

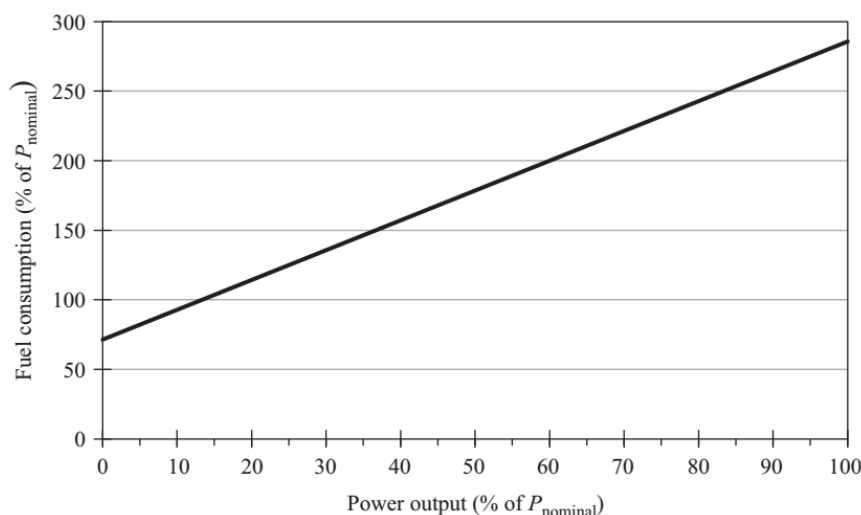
3.2.1.2 Contrôle de la puissance et de la production de chaleur

Dans de nombreuses applications de cogénération telles que le chauffage urbain, l'utilisation dans des bâtiments commerciaux et des installations de traitement chimique, il peut être nécessaire de contrôler la production de chaleur ou la puissance électrique, ou les deux. Cela signifie que la turbine à gaz d'entraînement ne peut pas toujours fonctionner à pleine puissance ou qu'une combustion supplémentaire doit être utilisée pour produire plus de chaleur. La combustion supplémentaire est définie comme l'installation d'un brûleur en amont de la chaudière de récupération de chaleur, comme le montre schématiquement la Figure 7.

Un tel brûleur utilise les gaz d'échappement de la turbine à gaz comme source d'oxygène. En effet, en raison du type de combustion qui a lieu dans les turbines à gaz, caractérisé par un fort excès d'air, les gaz d'échappement de la turbine contiennent au moins 15% d'oxygène, ce qui est suffisant pour brûler un combustible supplémentaire. Surtout de nos jours, avec les fluctuations des prix de l'électricité, il est souvent nécessaire de faire varier la puissance d'une turbine à gaz. Cependant, la diminution de la puissance d'un moteur principal, comme une turbine à gaz dans une centrale de cogénération, entraîne une baisse du rendement électrique. Une petite turbine à gaz, de configuration simple, n'a pas de vannes d'échappement pour évacuer une partie de l'air comprimé à des charges plus faibles et pas de IGV à l'entrée du compresseur qui puisse réguler le débit d'entrée d'air. Dans ce cas, la ligne dite Willans est un moyen pratique de déterminer la consommation de carburant en fonction de la charge. Lorsque la puissance d'une turbine à gaz est réduite, tout en maintenant une vitesse de fonctionnement constante, de nombreuses pertes telles que celles dues au reflux, à la friction du flux et à la friction mécanique restent les mêmes en termes absolus. Cela signifie que ces pertes ont un effet décroissant relativement plus important sur le rendement lorsque la puissance de la turbine diminue. Enfin, à puissance nulle, une quantité importante de combustible est encore nécessaire pour faire fonctionner la turbine. De nombreux tests avec des installations réelles ont montré que la consommation de carburant et la puissance des machines à configuration constante sont généralement en corrélation linéaire. La ligne qui montre cette relation est la ligne Willans.

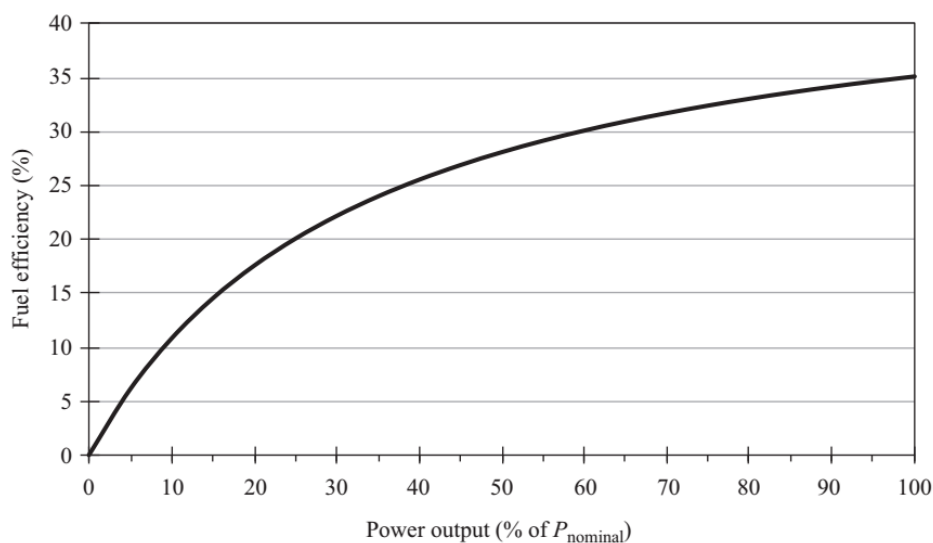
La Figure 9 montre un exemple de la ligne Willans d'une turbine à gaz avec un rendement de 35 % à pleine puissance et une consommation de carburant de 25 % à charge nulle par rapport à la pleine puissance. La relation linéaire entre la puissance et la consommation de carburant ne s'applique pas si une turbine à gaz a été équipée, par exemple, de soupapes d'aération dans le compresseur d'air ; ces soupapes d'aération modifient les caractéristiques de la machine dans une plage de charge donnée. Bien que toutes les turbines à gaz ne soient pas de conception si simple qu'une relation linéaire entre la consommation de carburant et la puissance produite puisse être appliquée, la ligne Willans est généralement un outil pratique pour obtenir une première estimation de l'efficacité potentielle de conversion du carburant en électricité en fonction de la puissance produite. La ligne de Willans dans la Figure 9 donne comme résultat la courbe de rendement énergétique comme indiqué dans la Figure 10.

Figure 9 - Exemple de ligne de Willans montrant une relation linéaire entre la consommation de carburant et la puissance de sortie d'une turbine à gaz



Source: [8]

Figure 10 - Exemple d'abaissement du rendement d'une turbine à gaz en fonction de la puissance



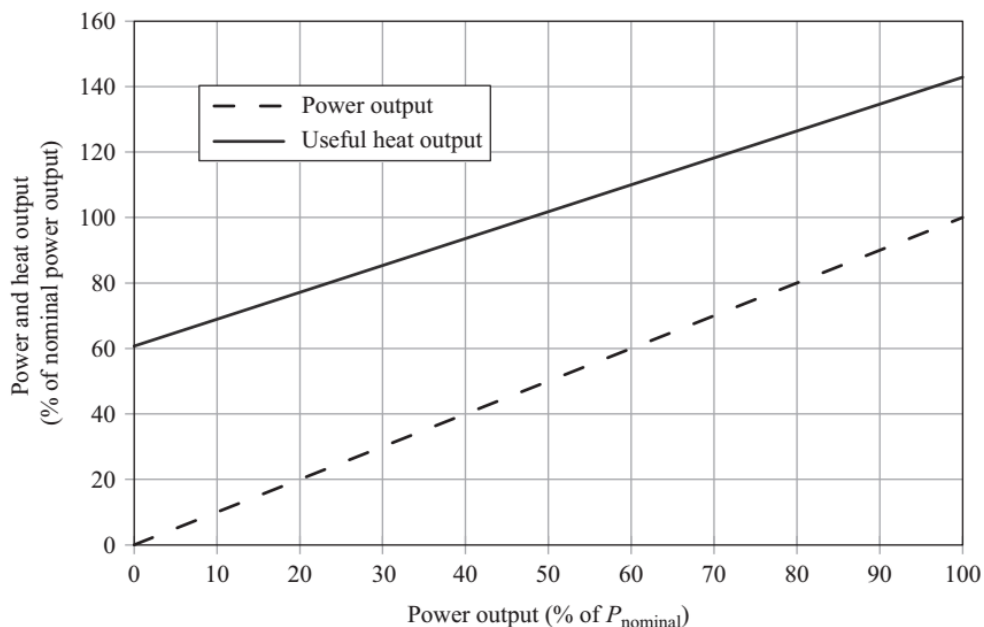
Source: [8]

À 60 % de charge, le rendement est tombé à 30 %, ce qui signifie que dans ce cas, la consommation de carburant par kWh produit est égale à un facteur de 35/30 c'est à-dire supérieur de 17 % à la puissance nominale (=100 % de charge). Dans de nombreux cas, les conditions d'écoulement à la sortie de la turbine à gaz ne peuvent pas être modifiées sur une large plage en raison de problèmes de stabilité de la flamme et de contrôle des émissions. Certains types de turbines à gaz passent d'une combustion de type prémélangé à une combustion de type diffusion dans la plage de charge inférieure.

Dans de nombreuses applications de cogénération, ce n'est pas la puissance électrique qu'il faut faire varier, mais la puissance thermique. La chaleur produite par de nombreuses applications de cogénération basées sur des turbines à gaz est utilisée pour la production de vapeur. La vapeur est un vecteur d'énergie polyvalent dans les installations de traitement chimique. La chaleur dégagée par une turbine à gaz est presque entièrement disponible dans les gaz d'échappement et se caractérise par des valeurs de température d'environ 500 C dans la plupart des cas, ce qui convient parfaitement à la production de vapeur. En cas d'absence de combustion supplémentaire, la production de vapeur peut être modifiée en faisant varier la puissance de la turbine à gaz.

Cependant, la chaleur dégagée dans l'échappement de la turbine ne diminue pas de manière linéaire avec la puissance produite. En effet, le rendement de la turbine diminue avec la puissance fournie et, par conséquent, la fraction de chaleur augmente lorsque la puissance fournie diminue. Si l'on suppose un rendement combiné constant de 85 % par exemple et que l'on utilise la courbe de rendement de la Figure 10, il est facile de calculer la production de chaleur sur la base de la puissance fournie. Le résultat est présenté à la Figure 11.

Figure 11 – Exemple de la relation entre la puissance du système et la chaleur utile



Source: [8]

Si la puissance de sortie diminue de 100 % à 60 % de la puissance nominale, la production de chaleur utile passe de 143 % à 110 % de la puissance nominale, soit une réduction de seulement 23 %. C'est la raison principale pour laquelle, si la production de vapeur doit être modifiée dans une plus large gamme,

une combustion supplémentaire est préférable. Si le rendement de la turbine à gaz avait été plus élevé, par exemple de 45% à la puissance nominale, la courbe de rendement aurait été plus plate dans la plage de charge supérieure, ce qui aurait permis de mieux contrôler la production de vapeur.

3.2.1.3 Aspects relatifs à la maintenance

Les turbines à gaz sont conçues de telle sorte qu'un fonctionnement prolongé pendant des milliers d'heures est normalement possible. L'huile de lubrification des roulements n'est pas en contact avec les flammes dans la chambre de combustion et la contrainte thermique sur l'huile est donc faible. Le plus critique est le compresseur, qui doit être nettoyé régulièrement des dépôts qui s'accumulent malgré une filtration d'air importante à l'admission afin de ne pas réduire ses performances aérodynamiques. Dans la plupart des cas, le nettoyage peut être effectué pendant que la machine est en marche. Les aubes, en particulier celles de la turbine, sont soumises à des contraintes thermiques et des fissures peuvent éventuellement se produire qui réduisent la résistance des aubes elles-mêmes. De plus, la chambre de combustion est exposée à des températures élevées. Le démarrage et l'arrêt contribuent fortement au stress thermique. C'est pourquoi le concept d'heures de fonctionnement équivalentes a été introduit. Un taux élevé d'augmentation de la charge, un taux élevé de réduction de la charge et surtout des arrêts brusques à pleine charge provoquent un fluage visqueux dans les zones chaudes soumises à de fortes contraintes mécaniques, ce qui se traduit par un nombre élevé d'heures de fonctionnement équivalent. Dans le cas des turbines à gaz dérivées des avions, le premier moteur nécessitant une maintenance peut souvent être retiré de l'installation et remplacé par une unité de rechange. Dans ce cas, lors du remplacement du premier moteur, l'installation peut être effectuée à nouveau dans la journée. Les actions de maintenance des turbines à gaz sont souvent basées sur la surveillance de l'état des éléments rotatifs et l'inspection boroscopique des parties fixes telles que la chambre de combustion. Des thermocouples placés à des endroits cruciaux, comme l'entrée de la turbine, surveillent en permanence la température. L'efficacité isentropique du compresseur d'air peut être facilement déterminée en mesurant les températures et les pressions en amont et en aval du compresseur. Si l'efficacité isentropique diminue, cela indique une détérioration des performances aérodynamiques due à des résidus ou à une usure excessive des aubes du compresseur.

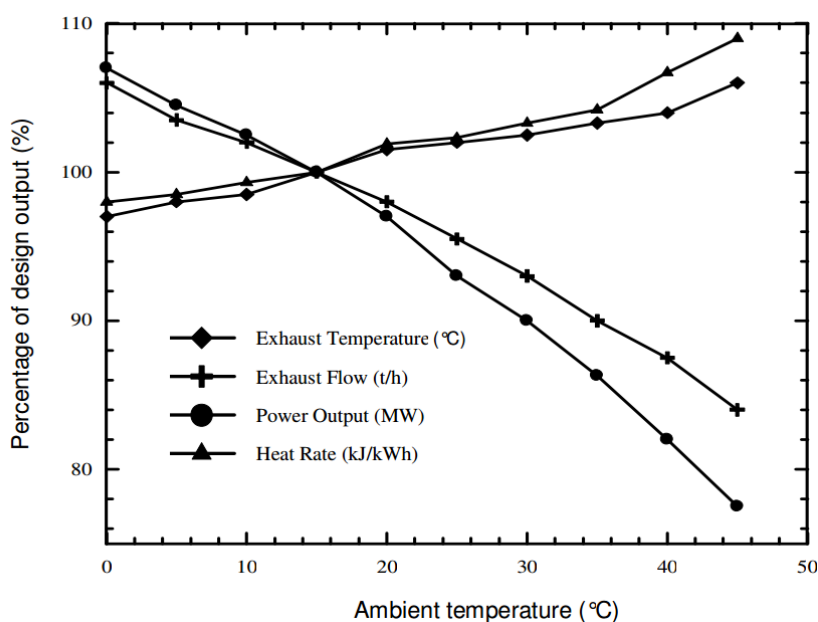
Le nettoyage des aubes du compresseur, qui peut être effectué en ligne, permet de rétablir dans une certaine mesure l'efficacité isentropique (en fait, il permet de récupérer les pertes liées à la présence de résidus mais ne permet pas de récupérer les effets des pertes dues à l'usure des aubes ou au jeu). Les capteurs de vibrations sur le carter de la turbine et les capteurs de vibrations sur les roulements peuvent indiquer s'il y a un déséquilibre, un désalignement de l'arbre ou des éléments desserrés. Les capteurs de proximité peuvent indiquer le taux d'usure des paliers de butée. Les données fournies par ces capteurs, comparées aux conditions de fonctionnement initiales et après révision, peuvent servir de paramètre de référence pour déterminer le bon fonctionnement de la machine.

3.2.1.4 Effet des conditions environnementales sur le rendement des turbines à gaz

Les données sur les performances des turbines à gaz sont normalement fournies dans les conditions ISO (15 °C, 101,5 kPa et 60 % d'humidité relative de l'air d'admission). Comme une turbine à gaz est une machine dynamique, c'est-à-dire qu'elle aspire un certain volume d'air pour une certaine condition de fonctionnement, la masse du flux d'admission dépend de la densité de l'air. Si l'air d'admission a par exemple une température de 40 °C au lieu de 15 °C, la densité de l'air est inférieure d'un facteur $(273,15+15)/(273,15+40)$, ce qui signifie que le débit massique de l'air d'admission à 40 °C est de 92 %

de celui à 15 °C. Cela affecte négativement la puissance disponible de la turbine à gaz, encore plus que le rapport de densité de l'air, car une puissance inférieure signifie que l'effet relatif des pertes sur le rendement devient plus important. En théorie, la puissance des turbines à gaz est supérieure aux conditions ISO pour des températures inférieures à 15 °C. Cependant, les limitations de charge mécanique peuvent signifier que la puissance de sortie autorisée ne dépasse pas la valeur aux conditions ISO. La Figure 12 est un exemple de détérioration de la puissance d'une turbine causée par la température et la pression ambiantes.

Figure 12 - Variation de la puissance des turbines à gaz causée par la température et la pression ambiantes



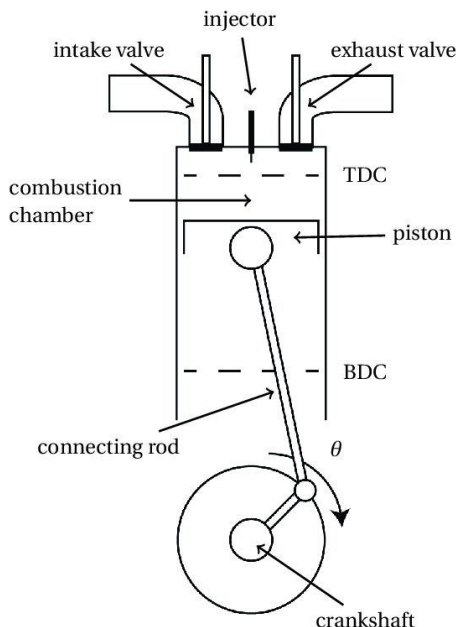
Source: [11]

3.2.2 Systèmes alternatifs de cogénération basés sur les moteurs à combustion interne

Le concept actuel de moteur alternatif est largement appliqué en tant que moteur principal pour les applications de transport dans les voitures, les camions, les trains et les bateaux. La puissance des moteurs à combustion interne varie de 500 W à plus de 90 MW. Les premiers concepts de moteurs alternatifs remontent à l'année 1673. Plus tard, Nikolaus August Otto (1832-91) a inventé le moteur à quatre temps à allumage par étincelle en 1876. Ce concept est toujours à la base de nos moteurs à combustion interne modernes qui fonctionnent à l'essence, au mazout ou au gaz. Rudolf Diesel (1858-1913) a développé le moteur à allumage par compression, communément appelé moteur Diesel. Les premiers moteurs à gaz ont trouvé leur application principalement dans les petites et moyennes entreprises de moteurs. Au début du XXe siècle, les centrales électriques locales utilisaient déjà des moteurs allant jusqu'à 3,7 MW pour alimenter les générateurs d'électricité. Cependant, les moteurs des usines ont bientôt été remplacés par des moteurs électriques, tandis que les centrales électriques sont devenues de grandes usines basées sur des chaudières à charbon et des turbines à vapeur. Après la Seconde Guerre mondiale, les moteurs à gaz alternatifs stationnaires ont été presque exclusivement utilisés dans les stations d'épuration et les décharges de gaz et pour entraîner les compresseurs de gaz dans les systèmes de transmission par pipeline. Un changement majeur est intervenu à la fin des années

1970, après la crise pétrolière, lorsque ces moteurs ont commencé à être utilisés dans des petites centrales de cogénération. La Figure 13 montre les éléments de base qui constituent un moteur alternatif.

Figure 13 - Éléments de base d'un moteur à combustion interne



Source: [12]

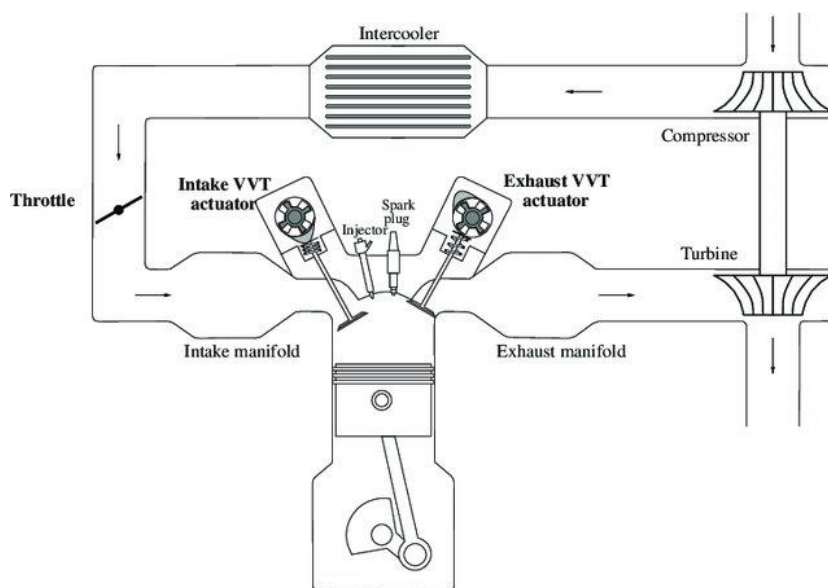
Le moteur démarre avec le piston au point mort haut (PMS ou TDC), alors que la soupape d'admission est ouverte. Les soupapes d'admission et d'échappement sont entraînées par un arbre séparé, l'arbre à cames, qui est entraîné par le vilebrequin par une roue dentée. L'arbre à cames tourne à la moitié de la vitesse du vilebrequin. Le cycle du moteur démarre lorsque le piston se déplace du PMS au point mort bas (PMI ou BDC) et aspire le mélange de carburant frais. C'est le coup d'admission. La soupape d'admission se ferme lorsque le piston est proche du PMI. Ensuite, le piston passe du PMI au PMS, tandis que les soupapes d'admission et d'échappement sont fermées. Cette phase représente la course de compression. Lorsque le piston s'approche du PMS, une bougie d'allumage allume le mélange comprimé et la combustion se poursuit à partir du point d'allumage à travers le mélange combustible. Le processus de combustion n'est donc pas une explosion, dans laquelle tout le contenu de la chambre de combustion réagit simultanément, mais un processus relativement lisse. La bougie d'allumage est normalement située au centre de la culasse, entre les soupapes d'admission et d'échappement. Le petit volume du cylindre lorsque le piston est proche du PMS est appelé la chambre de combustion. Au cours du processus de combustion, la pression de la bouteille augmente considérablement. Cela signifie que lors de la prochaine course de détente, lorsque le piston passe de PMS à PMI, la pression du cylindre est beaucoup plus élevée que lors de la course de compression. Pendant ce temps, le vilebrequin fournit au volant d'inertie beaucoup plus d'énergie que celle qui est absorbée pendant le temps de compression. Lorsque le piston s'approche du PMI, la soupape d'échappement est ouverte par l'action de l'arbre à cames et la plupart du contenu du cylindre s'échappe par l'échappement. Le piston retourne ensuite au PMS et éjecte la plupart des produits finaux de combustion restants par le biais de l'échappement dit forcé. Lorsque les soupapes d'échappement se ferment près du PMS, seule une fraction des produits finaux de combustion d'origine reste dans la chambre de combustion. Ceux-ci sont mélangés au mélange

de carburant frais qui entre dans le cylindre lorsque la soupape d'admission est ouverte et que le cycle suivant commence. Au total, quatre phases qui se déroulent pendant deux tours de volant complètent un cycle.

3.2.2.1 Le moteur à gaz

Une partie de la chaleur dégagée pendant le processus de combustion est transférée aux parois relativement froides du cylindre et donc moins de chaleur est disponible pour produire du travail. En outre, le travail effectué dans les cylindres du moteur sur les pistons n'est pas complètement transféré au vilebrequin qui entraîne le générateur. Le frottement entre les pistons et les cylindres et dans les roulements, ainsi que les pertes parasites de l'entraînement par arbre à cames et des pompes à huile et à eau consomment une partie de l'énergie. Comme pour tous les premiers moteurs, l'incidence des pertes sur le rendement peut être réduite en augmentant la puissance de la machine (effet d'échelle). Les turbocompresseurs augmentent la pression d'aspiration des moteurs et, grâce à cela, une plus grande quantité de mélange de carburant peut être introduite dans un cylindre d'un alésage et d'une course donnés. La Figure 14 illustre le concept de base d'un moteur turbocompressé.

Figure 14 - Représentation schématique d'un moteur à combustion interne suralimenté



Source: [13]

Le débit massique à travers le compresseur et la turbine est le même, mais la température des gaz d'échappement en amont de la turbine se situe entre 500 et 600 °C. Cela signifie que le débit de la turbine est beaucoup plus élevé que celui du compresseur. La turbine est donc capable de faire fonctionner le compresseur même si la pression d'échappement en amont de la turbine est inférieure à la pression d'aspiration en aval du papillon des gaz. Le papillon des gaz contrôle le flux du mélange vers le moteur et, à travers lui, la puissance délivrée. Le carburateur, en combinaison avec le contrôleur de pression zéro, prépare le mélange de carburant. Le turbocompresseur augmente alors la puissance du moteur en fournissant davantage de mélange de carburant aux cylindres. Par conséquent, les cylindres dégagent plus de chaleur que sans turbocompresseur. Si le rapport air/carburant et donc les températures du véhicule restaient inchangés, les pertes de chaleur absolues au niveau des parois de la chambre de combustion ne changeraient pas de manière substantielle. Cela signifie que les pertes de

chaleur relatives diminuent lorsque le turbocompresseur est utilisé. En outre, le turbocompresseur augmente le rapport air/carburant. Cela permet de diminuer la température du fluide à l'intérieur des cylindres, de sorte que les pertes de chaleur absolues au niveau de la paroi du cylindre diminuent également. Les pertes de chaleur relatives diminuent également lorsque l'alésage du cylindre augmente, car le rapport entre la surface et le volume de la chambre de combustion diminue. Une plus petite surface froide de la chambre de combustion par unité de chaleur dégagée signifie que les pertes de chaleur relatives sont plus faibles. Cependant, comme le rapport entre l'alésage et la course ne peut varier que dans une plage réduite et que la vitesse moyenne du piston ne peut dépasser 10 m/s en raison de problèmes de lubrification, la vitesse de rotation du vilebrequin doit être réduite lorsque l'alésage est élevé. Les moteurs dont l'alésage est supérieur à 45 cm tournent généralement à une vitesse de 500 tr/min lorsqu'ils fonctionnent avec un générateur de 50 Hz. Les moteurs d'un alésage compris entre 30 et 45 cm tournent à 750 tr/min, tandis que pour un alésage compris entre 20 et 30 cm, une vitesse de 1 000 tr/min est courante. Les moteurs ayant un alésage inférieur à 20 cm peuvent tourner à 1 500 tr/min. Il est clair que si un moteur a une vitesse de fonctionnement plus élevée, le temps pendant lequel les gaz chauds restent dans les cylindres pendant un cycle complet est plus court, ce qui réduit la perte de chaleur par cycle. Une façon de réduire les pertes par frottement entre le piston et le cylindre est d'augmenter la longueur de la tige de piston. Pour une tige de piston plus longue, les forces de poussée latérales sur le piston sont plus faibles. Cependant, une telle construction augmente la taille de la machine et donc les coûts relatifs, ce qui nécessite également plus d'espace d'installation.

3.2.2.2 L'efficacité du carburant

Le cycle thermodynamique appliqué au moteur à quatre temps à combustion à volume constant a théoriquement le rendement de conversion le plus élevé de tous les premiers moteurs [14]. Dans le cycle de l'air dit standard, l'efficacité de la conversion énergétique associée au combustible au travail dépend uniquement du taux de compression ε et du rapport de chaleur spécifique $k = c_p/c_v$.

$$\eta = \left[1 - \left(\frac{1}{\varepsilon} \right)^{k-1} \right] \quad (1)$$

La valeur de k est de 1,4 pour l'air dans les conditions ambiantes. Dans un moteur fonctionnant avec un mélange stoechiométrique de carburant et d'air, où en théorie il y a exactement assez d'air pour une combustion complète, la valeur k peut tomber à 1,32, en raison de la présence massive de carburant dans le mélange. Une faible valeur k réduit considérablement l'efficacité théoriquement réalisable. Par exemple, pour un taux de compression de 15, le rendement du carburant selon le cycle de l'air standard idéalisé passe de 66 % à 56 % lorsque la valeur k passe de 1,4 à 1,3. C'est l'une des raisons pour lesquelles on utilise des mélanges de carburants pauvres. En pratique, le taux de compression ne peut pas être augmenté librement. La pression de pointe du cycle peut dépasser la valeur acceptable pour l'intégrité du moteur. En outre, la température du mélange encore non brûlé deviendra très élevée en raison de la compression à un taux de compression trop élevé. Dans ce cas, l'auto-inflammation spontanée peut se produire dans la partie du mélange encore non brûlée qui existe avant que le front de flamme n'ait progressivement traversé la chambre. La combustion provoquée par l'auto-allumage est appelée détonation. Le battement de la combustion est destructeur pour un moteur en raison du dégagement d'une chaleur impulsive et des ondes de choc qui en résultent et qui enlèvent la couche limite relativement froide des parois de la chambre de combustion. La tendance à l'auto-inflammation

dépend non seulement de la température du mélange, mais aussi des propriétés du carburant, de la pression et du rapport d'équivalence λ .

Un mélange air-carburant stoechiométrique ayant par définition une valeur λ de 1,0 explosera beaucoup plus facilement que, par exemple, un mélange avec $\lambda=2$ où, par définition, il y a 100 % d'air en plus. Les moteurs fonctionnant avec un mélange air-carburant avec λ considérablement supérieur à 1,0 sont appelés moteurs à combustion pauvre. Latendance à faire exploser les combustibles gazeux est exprimée par ce que l'on appelle l'indice de méthane (MN). Le Tableau 2 donne la valeur MN de certains gaz généralement utilisés dans les moteurs à combustion interne.

Tableau 2 - Nombre de méthane de certains combustibles gazeux typiques

Fuel	Methane number
Methane	100
Ethane	44
Propane	32
Butane	8
Hydrogen	0
LPG (60% propane and 40% butane)	25
Biogas (60% methane and 40% carbon dioxide)	140

Source: [8]

La composition des combustibles gazeux dépend de la source et du traitement ultérieur du gaz. Certains gazoducs, comme l'actuel gaz russe exporté vers l'Europe, contiennent 99 % de méthane et ont une valeur MN supérieure à 95. Le gaz libyen ne contient que 82% de méthane et environ 13% d'éthane, avec un MN de seulement 66. La valeur MN des combustibles gazeux peut être déterminée par la méthode dite AVL - MWM, spécifiée dans la norme EN 16726 [15]. Les spécifications de performance des moteurs à gaz dans les fiches techniques sont normalement données pour une MN de 80 et plus. Pour une MN inférieure à 80, le taux de compression doit être abaissé ou la puissance de sortie doit être réduite par rapport à la situation pour une MN de 80 et plus. Ces deux mesures ont un effet décroissant sur le rendement énergétique. Un taux de compression de 12 est une valeur commune à la plupart des moteurs à gaz utilisés dans les centrales de cogénération. L'augmentation de la puissance spécifique par cylindre contribue à améliorer le rendement du carburant. La puissance spécifique par cylindre est généralement exprimée par la pression effective moyenne (pme).

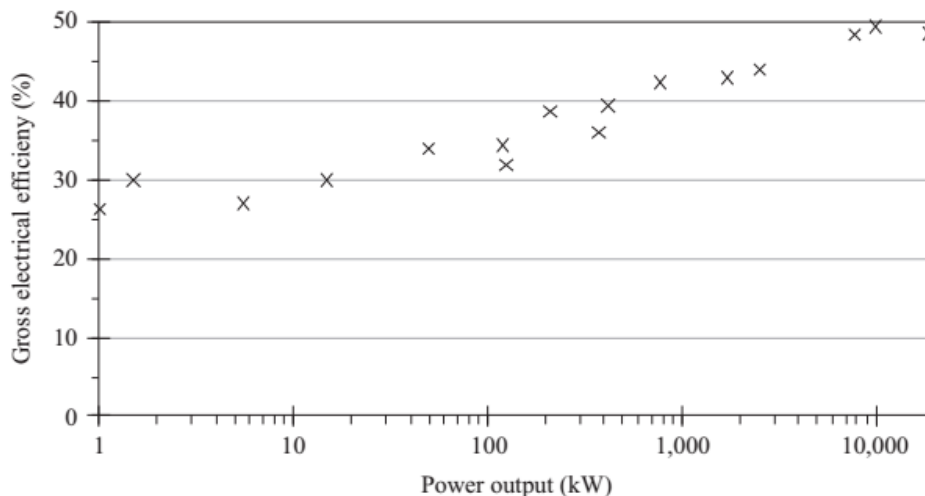
La pme est la pression nette moyenne imaginaire agissant sur le piston pendant la moitié du cycle d'un moteur à quatre temps, tandis que la pression nette sur le piston pendant l'autre moitié du cycle est nulle. La pme peut être dérivée de la puissance de l'arbre, de la vitesse de déplacement et du volume balayé par cylindre.

$$pme = \frac{P_{arbre} n_c}{N \frac{rpm}{60} V_{cil}} \quad (2)$$

où pme est la pression moyenne effective (kPa), P_{arbre} est la puissance mesurée à l'arbre du moteur (kW), n_c est le nombre de tours pour chaque course active (pour un moteur à 4 temps : $n_c = 2$), rpm est la vitesse de rotation en tours par minute et V_{cil} est le volume de chaque cylindre.

