

# **ANNEXE A - Méthodologie pour l'évaluation des avantages environnementaux découlant des scénarios d'utilisation et de distribution du GNL: application au cas d'étude de la Région Sardaigne.**

## **[analyse approfondie du livrable T3.6.1]**

Cette étude a été développée dans le domaine du Projet SIGNAL - Stratégies transfrontalières pour la valorisation du Gaz Naturel Liquide, co-financé du Programme INTERREG Maritime Italie-France 2014-2020.

Informations sur le document	
Code de produit	
Titre de produit	
Code Activité	
Titre Activité	
Code Composante	
Titre Composante	
Entité chargée de l'établissement du document	
Version	
Date	

Version	Date	Extenseur(s)	Description des modifications



Cette œuvre est distribuée sous Licence Creative Commons Attribution - Partager de la même manière 4.0 International ([CC BY-SA 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/))

## Sommaire

<b>Indice des figures</b>	<b>3</b>
<b>Indece des tableaux</b>	<b>4</b>
<b>7.1 Objet du document</b>	<b>5</b>
<b>7.2 Introduction</b>	<b>5</b>
<b>7.3 Notes</b>	<b>6</b>
<b>7.4 Analyse des effets nefastes pour les polluants considérés</b>	<b>6</b>
7.4.1 Monoxyde de carbone (CO)	6
7.4.2 Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	7
7.4.3 Oxyde de soufre (SO <sub>x</sub> )	7
7.4.4 Oxyde d'azote (NO <sub>x</sub> )	7
7.4.5 Particules fines (PM10 e PM2.5).	7
<b>7.6 Méthodologie d'évaluation des bénéfices environnementaux</b>	<b>9</b>
7.6.1 Consommation finale d'énergie	9
7.6.2 Facteurs d'émission	9
7.6.3 Calcul des émissions - Situation actuelle	1
7.6.4 Calcul des émissions - Scénario "de base" et "haute pénétration"	4
<b>7.7 Résultats Analyse Environnementale - Secteurs Résidentiel, Tertiaire, Industriel et Transport Maritime</b>	<b>8</b>
<b>7.8 Résultats Analyse Environnementale - Secteur Thermoélectrique</b>	<b>10</b>
<b>7.9 Résultats de l'analyse environnementale - Secteur des transports terrestres</b>	<b>12</b>
<b>7.10 EU Emission Trading System</b>	<b>15</b>
<b>7.11 Conclusion</b>	<b>18</b>

## Index des figures

<b>Figure 1 : Émissions total annuelles (en tonnes) subdivision par scénarios et polluants: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b)</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>Figure 2 : Émissions de CO2 pour les trois scénarios analysés</b>	<b>9</b>
<b>Figure 3 : Émissions annuelles totales (en tonnes) subdivision par scénarios et polluants: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b) – SECTEUR THERMOÉLECTRIQUE</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>Figure 4 : Émissions de CO2 pour les trois scénarios analysés - SECTEUR THERMOÉLECTRIQUE</b>	<b>11</b>
<b>Figure 5 : Série historique de la valeur quotidienne des titres ETS en Euro – Fonte: ember-climate.org</b>	<b>17</b>

## Indice des tableaux

<b>Tableau 1: Consommation d'énergie finale pour l'année 2019 - Source : rapport T 3.3.1 "La demande de GNL en Sardaigne et le réseau routier"</b>	<b>10</b>
<b>Tableau 2: Catégories de combustibles pour le calcul des facteurs d'émission TIER 1 - EMEP/EEA Handbook</b>	<b>11</b>
<b>Tableau 3: Facteurs d'émission par secteur et par polluant</b>	<b>1</b>
<b>Tableau 4: Puissance calorifique inférieur pour chaque combustible analysé</b>	<b>1</b>
<b>Tableau 5: Exemple de calcul des émissions annuelles totales, secteur résidentiel et tertiaire</b>	<b>2</b>
<b>Tableau 6: Émissions totales, Région Sardaigne pour l'année 2019</b>	<b>3</b>
<b>Tableau 7: Émissions annuelles totales, secteur thermoélectrique</b>	<b>3</b>
<b>Tableau 8: Projections de la consommation finale d'énergie en 2030 selon les scénarios</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>Tableau 9: Exemple de calcul des émissions annuelles totales, secteur résidentiel, scénarios BASE et FORTE PÉNÉTRATION</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>Tableau 10 : Variations annuelles totales en pourcentage</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>Tableau 11 : Variation annuelle en pourcentage des émissions totales - SECTEUR THERMOÉLECTRIQUE</b>	<b>11</b>