Par exemple, un moteur de 20 cylindres avec un alésage de 340 mm, une course de 400 mm, une vitesse de 750 tr/min et une puissance sur l'arbre de 10 MW a une pme de 2 200 kPa=22 bar. Le pme est généralement exprimé en bar. Un moteur aspiré fonctionnant avec un mélange stoechiométrique ($\lambda=1$) peut avoir une pme d'environ 12 bars ; sinon, une combustion avec un battement de tête pourrait se produire. Le moteur de 10 MW dans l'exemple est un moteur turbocompressé à combustion pauvre qui tourne à environ $\lambda=2$. Comme mentionné plus haut, un mélange de pme élevé et de maigre contribue à diminuer l'effet des fuites sur le rendement du carburant. Le dernier modèle de moteur a un pme de 26 bars avec un rendement énergétique de près de 50 %. Ces moteurs sont équipés d'un turbocompresseur à deux étages avec un échangeur de chaleur entre les deux compresseurs d'air pour se rapprocher de la compression d'air isotherme. Cela permet d'améliorer l'efficacité du processus de turbocompression. Pour éviter d'avoir des coups de tête avec un pme aussi élevé, les soupapes d'admission sont fermées bien avant le PMI, de sorte que la course de compression réelle du moteur est inférieure à la course de détente. Cela permet d'abaisser la température et la pression du mélange de carburant pendant le processus de combustion. La fermeture anticipée de la soupape d'admission est appelée "Miller timing" [16]. Le rendement brut des centrales de cogénération actionnées par des moteurs alternatifs se situe entre 25 % et près de 50 %. Si les moteurs n'ont pas de pompes à eau et à huile entraînées par le vilebrequin, l'énergie électrique nécessaire pour entraîner les pompes réduit le rendement électrique de la cogénération. La Figure 15 montre clairement que les grandes machines ont le meilleur rendement, comme c'est le cas des turbines à gaz.

Figure 15 - Efficacité électrique brute d'un système de cogénération basé sur des moteurs à combustion interne

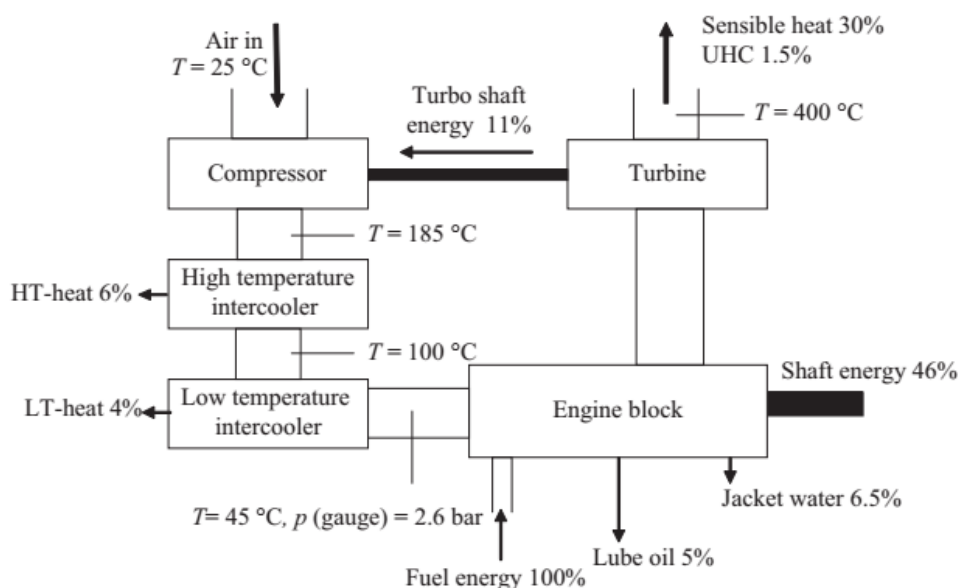


Source: [8]

3.2.2.3 Les sources de chaleur

Le bilan énergétique d'une installation de cogénération entraînée par un moteur alternatif est plus compliqué que celui d'une turbine à gaz. Pour un moteur à combustion interne, il peut y avoir jusqu'à six sources de chaleur distinctes, alors que pour la turbine à gaz, seule la chaleur des gaz d'échappement est pertinente. La Figura 16 montre les sources de chaleur en cas de turbocompression à un étage pour un moteur fonctionnant à la charge nominale.

Figura 16 - Bilan énergétique d'un moteur à combustion interne suralimenté à sa charge nominale



Source: [8]

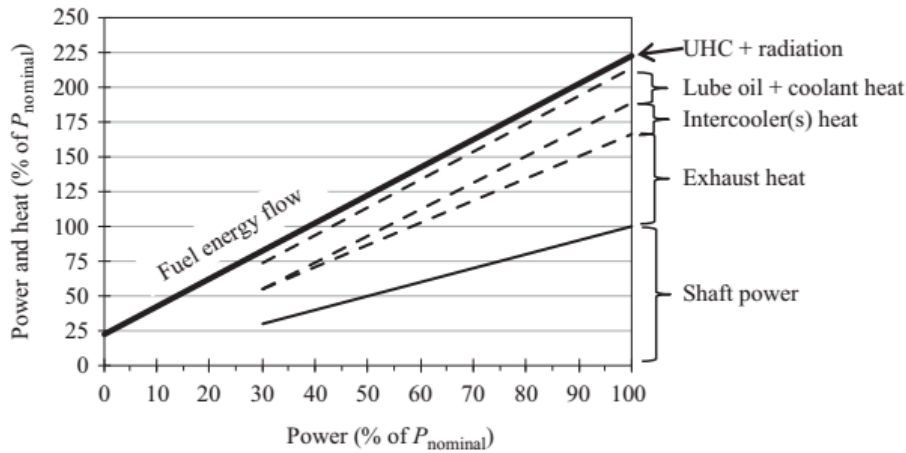
L'apport en carburant est basé sur le pouvoir calorifique inférieur du carburant et les valeurs indiquées se réfèrent à la charge nominale du moteur. Toutes les fractions d'énergie doivent être fournies en pourcentage de l'apport énergétique avec le combustible. Contrairement aux petits moteurs à aspiration naturelle, la chaleur disponible du bloc moteur à travers l'eau de la chemise n'est ici que de 6,5 %. La température de l'eau de la chemise est normalement d'environ 85 °C, mais des valeurs allant jusqu'à 110 °C sont également possibles. L'huile de lubrification est également utilisée pour refroidir les têtes de piston et reçoit une partie de la chaleur du bloc moteur et de la friction dans les roulements. La chaleur de l'huile de lubrification est souvent disponible à un niveau de température compris entre 40 et 50 °C et, dans cet exemple, elle représente 5 % de l'énergie du carburant. La chaleur sensible des gaz d'échappement en aval de la turbine du turbocompresseur a un niveau de température de 400 °C et représente environ 30 % de l'énergie du carburant. Ce niveau de température est adapté à la production de vapeur. La turbine transfère 11 % de l'énergie du combustible au compresseur par l'intermédiaire d'un arbre. Cela représente environ un quart de l'énergie disponible à l'arbre du moteur. Dans cet exemple, le compresseur fait passer l'air d'admission d'une pression ambiante absolue de 1 bar à une pression absolue légèrement supérieure à 3,6 bar. Il est donc possible que le moteur de cet exemple ait un pme de 22 bar pour un rapport d'air $\lambda=2$. La température d'admission des cylindres du moteur doit être relativement basse. En effet, la densité du flux d'admission est inversement proportionnelle à la température absolue et une température d'admission élevée réduira donc la capacité de puissance du moteur. La tendance à la combustion en vol augmente rapidement avec la température et une température d'admission trop élevée nécessitera donc une réduction du taux de compression et de la capacité de puissance. Enfin, les températures élevées du processus augmentent la formation de NOx car ce processus est exponentiellement sensible à la température. L'intercooler a été divisé en deux sections car l'utilité de la chaleur à un niveau de température proche de 100 °C est généralement plus grande que celle de la chaleur à une température inférieure à 50 °C. Dans cet exemple, le bilan énergétique est complété par 1,5 % d'hydrocarbures imbrûlés et 1 % de perte de chaleur du bloc moteur

vers le milieu environnant. La perte de chaleur du bloc moteur est souvent appelée perte par rayonnement, mais en pratique, il s'agit principalement de la convection du bloc moteur vers l'air ambiant. Enfin, trois niveaux de chaleur sont disponibles. La chaleur du refroidisseur intermédiaire à basse température (LT) combinée à la chaleur du refroidisseur d'huile de graissage représente 9 % de l'énergie du carburant à un niveau de température d'environ 50 °C. La combinaison de la chaleur de l'intercooler à haute température (HT) et de la chaleur de l'eau de gaine représente 12,5 % de l'énergie du combustible à environ 85 °C. Le rendement maximal de la cogénération dépend du niveau de température auquel les gaz d'échappement seront refroidis, en commençant à 400 °C, avant de sortir par la cheminée. Si la température de sortie est de 100 °C, un quart de la chaleur sensible en aval de la turbine sera perdu dans l'environnement. L'électricité représentera près de 45 % de l'énergie du combustible. Si la chaleur disponible à 50 °C et 85 °C est également utilisée, le rendement combiné de la cogénération sera de $9+12,5+22,5+45=89\%$.

3.2.2.4 Contrôlabilité de l'énergie électrique et thermique

La variation de la puissance thermique d'un moteur alternatif avec puissance sur l'arbre est plus compliquée à déterminer que celle d'une turbine à gaz en raison des nombreuses sources de chaleur utilisées. Toutefois, le concept de la ligne de Willans, qui établit une relation linéaire entre la consommation de carburant et la puissance de sortie en tant que fraction de la puissance nominale, peut toujours être utilisé. Les centrales de cogénération alimentées par un moteur alternatif ne fonctionnent normalement pas à des charges inférieures à 40% pour des raisons économiques. Le rendement énergétique commence à devenir moins intéressant à des charges aussi faibles, alors que les coûts de maintenance par heure de fonctionnement sont plus ou moins identiques à la charge nominale. La perte de chaleur absolue du bloc moteur vers le milieu environnant reste à peu près constante dans la plage de charge complète, car la température du liquide de refroidissement est maintenue à une valeur constante par le thermostat. Lorsque le moteur tourne à 30 % de charge, la puissance transférée du turbocompresseur du côté de l'échappement au côté de l'admission devient très faible, ce qui signifie que les refroidisseurs intermédiaires ne refroidissent plus l'air en aval du compresseur. Si l'intercooler HT est intégré dans le système de refroidissement à eau de la chemise, la chaleur sera transférée à l'air d'admission au lieu d'être évacuée. L'intercooler LT doit retirer cette chaleur et la transférer au circuit de chauffage à basse température. La Figure 17 montre comment la puissance des différentes sources de chaleur varie en fonction de la puissance du moteur.

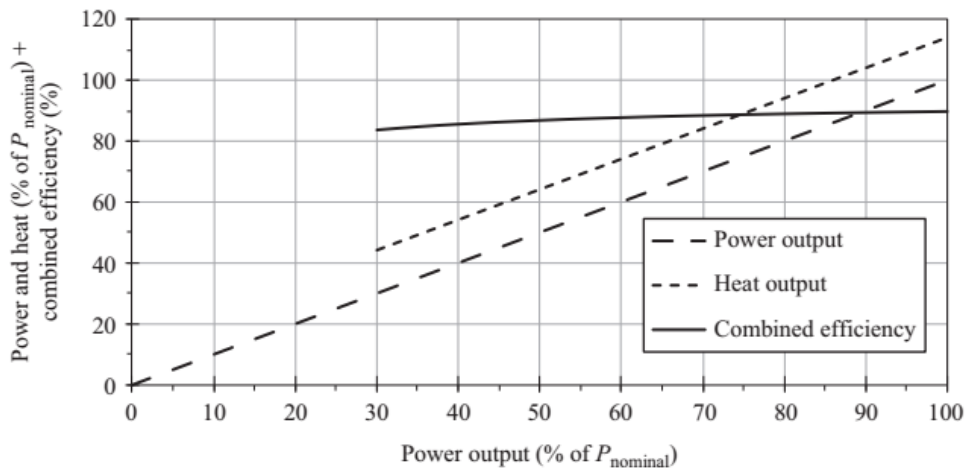
Figure 17 - Énergie du carburant, puissance sur l'arbre et flux thermique en fonction de la puissance de sortie du moteur



Source: [8]

L'arrêt de certains cylindres (skip firing) peut être appliqué avec des moteurs équipés d'une injection contrôlée pour chaque cylindre. Cela signifie que l'alimentation en carburant ne peut avoir lieu que pour un petit nombre de cylindres, de sorte que la puissance produite par le moteur puisse être encore abaissée [17]. Dans les grandes centrales de cogénération actionnées par des moteurs à piston, la production de chaleur utile suit de près la tendance de la production d'électricité, comme le montre la Figure 18.

Figure 18 - Exemple de variation de la chaleur en fonction de la puissance de sortie et de l'efficacité CHP

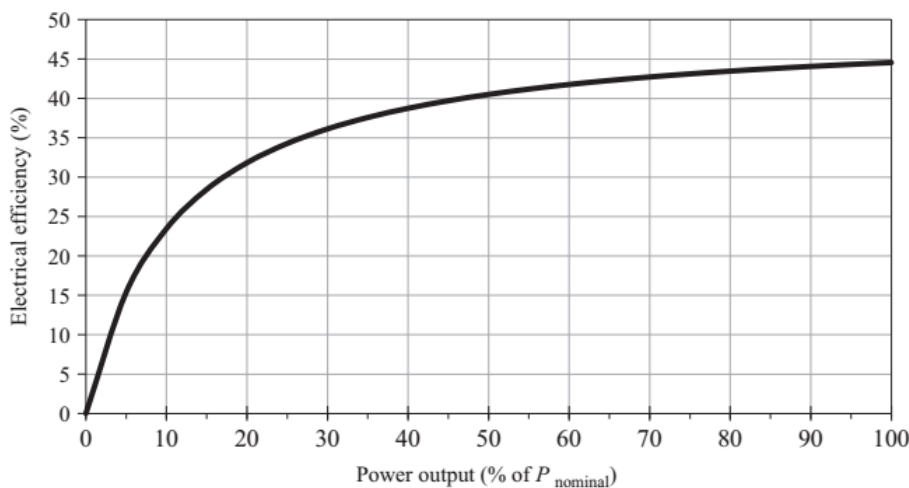


Source: [8]

Cela est avantageux si le système de cogénération nécessite la possibilité de faire varier la puissance calorifique comme c'est souvent le cas, par exemple, pour le chauffage urbain et les systèmes de chauffage des bâtiments. La principale raison en est que l'efficacité électrique d'une unité de cogénération entraînée par un moteur principal à haut rendement à la charge nominale diminue très peu

avec la charge dans la zone d'exploitation. La Figure 19 montre le rendement électrique de l'unité de cogénération de la figure 16, qui a un rendement électrique proche de 45 % à la puissance nominale.

Figure 19 - Efficience électrique de l'unité de cogénération en fonction du rendement



Source: [8]

A 60% de la puissance nominale, le rendement électrique est encore de 42%. La puissance thermique diminue de 114 % à 74 % de la puissance électrique nominale lorsque la puissance de sortie diminue de 100 % à 60 %.

3.2.2.5 Préparation et contrôle du mélange air-carburant

Le rapport d'équivalence λ influence les émissions, le rendement énergétique, la stabilité de la puissance et la fiabilité d'un moteur à gaz alternatif. C'est pourquoi une grande attention doit être accordée à la préparation et au contrôle du mélange air-carburant. Pour les moteurs à allumage commandé et les moteurs à double carburant, il existe deux façons différentes de préparer le mélange air-carburant. Les moteurs d'une puissance inférieure à 1 MW sont généralement équipés d'un mélange air-carburant - le carburateur - basé sur un venturi. Le gaz combustible est aspiré dans l'air par les trous de la gorge du venturi. La chute de pression dans le venturi varie approximativement avec le carré de la vitesse du flux d'air. Un dispositif de régulation doit être situé dans le flux de carburant près de la gorge du venturi. La pression du carburant en amont de ce dispositif doit être maintenue égale à la pression de l'air en amont du venturi à l'aide d'un régulateur de pression dit "zéro". Cette configuration garantit que le flux de gaz combustible suit le flux d'air et que les changements de pression atmosphérique n'affectent pas le rapport d'équivalence. Par conséquent, la valeur de λ est indépendante du débit d'air et donc de la charge du moteur, au moins dans une certaine plage de charge.

Le carburateur est souvent configuré de manière à ce que le mélange air-carburant soit proche de la stoechiométrie pour les faibles charges, afin d'améliorer la stabilité de conduite et le démarrage du moteur. Cela peut être fait par exemple avec un décalage dans le régulateur de pression zéro ou avec un petit système de contrôle principal de dérivation. Le carburateur est généralement placé en amont du compresseur pour améliorer l'homogénéité du mélange air-carburant. Les tentatives de conception de carburateurs produisant des mélanges homogènes directement en aval du venturi n'ont pas donné de bons résultats. Il n'est pas facile de mélanger des flux de gaz de densités différentes et les carburateurs

sont très sensibles aux petites déviations de la symétrie des flux. Les modèles dont le carburateur est directement relié à un collecteur d'admission souffrent au contraire d'une inhomogénéité entre les bancs, ce qui entraîne des conditions de fonctionnement inacceptables. Cependant, un mélange de gaz combustible et d'air peut être considéré comme complètement homogène après le passage du turbocompresseur et de l'intercooler.

Pour les gros moteurs, généralement au moins ceux de plus de 5 MW, la présence d'un grand volume de mélange inflammable en amont des soupapes d'admission dans les systèmes "longs" peut provoquer des explosions destructrices en cas de retour de flamme. Le retour de flamme est causé, par exemple, par le tirage des soupapes d'aspiration ou la combustion retardée dans les cylindres. C'est l'une des raisons pour lesquelles les gros moteurs à allumage commandé et les moteurs à double carburant sont équipés d'une injection de carburant directement en amont des soupapes d'admission. Les électrovannes sont commandées pour permettre un débit de carburant pendant la course d'admission du cylindre concerné. La différence de pression sur la soupape et la durée de l'ouverture déterminent la quantité de gaz injectée pendant la course d'admission. Un contrôleur régule le temps d'ouverture des soupapes et la pression du carburant en fonction de la charge du moteur. Une propriété importante d'un combustible gazeux est l'indice de Wobbe (WI). Le WI est la valeur calorifique d'un combustible gazeux divisée par la racine carrée de la densité du combustible divisée par la densité de l'air dans des conditions normales. Les fournisseurs de gaz utilisent souvent le pouvoir calorifique supérieur du gaz, tandis que les secteurs des moteurs alternatifs et des turbines à gaz utilisent souvent le pouvoir calorifique inférieur. Le WI basé sur le pouvoir calorifique inférieur est d'environ 90 % du WI basé sur le pouvoir calorifique supérieur. Il est important de savoir que le rapport d'équivalence varie de manière inversement proportionnelle au WI.

$$\lambda' = \frac{WI}{WI'} \lambda \quad (3)$$

Si, par exemple, le WI augmente de 45 à 50 MJ / m³, la valeur de λ diminuera de 1,80 à 1,62, si aucune mesure corrective n'est prise avec le système de réglage principal en cas de carburateur ou avec la différence de pression sur les électrovannes ou leur temps d'ouverture. En outre, la température de l'air, si elle diffère de celle du gaz, affectera la valeur λ dans le cas des carburateurs situés en amont du turbocompresseur. Pour les moteurs à injection de gaz, ce n'est pas un problème si la température de l'air d'admission après le refroidisseur d'air de suralimentation est contrôlée et maintenue à une valeur fixe, comme c'est généralement le cas. Dans la plupart des cas, la température de l'air à l'intérieur du boîtier d'une installation de cogénération est également contrôlée par un thermostat à une valeur fixe. Si la température de l'air change en même temps que celle du gaz, la valeur de λ est inversement proportionnelle à la racine carrée de la température absolue de l'air.

$$\lambda' = \sqrt{\left(\frac{T}{T'}\right)} \lambda \quad (4)$$

Les exigences en matière d'émissions et de performances sont aujourd'hui si strictes que le rapport d'équivalence doit être élaboré avec un système de contrôle dédié. Certains fabricants utilisent la puissance du générateur comme indicateur de la charge du moteur et mesurent la température absolue et la pression absolue dans le collecteur d'admission. Si la pression du collecteur est inférieure à la

valeur attendue pour la température et la charge mesurées, le mélange est trop riche. D'autres fabricants utilisent un thermocouple placé dans chaque culasse comme indicateur de la valeur réelle λ à une charge donnée.

Les moteurs modernes utilisent également des capteurs de pression à réponse rapide dans chaque cylindre pour vérifier si le processus de combustion se déroule comme prévu. Certaines solutions règlent la position du système de contrôle principal dans l'alimentation en gaz pour contrôler le rapport air-carburant. Dans d'autres cas, l'alimentation en air du turbocompresseur est contrôlée par les soupapes de dérivation de la turbine ou par le compresseur du turbocompresseur. Dans les moteurs diesel fonctionnant uniquement avec des carburants liquides, le rapport d'équivalence moyen pour une charge donnée ne peut être contrôlé qu'en ajustant le débit d'air fourni par le turbocompresseur. Les moteurs diesel ne fonctionnent pas avec un mélange homogène. Le carburant injecté doit se mélanger à l'air déjà présent dans les cylindres, ce qui signifie que dans la chambre de combustion d'un moteur diesel, il existe toute une gamme de valeurs de λ allant du carburant pur à l'air pur. C'est pourquoi l'émission de base de NOx des moteurs diesel est beaucoup plus élevée que celle des moteurs à gaz, car les chambres de combustion d'un moteur diesel présentent localement des températures très élevées. Dans les moteurs diesel à gaz, le processus est le même que dans un moteur diesel pur. Le gaz combustible est injecté dans les cylindres à haute pression (35 MPa) par des buses dans un injecteur qui est également utilisé pour le combustible liquide. Le rapport gaz-liquide peut être ajusté dans une large gamme. Le ratio moyen de l'air est contrôlé de la même manière que pour un moteur diesel fonctionnant avec des carburants liquides.

3.2.2.6 Aspects relatifs à la maintenance

De nombreux composants d'un moteur alternatif sont sujets à l'usure. L'huile de lubrification souffre d'oxydation et de viscosité accrue par contact avec les zones chaudes et de nitrification par contact avec les produits finaux de la combustion. L'huile de lubrification a de nombreuses tâches, comme éviter le contact du métal entre les pièces du moteur qui se déplacent les unes par rapport aux autres, éliminer les produits d'usure, éviter la corrosion et refroidir les têtes de piston et les paliers. Bien que les filtres soient appliqués pour éliminer les produits d'usure de l'huile, les propriétés de l'huile se dégradent et elle doit donc être remplacée régulièrement. Le remplacement est normalement déclenché par les données d'analyse de l'huile à intervalles fixes, généralement par le fournisseur d'huile ou la société de maintenance. Les électrodes des bougies d'allumage s'usent également en raison de l'érosion pendant l'étincelage. La tension d'alimentation est liée à la distance entre les électrodes et le système d'allumage a des limites qui ne sont pas trop grandes dans l'augmentation de cette tension. Certains moteurs modernes sont équipés d'un contrôle de la tension d'alimentation, qui permet de déterminer indirectement l'état de l'éclateur de la bougie. Les injecteurs des moteurs diesel sont également sujets à l'usure, à l'érosion et à l'accumulation de carbone et doivent donc être entretenus à intervalles réguliers. En outre, les soupapes d'admission et d'échappement et leurs sièges s'usent sous l'effet des ouvertures et fermetures fréquentes et des contraintes thermiques. La surface du cylindre, les pistons et les roulements sont également soumis à l'usure. Le Tableau 3 donne un exemple typique de programme de maintenance pour les moteurs à gaz alternatifs.

Tableau 3 - Exemple d'un programme de maintenance pour un moteur à combustion interne

Maintenance type	Frequency (running hours)	Work required (hours)
Minor	1,000	3
Small	2,000	8
Medium	12,000	72
Major	16,000	260
Large	24,000	120

Source: [8]

Pour le programme de maintenance selon le Tableau 3, environ 2,5 % du temps de fonctionnement total est nécessaire pour la maintenance régulière. En outre, il faut prévoir un délai supplémentaire pour les réparations imprévues. En moyenne, l'installation est disponible dans 97 % des cas. Les derniers modèles de moteurs ont un intervalle de maintenance de 8 000 heures, avec une révision majeure après 32 000 heures ou après 5 ans de fonctionnement [18]. Ce programme est plus adapté à l'exploitation continue des installations de traitement chimique.

3.2.2.7 Temps de réponse aux changements de charge requis

Les systèmes de cogénération seront de plus en plus considérés comme des éléments actifs du système d'approvisionnement en électricité, avec un rôle clair dans le maintien de la stabilité et de la fiabilité du système. Dans le passé, on supposait que les centrales de cogénération se déconnectaient du réseau en cas de catastrophe comme un court-circuit bouclonné ou une panne de courant. Toutefois, à l'heure actuelle, la production décentralisée représente une part croissante de la capacité de production totale et sera donc responsable de la qualité de l'approvisionnement en électricité. Cela signifie que les unités de cogénération connectées au réseau doivent pouvoir s'allumer ou s'éteindre lorsque le gestionnaire du réseau de transport le demande, adapter leur puissance et surmonter les défaillances du réseau dans le cadre de certaines spécifications. Par conséquent, la vitesse de démarrage et d'arrêt autorisée devient de plus en plus importante, ainsi que le temps de réponse aux changements de charge requis. Les moteurs à gaz modernes peuvent fournir 100 % de leur puissance à l'arrêt en moins de cinq minutes, à condition que la température de l'huile et du liquide de refroidissement soit maintenue à une valeur prescrite. Les moteurs diesel sont encore plus rapides. Un arrêt à pleine charge peut être réalisé en quelques minutes seulement. Un arrêt presque instantané à pleine charge peut également se produire en cas de défaillance, mais cela est moins souhaitable en raison de la contrainte thermique qui en résulte pour le moteur. Les moteurs diesel peuvent fonctionner temporairement avec un faible rapport d'air sans combustion en cas de cognement. C'est plutôt la réponse du turbocompresseur qui constitue la principale limite. Pour les moteurs à gaz avec injection de carburant à l'intérieur du cylindre, le mélange air-carburant doit être aspiré dans les cylindres pendant la course d'admission suivie de la course de compression, avant que la combustion ne commence avec l'étape de travail suivante. Cependant, cela n'ajoute que 40 ms au temps de réponse par rapport à celui d'un moteur diesel tournant à 1 500 tr/min. Pour un moteur tournant à 500 tr/min, le temps de retard supplémentaire est donc de 120 ms. En pratique, ce temps de réponse supplémentaire est peu pertinent puisque, dans le cas d'un gaz combustible dont la MN est supérieure à 80, un moteur à gaz injecté peut encore augmenter sa puissance de 75% à 100% en 4 s. Un moteur à gaz équipé d'un carburateur pour la préparation du mélange et d'une vanne papillon pour le contrôle de la charge a un temps de réponse plus lent aux changements de charge requis qu'un moteur à injection.

En effet, premièrement, le système de contrôle de la charge doit modifier l'ouverture du papillon des gaz ; deuxièmement, le débit dans le collecteur d'admission doit changer ; et troisièmement, le système de carburateur doit adapter le débit de gaz au nouveau débit d'air. Il faut également prévoir un délai avant que le collecteur d'admission ne se remplisse à la nouvelle valeur de pression souhaitée. Comme dans le cas du moteur à gaz à injection de carburant, la course d'admission et de compression doit être terminée avant le début du processus de combustion. En fin de compte, les installations de cogénération à moteur alternatif peuvent répondre aux exigences d'offrir des services auxiliaires pour la stabilité du réseau et de participer aux marchés de l'électricité.

3.2.3 Systèmes Rankine et de cogénération à cycle combiné

En plus des technologies de cogénération décrites dans les sections précédentes, il existe des méthodes de cogénération d'électricité et de chaleur à grande et très petite échelle, où la chaleur n'est pas le résultat d'un processus dans un premier moteur. Un exemple bien connu est le chauffage urbain en combinaison avec une grande centrale thermique à vapeur. Dans les installations de traitement chimique, la vapeur est souvent prélevée à un ou plusieurs étages d'une turbine à vapeur pour être utilisée dans le processus. Cette turbine à vapeur peut être alimentée directement par une chaudière ou faire partie d'un système à cycle combiné d'une turbine à gaz et d'une turbine à vapeur ou d'un autre moteur à combustion et d'une turbine à vapeur. Un autre exemple est une technologie émergente basée sur un cycle de Rankine organique (ORC). Ici, la chaleur perdue à une température relativement basse est convertie en électricité avec un système qui est sensiblement identique au cycle de la vapeur ; cependant, pour ces applications, les niveaux de température sont beaucoup plus bas que pour la vapeur.

3.2.3.1 Cogénération à la vapeur

La cogénération pour les applications de chauffage urbain en combinaison avec la production d'électricité basée sur des turbines à vapeur a été appliquée bien avant que la cogénération locale ne devienne populaire. Dans les centrales électriques à vapeur destinées à la seule production d'électricité, la vapeur quitte la turbine à vapeur à une pression proche du vide. Cela est possible en condensant la vapeur après la turbine dans un échangeur de chaleur où la chaleur peut être renvoyée vers des tours de refroidissement, des rivières, des lacs ou la mer. Les centrales à vapeur à condensation équipées de chaudières ultra-supercritiques pourraient atteindre un rendement électrique de 45 %. Les systèmes de chauffage urbain fonctionnent généralement à des températures d'aller comprises entre 70 et 110 °C et à des températures de retour comprises entre 40 et 60 °C. Dans ce cas, la vapeur qui sort de la turbine à vapeur est d'abord utilisée pour chauffer le retour du système de chauffage urbain afin que la pression en aval de la turbine à vapeur ne soit pas proche du vide. Il en va de même dans le cas d'un cycle combiné, où les gaz d'échappement d'une turbine à gaz sont introduits dans un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour produire de la vapeur pour une turbine. Pour les applications de cogénération de procédés chimiques, la vapeur peut être nécessaire à une pression et une température plus élevées qu'à la sortie de la turbine à vapeur. Dans ce cas, la vapeur peut être prélevée en amont de la turbine à vapeur ou entre le premier et le deuxième ou le deuxième et le troisième étage de la turbine à vapeur. L'efficacité électrique et combinée et le rapport entre la chaleur et l'électricité dépendent de la quantité de vapeur tirée du processus. Il est clair que le rendement électrique diminue si l'on tire de la vapeur du processus, surtout lorsque la vapeur est utilisée à des niveaux de pression plus élevés. La production de vapeur basée sur des chaudières utilisant la biomasse ou des incinérateurs de déchets sera de plus en plus utilisée comme unités de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE). Pour les petites unités jusqu'à une puissance électrique d'environ 5 MW, des brûleurs à grille sont souvent

utilisés. Un brûleur à grille est constitué d'une grille rotative à laquelle le combustible est ajouté de manière centrale au fur et à mesure que la flamme progresse dans la biomasse. Pour les grandes unités, les systèmes de combustion en lit fluidisé assurent une combustion complète de la biomasse ou des déchets. Les systèmes de cogénération fonctionnant avec de la biomasse humide et utilisant la condensation des gaz de combustion peuvent atteindre des rendements énergétiques supérieurs à 100 % en fonction du pouvoir calorifique inférieur [19].

3.2.3.2 Le cycle Rankine organique

L'ORC est essentiellement basé sur la même technique que le cycle de la vapeur, mais le milieu de travail est d'origine organique. Le butane, le pentane et l'hexane ne sont que quelques exemples des nombreux choix possibles pour le milieu [20]. L'avantage d'un fluide organique est lié à la température d'ébullition, qui est inférieure à celle de l'eau, de sorte que la chaleur résiduelle peut être utilisée à basse température. Les systèmes ORC peuvent utiliser des sources de chaleur dans la plage de température comprise entre 80 et 500 °C. Pour les températures supérieures à 400 °C, la préférence est généralement donnée au cycle de Rankine à vapeur. Un bon aperçu des systèmes ORC disponibles dans le commerce se trouve dans [21]. La puissance électrique couvre la gamme entre 6 kW et 8 MW. On trouve des applications dans de nombreuses industries telles que les secteurs laitiers, céramiques et chimiques. Les ORC sont également utilisés pour améliorer le rendement électrique des centrales de cogénération actionnées par un moteur à combustion interne. Le rendement de la chaleur à l'électricité varie entre 16% et 20%. Ainsi, la production électrique d'une centrale de cogénération à moteur peut être augmentée de près de 10 %. Par conséquent, l'efficacité de la production d'électricité peut être améliorée, par exemple, de 40% à 44% en appliquant un ORC. Même si une partie de la chaleur doit encore être libérée à basse température pour condenser le fluide, une partie de la chaleur reste disponible pour le chauffage.

3.3 Bénéfices découlant de l'utilisation de la cogénération

3.3.1 Économies d'énergie potentielles associées à la cogénération

Les sections précédentes ont clairement montré que sans mesures substantielles, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'évitement d'un épuisement rapide des combustibles fossiles avec les augmentations de prix qui y sont associées ne seront pas atteints. De nombreuses sources affirment que la quantité de chaleur gaspillée lors de la production d'électricité et des activités industrielles est suffisante pour couvrir une partie substantielle de la demande de chaleur. Dans l'Union européenne, la demande de chaleur en termes d'énergie est environ 2,5 fois supérieure à la demande d'électricité. La cogénération d'électricité et de chaleur est donc un excellent moyen d'économiser du carburant. Un exemple récent de technique spéciale a permis d'atteindre un rendement énergétique de près de 98% pour la cogénération en incluant une pompe à chaleur électrique [22]. Une telle installation peut transformer 1 GJ d'énergie de combustible basé sur le pouvoir calorifique inférieur en 133 kWh (480 MJ) d'électricité et 500 MJ de chaleur à 110 °C. Les centrales électriques à turbine à gaz à cycle combiné les plus avancées ont un rendement de conversion du combustible en électricité de 61 %. Cela n'inclut pas les pertes de transmission et de distribution, qui représentent en moyenne 8 % de l'électricité produite. L'efficacité énergétique moyenne de la fourniture d'électricité aux utilisateurs finaux est proche de 35 % dans le monde entier. En supposant que les 18 PWh d'électricité fournis en 2013 soient produits à partir de combustibles fossiles, cela a probablement nécessité $18 \times 3,6 / 0,35 = 185$ EJ de

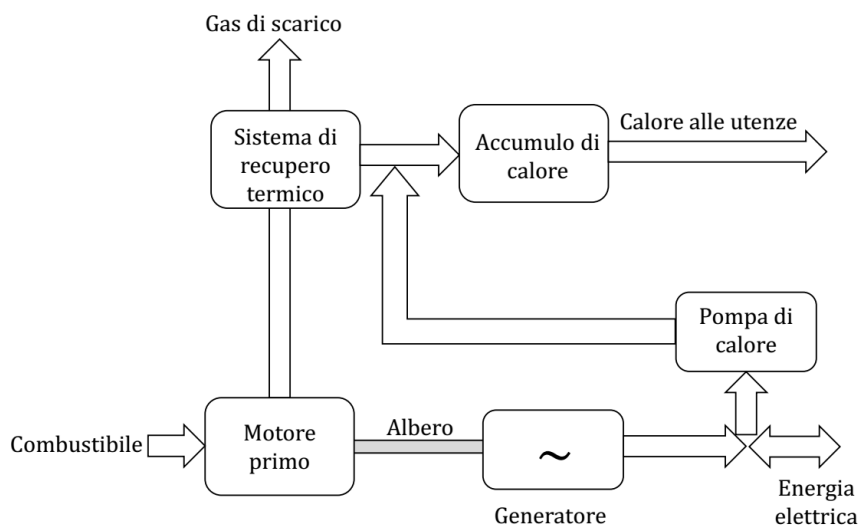
combustible fossile. Si toute l'électricité avait été produite par cogénération avec un rendement combiné de 85%, 90 EJ de chaleur auraient été récupérés de la production d'électricité et utilisés.

Il s'agit d'une fraction substantielle des quelque 130 EJ d'approvisionnement en chaleur provenant de combustibles fossiles. Sur la base d'une estimation de 10 % de la production d'électricité par cogénération, y compris le chauffage urbain, une valeur réaliste d'économie d'énergie pour l'année 2013 est d'environ 10 EJ. Cela équivaut à environ 2 % de la consommation mondiale de combustibles fossiles en 2013. La fraction de réduction du CO₂ peut être estimée au même pourcentage. Une application plus répandue de la cogénération peut en fait contribuer à réduire la consommation de carburant et les émissions de gaz à effet de serre. Si 50 % de la demande d'électricité était couverte par la cogénération, des économies d'énergie de 50 EJ seraient possibles. Les coûts d'investissement ne peuvent constituer un obstacle, car le prix en kW des centrales de cogénération se situe dans la même fourchette que celui des grandes centrales électriques au gaz.

3.3.2 Capacité de back-up pour les énergies renouvelables

Si l'on veut atteindre les objectifs d'une société à très faibles émissions de gaz à effet de serre, il n'y a pas d'autre option que de mettre en place un système utilisant principalement l'électricité comme vecteur énergétique. Cependant, l'électricité devra provenir principalement du rayonnement solaire, du vent, de l'utilisation de la biomasse et des déchets, des centrales nucléaires et pourrait provenir de centrales à combustibles fossiles qui utilisent le captage et le stockage du carbone. Les centrales de cogénération feront partie intégrante du système d'approvisionnement en énergie des zones urbaines et des sites industriels, offrant une grande efficacité énergétique, fiabilité et flexibilité. D'ici 2050, il sera impossible de compter uniquement sur l'énergie solaire et éolienne et sur d'autres options telles que l'énergie des vagues et l'énergie géothermique. La biomasse ne peut répondre que partiellement aux besoins énergétiques basés sur les combustibles, mais surtout le gaz naturel aura encore un rôle important à jouer. Dans tous les cas où un combustible est utilisé, la cogénération doit être appliquée pour maximiser l'efficacité de son utilisation et minimiser les émissions. C'est surtout la nature incertaine des énergies solaire et éolienne qui exige une sauvegarde souple et rapide. Les installations modernes de cogénération basées sur des turbines à gaz ou des moteurs alternatifs peuvent démarrer et s'arrêter rapidement et fréquemment. Leur réponse à la demande de changement soudain de production est également beaucoup plus élevée que celle d'une centrale à vapeur classique. En cas de manque de soleil et de vent, ces unités peuvent produire la chaleur et l'électricité nécessaires. Dans le cas d'une forte production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes, les unités de cogénération peuvent être arrêtées, tandis que toute la chaleur nécessaire peut être effectivement produite à partir de l'électricité excédentaire grâce à une pompe à chaleur ayant un coefficient de performance d'au moins cinq. Le stockage de la chaleur peut aider à réduire les écarts entre la production de chaleur et la demande de chaleur. La Figure 20 représente schématiquement un tel système.

Figure 20 - Schématisation d'une installation de cogénération intégrée avec pompes à chaleur et réservoir de stockage de chaleur



Source: nt. Élaboration

L'abandon progressif des grandes centrales électriques au profit d'une production locale d'électricité à petite échelle, combinée à la cogénération, contribuera également à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Un approvisionnement ininterrompu en électricité est essentiel pour une société qui dépend entièrement des flux d'énergie et d'information. Les systèmes locaux et régionaux d'approvisionnement en électricité, qui peuvent, si nécessaire, fonctionner indépendamment d'un système d'équilibrage central, peuvent garantir que la plupart des activités peuvent se poursuivre en cas de perturbations du système central. On s'attend donc à ce que la cogénération d'électricité et de chaleur joue rapidement un rôle croissant dans la société.

4. EXEMPLES D'APPLICATION DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION

La façon la plus courante de classer les applications de cogénération est en fonction du secteur dans lequel elles apparaissent. Les secteurs les plus importants des applications de la cogénération sont les suivants:

- Secteur tertiaire
- Secteur industriel
- Secteur commercial (également appelé "secteur de la construction" ou "secteur commercial-institutionnel")
- Secteur agricole

La mise en évidence des différentes applications dans les domaines mentionnés ci-dessus est l'objectif principal de cette section. En outre, ces derniers temps, l'intégration de la cogénération dans les énergies renouvelables et, pour les régions où l'eau douce est rare, dans les systèmes de dessalement, suscite un intérêt croissant.

4.1 Cogénération dans le secteur tertiaire

Dans le secteur des services publics, la fourniture de chaleur aux clients via des systèmes de chauffage urbain est une pratique courante depuis de nombreuses décennies. C'est particulièrement le cas dans les pays caractérisés par des hivers froids comme la Finlande et de nombreux pays d'Europe de l'Est. En 2012, le chauffage urbain a fourni 9 % de la demande de chauffage dans l'Union européenne [23]. Le principal combustible est ici le gaz (40 %), suivi du charbon (29 %) et de la biomasse (16 %). La Finlande et la Suède sont des exemples de pays où une grande partie de la biomasse est utilisée pour le chauffage, tandis que le gaz naturel est la principale source d'énergie pour le chauffage en Italie et aux Pays-Bas. Dans la plupart des cas, la source de chaleur provient de la chaleur résiduelle des centrales électriques. Des chaudières alimentées au charbon, à la biomasse, au pétrole ou au gaz naturel sont également utilisées pour produire la chaleur nécessaire. Dans les régions plus chaudes, comme au Moyen-Orient, il existe des systèmes de refroidissement urbain, où les clients sont refroidis par de l'eau réfrigérée. Dans les systèmes traditionnels avec des tuyaux métalliques mal isolés, les pertes de chaleur des systèmes de chauffage urbain peuvent être considérables. Dans les systèmes modernes avec des tuyaux en plastique correctement isolés, les pertes de chaleur sont faibles. Il convient de souligner que les utilisateurs de la chaleur fournie par les services publics, soit par le biais d'un réseau de chauffage urbain ou directement, peuvent être non seulement des bâtiments mais aussi des utilisateurs tels que les industries, les serres, les piscicultures et les usines de dessalement de l'eau. Les températures de départ typiques dans les systèmes de chauffage urbain varient entre 80 et 130 °C, tandis que la température de retour peut être aussi basse que 60 °C.

Les températures plus basses ne sont pas autorisées dans les systèmes d'eau chaude en raison du risque de maladie du légionnaire causé par le développement de bactéries. Le rôle des grandes centrales électriques pour l'approvisionnement en électricité diminue progressivement en raison de l'introduction de sources d'électricité renouvelables basées sur le vent et le soleil. Cependant, les petites centrales électriques alimentées à la biomasse gagnent en importance pour le chauffage urbain. Le rôle des services publics dans l'application des systèmes de cogénération sera plus diversifié à l'avenir. Pour réduire la consommation de combustibles fossiles et les émissions de gaz à effet de serre, il est impératif d'intégrer l'utilisation de l'électricité avec le chauffage et le refroidissement. Poussées, par exemple, par des mesures politiques municipales, les autorités locales cherchent à obtenir une vue d'ensemble de plus

en plus détaillée des sources où la chaleur est normalement gaspillée et essaient de faire correspondre la chaleur disponible à la demande locale. Les systèmes de stockage de la chaleur et les pompes à chaleur, de préférence alimentés par de l'électricité renouvelable, font partie du nouveau système et tendent à remplacer au moins partiellement les chaudières traditionnelles. Les besoins énergétiques des transports urbains, tels que les trams et éventuellement d'autres véhicules électriques, feront également partie du système. Les technologies de l'information permettront d'assurer en permanence une adéquation optimale entre la production de chaleur et d'électricité, d'une part, et la demande, d'autre part. Les centrales de production combinée de chaleur et d'électricité alimentées au gaz naturel ou aux biocarburants peuvent assurer une grande partie de l'équilibre et servir de secours en cas de faible production éolienne et solaire. La plupart des maisons modernes qui ne sont pas raccordées au chauffage urbain seront équipées de pompes à chaleur électriques. La distribution du gaz naturel sera généralement limitée aux centrales de cogénération et aux industries.

Un esempio di un'applicazione in cui il nuovo approccio è già stato integrato è HanseWerk Natur GmbH. Nel 2015, questa società tedesca ha gestito 150 sistemi di teleriscaldamento nell'area metropolitana di Amburgo e negli Stati di Schleswig-Holstein, Meclemburgo-Pomerania Anteriore e Nordniedersachsen. Le condutture dei loro sistemi di teleriscaldamento coprono una lunghezza totale di 900 km. Accanto al gas naturale, convertono il biogas, il gas di discarica e il gas di scarico in elettricità e calore. Oltre a utilizzare le proprie 200 unità di cogenerazione (CHP), HanseWerk Natur integra la potenza termica di una serie di unità di cogenerazione di proprietà dei propri clienti nei sistemi di teleriscaldamento. A circa 40.000 clienti viene fornito un totale di 1,3 TWh di calore all'anno, pari a 4,7 PJ. L'accumulo di calore è una parte importante del sistema, poiché consente un disaccoppiamento dei modelli di utilizzo dell'elettricità e del calore. HanseWerk Natur gestisce una combinazione di 65 impianti di cogenerazione come una centrale elettrica virtuale. Ciò consente loro di partecipare al mercato elettrico tedesco non solo producendo chilowattora, ma anche offrendo riserve operative e potenza di controllo. Una tale centrale elettrica virtuale è molto conveniente nel sistema elettrico tedesco, che è caratterizzato da un'uscita fluttuante di una grande base installata di pannelli solari e turbine eoliche. Il vantaggio di avere diverse singole unità di cogenerazione combinate in una centrale elettrica virtuale offre un'alta probabilità di soddisfare la capacità offerta sul mercato.

Il offre également une excellente flexibilité en matière de rendement énergétique. Le stockage de la chaleur est évidemment un élément essentiel de ce système. Le gouvernement allemand est convaincu qu'une bonne intégration de la production et de l'utilisation de l'électricité et de la chaleur est une condition préalable à la poursuite de l'expansion des énergies renouvelables. La Commission européenne y voit également un outil important pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Les incinérateurs de déchets municipaux et industriels doivent avoir des dimensions minimales, car il faut beaucoup d'efforts pour nettoyer les gaz de combustion. En outre, un mélange approprié des flux de déchets est nécessaire pour obtenir un mélange de combustibles adéquat. Cependant, si la distance entre la source de déchets et l'incinérateur devient trop importante, la consommation d'énergie pour le transport devient trop élevée. La taille des incinérateurs régionaux typiques varie entre 800 et 3 000 tonnes de déchets par jour. Le taux de production d'électricité varie entre 500 et 900 kWh/t. La puissance électrique des incinérateurs se situe donc entre 15 et 65 MW. Leur performance énergétique réelle dépend de la composition des déchets et de la quantité de chaleur fournie aux utilisateurs thermiques.

4.2 Cogénération dans le secteur industriel

Le secteur industriel est un grand consommateur de chaleur et d'électricité. Dans le monde économiquement développé, environ un tiers de toute la consommation d'énergie primaire est destinée à l'industrie. Les besoins énergétiques d'une industrie dépendent fortement du type de production : il y aura donc des industries qui consomment principalement de la chaleur et d'autres qui consomment presque exclusivement de l'électricité. De nombreuses autres industries, telles que les raffineries, les laiteries et les usines de traitement chimique, ont besoin à la fois de chaleur et d'électricité, bien que dans des proportions différentes. La technique optimale à appliquer pour la cogénération industrielle dépend des caractéristiques des processus industriels. Les installations de traitement chimique telles que les raffineries fonctionnent en continu pendant des périodes d'environ un an avant qu'une maintenance ne soit nécessaire. Une unité de cogénération intégrée dans leurs processus doit avoir un intervalle de maintenance identique. En cas de besoin de vapeur à haute pression et haute température, la turbine à gaz est l'option privilégiée. Si une grande partie de l'eau chaude est également nécessaire, comme dans le secteur laitier, des moteurs alternatifs peuvent être utilisés comme moteurs principaux de la centrale de cogénération. Si le prix de l'électricité est considérablement plus élevé que le prix du combustible, une usine qui a principalement besoin de chaleur peut décider de produire la chaleur avec une unité de cogénération et d'exporter l'électricité vers le réseau public ou vers un service public voisin qui a besoin de beaucoup d'électricité. Par ailleurs, une usine qui a besoin de beaucoup plus d'électricité que de chaleur peut vendre la chaleur de l'unité de cogénération à un voisin ou à un système de chauffage urbain. Dans tous ces cas, les conditions économiques et juridiques limites doivent être positives et stables pendant une longue période. Les gouvernements sont responsables d'un climat politique juste et stable à cet égard s'ils veulent parvenir à une optimisation à long terme de l'utilisation de l'énergie. La modification des régimes de subventions et l'incohérence des politiques peuvent soudainement rendre non rentable une excellente opportunité d'économie d'énergie par la cogénération. Une centrale de cogénération est à forte intensité de capital et son amortissement prend facilement environ 5 ans. Quelques exemples d'applications de la cogénération dans les industries sont présentés ci-dessous.

4.3 Cogénération dans le secteur commercial

Les hôpitaux, les hôtels, les piscines et les centres de traitement de données sont des exemples où la demande d'électricité par unité de surface est assez élevée. Une piscine intérieure de 50 m sur 25 m dans un climat tempéré nécessite en moyenne 1 GWh d'électricité et 10 TJ de chaleur par an [24]. Une grande partie de l'électricité est nécessaire pour les pompes et les équipements de ventilation. Le rapport entre l'énergie thermique et l'électricité est donc d'environ 2,8, ce qui est très approprié pour une centrale de cogénération. Une unité de cogénération d'une puissance électrique de 120 kW convient bien à une telle demande d'énergie. Le rendement combiné d'une telle unité de cogénération peut être très élevé, car la température relativement basse de l'eau permet une condensation au moins partielle de la vapeur d'eau dans les gaz d'échappement.

4.3.1 Cogénération dans les hôtels

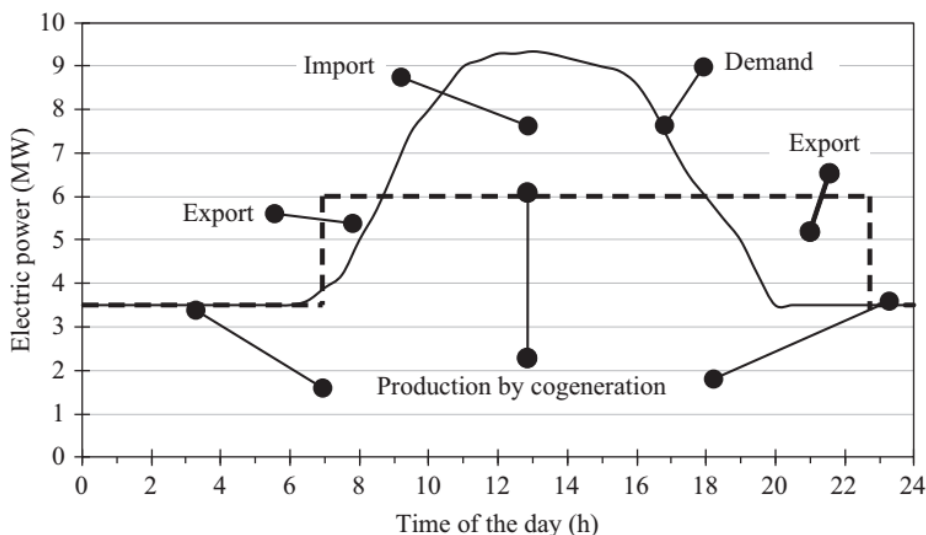
La consommation d'énergie spécifique par mètre carré des hôtels dépend en grande partie de leur emplacement, des réglementations nationales en matière de construction, de la taille de l'hôtel et des services offerts. Une piscine intérieure, la blanchisserie et les services de restauration augmentent la demande en énergie. Dans les régions chaudes, la climatisation peut consommer beaucoup d'énergie. La référence [25] donne un bon aperçu des valeurs typiques de consommation d'énergie des hôtels. La

consommation d'électricité varie entre 70 et 250 kWh/m²/an, tandis que le chauffage consomme entre 350 MJ/m² et 2 GJ/m²/an. Le chauffage de l'eau domestique nécessite entre 400 et 800 MJ/m²/an. Dans l'hypothèse d'une chambre d'hôtel moyenne de 40 m², avec un taux d'occupation de 60 %, cela se traduirait par une demande de chaleur d'environ 140 MJ/m²/an. De plus, il faut beaucoup d'eau chaude pour le nettoyage quotidien et pour la cuisine du restaurant. Pour un hôtel de 100 chambres de 40 m² chacune, une consommation annuelle d'électricité de 0,5 GWh peut être une bonne estimation. La demande de combustible pour le chauffage et l'eau domestique de 6 TJ/an peut être une bonne valeur moyenne. Dans ce cas, une centrale de cogénération d'environ 100 kW fonctionnant principalement le soir, lorsque la consommation d'électricité est à son maximum, peut offrir de bonnes économies d'énergie. Une combinaison avec le stockage de la chaleur facilitera l'adéquation avec la centrale de cogénération. L'unité peut également fournir une alimentation de secours en cas de problèmes de réseau.

4.3.2 Cogénération dans les hôpitaux

Un hôpital nécessite encore plus d'énergie par mètre carré qu'un hôtel. Un exemple de centrale de cogénération intégrée se trouve à l'hôpital universitaire d'Utrecht, aux Pays-Bas. Dans un hôpital de cette taille, avec environ 1 000 lits et une polyclinique, la demande en électricité peut se situer entre 2,6 et 9 MW selon les circonstances locales. La demande de chaleur se situe entre 3 et 15 MW, tandis que la demande de froid se situe entre 2 et 12 MW. Un total de 4 MW pour l'électricité, 6 MW pour la chaleur et 6 MW pour le refroidissement peuvent être pris comme valeurs moyennes. Cela offre d'excellentes opportunités pour la cogénération. L'hôpital d'Utrecht dispose de trois unités de cogénération à moteur à gaz, chacune d'une puissance électrique d'un peu plus de 2 MW, qui peuvent fonctionner en parallèle avec le réseau public. L'eau chaude est produite à partir de la chaleur de l'eau de refroidissement et des refroidisseurs intermédiaires des trois moteurs. La vapeur est produite en amenant les gaz d'échappement à environ 400 °C à un générateur de vapeur pour la récupération de la chaleur. La vapeur est utilisée pour faire fonctionner un refroidisseur à absorption et trouve également des applications dans d'autres domaines tels que le nettoyage. Une chaudière à vapeur séparée alimentée au gaz est utilisée pour équilibrer la demande de vapeur. Normalement, les unités de cogénération fonctionnent en parallèle avec le réseau public. Le réseau est utilisé pour l'équilibrage électrique et le secours en cas de panne de moteur et en cas de maintenance. En cas de panne du réseau, une alimentation par batterie peut être utilisée pendant une courte période au cours de laquelle un moteur diesel démarre automatiquement. L'électricité pour les utilisateurs prioritaires tels que les salles d'opération est toujours assurée, tandis que les autres utilisateurs sont reconnectés dès que les unités diesel et de cogénération produisent suffisamment d'électricité. Afin d'optimiser l'utilisation de l'investissement dans la centrale de cogénération, l'hôpital d'Utrecht a adapté la centrale de manière à ce qu'elle ne puisse produire que la demande moyenne d'électricité. Cela signifie que pendant la période de pointe de la journée, l'électricité sera importée du réseau. Ceci est illustré dans la Figura 21, où la ligne pleine donne le schéma typique de la demande d'électricité au cours d'une journée.

Figura 21 - Exemple de stratégie pour la production d'électricité par une installation de cogénération d'un grand hôpital



Source: [8]

Pendant la nuit, seules deux unités de cogénération fonctionnent à environ 60 % de leur puissance nominale afin de créer une capacité de secours instantanée en cas de défaillance d'une unité. L'alimentation du réseau électrique la nuit n'est pas rentable en raison du faible prix de l'électricité. De 7h00 à 23h00, les trois unités fonctionnent à une puissance nominale approximative. Une partie de l'électricité est exportée entre 7h00 et 8h00 et entre 18h00 et 23h00, lorsque les prix de l'électricité sont favorables, surtout pendant la période hivernale. Cette approche est un exemple qui peut être appliqué à de nombreuses possibilités de cogénération.

4.4 Cogénération en combinaison avec les énergies renouvelables

La Figure 7 montre une solution pour la cogénération, qui peut servir d'équilibreur et d'intégrateur pour l'électricité produite par les éoliennes et les panneaux solaires, le gaz naturel étant généralement le combustible de choix pour l'installation principale. Les installations de cogénération peuvent également utiliser du biogaz, de la biohuile ou de la biomasse. Lorsque la biomasse est utilisée directement, un processus de combustion dans une chaudière convertit l'énergie du biocarburant en chaleur, qui produit de la vapeur pour faire fonctionner une combinaison turbine-générateur. Les gaz de combustion et les gaz de décharge sont couramment utilisés dans les centrales de cogénération. Les digesteurs anaérobies peuvent convertir la biomasse en biogaz utilisable dans les turbines à gaz et les moteurs à piston. La pyrolyse est une autre méthode dans laquelle la biomasse est chauffée pour produire un gaz composé d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et d'azote. Le défi de la production de gaz de pyrolyse réside dans l'élimination de la suie. La suie a un effet néfaste sur les moteurs, car elle crée des dépôts à l'intérieur de ceux-ci, réduisant leurs performances ou endommageant leurs surfaces. Un exemple typique de cogénération basée sur les résidus agricoles est la fermentation mésophile du maïs, des résidus de céréales et du lisier pour produire du biogaz composé d'environ 60% de méthane et 40% de monoxyde de carbone. Même les tontes obtenues à partir de l'herbe placée au bord des autoroutes peuvent être utilisées comme matière première pour cela. En effet, cette herbe n'est pas adaptée à l'alimentation du bétail en raison des dépôts dus à la circulation. Il faut veiller à ce que le bon

mélange de biomasse soit introduit dans le digesteur. Une certaine chaleur est nécessaire pour maintenir la fermentation à une température comprise entre 25 et 40 °C. Les bactéries mésophiles fonctionnent de manière optimale dans cette plage de température. La consommation d'électricité de l'usine de digestion elle-même est relativement faible et la majeure partie de l'électricité produite doit être injectée dans le réseau de distribution local. Une grande partie de la chaleur peut être utilisée pour chauffer des bâtiments voisins ou par exemple des serres. Le processus de fermentation rend le biogaz saturé de vapeur d'eau. Cette vapeur d'eau doit être éliminée du gaz avant qu'il ne soit fourni au moteur principal. Sinon, le gaz peut passer dans une section froide du gazoduc et de la condensation peut se former, surtout en période hivernale. La condensation doit être évitée à tout prix, car l'ingestion de liquide ou l'écoulement continu de liquide a un effet destructeur sur les moteurs. Les usines de biogaz bien conçues sont donc équipées d'un séchoir à gaz immédiatement après le processus de fermentation suivi d'un chauffage, tandis que les tuyaux de transport vers le moteur principal sont isolés pour éviter la condensation de l'humidité résiduelle dans le gaz. Une centrale de cogénération typique fonctionnant avec des résidus agricoles a une puissance électrique comprise entre 2 et 10 MW. Les installations utilisant une biomasse beaucoup plus importante, d'une puissance de plusieurs centaines de mégawatts, utilisent la gazéification de la biomasse en lit fluidisé. Ici, le processus de combustion est contrôlé par l'apport d'oxygène ou de vapeur afin qu'une mauvaise combustion ait lieu. Dans ce cas, les propriétés de la biomasse ou des combustibles résiduels sont moins importantes. Il est également possible d'utiliser partiellement du charbon ou de la tourbe dans le processus. Le gaz produit peut être introduit dans une chaudière existante pour produire de la vapeur destinée à une turbine, tandis que la chaleur résiduelle peut être utilisée pour le chauffage urbain ou dans une installation de traitement [26].

4.5 Cogénération et dessalement

La disponibilité d'une eau douce de bonne qualité est considérée comme aussi cruciale pour la société que la disponibilité d'une énergie abordable. Certaines régions du monde sont tellement arides que l'eau douce n'est de toute façon pas suffisamment disponible pour fournir de l'eau potable et d'irrigation. Dans d'autres endroits, la consommation d'eau a augmenté de façon si spectaculaire que l'approvisionnement naturel est bien insuffisant. La croissance démographique et le réchauffement climatique jouent également un rôle dans la raréfaction de l'eau douce. Le monde est largement recouvert par les océans, mais la teneur en sel typique de l'eau de mer est proche de 3,5 %, ce qui est beaucoup trop élevé pour l'eau potable et l'irrigation.

L'osmose inverse avec des membranes semi-perméables est maintenant de plus en plus utilisée pour produire de l'eau douce à partir de l'eau de mer. L'électricité est nécessaire pour alimenter les pompes qui entraînent la perméation. La consommation spécifique d'électricité est comprise entre 3,5 et 5,5 kWh/m³. Si la chaleur gratuite est disponible dans les centrales électriques, la production décentralisée ou les industries, la distillation à effets multiples (Multiple Effect Distillation – MED) ou la distillation flash à plusieurs étages (Multi stage Flash Distillation - MSF) est une option de cogénération efficace sur le plan énergétique [27, 28]. La demande de chaleur typique pour MSF est de 290 MJ/m³ d'eau produite. La température de la chaleur utilisée pour les MSF est comprise entre 90 et 110 °C. La consommation d'électricité est d'environ 3 kWh/m³. Cela signifie qu'une unité de production d'électricité de 20 MW avec un rendement électrique de 40% et par conséquent une disponibilité de chaleur proche de 22,5 MW peut produire environ 280 m³ d'eau douce par heure. La consommation d'électricité du processus de distillation ne représente que 4 % de la production du générateur.

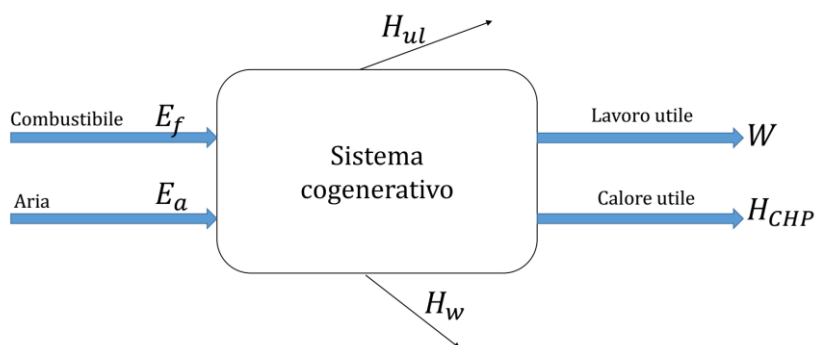
5. LES ASPECTS THERMODYNAMIQUES ET LA RÉDUCTION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION.

L'objectif de cette section est de fournir des outils pour évaluer les performances des systèmes de cogénération et de trigénération du point de vue des produits énergétiques utiles, de la consommation d'énergie primaire et des économies d'énergie primaire. La définition et le calcul corrects des rendements et des économies d'énergie primaire sont importants non seulement pour avoir une idée précise de ce que la cogénération peut réaliser, mais aussi pour révéler si un système particulier peut bénéficier des incitations économiques prévues dans différents pays pour la promotion de la cogénération, telles que les primes à l'investissement, les garanties d'origine et le tarif spécial pour l'électricité issue de la cogénération à haut rendement (CAR). Un système de cogénération peut fonctionner à différentes charges et conditions externes. Par conséquent, une analyse portant uniquement sur le point de conception nominal peut conduire à une surestimation de ses performances thermodynamiques. Si ces résultats sont ensuite utilisés pour l'évaluation de ses performances économiques, ils peuvent donner une image erronée de la faisabilité économique de l'investissement. Une multitude d'indices (ou chiffres de mérite) pour évaluer les performances thermodynamiques des systèmes de cogénération sont apparus dans la littérature [29-33]. Dans cette section, les plus importants de ceux qui ont une base thermodynamique solide seront présentés. Avant de procéder à la définition des indices, il est nécessaire de clarifier les points suivants. L'expression habituelle "cogénération d'électricité et de chaleur" cache le fait que dans la cogénération, l'un des produits peut être de l'énergie mécanique, qui entraîne d'autres équipements, tels que des pompes, des compresseurs et autres. En thermodynamique, le mot "travail" exprime l'énergie mécanique ou électrique [34, 35]. Par conséquent, une expression plus générale serait "cogénération de travail et de chaleur". Le mot "carburant" est utilisé par commodité, mais il implique toute forme d'énergie primaire utilisée par le système.

5.1 Efficiences basées sur l'énergie

Un système de cogénération utilise l'énergie contenue dans le combustible et l'oxydant (généralement l'air) pour produire du travail et de la chaleur utile. Lors de cette conversion, une partie de l'énergie est perdue pour l'environnement extérieur ; l'ampleur de cette perte dépend de l'état de développement de la technologie de cogénération concernée. Il peut arriver, par exemple, qu'en raison d'une mauvaise conception et d'un mauvais fonctionnement, seule une partie de l'énergie thermique disponible soit récupérée sous forme de chaleur utile, tandis que le reste est gaspillé dans l'environnement (Figure 22).