## 7.1 but du document

L'objectif du présent document est d'indiquer et d'analyser l'une des possibles méthodologie pour l'évaluation des avantages environnementaux, liés à la transition des scénarios actuels de consommation et de mélange énergétiques vers une utilisation plus répandue du Gaz Naturel Liquide (GNL) comme combustible.

## 7.2 Introduction

Dans ce rapport, on a analysé le cas d'étude de la Sardaigne, dont les consommations ont été divisées en secteurs :

- Résidentiel ;
- Tertiaire ;
- Industriel ;
- Transport maritime ;
- Transports terrestres ;
- Production thermoélectrique à grande échelle

En outre, l'analyse s'est concentrée sur un groupe spécifique de polluants, communément considérés dans la littérature comme significatifs pour une comparaison en termes de bénéfices environnementaux. Les polluants analysés dans ce document sont les suivants :

- Monoxyde de carbone (CO) ;
- Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) ;
- Oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) ;
- Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) ;
- Particules fines (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>).

Les données sur la consommation d'énergie sont présentées dans le rapport T.3.3.1 "La demande de GNL en Sardaigne et le réseau de distribution routier". Elles représentent des valeurs agrégées par secteur, à l'échelle annuelle et subdivisées par type de combustible avec lequel ces besoins sont satisfaits. De cette façon, il est possible d'agréger de manière suffisamment exhaustive les consommations énergétiques de la Région Sardaigne, tout en maintenant un niveau de détail permettant l'analyse en termes " d'agressivité" du GNL pour les différents secteurs. Cela signifie que des hypothèses sont envisagées quant au passage éventuel vers le GNL pour ce secteur spécifique : par exemple, dans le domaine résidentiel, il est peu probable que les utilisateurs d'une nouvelle centrale de pompe à chaleur électrique décident de se convertir à l'utilisation du GNL. Vice-versa, ceux qui utilisent encore des installations à gasoil pourront trouver dans le gaz naturel une alternative valable. Cette analyse a été effectuée pour tous les secteurs pertinents et est expliquée en détail au chapitre 3 "Potentiels de pénétration du méthane en Sardaigne" du rapport T.3.3.1. Dans le même chapitre, deux scénarios d'évolution différents sont analysés, tous deux pris en compte dans l'analyse des bénéfices environnementaux. Les scénarios proposés fixent l'horizon 2030, mais avec des différences importantes. Le scénario "BASE" imaginez qu'il n'y a pas essentiellement de mesures particulières pour soutenir la transition vers le GNL, en supposant que les mesures de politique environnementale ne soient pas respectées

(zones SECA, cadre réglementaire ARERA, dispositions du PNIEC). Contrairement, le scénario "HAUTE PÉNÉTRATION (AP)" suppose que des mesures de soutien soient prises pour la diffusion du GNL et du GNC et la mise en œuvre de toutes les mesures de politique environnementale énumérées précédemment.

L'analyse des bénéfices environnementaux est fondée sur l'évaluation des incidences sur l'environnement (en termes de production annuelle de polluant, exprimée en tonnes) pour chaque secteur considéré, en utilisant des facteurs d'émission spécifiques pour chaque substance. L'impact a été calculé pour la situation actuelle et pour les deux scénarios décrits au préalable. Deux comparaisons ont été effectuées : la situation actuelle par rapport au scénario BASE et la situation Base par rapport au scénario AP. La comparaison des résultats permet d'évaluer les bénéfices environnementaux en termes d'émissions évitées.

### 7.3 Notes

Le secteur "Production thermoélectrique à grande échelle" a été analysé individuellement, car il jouit d'une importance qui peut justifier une éventuelle reconversion du secteur thermoélectrique sarde sans que les autres secteurs soient concernés.

En outre, le secteur des "transports terrestres" a également été analysé individuellement. Cela a été nécessaire compte tenu de la complexité du secteur et de la nécessité d'appliquer une méthodologie spécifique pour l'évaluation des bénéfices environnementaux, qui sera expliquée séparément.

### 7.4 Analyse des effets néfastes pour les polluants considérés

On trouvera ci-dessous une liste des principaux effets néfastes des polluants analysés.

#### 7.4.1 Monoxyde de carbone (CO)

Le monoxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et insipide, légèrement moins dense que l'air. S'il présente des concentrations supérieures à 35 ppm environ, il est très toxique pour les organes qui utilisent l'hémoglobine pour transporter l'oxygène à l'intérieur de l'organisme. En fait, le monoxyde de carbone est considéré comme un'émotoxine, parce qu'en se liant fermement à l'ion fer de l'hémoglobine entrave le transport de l'oxygène dans le sang.

Le monoxyde de carbone est produit dans tous les procédés de combustion qui se produisent en défaut d'air : le manque d'oxygène empêche l'oxydation complète de toutes les molécules de combustible, produisant ainsi du monoxyde de carbone. Même une mise au point non optimale de l'appareil de combustion peut augmenter la génération de CO, par exemple si dans la chambre de combustion se forment des zones à faible concentration d'oxygène dues à un mélange peu efficace. L'oxydation partielle implique qu'il est encore possible de brûler le monoxyde de carbone, qui peut être considéré comme une perte en termes énergétiques, avec effet négatif pour l'efficacité du système qui l'a généré.

#### 7.4.2 Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)

Le dioxyde de carbone est un gaz inerte qui n'a pas d'effet direct sur la santé, mais qui peut devenir dangereux si les concentrations dans l'air deviennent trop élevées, car il présente un risque d'étouffement. C'est un gaz normalement produit par les activités de respiration cellulaire et de combustion. La nocivité de ce gaz est inhérente aux quantités produites par une multitude d'activités anthropiques et naturelles, et est considérée comme l'une des principales causes du changement climatique mondial.

#### 7.4.3 Oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>)

Les oxydes de soufre comprennent l'anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>) et l'anhydride sulfurique (SO<sub>3</sub>), dont les caractéristiques sont : l'absence de couleur, l'odeur âcre et piquante et la réactivité élevée au contact avec l'eau. Ils sont généralement appelés SO<sub>x</sub>. Ils proviennent des procédés de combustion lorsque le combustible contient du soufre dans sa composition chimique (par exemple, certains types de charbon ou de dérivés lourds du pétrole). Utiliser des combustibles naturellement pauvres en soufre (comme le gaz naturel) réduit fortement la production d'oxydes de soufre, allant jusqu'à l'élimination totale si le combustible ne contient pas de soufre. Les effets toxiques des oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) se manifestent parce que ces composés peuvent atteindre les voies respiratoires périphériques et les alvéoles, et devenir importants lors de la détermination des affections respiratoires profondes. En outre, ces composés sont dangereux pour l'environnement, car ils sont à l'origine de la formation d'acide sulfurique lorsqu'ils entrent en contact avec l'eau. Dans le passé, on a observé des pluies acides dues à la formation de grandes quantités d'acide sulfurique dans l'atmosphère, à la suite de fortes concentrations d'oxydes de soufre.