Figure 22 - Flux d'énergie entrant et sortant d'un système de cogénération



Source: nt. élaboration

Le bilan énergétique du système à tout moment est exprimé par:

$$\dot{E}_f + \dot{E}_a = \dot{W} + \dot{H}_{CHP} + \dot{H}_w + \dot{H}_{ul} \quad (5)$$

Où \dot{E}_f est l'énergie par unité de temps provenant du combustible (kW)

\dot{E}_a est l'énergie par unité de temps provenant de l'air (kW),

\dot{W} est la puissance mécanique ou électrique selon le type d'installation (kW),

\dot{H}_{CHP} est le débit thermique utile (kW),

\dot{H}_w est le débit de chaleur résiduelle (pertes "évitable" dans l'environnement extérieur) (kW)

\dot{H}_{ul} est les pertes inévitables pour l'environnement extérieur (kW).

L'énergie chimique du combustible est exprimée par son pouvoir calorifique. Le pouvoir calorifique inférieur, H_u , sera utilisé en tenant compte du fait que les gaz de combustion quittent le système à une température suffisamment élevée, de sorte que l'eau contenue dans les gaz de combustion est sous forme de vapeur. La valeur de H_u est donnée par rapport à un état de référence ((p_0, T_0) , qui est normalement le suivant:

$$p_0 = 1 \text{ atm} \quad T_0 = 25^\circ \text{C}$$

En général, le carburant entre dans le système dans un état (p_f, T_f) et, par conséquent, son débit énergétique total es:

$$\dot{E}_f = \dot{m}_f [H_u + (h_f - h_{f0})] \quad (6)$$

Où H_u est le pouvoir calorifique inférieur par unité de masse du combustible (kJ / kg)

\dot{m}_f est le débit massique de carburant (kg / s)

h_f est l'enthalpie spécifique du carburant à (p_f, T_f) (kJ / kg)

h_{f0} est l'enthalpie spécifique du carburant à (p_0, T_0), (kJ / kg).

Si l'effet de la pression peut être négligé, (6) prend la forme:

$$\dot{E}_f = \dot{m}_f [H_u + c_{pf}(T_f - T_0)] \quad (7)$$

Où c_{pf} est la chaleur spécifique à pression constante du combustible (une valeur moyenne entre les températures T_0 et T_f est généralement suffisante pour les calculs). De même, le débit d'énergie de l'air au même état de référence est:

$$\dot{E}_a = \dot{m}_a (h_a - h_{a0}) \quad (8)$$

où \dot{m}_a est le débit massique de l'air (kg / s)

h_a est l'enthalpie spécifique de l'air à (p_a, T_a) (kJ / kg)

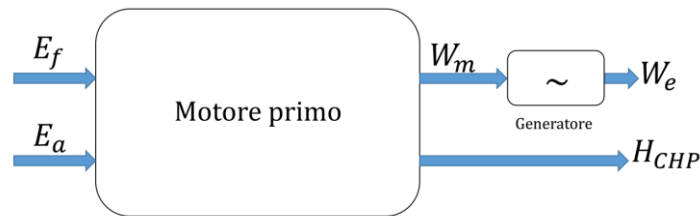
h_{a0} est l'enthalpie spécifique de l'air à (p_0, T_0), (kJ / kg).

Si l'effet de la pression peut être négligé, (8) prend la forme:

$$\dot{E}_a = \dot{m}_a c_{pa} (T_a - T_0) \quad (9)$$

Où c_{pa} est la chaleur spécifique à pression d'air constante (une valeur moyenne entre les températures T_0 et T_a est généralement suffisante pour les calculs). Il va sans dire que si la pression ou la température du combustible ou de l'air est augmentée au-delà (p_0 , T_0) au moyen d'équipements à l'intérieur du système, l'énergie associée à ces changements d'état n'est pas prise en compte. C'est le cas, par exemple, du préchauffage du combustible et de l'air par les gaz d'échappement d'une chaudière ou de l'augmentation de la pression du combustible dans un moteur à combustion interne par une pompe entraînée par le moteur. Considérons un système de cogénération basé sur un moteur principal (par exemple, une turbine, un moteur à combustion interne) entraînant un générateur, Figure 23.

Figure 23 – Système de cogénération basé sur un moteur principal alimentant un générateur



Source: nt. élaboration

Les efficacités suivantes sont définies pour ce système:

Efficacité mécanique $\eta_m = \frac{\dot{W}_m}{\dot{E}_f + \dot{E}_a}$

Efficacité électrique $\eta_e = \frac{\dot{W}_e}{\dot{E}_f + \dot{E}_a} = \eta_m \eta_G$

où \dot{W}_m est la puissance mécanique produite par le moteur principal (kW), η_G est le rendement du générateur:

$$\eta_G = \frac{\dot{W}_e}{\dot{W}_m} \quad (10)$$

En outre, les rendements suivants peuvent être définis pour un tel système :

Efficacité thermique $\eta_h = \frac{\dot{H}_{CHP}}{\dot{E}_f + \dot{E}_a}$

Efficacité totale $\eta = \eta_e + \eta_h = \frac{\dot{W}_e + \dot{H}_{CHP}}{\dot{E}_f + \dot{E}_a}$

Comme mentionné au début de cette section, le système peut produire de l'énergie mécanique qui entraîne directement un équipement (par exemple une pompe ou un compresseur), sans le convertir en énergie électrique. Dans ce cas, l'efficacité totale du système est :

$$\eta = \eta_m + \eta_h = \frac{W_m + \dot{H}_{CHP}}{\dot{E}_f + \dot{E}_a} \quad (11)$$

D'un point de vue thermodynamique, il n'est pas correct de faire la somme du travail et de la chaleur, comme dans (11), car la qualité "énergétique" de la chaleur est inférieure à la qualité du travail. De plus, la qualité de la chaleur diminue à mesure que la température à laquelle elle est disponible diminue. Par conséquent, la comparaison de systèmes basés sur l'efficacité énergétique peut parfois être trompeuse. Sur le plan thermodynamique, l'évaluation d'un système est plus précise et la comparaison des systèmes est plus juste si elle est basée sur les rendements d'exercice.

Les équations précédentes contiennent des quantités (puissance et débit massique) relatives à un certain instant, qui peuvent également être applicables pendant une période prolongée si l'on peut supposer que le système fonctionne en régime permanent pendant toute cette période. Cependant, une telle opération est rarement réalisable dans la pratique : les charges, les conditions environnementales et d'autres paramètres de fonctionnement changent avec le temps, et avec eux l'efficacité du système change. Il est également important d'évaluer les performances du système sur une période de temps (1 heure, 1 semaine, 1 an, etc.), en fonction de l'objectif de l'analyse. L'équation du bilan énergétique pour une période de temps, t , s'écrit comme suit :

$$(E_f + E_a)_\tau = (W + H_{CHP} + H_w + H_{ul})_\tau \quad (12)$$

où chaque terme représente l'énergie (kJ) dans cette période, obtenue par intégration dans le temps de la puissance ou du débit d'énergie pertinent:

$$Y_\tau = \int_\tau \dot{Y} dt \quad \dot{Y} = \dot{E}_f, \dot{E}_a, W, \dot{H}_{CHP}, \dot{H}_w, \dot{H}_{ul} \quad (13)$$

Tous les efficacités précédemment définies peuvent être calculées pour toute la période τ en utilisant les mêmes formes d'équations et en remplaçant \dot{Y} par Y_τ . Par exemple, l'efficacité électrique peut être réécrite pour la période τ :

$$(\eta_e)_\tau = \left(\frac{W_e}{E_f + E_a} \right)_\tau = (\eta_m \eta_G)_\tau \quad (14)$$

En pratique, il peut être difficile d'avoir chaque forme d'énergie en fonction continue du temps dans la période τ , par conséquent, l'intégration indiquée par (13) peut ne pas être possible. Il est cependant plus facile de discrétiser la période τ en plusieurs intervalles de temps définis de telle sorte que l'on puisse considérer, à bonne approximation, que dans chaque intervalle, il est valable d'assumer une valeur constante. Ensuite, les intégrales peuvent être remplacées par des sommes sur ces intervalles de temps. Cette approche sera appliquée dans les exemples présentés dans ce chapitre. Dans la suite, afin de ne

pas compliquer l'ensemble de la présentation, les différentes quantités seront écrites sans le point et l'indice t. Dans chaque demande, il sera clair si l'analyse se réfère à un instant ou à une période de temps.

5.2 Efficience basée sur l'exergie

L'utilisation de l'exergie dans l'analyse des systèmes énergétiques en général et des systèmes de cogénération en particulier donne très souvent une image très différente de l'analyse basée sur l'énergie. C'est pourquoi il vaut la peine d'inclure ici des aspects simples de l'analyse exergétique. Autrement dit, l'exergie d'un système est définie comme le travail théorique utile maximal pouvant être obtenu par le système lorsqu'il est mis en équilibre thermodynamique complet avec l'environnement, en interagissant uniquement avec l'environnement lui-même. Pour des systèmes tels que celui de la Figure 23, les rendements exergétiques suivants sont définis:

$$\text{Efficience exergétique mécanique} \quad \zeta_m = \frac{W_m}{\mathcal{E}_f + \mathcal{E}_a}$$

$$\text{Efficience exergétique électrique} \quad \zeta_e = \frac{W_e}{\mathcal{E}_f + \mathcal{E}_a} = \zeta_m \zeta_G$$

Où $\mathcal{E}_f E_f$ est l'énergie du combustible (kJ)

\mathcal{E}_a est l'exergie de l'air (kJ)

ζ_G est l'efficience énergétique du générateur

$$\zeta_G = \frac{W_e}{W_m} = \eta_G \quad (15)$$

L'égalité entre ζ_G et η_G est due au fait que l'exergie de l'énergie mécanique ou électrique est égale à l'énergie elle-même.

De plus, les efficacités exergétiques suivantes sont définies:

$$\text{Efficience exergétique thermique} \quad \zeta_h = \frac{\mathcal{E}_{CHP}^H}{\mathcal{E}_f + \mathcal{E}_a}$$

$$\text{Efficience exergétique totale} \quad \zeta = \zeta_e + \zeta_h = \frac{W_e + \mathcal{E}_{CHP}^H}{\mathcal{E}_f + \mathcal{E}_a}$$

Où \mathcal{E}_{CHP}^H est l'exergie de la chaleur utile H_{CHP} fournie par le système de cogénération. Si le système produit de l'énergie mécanique qui entraîne directement un équipement (par exemple une pompe ou un compresseur), sans le convertir en énergie électrique, l'efficience exergétique totale du système est donnée par l'équation :

$$\zeta = \zeta_m + \zeta_h = \frac{W_m + \mathcal{E}_{CHP}^H}{\mathcal{E}_f + \mathcal{E}_a} \quad (16)$$

5.3 Rapport électricité/chaleur

L'une des caractéristiques les plus importantes d'une technologie de cogénération est la quantité de chaleur qui peut être récupérée et utilisée par unité d'énergie électrique. Ceci est exprimé par le rapport électricité/chaleur défini par l'équation:

$$\sigma = \frac{W_e}{H_{CHP}} \quad (17)$$

Dans la littérature sur la cogénération, ce rapport est connu sous le nom de rapport puissance/chaleur, mais ce terme présente deux inconvénients:

- (1) involontairement, comparer la puissance, qui est l'énergie par unité de temps (kW), avec la chaleur, qui est l'énergie (kJ),
- (2) la puissance est toute forme d'énergie par unité de temps, et pas seulement celle liée à l'électricité.

En tenant compte des efficacités électriques, thermiques et totales, on obtient les relations suivantes:

$$\sigma = \frac{\eta_e}{\eta_h} = \frac{\eta_e}{\eta - \eta_e} \quad (18)$$

$$\eta = \eta_e \left(1 + \frac{1}{\sigma} \right) \quad (19)$$

Compte tenu du fait que le rendement total d'un système de cogénération ne dépasse généralement pas 85%-90 %, ces relations permettent de faire des estimations raisonnables de la valeur du rapport électricité/chaleur si le rendement électrique est connu, et vice versa. Par exemple, $\eta_e = 0.40$ et $0.80 < \eta < 0.90$ alors $1 \geq \sigma \geq 0.8$.

5.4 Économies d'énergie primaire d'un système de cogénération

Il est important de calculer les économies d'énergie primaire réalisées par un système de cogénération par rapport au système de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur, qui se compose généralement d'une centrale électrique et d'une chaudière, respectivement. Par souci de simplicité, on considérera ici que l'air entre dans tous les systèmes à (p_0, T_0) et que son énergie est donc nulle : $E_a = 0$. L'efficacité électrique est donc utilisée pour déterminer l'énergie primaire (combustible) requise par le système de cogénération pour produire W_e et H_{CHP} .

$$E_f = \frac{W_e}{\eta_e} \quad (20)$$

L'énergie primaire requise pour la production séparée d'électricité est:

$$E_{fer} = \frac{W_e}{\eta_{er}} \quad (21)$$

où η_{er} est le rendement électrique du système de référence pour la production séparée d'électricité, par exemple le l'efficacité d'une centrale électrique, y compris le réseau de transmission et de distribution

de la centrale électrique au site du système de cogénération. L'énergie primaire requise pour la production séparée de chaleur est :

$$E_{fhr} = \frac{H_{CHP}}{\eta_{hr}} \quad (22)$$

où η_{hr} est l'efficacité du système de référence pour la production séparée de chaleur, par exemple l'efficacité d'une chaudière. Ainsi, les économies d'énergie primaire réalisées grâce au système de cogénération sont données par l'équation:

$$PES = E_{fer} + E_{fhr} - E_f \quad (23)$$

Le ratio d'économie d'énergie primaire est défini par l'équation:

$$PESR = \frac{PES}{E_{fer} + E_{fhr}} = 1 - \frac{E_f}{E_{fer} + E_{fhr}} \quad (24)$$

On peut montrer que les équations ci-dessus conduisent aux expressions équivalentes suivantes pour l'indice des économies d'énergie primaire:

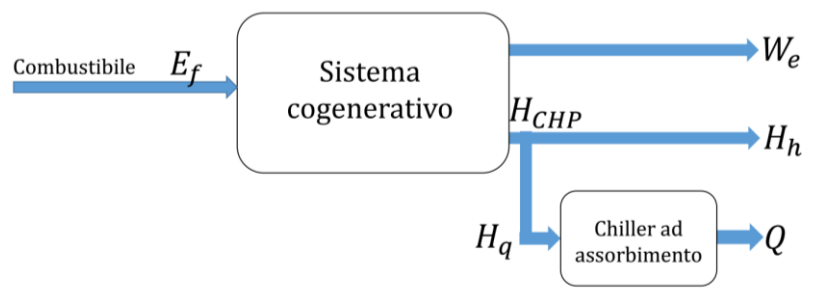
$$PESR = 1 - \frac{\sigma + 1}{\eta[(\sigma/\eta_{er}) + (1/\eta_{hr})]} \quad (25)$$

$$PESR = 1 - \frac{1}{(\eta_e/\eta_{er}) + (\eta_h/\eta_{hr})} \quad (26)$$

5.5 Économies d'énergie primaire d'un système de trigénération

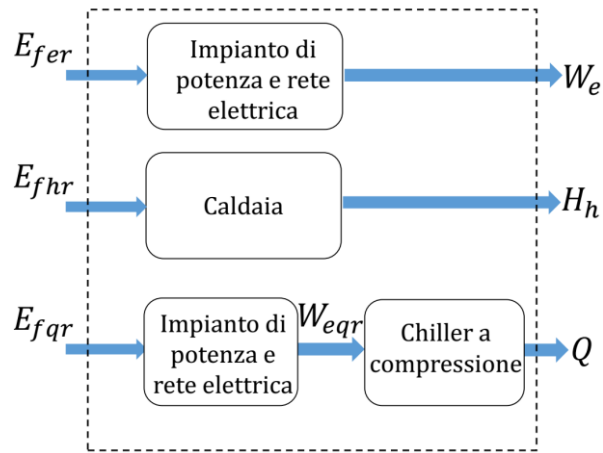
En principe, le système de trigénération peut être n'importe quel système comportant trois produits. Le terme est utilisé ici pour un système qui produit trois formes d'énergie : l'énergie électrique (ou mécanique), l'énergie thermique pour le chauffage, et l'énergie thermique avec un effet de refroidissement. Un système de trigénération se compose d'une unité de cogénération et d'un refroidisseur à commande thermique, tel qu'un refroidisseur à absorption (Figure 24), et a trois produits énergétiques : l'énergie électrique W_e , l'énergie pour le chauffage H_h et l'énergie pour le refroidissement Q .

Figure 24 - Schéma simplifié d'un système de trigénération



Source: nt. élaboration

Figure 25 - Système de référence pour la quantification des économies d'énergie primaire



Source: nt. élaboration

Il est souligné que les trois formes d'énergie sont fournies simultanément. Les économies d'énergie primaire sont calculées par rapport à la production séparée de l'électricité d'une centrale électrique, de la chaleur d'une chaudière et du refroidissement d'un refroidisseur à compression électrique. (

Figure 25) [32]

L'énergie thermique produite par l'unité de cogénération est divisée en deux parties (Figure 24):

$$H_{CHP} = H_h + H_q \quad (27)$$

où H_h est la chaleur utile fournie par l'unité de cogénération aux charges thermiques, H_q est la chaleur utile fournie par l'unité de cogénération au refroidisseur à absorption. Le fonctionnement du refroidisseur à absorption est caractérisé par l'équation:

$$COP_a = \frac{Q}{H_q} \quad (28)$$

où COP_a est le coefficient de performance du refroidisseur à absorption, Q est l'énergie de refroidissement fournie par le refroidisseur à absorption. Les équations (20) et (21) s'appliquent également ici, tandis que (22) prend la forme:

$$E_{fhr} = \frac{H_h}{\eta_{hr}} \quad (29)$$

Le refroidisseur à compression nécessite de l'électricité

$$W_{eqr} = \frac{Q}{COP_c} \quad (30)$$

où COP_c est le coefficient de performance du refroidisseur à compression. Cette énergie électrique est produite par une centrale électrique avec la dépense énergétique en combustible donnée par l'équation:

$$E_{fqr} = \frac{W_{eqr}}{\eta_{er}} = \frac{Q}{COP_c \eta_{er}} \quad (31)$$

Connaissant l'énergie de tous les combustibles indiqués dans les Figure 23 et Figure 24, il est possible de calculer les économies d'énergie primaire et le ratio d'économie d'énergie primaire du système de trigénération:

$$PES = E_{fer} + E_{fhr} + E_{fqr} - E_f \quad (32)$$

$$PESR = \frac{E_{fer} + E_{fhr} + E_{fqr} - E_f}{E_{fer} + E_{fhr} + E_{fqr}} = 1 - \frac{E_f}{E_{fer} + E_{fhr} + E_{fqr}} \quad (33)$$

En développant les équations précédentes, on obtient l'expression suivante:

$$PESR = 1 - \frac{1}{(\eta_e/\eta_{er}) + (\eta_{ht}/\eta_{hr}) + (\eta_q/COP_c \eta_{er})} \quad (34)$$

où deux autres gains en efficacité apparaissent:

Efficiace thermique du système trigénérationif $\eta_{ht} = \frac{H_h}{E_f}$

Efficiace le refroidissement du système trigénérationif $\eta_q = \frac{Q}{E_f}$

Il est à noter que s'il n'y a pas de refroidissement, le système de trigénération est réduit à une unité de cogénération. Il se trouve donc que $\eta_q = 0$, $\eta_{ht} = \eta_h$ et l'expression (34) devient identique à (26). Ainsi, bien que d'un point de vue thermodynamique strict, le soi-disant "efficacité de refroidissement" puisse ne pas avoir de sens, il est défini ici car il conduit à une forme de PESR d'un système de trigénération, qui est une extension du PESR d'un système de cogénération.

À la (34), le coefficient de performance d'un refroidisseur à compression apparaît, ce qui se justifie comme suit. Pour l'évaluation d'un système de cogénération, il est nécessaire de spécifier des valeurs de référence de rendement pour la production séparée d'électricité et de chaleur. Pour un système de trigénération, il est également nécessaire de spécifier une valeur de référence d'efficacité pour la production d'énergie de refroidissement. Comme le refroidissement est généralement assuré par un refroidisseur à compression, le coefficient de performance d'un tel refroidisseur est choisi comme valeur de référence. Notez que bien que COP_c n'apparaisse pas explicitement dans la (34), ce terme est caché dans η_q :

$$\eta_q = \frac{Q}{E_f} = \frac{H_q COP_a}{E_f} \quad (35)$$

Il convient de prêter attention au fait que les produits énergétiques H_h et Q , ainsi que les paramètres η_{ht} , η_q et COP_a ne sont pas indépendants les uns des autres et ne peuvent être spécifiés arbitrairement ; ils doivent satisfaire aux équations présentées précédemment.

5.6 Impact environnemental de la cogénération

L'application de la cogénération peut avoir des effets à la fois positifs et négatifs sur l'épuisement des ressources énergétiques non renouvelables, l'environnement et la société. Les effets environnementaux, en particulier, peuvent être distingués en effets sur la qualité de l'air, de l'eau et du sol, ainsi que sur le bruit et les vibrations. Comme la cogénération augmente l'efficacité de l'utilisation des combustibles, elle peut entraîner une diminution des émissions de polluants dans l'environnement. En outre, comme l'ensemble du cycle du combustible comprend des étapes telles que l'exploration, l'extraction, le raffinage, le traitement, le transport et le stockage, il est possible de réduire non seulement les émissions directes résultant de l'utilisation (combustion) du combustible, mais aussi les émissions de l'ensemble du cycle du combustible. Cependant, selon la technologie de cogénération et le combustible utilisé, certaines émissions peuvent augmenter avec la cogénération. Un autre problème est que les centrales électriques, généralement situées loin des zones urbaines, sont équipées d'équipements de réduction de la pollution et que les gaz d'échappement sont évacués par de hautes cheminées. Si l'électricité produite par une centrale électrique doit être produite par des systèmes de cogénération relativement petits et dispersés à proximité ou même au sein des zones urbaines, l'effet de la cogénération sur l'environnement particulier peut être négatif. Outre les effets sur la qualité de l'air, l'installation et l'exploitation d'un système de cogénération peuvent entraîner une pollution du sol et de l'eau due au transport et à la manipulation du combustible, ainsi qu'à l'élimination des déchets (boues, cendres et huiles de graissage dégradées). Afin de minimiser les effets négatifs d'un système de cogénération, en particulier s'il doit être installé dans une zone à forte densité de population, certaines mesures doivent être prises, telles que les suivantes :

- une sélection rigoureuse des sites,
- la sélection de technologies de cogénération à faibles émissions,
- l'installation d'équipements de contrôle et de réduction de la pollution,
- l'installation de fondations élastiques, ainsi que l'isolation et l'atténuation du bruit,
- la construction d'une cheminée plus haute que les bâtiments environnants, et
- des dispositions pour la collecte et l'enlèvement en toute sécurité des déchets liquides et solides.

Les effets sur l'environnement et la société sont souvent liés : l'augmentation des polluants a un effet négatif sur la santé des personnes, des bâtiments, de la flore et de la faune. Il ressort de ce qui précède qu'il est nécessaire d'évaluer soigneusement toute application particulière de la cogénération du point de vue de l'environnement, afin que les mesures appropriées soient prises suffisamment tôt.

5.6.1 Définitions et catégories d'impact des émissions

La définition correcte et le calcul des effets environnementaux en corrélation avec la répartition des combustibles sont nécessaires pour avoir une idée précise de ce qui peut être réalisé en termes de protection de l'environnement en utilisant des systèmes de cogénération. Les impacts environnementaux locaux et mondiaux de la cogénération en général peuvent être liés à l'épuisement des ressources naturelles non renouvelables et au rejet d'émissions et d'autres déchets nocifs dans l'environnement. Ces effets négatifs sont directement liés les uns aux autres. L'utilisation des ressources naturelles non renouvelables est accélérée par la neutralisation ou l'élimination des déchets nocifs. En outre, le niveau des émissions et la pollution qu'elles provoquent dépendent de la consommation de carburant dans le système de cogénération. Les termes suivants sont définis :

- Selon la directive 2010/75 / UE [36], on entend par "Émission" le rejet direct ou indirect de substances, de vibrations, de chaleur ou de bruit dans l'air, l'eau ou le sol, à partir de sources uniques ou séparées dans l'installation.
- On entend par "Pollution" l'introduction directe ou indirecte, par suite de l'activité humaine, de substances, de vibrations, de chaleur ou de bruit dans l'air, l'eau ou le sol, qui peut être nuisible à la santé humaine ou à la qualité de l'environnement, qui cause des dommages aux biens corporels ou qui altère ou entrave les services et autres utilisations légitimes de l'environnement.
- "Émission directe" sera appelée émission produite par une installation localement pendant son fonctionnement.
- Les "Émissions cumulées" seront appelées émissions liées au cycle complet d'un combustible, qui comprend des étapes telles que la prospection, l'extraction, le raffinage, le traitement, le transport, le stockage, le recyclage et le déclassement.

Les impacts environnementaux des émissions peuvent être estimés pour quatre domaines principaux de protection : la santé humaine, l'épuisement des ressources naturelles, la qualité des écosystèmes et l'environnement artificiel [37]. Certaines d'entre elles sont divisées en différentes catégories d'impact présentées dans le Tableau 4 [38].

Tableau 4 - Lien entre les catégories d'impact midpoint et edpoint

Midpoint impact category	Endpoint impact category			
	HH	ED	RA	ME
Climate change	+	+		+
Terrestrial acidification		+		
Freshwater eutrophication		+		
Human toxicity	+			
Particulate matter formation	+			
Agricultural land occupation		+		
Water depletion			+	
Mineral resource depletion			+	
Fossil fuel depletion			+	
Noise	+			
Vibration	+			
Corrosion and defects in construction building materials				+

Source: [38]

Les catégories d'impact sont divisées en catégories d'impact midpoint et endpoint. La catégorie des effets - dommages à la santé humaine, dommages à la diversité des écosystèmes, dommages à la disponibilité des ressources et dommages à l'environnement artificiel - est directement liée aux zones de protection. Bien qu'il existe un lien important entre les points médians et les points finaux, des liens quantitatifs ne sont établis que pour quelques-uns d'entre eux.

La plupart des déchets tels que les substances nocives, la chaleur ou le bruit émis par différents processus dans le milieu environnant sont dispersés dans l'environnement au niveau local et mondial. Les substances nocives réagissent avec divers composants environnementaux et leur impact sur l'environnement est défini par des points intermédiaires et des points finaux. En outre, la dispersion de substances nocives entraîne des dommages environnementaux ainsi que des dommages aux produits

fabriqués par l'homme. Ces dommages entraînent la destruction directe et indirecte des ressources naturelles. Les destructions directes sont dues aux dommages causés aux forêts, aux champs ou à l'eau, tandis que les destructions indirectes sont dues à la compensation ou à la prévention des dommages. Les substances nocives provoquent diverses maladies, entraînant des journées d'activité limitées et des journées de travail perdues ou, dans des cas extrêmes, la mort de personnes ; elles affectent également les éléments de construction des machines, des bâtiments ou des moyens de transport et provoquent de la corrosion ou d'autres défauts. Les déchets nocifs qui sont capturés, atténués ou neutralisés ne causent pas de dommages directs au milieu environnant ; cependant, les installations où ces actions ont lieu provoquent une dégradation des ressources naturelles en raison du besoin de ressources supplémentaires pour leur construction, leur entretien et leur fonctionnement. Le degré de destruction des ressources naturelles dépend de l'emplacement de la source d'émission et de la concentration primaire des substances nocives dans l'environnement.

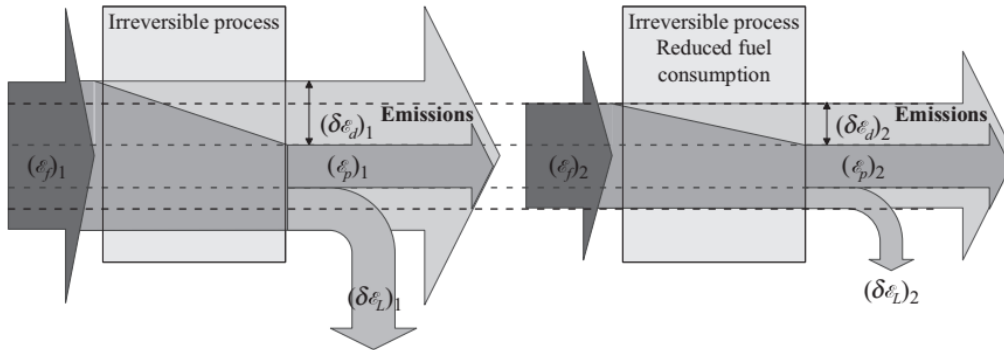
5.6.2 Effets sur la qualité de l'air

La préoccupation la plus importante concernant les effets environnementaux de la cogénération est l'effet sur la qualité de l'air, notamment parce que les systèmes de cogénération sont souvent installés à proximité ou à l'intérieur des zones urbaines. Par conséquent, les émissions gazeuses peuvent diminuer dans la zone de la centrale électrique remplacée par le système de cogénération, mais peuvent augmenter là où le système est installé. Il est donc nécessaire de procéder à un bilan précis des émissions avec et sans cogénération afin d'évaluer les conséquences et de prendre les mesures appropriées pour réduire l'impact et protéger l'environnement et la population.

5.6.3 Irréversibilité, consommation de carburant et émissions

Les effets énergétiques et écologiques positifs de la cogénération résultent de la réduction (raccourcissement) de la chaîne des processus thermodynamiques irréversibles. La perfection thermodynamique du processus peut être étudiée par l'analyse de l'effort. L'énergie, définie comme la capacité maximale d'effectuer un travail de manière écologique, est la mesure commune de la qualité des vecteurs énergétiques, par exemple la chaleur et l'électricité produites dans une centrale de cogénération (CHP). Toute perte d'exergie entraîne directement une réduction de la capacité à effectuer un travail utile [39]. Le raccourcissement de la chaîne des processus de production par l'application de la cogénération conduit à la diminution des pertes d'énergie qui accompagnaient ces processus, ce qui entraîne une réduction de la consommation de combustible tout en maintenant le même niveau de production. La réduction de la consommation de carburant entraîne une diminution des émissions nocives et des gaz à effet de serre (GES), ce qui se traduit par un impact moindre sur l'environnement. La Figure 26 montre le lien entre le combustible (\mathcal{E}_f), le produit (\mathcal{E}_p), les pertes d'exercice ($\delta\mathcal{E} = \delta\mathcal{E}_D + \delta\mathcal{E}_L$), les émissions et leur impact sur l'environnement.

Figure 26 - Pertes d'énergie et impacts environnementaux. Légende : 1 - consommation de carburant normale, 2 - consommation de carburant inférieure avec la même production que dans le cas 1

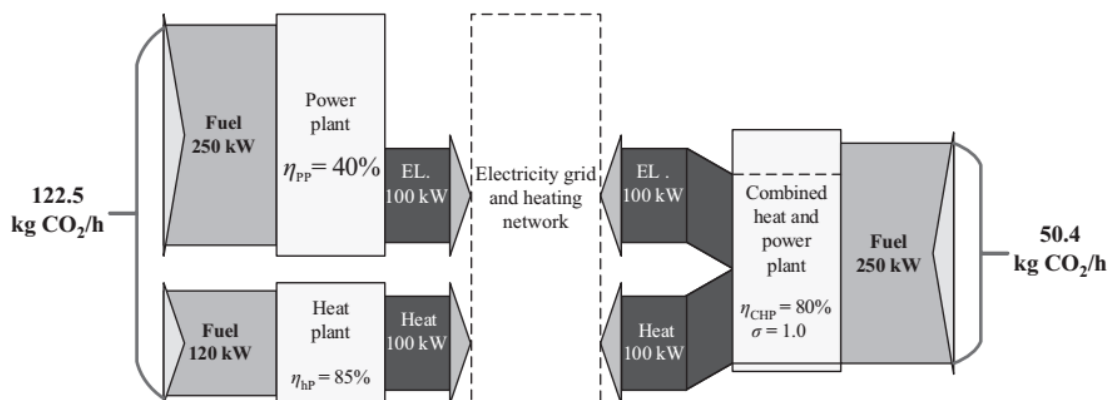


Source: [8]

Pour un même produit, la consommation de carburant et les émissions sont plus faibles dans le cas 2, en raison de la réduction des pertes d'énergie - internes $\delta \mathcal{E}_D$ causées par l'irréversibilité du processus et externes $\delta \mathcal{E}_L$ causées par la production de déchets (par exemple, les fumées). Dans ce cas, le combustible signifie l'énergie chimique ou l'exergie (E_f, \mathcal{E}_f), tandis que le produit exprime l'exergie de la chaleur et de l'électricité (E_f, \mathcal{E}_f). La Figure 26 montre que le niveau d'émission dépend de la consommation de carburant, qui dépend de l'efficacité exergétique.