#### 7.4.4 Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)

Les oxydes d'azote comprennent différents composés issus des procédés de combustion. Le terme NO<sub>x</sub> désigne généralement les deux principaux composés de la pollution atmosphérique, à savoir l'oxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>).

Les processus qui sont à la base de la formation de ces substances dépendent fortement des températures auxquelles la combustion a lieu, et de la présence d'azote à la fois dans l'air comburant et dans le combustible (par exemple la biomasse). On estime que la principale fonte de production de NO<sub>x</sub> soit le trafic automobile, en particulier les moteurs diesel.

Les oxydes d'azote ont des effets sur la santé similaire à ceux provoqués par les oxydes de soufre, avec des effets néfastes principalement sur l'appareil respiratoire, à tous les niveaux.

En revanche, les effets sur l'environnement sont liés à la formation de smog photochimique, y compris la production d'ozone en atmosphère (O<sub>3</sub>). Comme pour les oxydes de soufre, des composés d'acides (acide nitrique) peuvent se former en présence d'eau, qui finissent par retomber sur la surface terrestre sous forme de précipitation. En cas d'exposition prolongée à de tels phénomènes, des dommages peuvent être constatés sur l'appareil foliaire et sur les tissus végétaux exposés.



#### 7.4.5 Particules fines (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>)

Les particules renferment un grand nombre de substances solides et liquides, qui se trouvent en suspension dans l'atmosphère. La nature de ces substances peut être très variée, à la fois naturelle et artificielle. La référence à la taille des particules détermine la nomenclature spécifique : PM<sub>10</sub> désigne les particules dont le diamètre est égal ou inférieur à 10 nanomètres, de même que PM<sub>2.5</sub> désigne les particules dont le diamètre est inférieur à 2,5 nanomètres.

Dans ces deux catégories, il existe de nombreux mécanismes de production de particules, notamment la combustion (par ex. véhicules à moteur, centrales électriques) et l'usure des matériaux (par ex. consommation de pneus, de freins et d'asphalte). La production au cours de la combustion dépend de la qualité du procédé et des caractéristiques du carburant : par exemple, dans les moteurs diesel, la faible volatilité du gazole entraîne une combustion incomplète des microgouttelettes de combustible injectées à l'intérieur des cylindres, entraînant la production d'incombustibles de très petite taille.

La dangerosité de ces substances est directement liée à leur composition et à leur taille, car elles réussissent à franchir les barrières cellulaires des alvéoles pulmonaires, en entrant potentiellement dans le flux sanguin. En plus d'augmenter l'incidence des maladies respiratoires, telles que la bronchite, peut également augmenter l'apparition de tumeurs des voies respiratoires.

La présence de fortes concentrations de particules dans l'environnement peut avoir des effets similaires à ceux énumérés pour les oxydes d'azote et de soufre, par ailleurs, les poussières ont des effets sur la propagation et l'absorption du rayonnement solaire, la visibilité atmosphérique et les processus de condensation de la vapeur d'eau (en favorisant le smog et les brouillards).

## 7.6 Méthode d'évaluation des avantages environnementaux

Ce chapitre détaillera la méthodologie utilisée pour évaluer les avantages environnementaux de l'utilisation du GNL en tant que combustible pour remplacer les produits fossiles traditionnels tels que le gazole, le GPL, le charbon, etc.

### 7.6.1 Consommation finale d'énergie

Le point de départ essentiel d'une telle analyse est dans la collecte des données relatives à la consommation finale d'énergie pour la zone considérée. Ces informations sont généralement mises à disposition par les gestionnaires de l'énergie, les autorités publiques ou mêmes les autorités locales.

Ces données sont essentielles pour définir la situation actuelle, c'est-à-dire qu'elles sont en mesure de fournir toutes les informations nécessaires pour caractériser les profils des besoins énergétiques des secteurs considérés.

Plus l'analyse doit être détaillée, plus les données doivent être désagrégées et spécifiques à ces secteurs particuliers. Notamment, il est nécessaire de connaître le bouquet de combustibles qui sont utilisés pour répondre à la demande d'énergie primaire spécifique du secteur considéré. Ceci est très important pour pouvoir définir a priori quelles données sont nécessaires pour pouvoir poursuivre l'analyse (caractéristiques des combustibles, polluants, facteurs d'émission).

Pour la présente analyse, la consommation finale d'énergie considérée, pour la région Sardaigne, a été indiquée dans le tableau 1, l'année de référence étant 2019.

Les chiffres présentés dans le tableau 1 représentent le scénario actuel, dont les niveaux d'émission pour les polluants considérés serviront de référence pour évaluer les éventuels avantages environnementaux liés à la transition vers une utilisation plus répandue du GNL en tant que combustible.

### 7.6.2 Facteurs d'émission

Le deuxième élément clé pour la bonne approche méthodologique de cette analyse est l'identification des facteurs d'émission. En général, les facteurs d'émission sont considérés comme des coefficients qui, multipliés par une valeur exprimant soit la quantité d'énergie ou la quantité de combustible considérée, permettent d'obtenir une estimation de la substance polluante rejeté dans l'environnement à la suite du procédé considéré.

On peut en déduire que les facteurs d'émission sont très spécifiques et doivent donc être choisis en tenant compte du fait que :

- les facteurs d'émission dépendent du polluant considéré ;
- le procédé ou les activités qui sont à l'origine de la substance influencent le facteur d'émission (par exemple combustion, production métallurgique) ;
- la technologie utilisée dans le processus/transformation qui est à l'origine du polluant doit être considérée (par exemple, pour la combustion, la turbine à gaz et la chaudière) ;

Tableau 1 : Consommation d'énergie finale pour l'année 2019 - Source : rapport T 3.3.1 "La demande de GNL en Sardaigne et le réseau de distribution routier"

<b>Residenziale</b>	
<i>Tot GASOLIO 2019</i>	94 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	106 ktep
<b>Terziario</b>	
<i>Tot GASOLIO 2019</i>	8 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	8 ktep
<b>Industriale</b>	
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	75 ktep
<i>Tot OLIO COMB 2019</i>	75 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	35 ktep
<b>Trasporti</b>	
<i>Tot Leggero 2019</i>	905 ktep
Gasolio Leggero 2019	724 ktep
Benzina Leggero 2019	253.4 ktep
GPL Leggero 2019	18.1 ktep
<i>Tot GASOLIO Pesante 2019</i>	104 ktep
<i>Tot Marino 2019</i>	185 ktep
Olio Comb Marino 2019	157.25 ktep
Gasolio Marino 2019	27.75 ktep
<b>Termoelettrico</b>	
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	183 ktep

Bien entendu, cette approche détaillée n'est pas toujours applicable, surtout dans le cas d'analyses à grande échelle. Les facteurs d'émission utilisés dans cette analyse ont été tirés du "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019"<sup>1</sup> qui est lié à une vaste base de données contenant les facteurs d'émission pour de nombreux secteurs (civil, industriel, minier, chimique, des transports, etc.) ainsi que pour un grand nombre de polluants (monoxyde de carbone, oxydes de soufre et d'azote, VOC, métaux lourds,

<sup>1</sup> Disponible online: <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>

particules, et bien d'autres). La base de données fournit également différents niveaux de détail et de spécificité croissante pour la détermination des facteurs d'émission, appelés TIER 1, TIER2, TIER3.

Dans cette étude, l'échelle d'analyse étant égale à une région entière, les facteurs d'émission ont été choisis parmi les TIER 1, qui sont déterminés en tenant compte d'une technologie de production et d'un système d'abattement typiques pour le secteur considéré. Lorsque des technologies spécifiques ou des systèmes antipollution particuliers doivent être envisagés, il convient de se référer à des facteurs de réduction du TIER 2 ou 3.