L'application de la cogénération peut conduire à des économies importantes de la consommation d'énergie primaire, ce qui diminue directement la production de divers déchets, par exemple des polluants ou des GES. L'évaluation simplifiée de l'interaction entre les effets énergétiques et les émissions de la cogénération résultant de l'amélioration des performances thermodynamiques par la réduction de la consommation d'énergie primaire est présentée à la Figure 27.

Figure 27 - Utilisation directe de l'énergie primaire et réduction du CO2 grâce à la cogénération.



Source: [8]

D'après ce chiffre et la définition du ratio d'économie d'énergie primaire, la réduction de la consommation d'énergie chimique dans l'exemple présenté est la suivante:

$$PESR = \frac{\dot{E}_{fPP} + \dot{E}_{fHP} - \dot{E}_{fCHP}}{\dot{E}_{fPP} + \dot{E}_{fHP}} = 32.4\% \quad (36)$$

où \dot{E}_{fPP} est l'énergie chimique consommée dans la centrale électrique de référence (250 kW) ; \dot{E}_{fHP} est l'énergie chimique consommée dans la centrale thermique de référence (120 kW) ; \dot{E}_{fCHP} est l'énergie chimique consommée dans une centrale de cogénération (250 kW).

À titre d'exemple, la réduction des émissions directes de CO₂ sera envisagée. Si le combustible pour les trois systèmes (centrale électrique, centrale thermique et installation de cogénération) était le même, la réduction serait la même que celle du combustible (32,4 %). Les valeurs de la Figure 8.1 sont basées sur les hypothèses suivantes :

1. la production séparée de chaleur et d'électricité est basée sur la combustion du charbon, étant donné que la centrale de cogénération est alimentée au gaz naturel,
2. le facteur d'émission directe de CO₂ de la combustion de la houille (hc) est considéré comme égal à: $e_{CO_2hc} = 92 \frac{g}{kJ}$
3. le facteur d'émission directe de CO₂ de la combustion du gaz naturel (ng) est considéré comme égal à: $e_{CO_2ng} = 56 \frac{g}{kJ}$ [40]

Par conséquent, le changement de combustible a un effet significatif sur les émissions.

$$\Delta e_{CO_2} = \frac{(\dot{E}_{fPP} + \dot{E}_{fHP})e_{CO_2hc} - \dot{E}_{fCHP}e_{CO_2ng}}{(\dot{E}_{fPP} + \dot{E}_{fHP})e_{CO_2hc}} = 58.9\% \quad (37)$$

5.6.3.1 Estimation des émissions gazeuses directes

Les gaz d'échappement de la combustion contiennent de nombreuses substances. Le dioxyde de carbone (CO₂), le monoxyde de carbone (CO), les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x, normalement appelé dioxyde de soufre, SO₂), les hydrocarbures imbrûlés (un mélange d'hydrocarbures, appelé UHC) et les particules solides (également appelées "particules") sont très préoccupants en raison de leur impact sur l'environnement. La quantité de chaque émission dépend du type et de la quantité de combustible utilisé, de la technologie de cogénération, de l'âge et de l'état de la centrale et de ses composants, des conditions de fonctionnement, des unités de réduction, le cas échéant, et d'autres facteurs. Le débit massique d'une substance émise k due à l'utilisation d'un combustible f est donné par l'équation :

$$\dot{m}_{kf} = \dot{E}_f e_{kf} \quad (38)$$

où e_{kf} est le facteur d'émission directe de la substance k due à la combustion du combustible f, et \dot{E}_f est le débit énergétique associé au combustible:

$$\dot{E}_f = \dot{m}_f H_{uf} \quad (39)$$

\dot{m}_f est le débit massique de carburant f, et H_{uf} est le pouvoir calorifique inférieur correspondant.

L'estimation de l' e_{kf} à l'aide de principes de base n'est possible que dans les cas simples, alors que pour les cas moins simples, on utilise souvent des facteurs d'émission tirés de la littérature ou des fabricants.

5.6.4 Bilan local et mondial des émissions gazeuses directes

Afin de comparer la cogénération avec la production séparée d'électricité et de chaleur du point de vue des émissions gazeuses, un bilan des émissions doit être réalisé pour chaque substance émise tant au niveau local que mondial. Les équations seront écrites de telle manière qu'une valeur positive indique la réduction d'une émission par la cogénération ("économie" d'émissions) ; de même, un PSE positif indique la réduction de la consommation de carburant par l'utilisation d'un système de cogénération.

- Bilan des émissions directes locales

Sans cogénération, l'électricité peut provenir d'une centrale électrique éloignée du site, dont les émissions n'atteignent pas les utilisateurs d'électricité, tandis que la chaleur est produite localement, par exemple par une chaudière. Dans ce cas, le bilan d'émission d'une substance émise s'écrit:

$$\Delta\dot{m}_k = \dot{m}_{kHP} - \dot{m}_{kCHP} \quad (40)$$

Il convient de noter que certaines technologies de cogénération, par exemple les moteurs à combustion interne, peuvent augmenter les émissions de CO, NOx et UHC par rapport aux centrales électriques centralisées. Si un tel système de cogénération devait être installé dans une zone à forte densité de population, il pourrait être nécessaire d'installer des équipements de réduction de la pollution.

- Bilan global des émissions directes

On considère que la cogénération remplace l'électricité d'une centrale électrique et la chaleur produite par une chaudière. La différence de quantité de substance émise, quel que soit l'endroit où les installations sont situées, est donnée par l'équation :

$$\Delta\dot{m}_k = (\dot{m}_{kPP} + \dot{m}_{kHP}) - \dot{m}_{kCHP} \quad (41)$$

où \dot{m}_{kPP} est l'émission de la substance k dans la production séparée d'électricité (kg / s);

\dot{m}_{kHP} est l'émission de la substance k dans la production séparée de chaleur (kg / s);

\dot{m}_{kCHP} est l'émission de la substance k dans la cogénération (kg / s).

Comme pour le PSE, la valeur positive de $\Delta\dot{m}_k$ signifie que la cogénération "économise" des émissions, c'est-à-dire qu'elle réduit les émissions par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur.

5.6.5 Association du combustible et des émissions d'un système de cogénération avec ses produits

Lors de l'analyse des systèmes qui conduisent à la production de différents produits, il est souvent intéressant et utile de faire référence aux ressources utilisées (tant physiques qu'économiques) pour les produits respectifs. Dans les systèmes de cogénération, par exemple, le combustible utilisé peut être attribué aux deux produits que sont l'électricité et la chaleur. Dans ce cas, les émissions peuvent être réparties entre les deux produits proportionnellement à la répartition de la consommation de carburant. La difficulté vient cependant du fait que, mathématiquement, il y a deux inconnues et une seule

équation. Par conséquent, des considérations supplémentaires sont nécessaires pour réaliser l'association correcte. Trois des méthodes les plus courantes à cet effet sont les suivantes [39,41] :

1. Méthode énergétique (division physique) : l'énergie chimique du combustible est simplement divisée entre la chaleur et l'électricité en proportion du rapport électricité/chaleur. L'inconvénient fondamental de cette approche est l'absence de prise en compte de la qualité thermodynamique de la chaleur et de l'électricité. En conséquence, le combustible pour la production de chaleur est surestimé.

2. Méthode des coûts évités (méthode des processus substitués) : la première étape de cette approche consiste à déterminer le produit principal (par exemple, la chaleur) et le sous-produit (par exemple, l'électricité). Le sous-produit est ensuite soumis à une consommation de combustible équivalente, comme ce serait le cas dans le procédé de substitution, en supposant que la quantité de sous-produit reste la même dans les deux cas. Cependant, cette méthode nécessite l'hypothèse subjective du produit principal, du sous-produit et des paramètres du processus évité. Dans certains cas, cela peut conduire à des résultats déraisonnables [42].

3. Méthode exergetique (allocation d'énergie) : comme le montre la Figure 26, la consommation de combustible et la quantité de déchets générés dans le processus de production dépendent strictement des pertes d'énergie ou du rendement énergétique. C'est pourquoi la méthode de répartition de l'énergie est utilisée ici comme l'approche la plus avantageuse pour associer l'énergie et les émissions du processus de cogénération à ses produits. Pour la répartition des coûts dans la méthode exergy, les coûts énergétiques locaux des produits (coefficient de consommation exergy spécifique) sont pris en compte. Ces coûts sont définis comme la consommation exothermique totale du combustible (\mathcal{E}_f) nécessaire pour obtenir l'exergie du produit utile (\mathcal{E}_p) et dans le cas du processus de cogénération peuvent être exprimés comme suit :

$$k = \frac{\mathcal{E}_f}{\mathcal{E}_p} = \frac{\alpha_f \dot{E}_{f\text{CHP}}}{\dot{H}_{\text{CHP}}[(T_m - T^\circ)/T_m] + \dot{W}_e} \quad (42)$$

où \dot{W}_e est l'énergie électrique produite dans la CHP (kW);

\dot{H}_{CHP} est le flux de chaleur produit dans le l'installation CHP (kW);

\mathcal{E}_f est l'exergie totale du f-ième carburant alimentant le système CHP (kW);

\mathcal{E}_p est l'exergie totale des produits utiles du système CHP (kW);

T_m est la température thermodynamique moyenne du vecteur de chaleur produit (K);

T° est la température ambiante (K).

Le rapport de l'exergie chimique du f-ième combustible par unité de pouvoir calorifique inférieur est défini par l'équation :

$$\alpha_f = \frac{\mathcal{E}_f}{H_u} \quad (43)$$

où H_u est le pouvoir calorifique inférieur du combustible (MJ / kg o MJ / kmol).

En utilisant le coût exergétique spécifique des produits de la cogénération, k , l'énergie chimique du combustible qui grève la production de chaleur en cogénération peut être déterminée comme suit :

$$\dot{E}_{fCHPh} = \dot{H}_{CHP} \frac{T_m - T^{\circ}}{T_m} \frac{k}{\alpha_f} \quad (44)$$

La consommation d'énergie des combustibles chimiques due à la production d'électricité en cogénération peut être déterminée par:

$$\dot{E}_{fCHPe} = \dot{W}_e \frac{k}{\alpha_f} \quad (45)$$

avec la condition que l'équilibre suivant doit être respecté:

$$\dot{E}_{fCHPe} + \dot{E}_{fCHPh} = \dot{E}_{fCHP} = \frac{\dot{W}_e + \dot{H}_{CHP}}{\eta_{CHP}} \quad (46)$$

où η_{CHP} est l'efficacité énergétique totale du système de cogénération.

Après avoir déterminé l'utilisation de combustible adéquatement associée à la production de chaleur et d'électricité, les effets écologiques locaux (émissions directes de substances nocives) peuvent être évalués à l'aide de (38). Une hypothèse appropriée de combustion de combustibles à émissions spécifiques est nécessaire pour les bilans d'émissions locaux et mondiaux et l'analyse des coûts thermo-écologiques (TEC)

5.6.5 Dispersion et impact des polluants sur l'environnement et la société : le coût environnemental externe

Dans cette section, les impacts environnementaux sont évalués sur la base de trois émissions atmosphériques (SO₂, NO_x et poussière) rejetées par la cogénération. Dans le cas du SO₂ et des NO_x, les limites de l'échelle locale sont fixées par les régions déterminées au sein des pays européens, tandis que l'échelle mondiale montre l'influence des émissions rejetées à un endroit donné sur les autres régions. Dans le cas de la poussière, la limite pour l'échelle locale est déterminée par environ 10 000 km². Notez que les émissions cumulées sont rejetées dans différentes zones et peuvent également être comprises comme des émissions globales. Une variété d'écosystèmes entraîne des besoins différents en éléments et composés chimiques dans divers endroits du monde. L'analyse présente l'impact environnemental des émissions issues de la cogénération par rapport au niveau local et mondial. Il convient de noter que seules certaines émissions resteront dans la zone environnante, tandis que d'autres seront transportées vers d'autres territoires. L'analyse environnementale doit être effectuée en tenant compte de chaque type de zone touchée afin d'évaluer correctement l'impact potentiel. Les émissions rejetées ont des effets sur divers types d'écosystèmes terrestres à partir du voisinage du point d'émission. L'émission cause des dommages à l'environnement et à la société à proximité de l'usine ainsi que dans des zones éloignées, même dans d'autres pays, qui se trouvent sur la trajectoire de dispersion des polluants. La méthode utilisée pour l'estimation des dommages environnementaux, qui est basée sur l'approche de la voie d'impact (IPA) [43], a été développée dans le cadre du projet sur les externalités de l'énergie (ExternE). Les résultats obtenus par la méthode IPA sont exprimés en valeurs monétaires ; toutefois, les coûts externes des dommages causés par les polluants ne sont pas reflétés dans les prix du

marché des produits. Les externalités des polluants provenant des centrales électriques ou d'autres activités humaines dépendent principalement de la localisation de cette activité. La même quantité et le même type d'émissions ont des effets différents selon les endroits, car les impacts négatifs sur la société et l'environnement sont fortement liés à la densité de population, aux données météorologiques spécifiques à chaque site, aux infrastructures, etc. Selon [43], la définition de l'externalité est la suivante:

Les externalités sont les coûts et les bénéfices qui surviennent lorsque les activités sociales ou économiques d'un groupe de personnes ont un impact sur un autre et lorsque le premier groupe ne tient pas suffisamment compte de ces impacts.

La première étape de l'IPA nécessite la détermination des quantités de divers polluants émis à un endroit particulier dans l'une des 65 sous-régions d'Europe ou dans 6 régions hors d'Europe, comme la Turquie ou l'Égypte. Dans la deuxième étape, le module de transport des polluants atmosphériques est utilisé, en tenant compte de la vitesse et de la direction du vent, des concentrations de base (courants) des polluants et de la transformation chimique des polluants (les changements marginaux des conditions environnementales). La troisième étape consiste à évaluer l'impact environnemental à l'aide de fonctions dose-réponse (DRF). Le DRF relie la quantité d'un polluant affectant un récepteur à l'impact physique sur ce récepteur, par exemple le nombre d'hospitalisations [44]. Enfin, le coût externe de la pollution est évalué sur la base des résultats globaux obtenus lors des étapes précédentes. Les externalités se rapportent aux niveaux local et régional. Le niveau local est défini comme une zone de 10 000 km² et les calculs dans cette zone sont effectués à l'aide d'une grille de 10x10 km². Le niveau régional couvre l'ensemble de l'Europe et les calculs dans ce domaine sont effectués à l'aide d'une grille de 50x50 km².

5.6.6 Bruit et vibrations

Le "bruit ambiant", basé sur la directive 2002/49 / CE [45], désigne les sons extérieurs non désirés ou nuisibles créés par les activités humaines, y compris le bruit émis par les moyens de transport, le trafic routier, le trafic ferroviaire, le trafic aérien et les sites d'activité industrielle. Le règlement CE définit la "cartographie du bruit" qui se réfère à la présentation de données sur une situation sonore existante ou prévue en termes d'indicateur de bruit, indiquant les violations significatives de toute valeur limite en vigueur, le nombre de personnes affectées dans une zone donnée, ou le nombre de logements exposés à certaines valeurs d'un indicateur de bruit dans une zone donnée. Les installations de cogénération mesurent les niveaux de bruit pour se conformer aux directives communautaires. Les données obtenues sont traitées dans chaque agglomération pour établir des cartes de bruit. Les données relatives aux émissions sonores peuvent être obtenues à partir de mesures effectuées sur la base des normes internationales suivantes :

- ISO 8297 : 1994 "Acoustique - Détermination des niveaux de puissance acoustique des installations industrielles multisources pour l'évaluation des niveaux de pression acoustique dans l'environnement - Méthode d'ingénierie".
- EN ISO 3744 : 1995 "Acoustique - Détermination des niveaux de puissance acoustique du bruit par la pression acoustique - Méthode d'expertise en champ essentiellement libre sur un plan réfléchissant".
- EN ISO 3746 : 1995 "Acoustique - Détermination des niveaux de puissance acoustique des sources de bruit à l'aide d'une surface de mesure enveloppante sur un plan réfléchissant" :
- ISO 1996-2 : 1987 "Acoustique : description et mesure du bruit ambiant - Partie 2 : acquisition de données relatives à l'utilisation des sols".

- ISO 1996-1 : 1982 "Acoustique - Description et mesurage du bruit ambiant - Partie 1 : Grandeurs de base et procédures".

Actuellement, les méthodes d'évaluation du cycle de vie présentent des informations limitées sur l'impact du bruit sur le milieu environnant. L'analyse environnementale indique que l'impact du bruit pourrait également être évalué. Les vibrations, basées sur la directive 2002/44 / CE [46], sont définies à deux niveaux :

- "Vibrations main-bras" : vibrations mécaniques transmises au système main-bras de l'homme, qui entraînent des risques pour la santé et la sécurité des travailleurs, notamment des troubles vasculaires, osseux ou articulaires, neurologiques ou musculaires.
- "Vibrations du corps entier" : vibrations mécaniques transmises à l'ensemble du corps, qui présentent un risque pour la santé et la sécurité des travailleurs, en particulier un état pathologique lombaire et un traumatisme de la colonne vertébrale.

En outre, selon la directive 2006/42/CE [47], la machine doit être conçue et construite de manière à ce que les risques dus aux vibrations produites par la machine elle-même soient réduits au niveau le plus bas, compte tenu du progrès technique et de la disponibilité de moyens permettant de réduire les vibrations, notamment à la source.

6. L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DES COÛTS DES TECHNOLOGIES DE COGÉNÉRATION

Les systèmes de cogénération ou de trigénération sont des installations à forte intensité de capital, en raison de leur contenu technologique élevé et de la taille minimale des installations. Même si un système de cogénération ou de trigénération a un rendement énergétique élevé, il n'est pas possible de procéder à l'investissement à moins qu'il ne soit également économiquement viable.

Ce chapitre fournit des indications sur les méthodologies permettant de procéder à une évaluation économique-financière préliminaire de ce type d'installations, en examinant les différentes catégories de coûts qui découlent de l'achat et de la gestion de l'actif ainsi que les paramètres et les KPI de nature économique et financière les plus courants chez les praticiens pour les objectifs en question.

Les valeurs de coûts indiquées sont les plus significatives possibles, mais ne peuvent néanmoins être considérées qu'à titre indicatif, car elles varient considérablement en fonction de profils tels que le producteur de l'usine en question, la taille de l'usine, le lieu d'installation de l'usine, etc.

En outre, les coûts des technologies de cogénération et de trigénération sont influencés par plusieurs facteurs, tels que les accords spéciaux et éventuellement les rabais offerts par les fabricants, les réglementations en matière d'émissions dans la zone spécifique d'installation, la disponibilité et les tarifs de la main-d'œuvre locale, les exigences en matière d'infrastructure (c'est-à-dire si le système doit être situé sur un champ nu ou sur un site avec des routes et des réseaux électriques existants, de l'eau, du carburant), le type de centrale et autres. L'intention est donc ici de ne fournir qu'un cadre conceptuel de référence à un niveau théorique, qui ne peut évidemment pas être exhaustif, puisque l'évaluation des performances économiques d'une centrale de cogénération ou de trigénération spécifique doit être menée en détail sur la base des spécificités de l'initiative de projet évaluée.

Il convient également de noter qu'une éventuelle classification des postes de coûts caractérisant la structure des coûts des centrales de cogénération sera introduite ci-dessous. Cela peut être facilement adapté au contexte des centrales de trigénération (en considérant les postes de coûts liés aux équipements tels que les refroidisseurs à absorption pour la production de froid) alors que les estimations de coûts générales se réfèrent aux centrales de cogénération.

Les coûts des technologies de cogénération ou de trigénération peuvent être divisés, comme c'est le cas pour tout type d'investissement en actifs, en :

- ✓ **Dépenses en capital (investissements) ou capital expenditure (CAPEX)**
- ✓ **Coûts d'exploitation ou operating expense (OPEX)**

Dans la première macro-catégorie de coûts (CAPEX), il convient d'identifier au moins trois principaux postes de coûts:

- ✓ **Coûts d'équipement**
- ✓ **Coûts d'installation**
- ✓ **Coûts de conception**

Les coûts d'équipement comprennent toutes les dépenses liées à l'achat de l'équipement et à son transport jusqu'au site d'installation de l'installation. Dans cette macro-catégorie, il est possible d'identifier au moins 8 postes de coûts principaux :

- a. *Coût du moteur primaire et du groupe électrogène* : ce poste de coût dépend du type de moteur primaire installé, du ou des carburants utilisés, de la puissance, de la tension et du système de contrôle des émissions et de réduction du bruit.
- b. *Coût des équipements de récupération de la chaleur et de la tuyauterie associée* : ce poste de coût dépend non seulement de la quantité, mais aussi de la qualité (pression et température) de l'énergie thermique fournie, par exemple eau à basse température, vapeur saturée à basse pression, vapeur surchauffée à haute pression et autres. Les chaudières à gaz d'échappement, en particulier, peuvent être équipées d'un système de combustion supplémentaire (utilisant le même combustible avec le moteur principal ou un autre), ce qui augmente la quantité d'énergie thermique fournie en plus des coûts encourus.
- c. *Coûts du système de gaz d'échappement* : le coût dépend de facteurs tels que le débit et la température des gaz d'échappement, le système de traitement des gaz d'échappement, le type de soupape de dérivation si nécessaire pour les opérations à charge partielle.
- d. *Coûts des équipements d'approvisionnement en carburant* : ce poste de dépenses comprend l'infrastructure d'approvisionnement en carburant, de stockage et de comptage. Pour le gaz naturel, en particulier, un compresseur peut être nécessaire, si la pression de la ligne est basse, pour augmenter la pression au niveau requis par le moteur primaire.
- e. *Coûts du système de ventilation et d'alimentation en air de combustion* : les conduits, les filtres et les équipements d'insonorisation sont inclus dans ce poste de coûts.
- f. *Coûts pour le panneau de contrôle* : ce poste de dépenses dépend principalement du degré d'automatisation et, en particulier, de la capacité du système à fonctionner sans personnel.
- g. *Coûts d'interconnexion avec le réseau électrique* : les équipements d'interconnexion comprennent la ligne de raccordement ainsi que les équipements de sécurité et de mesure. Le coût dépend également du fait que l'interconnexion soit unidirectionnelle ou bidirectionnelle (capacité d'acheter et de vendre de l'électricité).
- h. *Frais d'expédition et taxes* : outre le coût du transport du matériel sur le site, des taxes d'importation ou d'autres types de taxes peuvent être applicables.

Les **coûts d'installation**, en revanche, concernent les dépenses liées aux permis de construire, à l'acquisition de terrains, à la construction de bâtiments (sauf si le système de cogénération est petit et que l'espace est déjà disponible), à l'installation d'équipements, à la documentation et aux plans de conception liés à la construction des installations en question.

Enfin, **les coûts de conception** comprennent les éléments de coût suivants:

- ✓ *Frais d'ingénierie pour l'analyse, la conception, la planification et le développement d'un système de cogénération*
- ✓ *Frais de gestion de la construction*
- ✓ *Études environnementales et coûts des permis*
- ✓ *Frais de justice*
- ✓ *Lettres de crédit*
- ✓ *Formation du personnel (sauf si elle est incluse dans le coût de l'équipement)*
- ✓ *Financement de projets (coûts dus, par exemple, aux intérêts pendant la construction ou aux frais de financement de projets)*
- ✓ *Imprévus (provision pour frais imprévus).*

Le Tableau 5 montre la classification des postes de CAPEX pour une installation de cogénération.

Tableau 5: Classification des coûts CAPEX d'une installation de cogénération

Costi di capitale (CAPEX)
Costi dell'attrezzatura
Costo per il motore principale e gruppo elettrogeno
Costo per le apparecchiature di recupero del calore e relative tubazioni
Costi per l'impianto di scarico del gas
Costi per le attrezzature per l'approvvigionamento del carburante
Costi per il sistema di ventilazione e alimentazione dell'aria comburente
Costi del quadro di comando
Costi di interconnessione con la rete elettrica
Costi di spedizione e tasse
Costi d'installazione
Costo permessi costruzione
Costo terreno
Costo costruzioni
Costo documentazione e disegni
Costi di progettazione
Onorari di ingegneria per l'analisi, la progettazione, la pianificazione e lo sviluppo di un sistema di cogenerazione
Commissioni di gestione della costruzione
Studi ambientali e costi di autorizzazione
Spese legali
Lettere di credito
Formazione del personale
Finanziamento del progetto
Imprevisti

Source: nt élaboration

Comme déjà souligné, les coûts des systèmes de tri-cogénération dépendent non seulement du type de technologie choisi, mais aussi du lieu et du moment où le système de cogénération est acheté et installé.

Par conséquent, il est souligné une fois de plus que les valeurs des coûts indiquées ci-dessous sont purement indicatives..

En se concentrant sur les OPEX, il est possible de les classer par catégories :

- ✓ **Coûts de carburant** : les coûts de carburant constituent la majeure partie des coûts d'exploitation et c'est pourquoi ils sont souvent traités séparément des autres coûts d'exploitation. Ce coût dépend principalement du type de combustible utilisé, du lieu et du moment où il est acheté, et de l'existence ou non d'accords commerciaux entre la l'installation de cogénération et le fournisseur de combustible. Il est possible que le combustible destiné à un système de cogénération soit un sous-produit d'un processus de production, comme le gaz combustible produit dans les raffineries de pétrole. Dans ce cas, le coût du carburant est très faible, voire nul.
- ✓ **Coûts des consommables autres que le carburant** : comprennent les coûts de l'huile de lubrification, de l'eau d'appoint, des produits chimiques de traitement de l'eau, des produits chimiques de réduction de la pollution, et autres. Ils sont beaucoup plus bas que le coût du carburant.

- ✓ **Coûts de personnel** : ils dépendent du type et de la taille du système de cogénération, du nombre d'heures de fonctionnement par jour (une, deux ou trois équipes) et du degré d'automatisation.

Les systèmes entièrement automatisés (petits et moyens) peuvent fonctionner sans nécessiter de main-d'œuvre humaine, tandis que les systèmes plus importants exigent la présence continue de personnel qualifié.

- ✓ **Coûts de maintenance** : il existe deux types d'opérations de maintenance de base:
 - la maintenance programmée, c'est-à-dire la maintenance à des intervalles fixés par le fabricant
 - la maintenance, si nécessaire, qui repose sur un suivi continu des performances du système et sur l'analyse des données, en indiquant le type et le calendrier des actions requises.

En outre, la maintenance peut être effectuée par du personnel qualifié sur place, si disponible, ou par des entreprises spécialisées, soit sur appel en cas de besoin, soit sur la base d'un contrat permanent. Tant l'approche que la manière dont la maintenance est effectuée ont une incidence sur le coût. Les coûts dépendent également du type d'installation de cogénération, du type de combustible utilisé, des conditions de fonctionnement, etc. Par exemple, dans le cas des systèmes avec moteurs à combustion interne, les moteurs lourds nécessitent en général moins d'entretien que les moteurs légers. En outre, les moteurs à cycles fréquents (démarrage et arrêt) augmentent le stress thermique et, par conséquent, les coûts de maintenance.

L'utilisation de combustible solide ou de combustible liquide lourd contenant des impuretés entraîne également des coûts d'entretien plus élevés.

- ✓ **Coûts d'assurance** : l'assurance peut ne couvrir que la défaillance de l'équipement ou s'étendre à la perte de revenus, à la perte d'économies ou à l'interruption de l'activité. En plus du type de couverture, les coûts d'assurance dépendent du type de moteur principal, de la performance de l'équipement, de l'historique et de la conception du système, et du mode de fonctionnement.
- ✓ **Coûts environnementaux** : la construction et l'exploitation des systèmes de conversion de l'énergie causent des dommages à la société et à l'environnement. Par exemple, l'extraction de matériaux de construction peut entraîner la déforestation et la dégradation des terres dans cette zone particulière. Les polluants émis pendant la construction et l'exploitation causent des problèmes de santé et ont un impact négatif sur la flore et la faune, ainsi que sur les bâtiments et les monuments. Ces coûts sont les plus difficiles à estimer économiquement.
- ✓ **Autres frais de fonctionnement** : outre ce qui précède, il peut y avoir des frais de gestion, des taxes, des intérêts de prêt (le cas échéant) ou d'autres dépenses liées à l'affaire en question.

Dans le Tableau 6 la classification des postes de frais de fonctionnement décrits ci-dessus est représentée graphiquement.

Tableau 6: Classification des coûts OPEX d'une installation de cogénération

Costo operativo (OPEX)
Costi del carburante
Costi dei materiali di consumo diversi dal carburante
Costi del personale
Costi di manutenzione
Costi assicurativi
Costi ambientali
Altri costi operativi

Source: nt élaboration

Les coûts d'exploitation susmentionnés dépendent donc principalement du système de tri-cogénération en question.

Le coût du carburant, qui est l'élément le plus important, est généralement calculé séparément, en tenant compte de sa consommation et du tarif en vigueur sur le lieu d'achat.

Afin de disposer des paramètres et des KPI économique-financiers pour une première évaluation de l'opportunité de réaliser ce type d'installation, nous sommes partis de l'analyse de la littérature académique dominante sur le sujet. En particulier, les données sur les coûts présentées ici sont extraites des travaux scientifiques de Frangopoulos (2017) "Analyse économique des systèmes de cogénération", qui indique le coût d'investissement et d'exploitation par unité de puissance fournie par les systèmes de cogénération de type "moteur à combustion interne à gaz" et "moteur à turbine à gaz".

Comme le montre le Tableau 7, la fourchette des coûts d'investissement identifiés pour les centrales de cogénération de type "turbine à gaz" se situe entre 550 euros par MW, dans le cas d'une puissance électrique de 20 MW, et 1 200 euros dans le cas d'une puissance électrique de 1 MW. Il est donc tout à fait clair qu'il existe de fortes économies d'échelle en ce qui concerne les postes de CAPEX, en vertu desquelles, à mesure que la taille de la centrale augmente, il y a une réduction assez importante du coût unitaire pour la production de 1 MW d'électricité.

En ce qui concerne le coût d'exploitation du même type de centrale de cogénération, la fourchette de coût se situe entre 9,9 et 14,3 euros par MW de puissance électrique pour les centrales de 3 à 45 MW.

Dans le cas d'un système de cogénération avec un moteur à combustion interne à gaz, en revanche, la fourchette de coût CAPEX par MW se situe entre 770-1.100 euros par MW de puissance électrique.

Le coût d'exploitation du même type de centrale, d'une capacité électrique comprise entre 0,1 et 9,5 MW, se situe dans une fourchette de 9,3 à 27,5 euros par MW de puissance.

Tableau 7: Valeurs des coûts OPEX et CAPEX par MW des installations de cogénération de type moteur à combustion interne à gaz et turbine à gaz

Tipo di motore	Potenza	OPEX per MW	CAPEX per MW
Motore a turbina a gas	20 MW		550
	1 MW		1.200
	3-45 MW	9,9-14,3 €	
Motore a combustione interna a gas	20 MW		700
	1 MW		1.100
	0,1-9,5 MW	9,3-27,5 €	

Source: nt élaboration

D'un point de vue méthodologique, afin de procéder à une première évaluation de la commodité économique de ce type d'installation énergétique, le décideur devrait adopter la logique du CEE (coût annuel équivalent) dans le cadre de la méthodologie plus large de budgétisation des investissements. C'est notamment le cas lorsque l'évaluation est comparative entre des investissements alternatifs (n'ayant peut-être pas la même durée de vie utile) ou que l'évaluation en question doit tenir compte de la comparaison avec une situation existante avant l'intervention (par exemple, pour évaluer une hypothèse de remplacement des installations).

Comme on le sait, le CEE d'un investissement (réalisé aujourd'hui) est le flux de trésorerie annuel (positif) nécessaire pour récupérer un investissement sur sa durée de vie économique (en considérant également le coût du capital). Sur le plan opérationnel, le CEE est calculé en transformant un investissement effectué aujourd'hui en une série de flux de trésorerie futurs (c'est-à-dire en une rente ayant la même VA que l'investissement). Comme il s'agit de l'évaluation d'un centre de coûts, il est évident qu'il s'agira de flux de trésorerie négatifs (c'est-à-dire de dépenses pour l'installation et la gestion de l'installation). En fait, cette approche méthodologique est utilisée dans différentes circonstances, par exemple lorsqu'il est nécessaire de choisir entre des équipements, des installations ou d'autres investissements de durée différente (vie économique).

Le CEE est donc le flux de trésorerie dont le rendement annuel avec $CF = CEE$ et durée égale à la durée de vie utile de l'installation/investissement ($t=n$) pour lequel s'applique l'expression suivante:

$$VA_{CAE} = CAE * \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \right] = VAN_I$$

D'où il ressort que le CEE de l'investissement dans la centrale de cogénération ou de trigénération est donné par:

$$CAE = \frac{VAN_I}{\text{Fattore rendita di } n \text{ anni}}$$

Avec la précision que *dans ce cas par VAN de l'investissement* on entend seulement la valeur actuelle des coûts associés à l'investissement et qu'entre deux investissements alternatifs, dans ce cas, dans des installations de production d'énergie, celui avec le CEE le plus bas devrait être choisi.

7. LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES DES ZONES PORTUAIRES DANS LA ZONE DE RÉFÉRENCE

Dans ce paragraphe, les besoins énergétiques de certains ports de la zone du programme seront analysés. Plus précisément, les résultats seront présentés pour le port de Gênes et le port de Livourne, pour lesquels, également grâce au produit T 2.1.2, il a été possible de quantifier, à l'aide de questionnaires soumis aux opérateurs de terminaux opérant dans les ports eux-mêmes, les besoins énergétiques globaux et les besoins énergétiques spécifiques de chaque opérateur de terminal. Il faut rappeler que la réalité portuaire étant extrêmement complexe du point de vue de l'utilisation et de la gestion des sources d'énergie, les questionnaires n'ont permis de cartographier qu'une partie de l'ensemble des besoins énergétiques du port. L'estimation de la part manquante a été faite en utilisant des paramètres d'indicateurs, développés à partir des données fournies par les questionnaires.

7.1 Description générale des besoins énergétiques du port de Gênes.

Le bassin de Gênes s'étend sans interruption sur 22 km le long de la côte, avec une superficie totale de 6 millions de m² et 14,5 millions de plans d'eau, et avec 25 terminaux, équipés pour recevoir tous types de navires pour tous types de marchandises : conteneurs, marchandises diverses, produits périssables, métaux, forêts, vrac solide et liquide, produits pétroliers et passagers, avec une gamme complète de services complémentaires, allant de la réparation et de l'aménagement des navires à la télématique et à l'informatisation. La zone portuaire de Voltri-Prà représente l'élément le plus moderne du port de Gênes, conçu dans les années 1970 et achevé au début des années 1990 par le groupe privé Sinport, qui avait acquis la concession pour gérer le nouveau terminal à conteneurs. À partir de 1992, les activités du port se sont rapidement développées, dépassant pour la première fois en 2007 la barre du million de conteneurs.

Le port et la ville de Savone ont grandi ensemble au cours de deux mille ans d'histoire : aujourd'hui, les zones consacrées aux activités portuaires couvrent près de 500 000 m², avec des profondeurs dépassant 20 mètres. À la fin des années 1990, les plus anciens quais proches du cœur de la ville ont été reconvertis pour le tourisme, les croisières et la navigation de plaisance, tandis que les activités marchandes (marchandises diverses, Ro-Ro et vrac) se sont concentrées dans la partie du port d'escale la plus éloignée de la ville, où les eaux profondes permettent l'accostage des plus grands navires.

Le port de Vado s'est développé depuis les années 1960 à l'ouest de la ville de Vado Ligure, et aujourd'hui les travaux portuaires couvrent une superficie d'environ 350 000 m². Au fil des ans, le port d'escale s'est spécialisé dans le secteur des fruits et des ferries, tandis que la rade abrite des installations de déchargement des produits pétroliers destinés aux industries côtières et aux raffineries intérieures. Grâce aux fonds marins naturels profonds de la rade de Vado (plus de 22 mètres), des travaux sont en cours pour construire un nouveau terminal à conteneurs en eau profonde, dédié aux grands porte-conteneurs, qui est partiellement entré en service fin 2019.¹

Bien que l'AdSP du port de Gênes gère les ports énumérés ci-dessus, les données trouvées relatives aux opérateurs de terminaux opérant dans le port ont été fournies avec des détails uniquement pour les

¹ Source: www.portsofgenoa.com

bassins de Sanpierdarena, le port pétrolier, le terminal de croisière et le port de Voltri-Prà. Par conséquent, l'analyse qui sera menée dans les paragraphes suivants ne portera que sur ces bassins.

7.1.2 Répartition de la consommation d'énergie

Voici une ventilation de la consommation d'énergie des principaux opérateurs de terminaux présents dans le port de Gênes. En particulier, nous rendons compte de la consommation dans ses différents types, en les divisant en trois macro-catégories, à savoir:

- la consommation d'électricité, en raison des différents types d'électricité consommés dans la zone de compétence de l'opérateur du terminal
- la consommation thermique, due au chauffage des bâtiments, le cas échéant, avec différents types de combustibles, à savoir le gaz naturel, exprimé en m³, ou le fioul, exprimé en tonnes ou en litres
- Consommation de carburant pour l'approvisionnement des véhicules à quai, qu'il s'agisse de grues pour le chargement ou le déchargement de matériaux, ou de véhicules utilisés pour la manutention de matériaux dans la zone portuaire de compétence.

L'autoconsommation d'électricité provenant de sources renouvelables installées dans la zone de l'opérateur du terminal est également signalée.

Comme l'illustre en détail le produit T2.1.2, l'estimation des besoins énergétiques au niveau portuaire, tant en termes de consommation réelle qu'en termes d'énergie primaire, est un sujet particulièrement complexe, étant donné l'hétérogénéité des activités et par conséquent des types de consommation qui leur sont associés.

En outre, comme les données sur la consommation réelle sont difficiles à obtenir, du moins pour la cartographie de l'ensemble de la zone portuaire, le produit T2.1.2 a développé une procédure d'estimation prospective des besoins énergétiques des zones portuaires en définissant des paramètres d'indicateurs (KPI, Key Performance Indicators), sur la base des résultats fournis, par le biais de données désagrégées, en remplissant les questionnaires décrits dans les produits précédents.

Cet outil est basé sur la subdivision des opérateurs portuaires en catégories homogènes, c'est-à-dire des macro-catégories qui incluent les opérateurs de terminaux en groupes homogènes basés sur la catégorie d'activités commerciales et la destination d'utilisation des zones.

L'analyse des activités des opérateurs de terminaux a permis d'identifier les zones homogènes suivantes:

1. General cargo
 - 1.1 Multipurpose
 - 1.2 Container
- 2 Vrac liquide (pétrole, dérivés, etc.)
- 3 Vrac solide (charbon, minerais ferreux et non ferreux, céréales, etc.)
- 4 Construction navale (construction et réparation de navires)
- 5 Terminaux de passagers
- 6 Marinas (navigation de plaisance)
- 7 Autres (entrepôts, logistique, etc.)

Dans un souci de clarté, un bref résumé de la description des différentes catégories est donné ci-dessous. Les terminaux de type " General cargo " sont caractérisés par des processus de production concernant le chargement, le déchargement, le transbordement, le stockage, la manutention des marchandises et l'expédition/réception par transport terrestre.

Étant donné qu'au sein de ce groupe, il existe une certaine hétérogénéité des activités, principalement liée au type de marchandises traitées, il a été décidé de procéder à une nouvelle subdivision en "polyvalent" et "conteneur". Les terminaux polyvalents, en particulier, sont plus flexibles en termes de gestion et d'organisation, car ils sont capables de traiter du matériel roulant, des marchandises diverses, des cargaisons de projet et, généralement, pas principalement des conteneurs. Les terminaux à conteneurs, en revanche, sont hautement spécialisés en termes de procédés et de superstructures et traitent presque exclusivement des conteneurs.

La catégorisation des opérateurs de terminaux dans le secteur du vrac est plus facile à gérer. En fait, pour cette catégorie, la subdivision est basée sur la nature du vrac manipulé, en tenant compte du stockage des liquides et des solides et donc des catégories homogènes "Vrac liquide" et "Vrac solide".

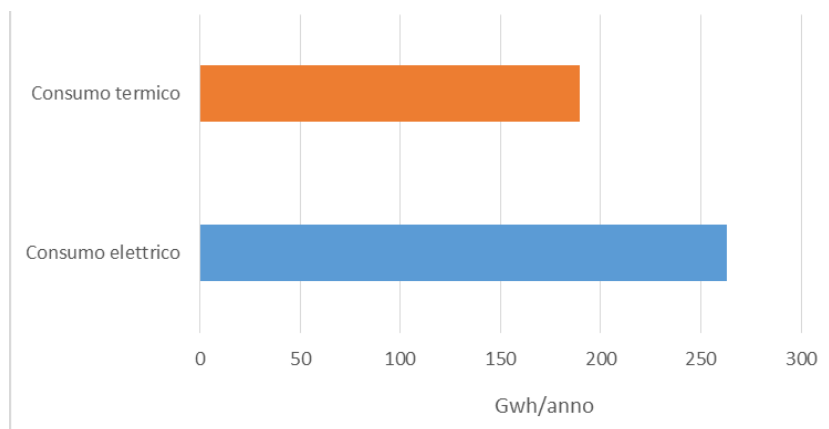
La catégorie de la construction navale comprend les activités de réparation et de construction de navires. Ce type d'activité est particulièrement énergivore en termes de besoins en électricité, car le processus de production nécessite souvent l'utilisation de machines fonctionnant à l'électricité. La catégorie des terminaux de passagers concerne les zones utilisées pour des activités telles que les gares maritimes et les terminaux de ferry.

Dans la catégorie marine, en revanche, un critère lié aux surfaces d'eau utilisées pour le stationnement des bateaux a été pris en compte pour l'estimation des besoins énergétiques. Enfin, les activités restantes qui ne peuvent être classées dans les macro- catégories précédentes ont été incluses dans le groupe "Autres" ; cet agrégat comprend, à titre d'exemple, les entrepôts pour la logistique et les services auxiliaires.

Sur la base des KPI calculés et de l'analyse des statistiques descriptives (espace portuaire occupé par les différentes catégories d'opérateurs de terminaux/concessionnaires ; volumes de trafic gérés, etc.), la première étape a consisté à estimer la consommation d'énergie au port de Gênes, en tenant compte à la fois des données de consommation réelles et des estimations pour les concessionnaires pour lesquels les données ne sont pas disponibles.

Cette analyse conduit à une estimation de la consommation d'énergie pour le port de Gênes, en termes d'énergie primaire, égale à 480,05 GWh (Figure 28). Cette valeur est donnée par la somme de la consommation thermique (énergie primaire 193,21 GWh) et de la consommation d'énergie électrique primaire (286,83 GWh). La consommation électrique primaire correspond à 131,94 GWh de consommation électrique absorbée par les exploitants de terminaux/concessionnaires.

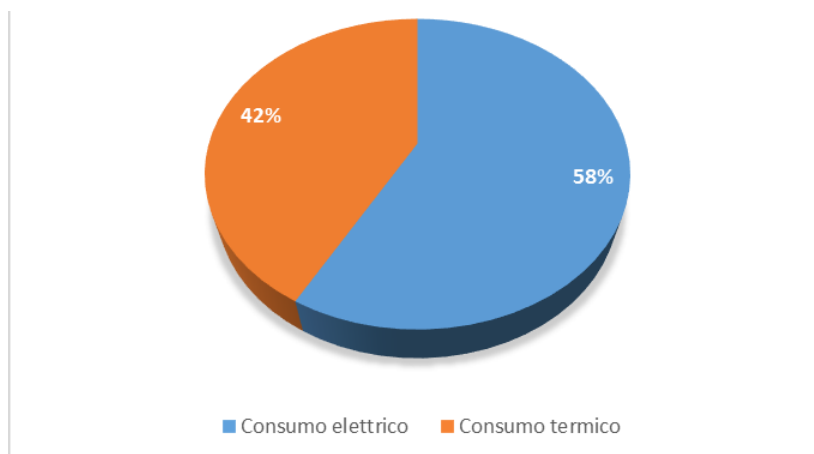
Figure 28. Estimation de la consommation du port de Gênes (énergie primaire) : valeurs pour la consommation thermique et électrique.



Source: Nt. élaboration.

La Figure 29 montre le diagramme circulaire relatif à la consommation d'électricité rapportée en termes d'énergie primaire et de consommation thermique.

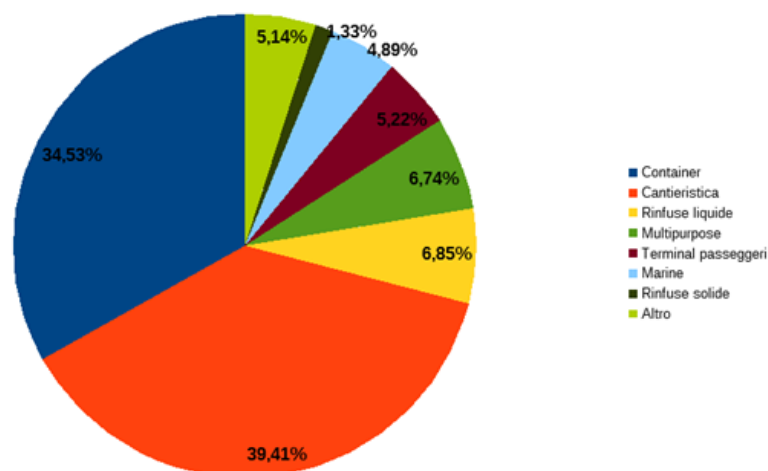
Figure 29. Estimations de la consommation du port de Gênes (énergie primaire) : poids relatif de la consommation thermique et électrique.



Source: Nt. élaboration.

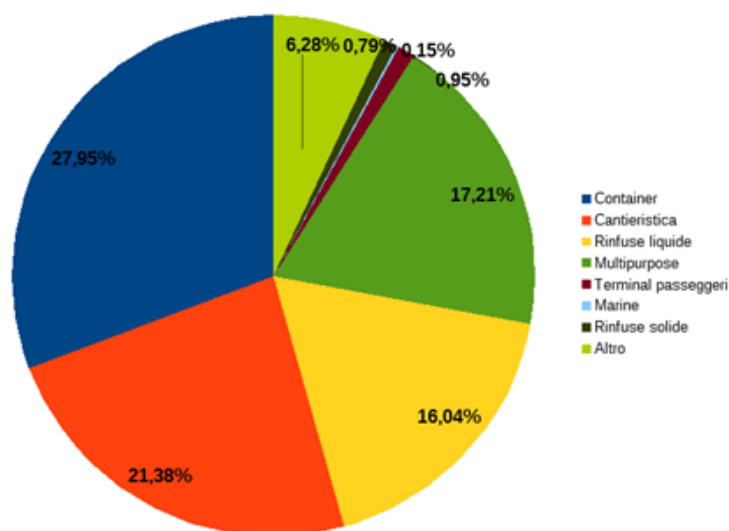
Les Figure 30 et Figure 31 montrent la répartition des données globales entre les différentes catégories homogènes précédemment décrites.

Figure 30 - Répartition des besoins en électricité entre les différentes catégories homogènes



Source: Nt. élaboration.

Figure 31 - Répartition des besoins en énergie thermique entre les différentes catégories homogènes



Source: Nt. élaboration.

Comme on peut facilement l'observer à partir des chiffres précédents, les catégories ayant la plus forte consommation d'électricité et de chaleur sont les conteneurs et les chantiers navals. Le débit élevé de la catégorie Conteneurs, lié à la manutention des conteneurs eux-mêmes, justifie la consommation élevée d'électricité pour l'exécution régulière des activités de déchargement par des moyens fixes (grues de quai, RTG, etc.) et mobiles (reach stakers, chariots élévateurs, etc.). La consommation élevée associée à la production des activités de construction navale (principalement en raison de l'utilisation de machines), justifie la consommation d'électricité élevée de cette catégorie. Ces deux catégories représentent à elles seules environ 70 % de la demande d'électricité et environ 50 % de la consommation de chaleur.

Si l'on ne considère que la partie électrique, les classes de consommation moyenne faible sont le vrac liquide, le polyvalent, le terminal de passagers, le divers et les marinas avec des pourcentages variant entre 4,88 % et 6,85 %, donc avec un ordre de grandeur inférieur aux précédentes.

La catégorie du vrac liquide doit sa consommation d'électricité principalement à la présence de pompes de transport de pétrole et aussi, dans une moindre mesure, à la consommation des bâtiments ; en outre, compte tenu de la partie thermique, l'importance de cette catégorie est mise en évidence car les activités internes nécessitent nécessairement l'utilisation combinée des deux sources d'énergie. Comme le montrera plus clairement un exemple présenté dans les paragraphes suivants, lié à l'utilisation d'une centrale de cogénération dans un contexte portuaire, cette catégorie nécessite en fait un besoin thermique important pour chauffer les fiouls stockés afin de diminuer leur viscosité et de faciliter leur manutention à l'intérieur des installations de stockage.

La catégorie "Multi-usages" joue un rôle similaire à la catégorie des conteneurs. Cependant, la quantité de volumes gérés au cours de l'année est plus faible et, de plus, la répartition entre la consommation électrique et thermique dépend fortement des stratégies des entreprises. (à cet égard, veuillez vous référer au produit T2.1.2 pour plus de détails).

La catégorie des terminaux de passagers présente également un niveau élevé de consommation d'énergie en termes d'électricité et de chaleur, car les bâtiments de l'entreprise consomment une quantité importante d'énergie. La catégorie Marine a une consommation d'électricité principalement due à l'alimentation des quais des bateaux.

La catégorie Autres contient de multiples activités qu'il n'est pas facile de classer dans les activités portuaires typiques ; dans cette classe, on trouve, par exemple, les entrepôts et les services logistiques ; leur consommation est principalement due à la consommation de moyens de transport et de bâtiments.

Enfin, la catégorie électrique et thermique la moins importante est associée à la catégorie des vracs solides.

En analysant plus en détail les besoins énergétiques des classes homogènes précédentes et en subdivisant les éléments de consommation électrique et thermique qui constituent la consommation globale en sous-catégories plus détaillées, il est possible de procéder à une évaluation plus précise des besoins énergétiques.

Il est nécessaire de souligner que dans l'analyse qui suit, la catégorie "Autres" ne sera pas prise en compte, car cette catégorie regroupe de manière générique un ensemble d'activités non homogènes et participe aux besoins énergétiques mondiaux de manière assez limitée. Au lieu de cela, pour toutes les autres catégories, l'ampleur des éléments suivants de la demande d'énergie a été évaluée :

1. Consommation globale des bâtiments
2. Éclairage
3. Activités en intérieur et catégories types
4. Moyens de transport mobiles
5. Moyens de manutention fixes
6. Moyens de transport des personnes

Le Tableau 8 et le Tableau 9 montrent les fractions en pourcentage de la consommation divisées selon la classification précédente, en divisant la consommation de chacun des types, si possible, en énergie électrique et thermique.

Tableau 8 - Répartition des besoins énergétiques pour les différentes catégories

	Consumo edifici		Illuminazione	Attività interne	
	Elettrico - [%]	Termico - [%]		Elettrico - [%]	Termico - [%]
Container	22%	15%	20%	27%	0%
Cantieristica	27%	18%	0%	71%	61%
Rinfuse liquide	39%	0%	1,28%	60%	99%
Multipurpose	48%	32%	18%	10%	1%
Terminal passeggeri	75%	95%	23%	0%	0%
Marine	6%	74%	1%	93%	0%
Rinfuse solide	1%	18%	12%	0%	23%

Source: Nt. élaboration.

Tableau 9 - Répartition des besoins énergétiques pour les différentes catégories

	Mezzi mobili		Mezzi fissi		Mezzi trasporto persone	
	Elettrico - [%]	Termico - [%]	Elettrico - [%]	Termico - [%]	Elettrico - [%]	Termico - [%]
Container	14%	85%	18%	0%	0%	1%
Cantieristica	2%	13%	0%	0%	0%	9%
Rinfuse liquide	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Multipurpose	0%	65%	23%	0%	0%	1,75%
Terminal passeggeri	0%	3%	2%	0%	0%	2,24%
Marine	0%	0%	0%	0%	0%	25,71%
Rinfuse solide	0%	57%	86%	0%	0%	1,05%

Source: Nt. élaboration.

En excluant de ces besoins énergétiques ceux relatifs à l'utilisation de combustibles pour les moyens de transport non électriques, qui ne sont pas adaptés à l'évaluation des besoins énergétiques pour identifier les catégories pour lesquelles l'adoption des installations de cogénération dans le contexte portuaire pourrait être envisagée, il est possible d'évaluer le rapport caractéristique entre l'énergie thermique et l'énergie électrique requise pour les différentes catégories. Ces valeurs sont indiquées dans le Tableau 10.

Tableau 10 - Rapport caractéristique entre les besoins de chauffage et les besoins d'électricité pour les différentes catégories homogènes analysées

	Rapporto tra energia termica ed elettrica
Container	0,20
Cantieristica	0,63
Rinfuse liquide	3,41
Multipurpose	1,24
Terminal passeggeri	0,25
Marine	0,03
Rinfuse solide	0,36

Source: Nt. élaboration.

Il ressort clairement de ces rapports que les catégories ayant des exigences thermiques plus élevées que les catégories électriques sont la catégorie des vrac liquides et la catégorie des produits polyvalents. Comme indiqué précédemment, la catégorie des vrac liquides doit sa forte demande thermique à la nécessité de maintenir les fiouls à une température constante pour faciliter leur manutention. La catégorie polyvalente présente également un rapport entre l'énergie thermique et l'électricité supérieur à l'unité, mais inférieur à celui de la catégorie vrac liquide, en raison de la présence d'immeubles de bureaux qui ont besoin de chauffage pendant la période hivernale. Sur la base de ces analyses, les exemples d'application de centrales de cogénération présentés dans les paragraphes suivants seront donc appliqués aux deux catégories qui viennent d'être décrites.

7.2 Description générale des besoins énergétiques du port de Livourne

Le port de Livourne surplombe la mer Tyrrhénienne supérieure et est situé dans la partie nord-ouest de la Toscane. Elle est principalement située à l'intérieur des terres, bien protégée des vents du quadrant sud et ouest.

Le port de Livourne, classé comme noyau dans les réseaux transeuropéens de transport (TEN-T) est un port d'escale polyvalent, c'est-à-dire qu'il est équipé d'infrastructures et de moyens qui lui permettent de recevoir tout type de navire et de traiter toute catégorie de marchandises et tout type de trafic (LO-LO, matériel roulant RO-RO, vrac liquide et solide, voitures neuves, croisières, ferries, produits forestiers, machines, etc.) L'équipement infrastructurel du port permet la connexion aux principales routes et chemins de fer nationaux et aux aéroports de Pise et de Florence. Grâce à son hinterland assez vaste, formé principalement par la Toscane, l'Émilie-Romagne, l'Ombrie et les Marches, très actif du point de vue entrepreneurial et industriel, le port de Livourne achemine une grande quantité de marchandises.

Le port de Livourne se caractérise par d'importantes preuves monumentales et historiques qui doivent être prises en compte dans l'étude et la planification des futurs développements du port afin de les améliorer et de les intégrer davantage. En fait, tant dans l'ancien port (par exemple Porto Mediceo, Fortezza Vecchia, diga Curvilinea) que dans le nouveau (par exemple Torre del Marzocco), de nombreux signes témoignent du grand passé du port.

L'estimation de la consommation est basée sur les données fournies par l'Autorité du système portuaire de la mer Tyrrhénienne du Nord, en particulier sur les réponses aux questionnaires adressés aux opérateurs. L'évaluation a été divisée en trois parties:

- Consommation due à la manutention des cargaisons à quai et aux remorqueurs.
- Consommation due aux navires à quai.
- Consommation électrique et thermique pour d'autres usages des opérateurs (par exemple, bureaux, entrepôts).

7.2.1 Consommation pour la manutention des marchandises à quai et les remorqueurs

Afin d'obtenir une estimation globale pour l'ensemble du port, la consommation annuelle de tous les véhicules de tous les opérateurs a été additionnée (l'autorité portuaire signale que le carburant diesel est le principal carburant utilisé pour les véhicules à quai). Les opérateurs pour lesquels aucune donnée n'est disponible sont énumérés ci-dessous : Groupe d'amarrage, Intercontainers Livourne, Bartoli, Mariter, Port de commerce, Livourne Est. Pour estimer la consommation de ces opérateurs manquants, le nombre et le type de véhicules ont été obtenus à partir de références en ligne et multipliés par la consommation unitaire de chaque type de véhicule obtenue à partir des questionnaires des autres opérateurs. Par conséquent, l'estimation est très approximative et se situe autour de 3 millions de litres de diesel par an (environ 30 GWh), pour l'ensemble du port.

Les Tableau 11 et Tableau 12 ci-dessous présentent respectivement la consommation réelle des opérateurs indiqués et les estimations des opérateurs manquants.

Tableau 11 - Consommation traditionnelle de carburant par opérateur et par véhicule

véhicules	Opérateurs (manutention de fret et remorqueurs / amarrage)										
	Terminal Darsena Toscana		Lorenzini & Co		Terminal Calata Orlando		Fratelli Neri		Aferpi		
	Nombre	Consommations totales 2017 [l]	Nombre	Consommations totales 2017 [l]	Nombre	Consommations totales 2017 [l]	Nombre	Consommations totales 2017 [l]	Nombre	Consommations totales 2017 [l]	Total consommations annuelle [l]
Grue	8	Elettriche			?	79000	1	4185	3	électrique?	83185
Reach stacker	20	710531									710531
Sellette d'attelage	6	42319									42319
Locomotives									5	76426	76426
Équipement lourd					?	105000	?	105000	2	8866	218866
Chariot élévateur à fourche	8	9599					1	542			10141
RTG	13	342110	4	172000							514110
GOTT			5	355000							355000
FAN.115			1	12000							12000
Flotte de remorqueurs							10	159235			159235
TOT		1104559		539000		184000		268962		85292	2181813

Source: nt. élaboration

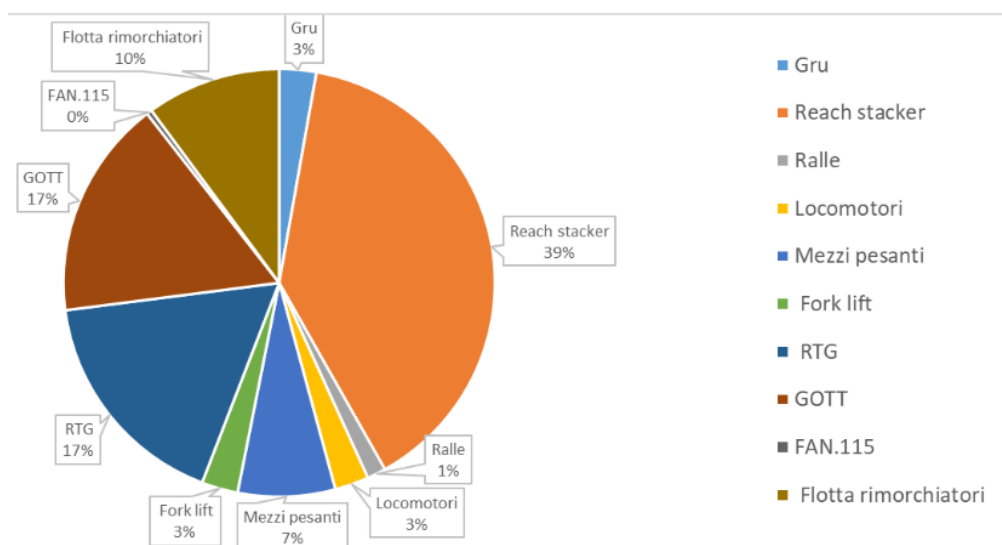
Tableau 12 - Estimation de la consommation de carburant traditionnel par opérateur et par véhicule

véhicules	ESTIMATION MANQUANTE												
	Groupe d'amarrage		Intercontainers Livourne		Bartoli		Mariter		Port commercial		Livourne Est		Total Consommation annuelle [l]
	Nombre	Consommation [l]	Nombre	Consommation [l]	Nombre	Consommation [l]	Nombre	Consommation [l]	Nombre	Consommation [l]	Nombre	Consommation [l]	
Grue									3	électrique?			
Reach stacker			5	177632	1	35526			6	213159	1	35526	461845
Sellette d'attelage													
Locomotives													
Équipement lourd													
Chariot élévateur à fourche					23	20031	13	11322	37	32224	9	7838	71416
RTG													
GOTT					2	142000							142000
FAN.115													
Flotte de remorqueurs	9	143311											143311
TOT		143311		177632		197558		11322		245383		43364	818573

Source: nt. élaboration

Enfin, la Figure 32 montre la contribution à la consommation totale pour chaque type de véhicule.

Figure 32 - Contribution à la consommation totale pour chaque type de véhicule



Source: nt. élaboration

7.2. Consommation des navires à quai

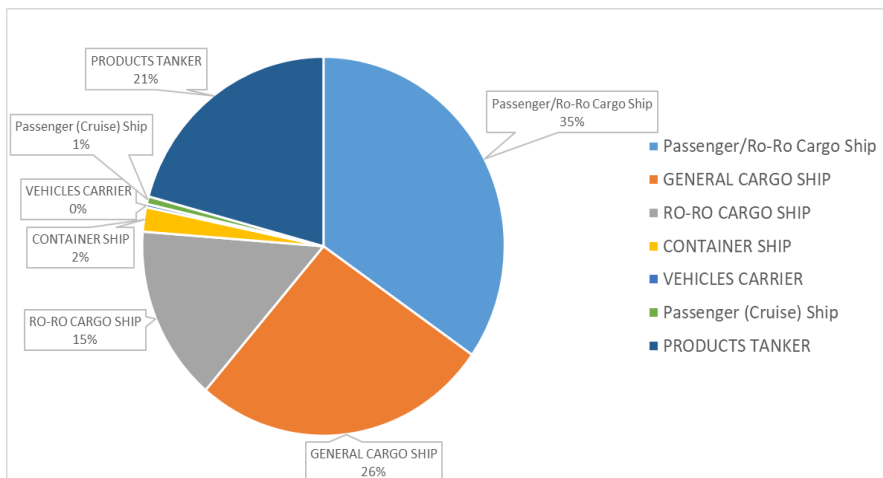
En ce qui concerne l'accostage des navires, il existe un quai électrifié dans le port de Livourne, mais il n'est pas utilisé. Les données fournies concernent les principales catégories de navires en exploitation et la consommation d'énergie pendant l'escale est basée sur une estimation réalisée à partir des temps d'escale réels des navires et de la puissance installée à bord. Les types de combustibles (principalement le fioul) et les quantités consommées ne sont pas connus car il s'agit de données confidentielles que les armateurs ne partagent pas. Le Tableau 13 résume la consommation estimée des navires en attente. Comme on peut le voir en rouge, la consommation annuelle totale est d'environ 12,3 GWh. En supposant un rendement du moteur de 30 %, la consommation d'énergie primaire est d'environ 41 GWh.

Tableau 13 - Type et consommation des navires à quai

Dati navi in sosta con potenza massima dei generatori ausiliari inferiore a 1500 kW								
Tipo nave	Numero arrivi	Numero navi	Totale ore sosta	Media ore sosta	Totale potenza generatori (kW)	Media potenza generatori (kW)	Energia totale in sosta (kWh)	Media energia in sosta (kWh)
Passenger/Ro-Ro Cargo Ship	338	1	3617	11	399747	1183	4278196	12657
GENERAL CARGO SHIP	94	63	4519	48	70976	755	3274361	34834
RO-RO CARGO SHIP	61	3	1313	22	84023	1377	1843671	30224
CONTAINER SHIP	11	4	374	34	6619	602	255638	23240
VEHICLES CARRIER	4	2	27	7	4804	1201	34129	8532
Passenger (Cruise) Ship	5	5	74	15	5796	1159	80724	16145
PRODUCTS TANKER	1118	4	2885	3	991679	887	2558881	2289
Totale	1631	82	12809		1563644		12325600	

Source: nt. élaboration

Figure 33 - Contribution à la consommation totale à quai pour chaque type de navire



Source: nt. élaboration

Les quelque 12,33 GWh par an sont supposés être actuellement produits par des moteurs à combustion interne avec un rendement moyen de 33%, donc avec une consommation de diesel de 37 GWh. Étant donné que le diesel a un pouvoir calorifique inférieur de 11,83 kWh/kg, soit 10 kWh/l, cette consommation correspond à 3 700 000 litres de diesel.

Compte tenu du facteur d'émission du diesel de 2,67 kg de CO₂ par litre (Source : Agence américaine de protection de l'environnement. Emission Facts : Emissions moyennes de dioxyde de carbone résultant de la consommation d'essence et de carburant diesel) qui correspond à 9879 tonnes d'émissions de CO₂.