L'approche TIER 1 regroupe les combustibles en macro-catégories permettant une agrégation plus facile des facteurs d'émission. On trouvera ci-après, dans le Tableau 2, la définition de ces catégories, telles que définies dans le manuel EMEP/EEA:

Tableau 2 : Catégories de combustibles pour le calcul des facteurs d'émission TIER 1 - EMEP/EEA Handbook

Tier 1 Fuel type	Associated fuel types
Hard coal	Coking coal, other bituminous coal, sub-bituminous coal, coke, manufactured 'patent' fuel
Brown coal	Lignite, oil shale, manufactured 'patent' fuel, peat
Gaseous fuels	Natural gas, natural gas liquids, liquefied petroleum gas, refinery gas (EFs for refinery gas are available in section 4.2), gas works gas, coke oven gas, blast furnace gas
Heavy fuel oil	Residual fuel oil, refinery feedstock, petroleum coke, orimulsion, bitumen
Light oil	Gas oil, kerosene, naphtha, shale oil
Biomass	Wood, charcoal, vegetable (agricultural) waste

Il est important de noter que, pour le dioxyde de carbone, le Handbook EMEP/EEA ne fournit pas de valeurs pour les facteurs d'émission. Pour cette raison, une deuxième fonte (facteurs d'émission pour la production et la consommation d'électricité en Italie - ISPRA, 2019)<sup>2</sup> a également dû être prise en compte et les données manquantes ont été fournies.

En ce qui concerne le secteur marin, il était nécessaire de compléter davantage les informations disponibles sur le manuel EMEP/EEA, étant donné que le document ne mentionnait pas les facteurs d'émission pour le dioxyde de carbone, ni pour des polluants considérés dans le cas des navires fonctionnant au GNL. En ce qui concerne les facteurs d'émission pour le CO<sub>2</sub> dans le cas de combustible marin (soit l'huile que le gasoil marins) on a fait référence à la directive OMI du 2014 ("Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships - Resolution MEPC 245 (66), 2014). Les informations manquantes sur les facteurs d'émission pour les navires alimentés au GNL ont été tirées de la littérature<sup>3</sup> et ont été considérées comme une faible proportion

<sup>2</sup> <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view>

<sup>3</sup> "Physical Characteristics of Particle Emissions from a Medium Speed Ship Engine Fueled with Natural Gas and Low-Sulfur Liquid Fuels", Jenni Alanen, Mia Isotalo, Niina Kuittinen, Pauli Simonen, Sampsa

des facteurs d'émission dans le cas des navires utilisant des combustibles fossiles (MDO - pétrole marin et MGO - pétrole marin). À cet égard, il convient de souligner que le calcul des émissions de monoxyde de carbone n'a pas été pris en considération dans le cas des navires fonctionnant au GNL. C'est parce que les émissions de ce polluant sont étroitement dépendantes du type de moteur : considérer un navire qui est alimenté nativement au GNL est très différent d'un navire dont le système d'alimentation a été reconverti par des fuel-oils à l'utilisation du gaz naturel. Les moteurs modernes sont optimisés pour garantir une faible consommation et minimiser les émissions de polluants, tant dans leur structure intrinsèque que dans la mise au point des systèmes d'injection, d'allumage et de contrôle qui sont définis "sur mesure" pour le combustible spécifique pour lequel ils ont été conçus et leur reconversion, pour l'utilisation de combustibles à moindre impact environnemental, ils ne parviennent pas toujours à satisfaire la recherche d'une amélioration de tous les paramètres.

Le tableau 3 indique tous les facteurs d'émission utilisés pour le secteur et le polluant spécifique. Ce tableau indique également la fonte d'où chaque coefficient a été tiré.

Tableau 3: Facteurs d'émission par secteur et par polluant

<b>Résidentiel + Tertiaire</b> - Fontes: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Facteurs d'émission pour la production et la consommation d'électricité en Italie (ISPRA) 2019						
Settore EMEP/EEA	TIER - Fonte	Categoria Combustibile TIER 1	Combustibile	Sostanza	Valore EF	UM
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM10	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM2.5	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	NOx	69	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	SOx	79	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	CO	3.7	g/GJ
NA	ISPRA	Gas Oil	Gasolio	CO2	730.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM10	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM2.5	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	NOx	51	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	CO	26	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	NOx	42	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	CO	22	g/GJ
NA	ISPRA	Natural Gas	NLG	CO2	367.5	g CO2/ kWh
<b>industriel</b> - Fontes: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Facteurs d'émission pour la production et la consommation d'électricité en Italie (ISPRA) 2019						
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM2.5	19.3	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM10	25.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	NOx	142	g/GJ

Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	SOx	495	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO	5	g/GJ
NA	ISPRA	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO2	755.4	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM2.5	0.8	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM10	3.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	NOx	65	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	SOx	46.5	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	CO	16.2	g/GJ
NA	ISPRA	Gas oil	Olio comb	CO2	770.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM2.5	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM10	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	NOx	89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	CO	39.3	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	NOx	153	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	CO	4.8	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	NLG	CO2	350.3	g CO2/ kWh

**transport maritime** - Fonte: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - IMO Resolution MEPC 245 (66) 2014 'Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships' - Physical Characteristics of Particle Emissions from a Medium Speed Ship Engine Fueled with Natural Gas and Low-Sulfur Liquid Fuels

National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM2.5	1.4	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM10	1.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	NOx	78.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	SOx	20	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	CO	7.4	kg/tonne fuel
NA	IMO	Marine gas oil	MGO	CO2	3.1	tCO2/t fuel
NA	IMO	Marine diesel oil	MDO	CO2	3.2	tCO2/t fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	PM2.5	0.14	kg/tonne fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	PM10	0.15	kg/tonne fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	NOx	31.4	kg/tonne fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	SOx	2	kg/tonne fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	CO	NA	kg/tonne fuel
NA	Littérature	Natural Gas	LNG	CO2	2.5	tCO2/t fuel



Comme on peut le constater en analysant les facteurs d'émission individuels, les unités de mesure sont différentes selon les cas considérés. C'est pourquoi les valeurs de consommation finale d'énergie indiquées dans le tableau 1 doivent être transformées de manière à pouvoir procéder au calcul proprement dit.

### 7.6.3 Calcul des émissions - Situation actuelle

À ce stade, il est possible de procéder à l'évaluation des émissions en subdivisant le calcul en fonction du secteur considéré, du combustible utilisé et du polluant analysé. Le calcul du total annuel en masse pour chaque polluant peut être résumé par l'équation (1) :

$$M_{polluant,ann\acute{e}e} = FE_{polluant} \cdot C_{energie,ann\acute{e}e} \quad (1)$$

D'où:

- $M_{polluant,ann\acute{e}e}$  indique la quantité de polluant introduit dans l'atmosphère au cours d'une année [ton, Mton];
- $FE_{polluant}$  est le facteur d'émission pour le polluant considéré; [g/GJ, g/kWh];
- $C_{energie,ann\acute{e}e}$  est la consommation annuelle d'énergie provenant du combustible considéré; [GJ, kWh];

dans certains cas, le facteur d'émission est exprimé comme le rapport entre les masses (par exemple kg/ton<sub>combustible</sub>) : dans ce cas,  $FE_{polluant}$  sera multiplié par la masse totale de combustible utilisée annuellement, pour laquelle il est nécessaire de considérer la Puissance Calorifique Inférieure (PCI) du combustible utilisé.

Le tableau 4 indique les PCI pour chaque combustible pris en compte dans l'analyse des avantages environnementaux.