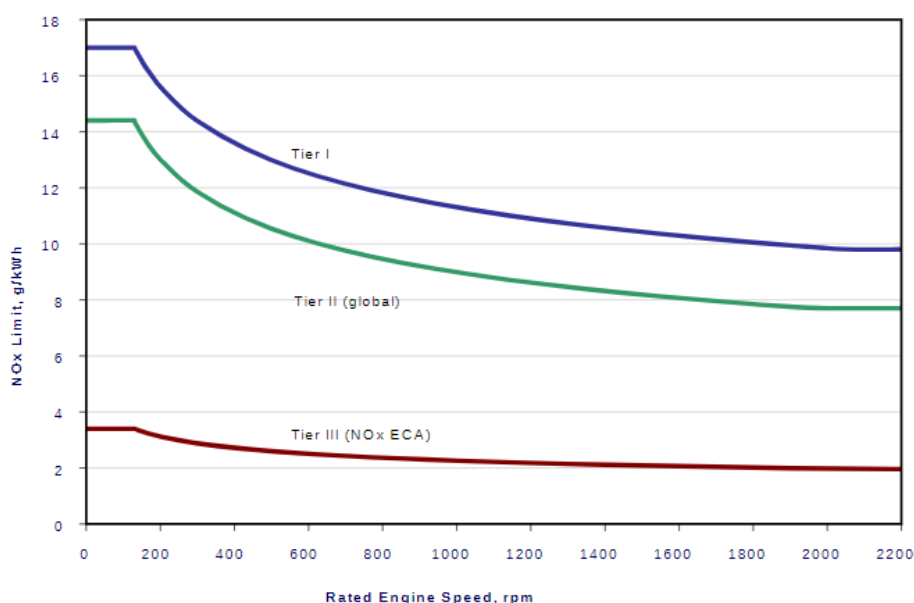
D'autres polluants tels que les NO_x et les SO_x sont réglementés par l'OMI dans l'annexe VI et ont connu de fortes réductions au cours des dernières décennies. En ce qui concerne le NO_x, cependant, les réglementations en vigueur au moment de la construction du navire s'appliquent, de sorte qu'aujourd'hui, les navires équipés de générateurs de bord à fortes émissions arrivent dans les ports.

Figure 34 - Limites d'émission selon MARPOL

MARPOL Annex VI NOx emission limits

Tier	Date	NOx Limit, g/kWh		
		n < 130	130 ≤ n < 2000	n ≥ 2000
Tier I	2000	17.0	$45 \cdot n^{-0.2}$	9.8
Tier II	2011	14.4	$44 \cdot n^{-0.23}$	7.7
Tier III	2016†	3.4	$9 \cdot n^{-0.2}$	1.96

† In NOx Emission Control Areas (Tier II standards apply outside ECAs).



Dans le cas de la fourniture d'électricité à terre, il est évident que les émissions de CO₂, ainsi que celles d'autres polluants, seraient réduites à zéro au niveau local et à l'échelle mondiale par rapport à la combinaison nationale actuelle de production d'électricité de moins de 300 gCO₂/kWh, comme le montre le tableau suivant où les données au niveau européen sont communiquées.

Tableau 14. Facteur d'émission de GES du secteur de l'électricité pour la production d'électricité (g CO₂eq / kWh) dans les principaux pays européens et dans l'UE28. Données par ordre décroissant de valeur de 2017.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	484,7	439,7	400,6	386,1	341,8	312,1	294,5	289,3
Polonia	822,5	788,3	768,2	742,3	716,2	666,3	651,0	641,4
Germania	640,3	606,1	535,7	499,8	468,9	450,1	446,7	413,2
Italia	575,9	546,9	497,8	477,7	391,0	324,6	311,9	307,7
Spagna	438,9	468,5	444,2	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Regno Unito	696,0	562,4	488,8	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4
Francia	111,3	75,4	76,5	80,0	76,5	55,0	60,2	68,4
Svezia	12,0	23,5	22,9	23,4	34,1	17,4	19,1	18,8

En général, cependant, il est difficile d'électrifier le quai et de préparer les navires à l'alimentation électrique en courant alternatif depuis la terre ferme. Par conséquent, une alternative avec des coûts d'infrastructure moins élevés peut être prise en considération : l'approvisionnement à partir du quai au

moyen de groupes mobiles pour la production d'énergie électrique alimentée par le GNL. Dans ce cas, il est supposé fournir les 12,33 GWh avec des moteurs à combustion interne optimisés ayant un rendement moyen plus élevé, environ 40 %, et consommant donc 30,8 GWh de GNL, ce qui correspond à 2 217 626 kg de GNL (pouvoir calorifique du méthane 13,9 kWh/kg) avec des émissions de CO₂ de 6 098 tonnes (2,75 kg de CO₂ par kg de méthane) ; soit une réduction des émissions de CO₂ de 40 % par rapport à la production à bord avec des unités diesel.

En ce qui concerne les NO_x, malgré une réglementation de plus en plus stricte, le GNL garantit une forte réduction des émissions, supérieure à 80 %. En outre, l'utilisation du GNL élimine pratiquement les émissions de SO_x et de particules.

7.2.3 Consommation d'électricité et de chaleur pour d'autres usages de l'opérateur

Sur ce point, les données de nombreux opérateurs sont malheureusement manquantes. Ci-dessous, nous n'indiquons que la consommation moyenne d'électricité (2016-2017) trouvée.

Tableau 15 - Consommation d'électricité et de gaz naturel pour les opérateurs du port de Livourne (partielle)

Consommation d'énergie électrique/centrales thermiques/autres			
	EE [kWh]	ET gaz naturel [m3]	ET Gpl [m3]
Terminal darsena toscane	8714461	13461	
Lorenzini & C	1104663		
Costieri D'Alesio e Toscopetrol	2497358		
Terminal Calata Orlando	48272		
Grandi Molini Italiani	100000		
FRATELLI NERI SPA	588247		2300
AUTOVETTURE CP LIVORNO			
CAPITANERIA DI PORTO DI LIVORNO (sede distaccata)	72256	3193	
CAPITANERIA DI PORTO DI LIVORNO (sede centrale)	81572	10626	
Tot	13206831	27281	2300

Source: nt. élaboration

L'annexe statistique 2019 du port de Livourne permet de déduire la quantité de produits pétroliers embarqués et débarqués. Ces produits doivent être chauffés avant d'être transportés dans des pipelines spécialisés. À ce jour, une raffinerie de l'Eni est présente et opérationnelle à Livourne, qui produit de l'énergie de manière autonome et exploite donc à cette fin la chaleur résiduelle dans le cadre de la cogénération.

Name of the port: LIVORNO (ITLIV)								
YEAR TIME PERIOD GOING FROM	2018			2019			Difference	
	JANUARY to DECEMBER			JANUARY to DECEMBER			TOTAL	%
	IN	OUT	TOTAL	IN	OUT	TOTAL		
TOTAL THROUGHPUT	21.550.133	15.008.172	36.558.305	21.402.323	15.313.023	36.715.346	157.041	0,4%
Indicate units used: tonnes								
Tonnes or thousand of tonnes								
LIQUID BULK	6.969.297	2.558.132	9.527.429	6.726.179	2.319.107	9.045.286	482.143	-5,1%
Of which:								
Crude oil	4.413.740	13.140	4.426.880	4.135.737	39.645	4.175.382	251.498	-5,7%
Refined (petroleum) products	1.467.626	2.414.484	3.882.110	1.353.734	2.115.418	3.469.152	412.958	-10,6%
Gaseous, liquified or compressed petroleum products and natural gas	414.807	0	414.807	427.934	0	427.934	13.127	3,2%
Chemical products	441.877	28.917	470.794	613.844	30.503	644.347	173.554	36,9%
Other liquid bulk	231.247	101.591	332.838	194.930	133.541	328.471	4.367	-1,3%
DRY BULK	596.669	185.323	781.992	586.259	195.931	782.190	198	0,0%
Of which:								
Cereals	130.068	0	130.068	129.906	0	129.906	162	-0,1%
Foodstuff/Fodder/Oil seeds	8.471	0	8.471	0	0	0	8.471	-100,0%
Coal and lignite	26.635	0	26.635	17.326	0	17.326	9.309	-35,0%
Ores/cement/lime/plasters	317.966	6.338	324.304	339.917	0	339.917	15.613	4,8%
Metallurgical Products	47.384	0	47.384	42.567	0	42.567	4.817	-10,2%
Chemical products	52.847	0	52.847	56.543	0	56.543	3.696	7,0%
Other dry bulk	13.298	178.985	192.282	0	195.931	195.931	3.649	1,9%
GENERAL CARGO	13.984.167	12.264.717	26.248.884	14.089.885	12.797.985	26.887.870	638.986	2,4%
of which:								
Containerized (including Ro-Ro containers)	4.206.213	4.332.705	8.538.918	4.395.508	4.746.838	9.142.346	603.428	7,1%
Ro-Ro (excluding Ro-Ro containers)	8.100.210	7.852.961	15.953.171	8.069.276	7.972.527	16.041.803	88.632	0,6%
Other general cargo	1.677.744	79.051	1.756.795	1.625.101	78.620	1.703.721	53.074	-3,0%

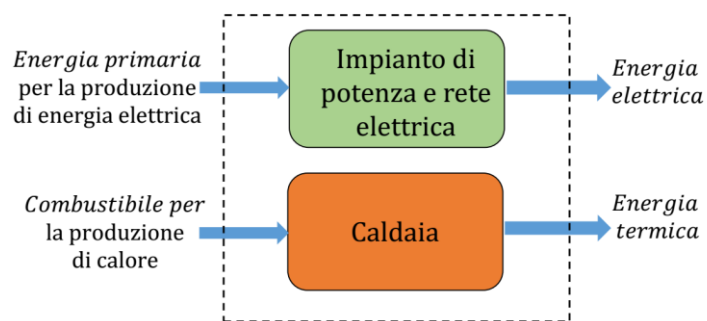
À l'avenir, compte tenu de l'évolution du scénario européen en termes de consommation de combustibles fossiles, il n'est pas irréaliste d'imaginer une forte réduction du secteur européen du raffinage du pétrole.

De ce point de vue, il est possible de penser que les produits "pétroliers" qui seront encore déchargés dans le port de Livourne à d'autres fins, ne pourront plus bénéficier de la présence de chaleur résiduelle de la raffinerie actuelle. Dans ce cas, surtout si le futur port est équipé de centrales d'autoproduction d'électricité, peut-être à partir de GNL, cette chaleur pourrait être obtenue en cogénération, prévoyant ainsi une quantité de produits pétroliers d'environ 2 Mt en transit dans le port, il est possible (avec beaucoup d'approximation) d'estimer une demande de 10GWh thermique, en considérant un besoin thermique spécifique d'environ 5kWh/t sur la base de la consommation actuelle.

8. EXEMPLES D'APPLICATION DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION ET DE TRIGÉNÉRATION

Dans ce paragraphe, quelques exemples sont donnés d'applications potentielles pour des centrales de cogénération ou de trigénération dans les zones portuaires des régions concernées par le projet. Plus précisément, en ce qui concerne le port de Gênes, pour lequel les analyses des besoins énergétiques signalés dans les produits précédents et résumés au paragraphe 7.1 sont assez complètes et exhaustives, il a été possible d'établir deux analyses de faisabilité concernant une centrale de cogénération pour les opérateurs de terminaux travaillant dans le domaine de la manutention des vracs liquides et une centrale de trigénération pour les immeubles de bureaux. Comme souligné dans les paragraphes précédents, l'analyse des infrastructures présentes dans le port de Gênes a permis de quantifier l'impact énergétique associé aux services publics, qui peuvent être classés comme "utilisateurs d'énergie" : ceux-ci sont associés à la consommation d'électricité et de chaleur pour la plupart des structures. Les interventions possibles dans le contexte décrit agissent principalement à deux niveaux : un objectif consiste à réduire les dépenses liées à l'achat d'électricité, par la rationalisation de la consommation ; une deuxième option serait l'installation de systèmes d'autoproduction de l'énergie consommée, en tirant parti de solutions à haut rendement. Une deuxième option consisterait à installer des équipements pour l'autoproduction de l'énergie consommée, en tirant parti de solutions à haut rendement. Cela peut se faire en utilisant la technologie de la cogénération, grâce à laquelle la production combinée de chaleur et d'électricité est mise à disposition. Le principal avantage de la solution de cogénération est l'efficacité globale du système, qui est nettement plus élevée que si les deux flux d'énergie étaient générés indépendamment. Les exemples de diagrammes présentés dans ce paragraphe illustrent brièvement la différence de logique dans la production de l'énergie nécessaire pour répondre à la demande : la production indépendante d'électricité et de chaleur (Figure 35) nécessite deux installations distinctes, chacune dotée de performances de pointe et nécessitant un apport d'énergie primaire.

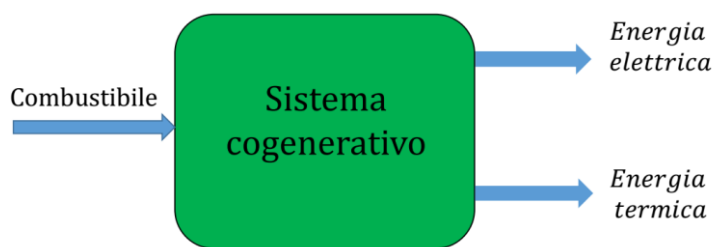
Figure 35 - Système traditionnel de production d'électricité et de chaleur



Source: nt. élaboration

Cette première solution permet d'atteindre des rendements compris entre 50% et 60%, en considérant l'énergie totale fournie aux utilisateurs par rapport au combustible consommé par les deux installations. Au contraire, la logique de cogénération décrite dans le schéma représenté dans la Figure 36 permet d'exploiter au mieux les déchets thermiques et d'obtenir des valeurs de rendement global de l'ordre de 70-80%, également nettes d'éventuelles pertes d'énergie. La quantité de carburant nécessaire, par rapport à la solution précédente, peut être réduite de 35-38 %, avec le même type de carburant utilisé et la même énergie fournie aux utilisateurs.

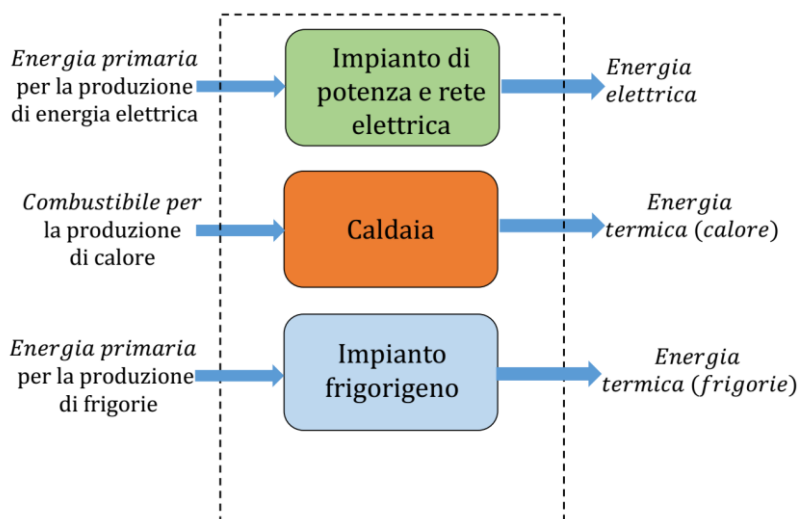
Figure 36 - Système de cogénération pour la production d'électricité et de chaleur



Source: nt. élaboration

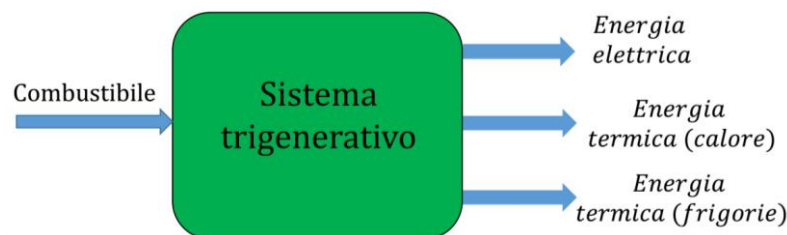
De même, lorsque le besoin en énergie est lié à la demande d'électricité et d'énergie thermique pour le chauffage et le refroidissement, il est possible d'utiliser la technologie trigénération, qui permet de produire à la fois de l'électricité, de la chaleur et de l'énergie de refroidissement. Le principal avantage de la solution est une fois de plus représenté par l'efficacité globale du système, qui est beaucoup plus élevée que la production indépendante des trois flux d'énergie : il convient de noter que ces systèmes sont généralement destinés aux grands utilisateurs civils, qui ont besoin d'électricité et de chaleur pendant la période hivernale et d'électricité et de refroidissement pendant la période estivale. Figure 37 montre un système traditionnel pour la production indépendante d'électricité, d'énergie thermique sous forme de chaleur et d'énergie thermique pour le refroidissement, tandis que la Figure 38 montre un système trigénération.

Figure 37 - Système traditionnel de production d'électricité, de chaleur et de froid



Source: nt. élaboration

Figure 38 - Système trigénéralif



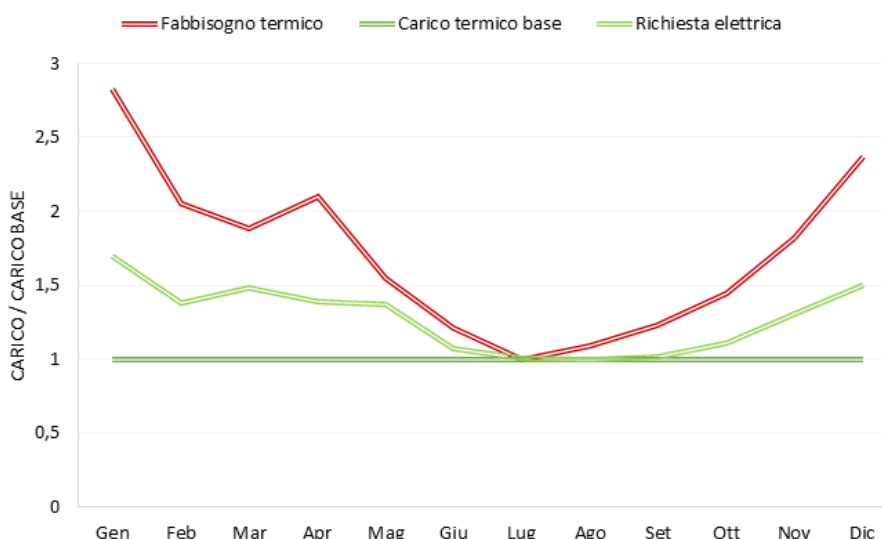
Source: nt. élaboration

8.1.1 Exemple 1 : installation de cogénération pour les installations de stockage de fioul

La manipulation et le stockage de matériaux en vrac qui sont à température ambiante en phase liquide, solide ou semi-solide, impliquent souvent la nécessité de chauffer ces substances à des températures qui facilitent leur manipulation. En fait, la viscosité des produits pétroliers dépend fortement de la température, et certains produits à température ambiante ont une viscosité telle que leur manipulation au moyen de systèmes de pompage n'est pas possible ou très coûteuse. En augmentant la température de ces substances, il est possible de réduire leur viscosité et de faciliter leur manipulation.

La demande d'énergie thermique qui en résulte est directement liée à la saisonnalité et au volume des silos destinés à cet usage : en général, la demande d'énergie associée à l'activité portuaire est énorme et s'étend sur toute l'année, avec des variations relatives en fonction de la température ambiante au cours des différentes saisons. La présence d'une demande thermique avec une continuité dans le temps est une caractéristique fondamentale pour qu'une installation de cogénération à haut rendement soit efficace. Ce paragraphe rapporte donc les résultats d'une étude de faisabilité préliminaire visant à évaluer les avantages de l'utilisation de la cogénération pour chauffer un système de stockage et de manutention de vrac liquide dans la zone du port de Gênes.

Figure 39 - Besoin en énergie du système de stockage du vrac des liquides



Source: nt. élaboration

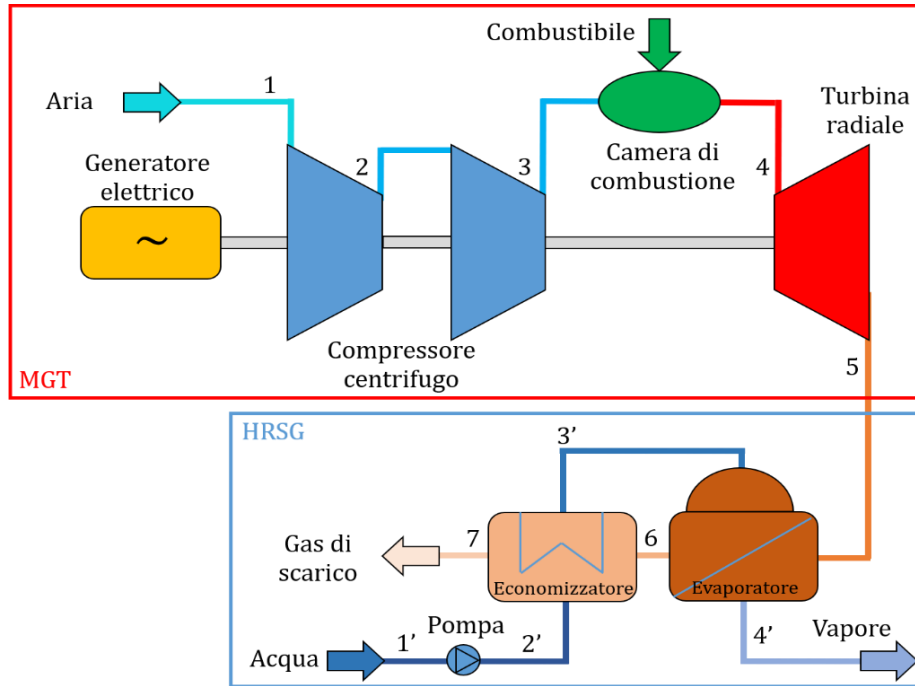
La Figure 39 montre une tendance typique des demandes d'énergie sur l'un des utilisateurs sélectionnés, par rapport à la charge de base : la plus grande consommation est représentée par la demande thermique pour la manutention de vrac liquide, avec des pics concentrés dans les mois d'hiver ; la demande électrique se comporte en conséquence, puisqu'elle comprend la puissance nécessaire pour alimenter les systèmes de pompe à chaleur pour les bureaux et les installations. L'analyse des besoins thermiques des utilisateurs potentiellement intéressés par l'intervention met en évidence la variabilité de la demande thermique au cours de l'année : en effet, des valeurs de pointe égales à environ 2,5 fois la valeur de la charge de base sont observées, principalement concentrées pendant les mois d'hiver. Ce phénomène est associé à l'abaissement de la température ambiante, qui provoque une augmentation de la dispersion de la chaleur des surfaces des silos. Le fluide utilisé pour maintenir la température du vrac liquide est la vapeur surchauffée ; grâce aux centrales de cogénération utilisant des turbines à gaz, il est possible d'avoir des fumées à haute température (de l'ordre de 500 °C pour le cycle simple et de 300 °C pour le cycle régénéré) dont on extrait la chaleur nécessaire à sa production. Les centrales de cogénération de pointe basées sur des micro-turbines à gaz ont un rapport entre la puissance thermique et électrique d'environ 1,5 ; si l'on considère uniquement la taille de la charge de base, la taille de la centrale à dimensionner est, pour l'utilisateur considéré, égale à 2,2 MW électriques. Cependant, en voulant comprendre, au profit de l'efficacité, la possibilité de couvrir les besoins thermiques de pointe, dans une certaine limite, il est possible de réaliser un dimensionnement plus efficace au moyen d'une solution modulaire. Plus précisément, nous proposons une installation composée de quatre micro-turbines à gaz de 750 kW électriques et 1,1 MW thermiques chacune, pour un total de 4,4 MW thermiques disponibles. Ce choix apporterait les avantages suivants :

- maintenance programmée d'un cogénérateur à la fois pendant la période de moindre utilisation thermique (mois d'été), garantissant dans tous les cas la satisfaction de la charge de base, égale à 3,3 MW thermiques, au moyen du reste
- pour satisfaire un besoin thermique supérieur au besoin de base, en période hivernale, jusqu'à 4,4 MW, en utilisant pleinement la cogénération à haut rendement.

Afin de couvrir les charges maximales de pointe, notamment en hiver, la production des 4 cogénérateurs serait complétée par des générateurs de vapeur traditionnels pour la partie restante des besoins, soit 1,1 MW.

Une solution possible pour le module unique de l'installation est un simple cycle d'air alimenté par du gaz naturel, avec un taux de compression de 9:1 et une température maximale juste en dessous de 1000 °C. La solution identifiée permettrait d'atteindre des rendements de cogénération supérieurs à 70 % pour chaque module individuel, grâce à la température élevée des gaz d'échappement - environ 500 °C. La Figure 40 montre le schéma de l'installation de cogénération qui pourrait être mis en œuvre. L'installation principale, contenue dans l'encadré rouge, consiste en une micro-turbine à gaz, tandis que l'encadré ci-dessous montre le système de production de vapeur à récupération de chaleur, provenant des gaz chauds sortant de la turbine à gaz.

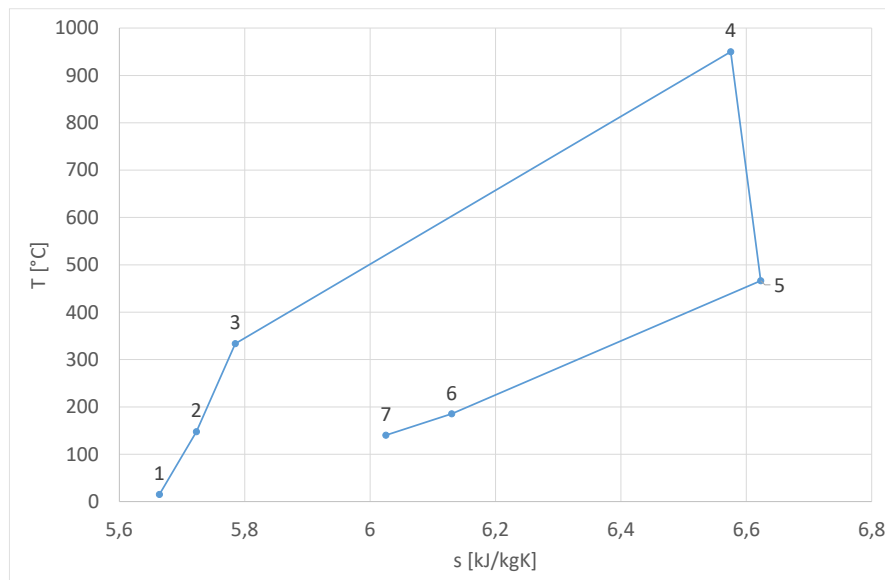
Figure 40 - Schéma d'une installation de cogénération pour la production combinée d'électricité et de chaleur (vapeur)



Source: nt. élaboration

D'autre part, la Figure 41 montre, à titre d'exemple, la représentation dans le plan température-entropie des transformations thermodynamiques se produisant à l'intérieur de l'installation avec une microturbine à gaz.

Figure 41 - Représentation dans le plan thermodynamique des transformations du cycle de cogénération



Source: nt. élaboration

Ce schéma permet d'utiliser des composants compacts, dont la disponibilité sur le marché est garantie : par exemple, il est possible d'utiliser deux étages de compresseur radial, une chambre de combustion canulaire ou en silo et une turbine axiale multi-étagée non refroidie. Cette architecture permettrait d'implanter le nouveau système de cogénération dans la nouvelle centrale thermique existante, en remplaçant progressivement les chaudières par des cogénérateurs, une fois que les dimensions d'encombrement requises auront été vérifiées. Cela permettrait également de réduire au minimum les travaux sur les réseaux de transport de la chaleur vers les utilisateurs. La chaleur peut être fournie aux services publics au moyen de vapeur saturée dans le rôle de vecteur thermique : grâce aux températures élevées du fluide et pouvant avoir le passage d'état aux services publics, l'utilisation de vapeur à 9 bars absolus (175 °C) est suffisante pour la transmission de la chaleur. Les pressions et températures relativement contenues permettent le choix et l'installation de conduites adaptées au transport de la vapeur selon des solutions peu exigeantes d'un point de vue technique.

Étant donné que la transmission de chaleur à partir d'une source centralisée impliquerait des complications techniques et économiques supplémentaires, les installations de cogénération sont généralement situées à proximité des utilisateurs d'énergie thermique, également en vue de minimiser les pertes de transmission liées au mouvement de la vapeur surchauffée à des températures moyennes à élevées (environ 200 °C). Par conséquent, l'installation doit être située dans une position barycentrique par rapport aux utilisateurs, en respectant les contraintes imposées par la topologie du site. L'utilisation de microturbines à gaz facilite le positionnement de la centrale de cogénération, grâce au rapport puissance/taille élevé associé à ces machines : une microturbine à gaz de 750 kW nécessite une surface au sol d'environ 10 mètres carrés, même en incluant les auxiliaires pour le bon fonctionnement et la sécurité de l'installation.

Du point de vue des résultats attendus suite au remplacement des systèmes de production de chaleur et au retrait de l'électricité du réseau au moyen d'un système de cogénération tel que celui proposé, flanqué d'une chaudière traditionnelle pour satisfaire les charges thermiques maximales pendant l'année, il est prévu que la centrale pourra produire de l'électricité bien au-delà de la consommation associée aux opérateurs portuaires impliqués dans l'intervention. Toutefois, l'excédent peut être injecté dans un réseau électrique local, afin de le mettre à la disposition d'autres opérateurs portuaires et de réduire ainsi les prélèvements d'électricité sur le réseau national, en tirant pleinement parti du rendement de l'installation de cogénération (environ 85 %, contre un rendement de 47 % pour le réseau). Associée à cette production accrue d'électricité, elle entraînera évidemment une augmentation de la consommation de gaz, qui sera utilisé comme combustible principal dans le système de cogénération.

En ce qui concerne l'estimation des coûts, il est possible de faire une évaluation préliminaire du coût associé à la centrale de cogénération sur la base des données de la littérature et des installations qui ont été construites. L'estimation du coût de la centrale envisagée est d'environ 2000 €/kW de puissance électrique installée ; par conséquent, une solution électrique de 2,2 MW nécessiterait un investissement d'environ 4,5 M€. Une telle installation, compte tenu de la possibilité d'obtenir un rendement économique lié à la vente de l'énergie électrique produite, permettrait d'obtenir un retour sur investissement quantifiable en 5 ans environ.

La durée de construction estimée des installations proposées est variable en fonction de la taille à installer et de la conformation spécifique du contexte dans lequel elle doit s'insérer. Dans la mesure du possible, la présence d'installations préexistantes pour la distribution d'un vecteur thermique permettra de réduire considérablement le temps nécessaire pour effectuer l'intervention, en se concentrant

uniquement sur le remplacement des générateurs de vapeur actuels par les machines nécessaires à la production par cogénération. En supposant donc qu'une installation de cogénération de 4,4 MW thermiques (3,3 MW électriques) soit installée, le temps de construction pourrait être estimé à environ 18 mois.

Les règles qui régissent actuellement la vente de l'électricité excédentaire peuvent influencer les avantages associés à l'intervention proposée, à l'interface sur le réseau. La situation la plus favorable est représentée par le cas d'un seul producteur et d'un seul utilisateur. Pour l'intervention proposée, l'unicité du producteur est effective, tandis que l'unicité de l'utilisateur est soumise à des critères différents : en effet, l'utilisateur unique n'est pas nécessairement considéré comme tel, mais aussi comme un ensemble de sociétés ou d'opérateurs associés au même système de produits avec une continuité territoriale circonscrite. Par conséquent, puisque ce scénario est typique d'un système portuaire, la réalisation complète de l'initiative est subordonnée à la transformation de la normalisation, de sorte qu'elle passe de la conception du système comme la somme des opérateurs qui interviennent de façon autonome sur un même territoire à un ensemble intégré dans lequel les choix sont adoptés avec coordination, visant à la réalisation de la synergie.

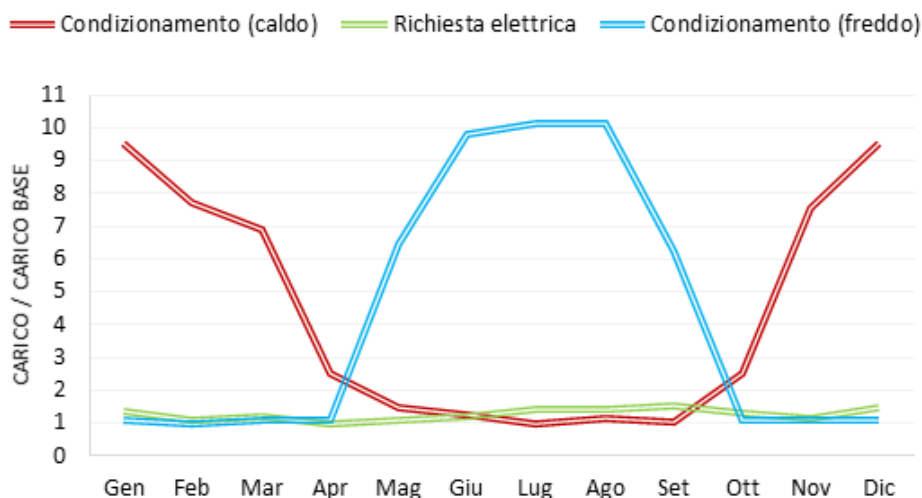
En plus de ce qui précède, l'introduction de sources renouvelables peut être envisagée à des fins purement intégratives, dans le but d'adopter à l'avenir une logique de réseau intelligent pour gérer de manière indépendante la configuration du réseau local et optimiser son interaction avec les utilisateurs.

8.1.2 Exemple 2 : installation de trigénération pour les immeubles de bureaux

Dans ce paragraphe, nous décrivons les résultats d'une étude de faisabilité visant à évaluer de manière préliminaire les avantages de l'utilisation de la trigénération pour la climatisation et l'alimentation électrique, dans certains bâtiments de la zone portuaire de Gênes Prà. En particulier, la centrale de trigénération proposée permettrait de rationaliser la consommation par la production combinée d'électricité et de chaleur en exploitant les déchets thermiques (cogénération), de manière à répondre à la fois aux besoins en électricité et au chauffage de l'environnement. La chaleur restante disponible à l'échappement du moteur principal serait finalement destinée à des absorbeurs appropriés, utilisés pour satisfaire la demande de refroidissement.

Dans la zone de Prà, il existe plusieurs concessionnaires qui disposent d'un grand nombre d'immeubles de bureaux ou qui abritent généralement du personnel, et qui ont donc besoin d'air conditionné tout au long de l'année. Traditionnellement, ces utilisateurs utilisent des chaudières à combustibles fossiles (méthane ou diesel) pour le chauffage et la production d'eau chaude en hiver et de l'électricité tirée du réseau pour la climatisation en été et d'autres services (éclairage, machines de bureau, ordinateurs, ...). La Figure 42 montre les profils types de la demande énergétique des utilisateurs concernés par l'intervention au cours de l'année.

Figure 42 - Besoin énergétique des utilisateurs analysés



Source: nt. élaboration

Si la consommation d'électricité présente des variations limitées sur les douze mois, les demandes de chaleur et de refroidissement sont liées à l'évolution annuelle des températures : la demande de chaleur froide atteint son maximum pendant les mois d'été, les plus chauds de l'année, et définit par conséquent la demande de chaleur, nécessaire au fonctionnement des absorbeurs. En hiver, en revanche, la consommation de chaleur devient prédominante en raison du chauffage de l'environnement. Le scénario analysé est adapté à l'installation d'une seule centrale de trigénération, qui peut tout d'abord satisfaire la charge thermique de base tout au long de l'année.

Une centrale de trigénération basée sur la technologie du turbogaz mettrait à disposition une grande partie de la chaleur produite dans les gaz d'échappement, à une température moyenne-élevée, pour alimenter les absorbeurs pendant l'été et permettre une production de froid à haut rendement. Cette dernière caractéristique est accentuée, pour cette catégorie de machines, lorsque la température du fluide chaud d'entrée augmente. Dans les conditions décrites, un absorbeur au bromure de lithium est capable de produire de l'eau réfrigérée même à 4°C. Dans un contexte civil, à l'instar des utilisateurs identifiés, la trigénération permettrait d'exploiter une production combinée à haut rendement tout au long de l'année, avec des avantages tant du point de vue environnemental qu'économique de l'énergie.

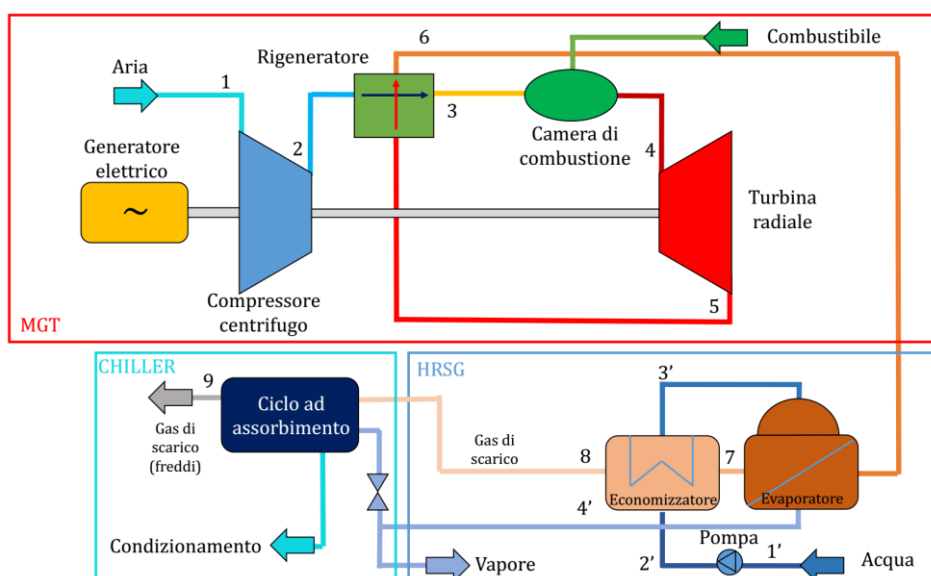
En supposant donc d'insérer dans le contexte identifié une installation de trigénération basée sur des groupes turbo-gaz compacts alimentés par du méthane, le rapport caractéristique entre la puissance thermique et la puissance électrique d'une machine de ce type, à l'état de la technique, serait égal à environ 1,5. Une machine capable de répondre à la charge thermique de base aura une taille de 200 kW électrique. Toutefois, un dimensionnement plus efficace pourrait être d'utiliser deux unités modulaires de 200 kW de puissance électrique, ce qui permettrait les avantages suivants :

- la maintenance d'une machine à la fois pendant les périodes de faible utilisation du vecteur thermique (mois intermédiaires entre les saisons d'hiver et d'été d'avril et d'octobre, lorsque la demande de chauffage et de refroidissement est faible), tout en garantissant le service avec l'autre unité active.

- En présence de pics de la demande de chauffage ou de refroidissement, l'installation de trigénération serait toujours en mesure de répondre à une part importante des besoins de climatisation de manière efficace et économique.

Une solution possible pour le module unique de l'installation proposée est un cycle d'air régénéré alimenté par du gaz naturel, ayant un taux de compression de 5,5:1 et une température maximale juste en dessous de 1000 °C. La solution identifiée permettrait d'atteindre des rendements de trigénération supérieurs à 50 %, en tirant parti de la variété des demandes thermiques au cours de l'année. La Figure 43 montre le schéma simplifié du module composant le système de trigénération proposé. Comme on peut le voir, le système consiste en une microturbine à gaz, qui agit comme un générateur d'électricité et comme un générateur de gaz à haute température. Ces gaz sont utilisés dans le système pour la production de vapeur, utilisée comme caloporteur, et pour la production de froid, grâce à l'utilisation de refroidisseurs à absorption.

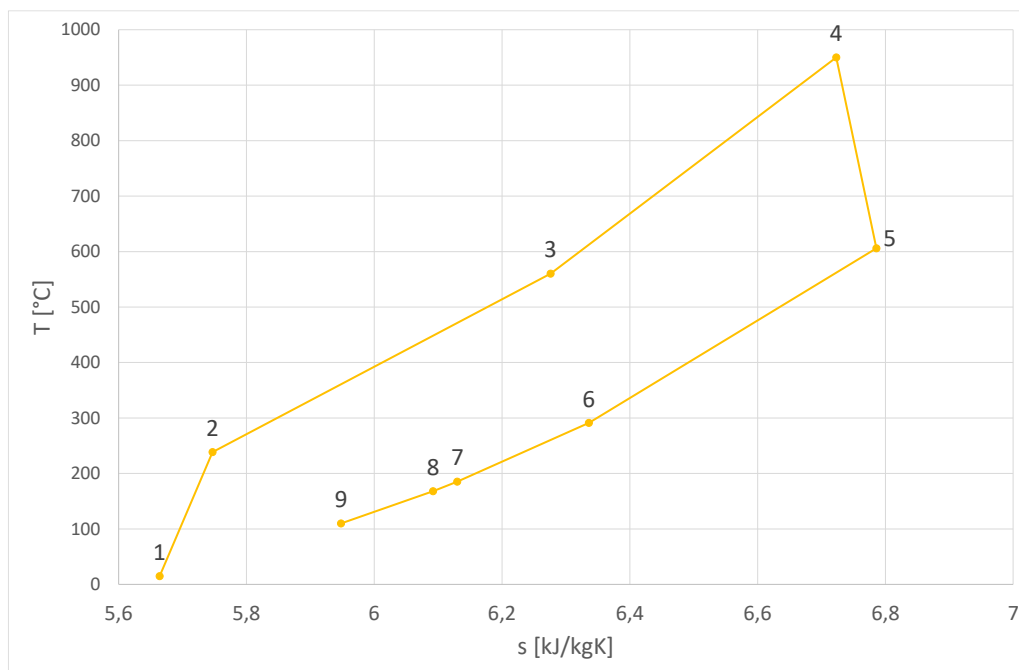
Figure 43 - Schéma de l'installation de trigénération proposée



Source: nt. élaboration

D'autre part, la Figure 44 montre, à titre d'exemple, la représentation dans le plan température-entropie des transformations thermodynamiques se produisant à l'intérieur de l'installation avec une microturbine à gaz.

Figure 44 - Représentation dans le plan thermodynamique des transformations du cycle trigénérateur



Source: nt. élaboration

Pour la réalisation de cette installation, il est possible d'utiliser une unité de turbogaz composée d'un compresseur radial, d'un régénérateur, d'une chambre de combustion canulaire ou en silo et d'une turbine radiale non refroidie. Cette architecture permettrait d'introduire le nouveau système trigénérateur dans le contexte identifié, une fois que les dimensions globales requises auront été vérifiées. Cela permettrait également de réduire au minimum les travaux sur les réseaux de transport de chaleur vers les utilisateurs. La chaleur peut être fournie aux services publics par de la vapeur saturée dans le rôle de caloporteur : grâce aux températures élevées du fluide et au fait de pouvoir avoir l'état de transition vers les services publics, l'utilisation de vapeur à 3 bars absolus (133 °C) est suffisante pour la transmission de la chaleur. Les pressions et températures relativement contenues permettent le choix et l'installation de conduites adaptées au transport de la vapeur selon des solutions peu exigeantes d'un point de vue technique. L'énergie thermique restante pour le chauffage en hiver et le refroidissement en été serait produite au moyen de chaudières à gaz et de climatiseurs électriques (il est probable que les mêmes déjà présents puissent satisfaire à cette exigence) qui fonctionneront en parallèle avec le trigénérateur. Étant donné que la transmission d'énergie thermique chaude ou froide à partir d'une source centralisée impliquerait des complications techniques et économiques supplémentaires, les centrales de trigénération sont généralement situées à proximité des utilisateurs, également dans le but de minimiser les pertes de transmission liées au mouvement de la vapeur surchauffée à des températures moyennes à élevées (environ 130 °C) et des fluides caloporteurs pour la climatisation. Par conséquent, l'installation devra être située de manière à minimiser ces effets, en respectant les contraintes imposées par la topologie du site. L'utilisation de microturbines à gaz facilite le positionnement de l'installation de cogénération, grâce au rapport puissance/taille élevé associé à ces machines : une microturbine à gaz de 200 kW nécessite une surface au sol de l'ordre de 7 mètres carrés, même en incluant les auxiliaires pour le bon fonctionnement et la sécurité de l'installation. Une solution optimale consisterait à placer le turbogaz dans les mêmes espaces que ceux actuellement utilisés pour les chaudières, tandis qu'une

vérification supplémentaire doit être effectuée pour le positionnement des absorbeurs qui, étant nettement plus lourds que les refroidisseurs électriques souvent placés sur les toits, doivent obligatoirement être placés au sol. Du point de vue des résultats attendus suite au remplacement des systèmes de production de chaleur et au retrait de l'électricité du réseau au moyen d'un système trigénérateur tel que celui proposé, il est prévu que la centrale entraîne une augmentation de la consommation de gaz contre une forte réduction du retrait de l'électricité du réseau. Il est possible de faire une évaluation préliminaire du coût associé à l'installation trigénérateur sur la base des données de la littérature et des centrales réalisées. Le coût estimé pour la centrale en question est d'environ 2 400 €/kW de puissance électrique installée ; par conséquent, une solution électrique de 400 kW nécessiterait un investissement d'environ 960 000 €. Un tel système permettrait un retour sur investissement quantifiable d'environ 6 ans. L'estimation de la durée de construction des installations proposées est variable en fonction de la taille à installer et de la conformation spécifique du contexte dans lequel elle s'insère. Dans la mesure du possible, la présence de systèmes préexistants pour la distribution d'un vecteur thermique réduira considérablement le temps nécessaire pour effectuer l'intervention. En supposant, par conséquent, qu'une installation de cogénération de 400 kW soit installée, les délais de mise en œuvre pourraient être estimés à environ 12 mois.

9. ÉTAT DE L'ART ET EXAMEN DES PROFILS EMPIRIQUES RELATIFS AUX APPLICATIONS DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION ET DE TRIGÉNÉRATION DE GNL DANS LA ZONE PORTUAIRE MARITIME AU NIVEAU NATIONAL

Au niveau national, la technologie de cogénération qui implique l'utilisation du GNL, appliquée dans les secteurs maritime et portuaire, est encore dans un état plutôt embryonnaire; la situation est encore plus évidente en ce qui concerne la technologie de trigénération du GNL, puisqu'il n'y a à ce jour aucun cas concret, ni réalisé ni prévu dans le contexte maritime portuaire.

Les activités de recherche menées ont en effet mis en évidence quelques premières études de cas intéressantes en relation avec des projets nationaux et internationaux qui impliquent l'utilisation de la technologie de cogénération pour la réutilisation et la gestion du BOG (boil off gas) généré par les terminaux de regazéification et de stockage marins. et soutage de GNL.

En Italie, au cours des 20 dernières années, il y a eu trois grands projets relatifs aux installations de cogénération au GNL (voir Tableau 16).

Tableau 16: Projets nationaux de cogénération dans le secteur maritime portuaire

PAYS	PORT	TERMINAL	ANNÉE DU PROJET	PROPOSANT	NOTE
ITALIE	La Spezia	Terminal SNAM di Panigaglia	2006	GNL italia S.p.a.	L'installation de cogénération choisie pour l'analyse des incidences sur l'environnement se compose de - Un système de production d'électricité, en parallèle avec le réseau, avec un turbogénérateur d'une taille égale à environ 31,745 MW dans les conditions environnementales de référence (15 °C au niveau de la mer). - Un système de récupération de chaleur sur les gaz d'échappement consistant en un échangeur de chaleur d'une capacité d'environ 35 MW dans les mêmes conditions, pour chauffer l'eau des vaporisateurs. - Auxiliaires et accessoires nécessaires au fonctionnement sûr et efficace des équipements fournis.
ITALIE	Livorno	Terminal OLT Offshore LNG Toscana	2019	OLT	Le système de cogénération prévu consiste en un système de production d'électricité comprenant deux turbogénérateurs à vapeur d'une capacité de 10 MW chacun, deux turbogénérateurs à vapeur d'une capacité de 3,35 MW chacun et des générateurs diesel de secours.
ITALIE	Porto Torres	Terminal di Porto Torres	2017	Matrica S.p.a	Le projet consiste en la construction d'une centrale électrique dual-fuel, alimentée au gaz naturel ou au GPL, qui permettra l'autonomie énergétique des installations de Matrica dans le cadre des interventions prévues sur la chimie verte à Porto Torres. La centrale sera composée d'un turbo-générateur de 5,5 MW et d'une chaudière pour la production de vapeur. L'approvisionnement en GPL sera garanti par un système de connexion avec le réseau de centrales existant.

Source: Nt. élaboration²

² Les informations contenues dans le tableau 4 ont été extraites des sources suivantes : plan directeur du port de Livourne, année 2014, rapport "projet final de transfert de GNL à petite échelle du BTA", mars 2019, rapport "modernisation et adaptation

En ce qui concerne le *terminal de Panigaglia à La Spezia*, GNL Italia S.p.A. a présenté en 2006 une étude d'impact environnemental sur l'installation d'une centrale de cogénération pour l'autoproduction d'électricité dans la zone portuaire de Panigaglia. L'initiative de GNL Italia à cet égard découle de la nécessité de répondre à diverses exigences, notamment:

- ✓ Assurer la couverture annuelle des besoins en électricité de l'installation;
- ✓ Récupération de la chaleur contenue dans les gaz d'échappement de la turbine en l'utilisant dans le processus de regazéification du GNL, avec des économies de gaz combustible pour les brûleurs des vaporisateurs à flamme immergée ;
- ✓ Alimentation du réseau de tout surplus d'électricité produit, conformément aux limites imposées par le législateur aux fins de la reconnaissance du statut d'autoprodacteur (entité industrielle qui consomme au moins 70% de l'énergie annuelle produite pour ses propres besoins, avec l'avantage de pouvoir vendre au réseau le surplus de production résultant des besoins thermiques nécessaires à des fins technologiques).

L'installation de cogénération choisie pour l'analyse des incidences sur l'environnement comprend:

- ✓ Un système de production d'électricité, en parallèle avec le réseau, avec un turbo-générateur d'une capacité d'environ 31 745 MW dans des conditions environnementales de référence (15 °C au niveau de la mer).
- ✓ Un système de récupération de chaleur sur les gaz d'échappement consistant en un échangeur de chaleur d'une capacité d'environ 35 MW dans les mêmes conditions, pour chauffer l'eau des vaporisateurs.
- ✓ Auxiliaires et accessoires nécessaires au fonctionnement sûr et efficient des équipements fournis.

Pendant la phase de conception, la centrale de cogénération a été mise en place pour fonctionner en parallèle avec le réseau afin de pouvoir transférer tout surplus d'électricité ; en cas de perte du réseau parallèle, la centrale est capable de fonctionner temporairement en isolation pour maintenir la centrale GNL en fonctionnement.

Le fonctionnement de la centrale de cogénération et du système de récupération est le suivant : la chaleur contenue dans les gaz d'échappement de la turbine est envoyée par des conduits isolés à un récupérateur pour chauffer un fluide intermédiaire (H₂O). L'eau chauffée est ensuite acheminée par des tuyaux passant par des racks³ vers les réservoirs des vaporisateurs à flamme submergée 5+1 de type 20-XF-02 A/B/C/D/E/F contribuant à fournir la chaleur nécessaire à la vaporisation du GNL.

L'eau déminéralisée, après avoir transféré la chaleur sensible de la vaporisation au GNL, est recueillie dans un réservoir de stockage/réintégration et est envoyée à l'échangeur de chaleur à l'aide des pompes 20-P-02A/B pour être réchauffée.

de l'usine de GNL de Panigaglia", année 2006, sites web <https://www.ccj-online.com/4q-2012/plant-reports-ecoelectrica-lp/> et <http://www.gasprocessingnews.com/news/ferc-approves-lng-import-terminal-expansion-in-puerto-rico.aspx>

³ Les structures métalliques industrielles du type Pipe Rack (c'est-à-dire les "pipe racks") remplissent la double fonction de sécuriser les installations et d'optimiser l'espace, et peuvent être utilisées aussi bien à l'extérieur qu'à l'intérieur des environnements de travail.

La centrale est donc équipée d'un système de récupération de la chaleur sur les gaz d'échappement de la turbine dans le processus de regazéification du GNL (chauffage de l'eau du vaporisateur), ce qui assure des économies importantes de chaleur (environ 35 000 kW) et, par conséquent, de gaz combustible. Le GNL vaporisé avec récupération est égal à environ 183 t/h (tonnes par heure) ;

À ce jour, le projet de terminal de Panigaglia n'a pas encore été approuvé et le projet est toujours en discussion.

Un autre projet inhérent à la construction d'une centrale de cogénération de GNL dans la zone portuaire maritime au niveau national est celui du terminal de GNL offshore de l'OLT en Toscane.

Le projet présenté en mars 2019 par l'OLT prévoit que le terminal sera équipé d'un système de gestion et de récupération des cogénérations de type BOG.

Le système de cogénération prévu consiste en un système de production électrique comprenant une centrale à vapeur composée de deux turbogénérateurs à vapeur d'une capacité de 10 MW chacun, deux turbogénérateurs à vapeur d'une capacité de 3,35 MW chacun et des générateurs diesel de secours. La vapeur nécessaire pour alimenter les turbines est produite par deux chaudières à gaz (d'une capacité de 40 MWt chacune). Ces chaudières sont conçues pour utiliser le GN (gaz naturel) provenant du GNL BOG comme principal fluide combustible et le MGO (gazole marin) en cas de fonctionnement non normal. Le projet de centrale de cogénération de GNL mentionné dans le BTA est toujours en cours de discussion.

Enfin, un autre exemple de projet de centrale de cogénération de GNL dans la zone portuaire au niveau national, déposé pour autorisation environnementale auprès du Service des évaluations environnementales du Département régional de la défense de l'environnement en 2017, est l'étude environnementale préliminaire liée au projet "Installation d'une nouvelle centrale de cogénération desservant l'usine Matrìca à Porto Torres" présentée par la société Matrìca SpA.

Le projet consiste en la construction d'une centrale électrique bicarburant, alimentée au gaz naturel ou au GPL, qui permettra l'autonomie énergétique des usines de Matrìca dans le cadre des interventions prévues sur la chimie verte à Porto Torres. La centrale sera composée d'un turbo-générateur de 5,5 MW et d'une chaudière pour la production de vapeur. L'approvisionnement en GPL sera assuré par un système de connexion avec le réseau de centrales existant. Dans le cas de l'utilisation du méthane, cependant, l'approvisionnement se fera avec un système spécifique de stockage et de vaporisation du GNL.

Le projet a été approuvé par la région de Sardaigne à la fin de 2017, accordant à la société proposante cinq ans pour construire la centrale.

10. CO- ET TRI-GÉNÉRATION DANS LE DOMAINE MARITIME PORTUAIRE : LES MEILLEURES PRATIQUES AU NIVEAU INTERNATIONAL

Comme déjà mentionné, il n'existe à ce jour aucun cas d'application de centrales de trigénération de GNL dans la zone portuaire maritime, pas même au niveau international ; cependant, les activités de recherche menées ont mis en évidence l'existence de divers cas de centrales de cogénération de GNL, en soulignant que dans certaines circonstances ce type de centrale peut constituer une solution technologique valable d'un point de vue environnemental mais aussi économiquement durable.

Parmi les différentes affaires internationales, l'analyse de rentabilité du terminal GNL de Porto Rico mérite un examen plus approfondi, étant donné le fort impact que ce terminal a sur la production d'électricité pour le réseau national et d'eau douce.

Au début des années 1990, l'autorité de l'énergie électrique de Porto Rico (PREPA) a reconnu la nécessité d'ajouter 1 200 MW de nouvelle capacité électrique d'ici l'an 2000 pour suivre la croissance annuelle prévue de la demande d'énergie de 3 -4 %.

En juin 1995, le PREPA disposait d'une capacité de production d'électricité qui dépassait légèrement sa charge maximale de 2 748 MW et ne pouvait pas financer la nouvelle capacité de production sans risquer une dégradation de sa notation de crédit (la dette senior non garantie du PREPA était notée BBB+ par Standard and Poor's et Baa1 par Moody's).

En réponse aux défis financiers, techniques et environnementaux liés à l'ajout de nouvelles capacités de production, le PREPA s'est tourné vers l'industrie énergétique indépendante internationale.

Le PREPA a évalué plus d'une douzaine de propositions de projets énergétiques indépendants.

La proposition d'EcoEléctrica au PREPA est arrivée à point nommé et a été approuvée en 1994 : importer du GNL sur l'île de Porto Rico et l'utiliser pour alimenter une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné de 500 MW, avec du GPL comme combustible de secours.

Le projet *EcoEléctrica* sur l'île de Porto Rico, un territoire des États-Unis, a ainsi été le premier projet au monde faisant l'objet d'un terminal de réception de gaz naturel liquéfié indépendant et privé, couplé à une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné (GNL) d'une puissance nominale de 500 MW.

La construction du terminal, achevée en 2000, a donné naissance à un terminal doté d'installations de réception, de stockage et de regazéification de GNL d'une capacité nominale de deux millions de barils (318 000 m³), d'un réservoir de stockage de GNL d'une capacité brute d'un million de barils (159 000 m³), d'une installation d'accostage de méthaniers de classe mondiale (15 000 m³ à 137 000 m³) et d'un quai de 533 m (Figure 45).

Figure 45: Projet EcoEléctrica sur l'île de Porto Rico ; terminal GNL couplé à une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné



Source: <https://www.ccj-online.com/4q-2012/plant-reports-ecoelectrica-lp/>

L'électricité produite par EcoEléctrica, qui constitue 20% de l'énergie totale produite sur l'île de Porto Rico, est transmise au réseau électrique exploité par la Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), plus précisément elle est transférée à la centrale thermique de la PREPA à Costa Sur, à environ 2-3 miles de distance, via un pipeline de 20 pouces à la limite de la centrale de Costa Sur.

La centrale EcoEléctrica, rattachée au terminal, est composée de deux turbines à combustion Westinghouse 501F⁴ d'une capacité nominale de 160 MW ; et d'une turbine à vapeur Toshiba, d'une capacité nominale de 214 MW, cette dernière fonctionnant grâce à l'énergie générée par la chaleur résiduelle des gaz d'échappement sous forme de vapeur qui est utilisée pour alimenter à la fois cette turbine à vapeur et une usine de dessalement.

Enfin, la solution EcoEléctrica pour Porto Rico comprend également un avantage supplémentaire pour l'île : l'eau douce. La côte sud de Porto Rico est naturellement sèche, et la Puerto Rico Aqueduct and Sewerage Authority (PRASA), ainsi que la PREPA, ont besoin de nouvelles sources d'approvisionnement en eau douce. EcoEléctrica, grâce à l'énergie thermique sous forme de vapeur basse pression produite par le système de cogénération (CHP), a construit et exploite une usine de distillation multiple (MED) de 7 570 m³/jour (2,0 millions de gallons) pour répondre à ses besoins en eau douce et approvisionner la PRASA en eau.

En 2017, EcoElectrica a obtenu l'approbation de la "Federal Energy Regulatory Commission" américaine pour l'expansion de la capacité de regazéification du terminal. L'expansion s'élève à environ 93 millions de pieds cubes standard par jour (pi³ standard) qui serviront principalement à alimenter en

⁴ L'énergie cryogénique produite par le terminal GNL (transférée via une boucle de refroidissement à circulation d'eau/glycol), en plus de la production d'énergie électrique et thermique, est utilisée pour refroidir l'air entrant des turbines à combustion Westinghouse dans le climat tropical de Porto Rico (température moyenne de l'air du site de 27°C).

L'utilisation du refroidissement de l'air d'admission sur les turbines à combustion permet d'augmenter la puissance et le rendement du carburant. À son tour, la chaleur ambiante rejetée par l'air d'entrée de la turbine à combustion et d'autres sources de chaleur résiduelle sont utilisées pour vaporiser le GNL afin de l'utiliser comme combustible dans les turbines à combustion.

combustible deux unités de vapeur conventionnelle d'une puissance nominale de 400 MW à la centrale électrique Costa Sur de la Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA).

References

1. Key world energy statistics, years 2000–2015, IEA, Paris.
2. <https://www.eia.gov/tools/models/> (accessed 18 April 2016).
3. World Energy Outlook 2000, IEA. Paris, 2000.
4. <http://www.indexmundi.com/energy/?product=total-primary-energy&graph=consumption>
5. Gadgets and Gigawatts, IEA, ISBN 978-92-64-05953-5, Paris, 2010.
6. <http://www.worldwatch.org/node/5924>
7. <http://www.indexmundi.com/commodities/>
8. Frangopoulos C. A., Cogeneration: technologies, optimisation and implementation, 2017
9. New Lens Scenario, a shift in perspectives for a world in transition, Shell International BV, March 2013.
10. <http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/global-fundamentals/fundamentals>
11. Rahman et. al - Thermodynamic performance analysis of gas-turbine power-plant, 2011
12. Ingesson G., Model-Based Control of Gasoline Partially Premixed Combustion
13. Hillion et al, Open-loop combustion timing control of a Spark-Ignited engine January 2009 Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control
14. Abbott M.M., Van Ness H.C. Thermodynamics. Schaum Outline Series. New York: McGraw-Hill; 1976.
15. European Standard EN 16726: 2015 on Quality of gas – Group H
16. Schutting E., Neureiter A., Fuchs C., et al. ‘Miller- und Atkinson – Zyklus am aufgeladenen Dieselmotor’, MTZ 06/2007 Jahrgang 68
17. Klimstra J. ‘Optimum Load Step Response of Fuel-Injected Reciprocating Gas Engines’, CIMAC paper no. 215, CIMAC Congress 2004, Kyoto.
18. <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/engines-generating-sets/diesel-engines/wartsila-31>
19. Jedfelt D., Etelaaho R., Korhonen T. ‘Energy-Efficient Operation of a Biomass-Fired CHP Plant’. PowerGen Europe Conference; Vienna, 2013.
20. Nouman J. Comparative studies and analyses of working fluids for Organic Rankine Cycles – ORC. Master of Science Thesis EGI-2012-086MSC, KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, 2012.
21. <https://www.giz.de/en/downloads/giz2014-en-market-potential-study-organicrankine-cycle-technology-india.pdf>
22. Klimstra J. ‘A showcase for cogeneration’, Decentralized Energy, Issue 1 (January/February), 10–13, 2016
23. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. An EU Strategy on Heating and Cooling, Brussels, 16.2.2016, COM (2016) 51, final
24. Environmental Impact of Swimming Pools. Published by Stichting Simular. <https://www.milieubarometer.nl/voorbeelden/zwembad/>.
25. Bohdanowicz P., Churie-Kallhange A. Martinac I., and Rezachak D. ‘Energy efficiency and conservation in hotels – towards sustainable tourism.’ Fourth International Symposium on Asia Pacific Architecture, Hawaii, April 2001. <http://www.greenthehotels.com/eng/Bohd>

26. Proven Power Solutions from Biomass And Waste. Published by Valmet, Finland. [http://www.valmet.com/Valmet/products/Vault2MP.nsf/BYWID/WID-140317-2256E-074E6/\\$File/HPGB_B_2300_016-02.pdf?OpenElement](http://www.valmet.com/Valmet/products/Vault2MP.nsf/BYWID/WID-140317-2256E-074E6/$File/HPGB_B_2300_016-02.pdf?OpenElement).
27. Visser K. 'Waste heat recovery for desalination from steam power plants'. Water on Line, April 17, 2014. <http://www.wateronline.com/doc/waste-heatrecovery-for-desalinationfrom-steam-power-plants-0001>.
28. 'Desalination by distillation'. <http://www.oas.org/dsd/publications/unit/oea59e/ch21.htm>
29. Horlock J.H. Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP). Malabar, FL: Krieger; 1997.
30. Nesheim S.J., Ertesva g I.S. 'Efficiencies and indicators defined to promote combined heat and power'. Energy Conversion & Management. 2007;
31. Verbruggen A. 'The merit of cogeneration: measuring and rewarding performance'. Energy Policy. 2008; 36:3069–3076.
32. Frangopoulos C.A. 'A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive'. Energy. 2012; 45:52–61.
33. Zie b ik A., Malik T., Liszka M. 'Thermodynamic evaluation of CHP (combined heat and power) plants integrated with installations of coal gasification'. Energy. 2015; 92:179–188.
34. Hatsopoulos G.N., Keenan J.H. Principles of General Thermodynamics. Huntington, WV: Krieger; 1981.
35. Gyftopoulos E.P., Beretta G.P. Thermodynamics: Foundations and Applications. New York, NY: Macmillan; 1991
36. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)
37. ILCD Handbook International Reference Life Cycle Data System – Analysis of existing Environmental Impact Assessment methodologies for use in Life Cycle Assessment. European Commission Joint Research Centre. Institute for Environmental and Sustainability, European Union 2010.
38. Goedkoop M., Heijungs R., Huijbregts M.A.J., et al. ReCiPe 2008. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. First edition. Report I: Characterisation. 2009. RIVM report.
39. Bickel P., Friedrich R. ExternE Externalities of Energy. Methodology Update. European Commission, 2005. www.externe.info
40. Szargut J. Exergy Analysis: Technical and Ecological Applications. Southampton: WIT-Press; 2005.
41. Stanek W., Bia lecki R. 'Can natural gas warm the climate more than coal?' Fuel. 2014; 136:341–348.
42. Szargut J., Zie b ik A. Combined heat and electricity production – Cogeneration. Polish Academy of Science. Katowice – Gliwice, 2007 (in Polish).
43. Frangopoulos C.A. 'A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive'. Energy. 2012; 45:52–61.
44. Krewitt W., Trukenmueller A., Mayerhofer P. EcoSense – An integrated tool for environmental impact analysis. In: H. Kremers and W. Pillmann (eds.). Space and Time in Environmental Information Systems; Umwelt-Informatik aktuell, Band 7. Marburg: Metropolis-Verlag, 1995.

45. Directive 2002/49/EC of the European Parliament and of the Council of 25 June 2002 related to the assessment and management of environmental noise.
46. Directive 2002/44/EC of the European Parliament and the Council of 25 June 2002 on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (vibration).
47. Directive 2006/42/EC of the European Parliament and the Council of 17 May 2006 on machinery and amending Directive 95/16/EC (recast)