Tableau 4 : Puissance Calorifique Inférieure pour chaque combustible analysé

PCI	
Gazole (Diesel)	42.6 MJ/kg
Coke de pétrole (Petroleum Coke)	29.5 MJ/kg
mazout (Gas Oil)	42.8 MJ/kg
GPL (LPG)	45.5 MJ/kg
Gazole marin (MGO-MDO)	42.8 MJ/kg
Essence (Gasoline)	43.4 MJ/kg
LNG	48.6 MJ/kg

Le tableau 5 donne un exemple de calcul pour les secteurs résidentiel et tertiaire en utilisant les facteurs d'émission présentés précédemment dans le tableau 3. La consommation d'énergie se réfère aux valeurs présentées dans le tableau 1.

Tableau 1: Exemple de calcul pour les secteurs résidentiel et tertiaire

**Résidentiel**

Tot Gazole 2019	3935592	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	1093220000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	5903388	5.9
			PM10	1.5	g/GJ	5903388	5.9
			NOx	69	g/GJ	271555848	271.6
			SOx	79	g/GJ	310911768	310.9
			CO	3.7	g/GJ	14561690.4	14.6
			CO2	730.6	g / kWh	7.987E+11	798700.2
Tot GPL 2019	4438008	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	1232780000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	5325609.6	5.3
			PM10	1.2	g/GJ	5325609.6	5.3
			NOx	51	g/GJ	226338408	226.3
			SOx	0.3	g/GJ	1331402.4	1.3
			CO	26	g/GJ	115388208	115.4
			CO2	392.5	g / kWh	4.83874E+11	483874.2

**Tertiaire**

Tot Gazole 2019	334944	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	93040000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	502416	0.5
			PM10	1.5	g/GJ	502416	0.5
			NOx	69	g/GJ	23111136	23.1
			SOx	79	g/GJ	26460576	26.5
			CO	3.7	g/GJ	1239292.8	1.2
			CO2	730.6	g / kWh	67974483804	67974.5
Tot GPL 2019	334944	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	93040000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	401932.8	0.4
			PM10	1.2	g/GJ	401932.8	0.4
			NOx	51	g/GJ	17082144	17.1
			SOx	0.3	g/GJ	100483.2	0.1
			CO	26	g/GJ	8708544	8.7
			CO2	392.5	g / kWh	36518806514	36518.8

Dans le tableau 6, il est possible de caractériser les émissions globalement émises, ventilées par type de polluant, durant l'année 2019 pour la Région Sardaigne :

Tableau 2: Total des émissions Région Sardaigne pour l'année 2019

<b>Total des émissions par polluant scénario actuel</b>		<b>UM</b>
PM2.5	329.9	ton
PM10	374.1	ton
NOx	15524.8	ton
SOx	5659	ton
CO	1603.2	ton
CO2	3.4	Mton

Comme indiqué ci-dessus, l'analyse du secteur thermoélectrique a été considérée séparément et les résultats sont présentés dans le tableau 7.

Tableau 3: Émissions annuelles totales, secteur thermoélectrique

<b>Total des émissions par polluant scénario actuel - SEULEMENT THERMOÉLECTRIQUE</b>		<b>UM</b>
PM2.5	147.9	ton
PM10	193.1	ton
NOx	1088.0	ton
SOx	3792.6	ton
CO	38.3	ton
CO2	1.6	Mton

#### 7.6.4 Calcul des émissions - Scénario "Base" et "Haute Pénétration"

Sur le plan opérationnel, la méthode de calcul des émissions futures est la même que celle analysée dans le chapitre précédent et se concrétise dans l'application d'Eq. (1). Par contre, ce qui est différent, c'est le mélange de produits pétroliers et de GNL qui est en mesure de couvrir les besoins énergétiques de la Région Sardaigne, projetés selon les deux différents scénarios (Base et Haute Pénétration) à un horizon temporel de 10 ans.

En effet, le chapitre 3 "Potentiels de pénétration du méthane en Sardaigne" du rapport T3.3.1 analyse et caractérise de manière exhaustive les consommations énergétiques futures (2030) pour la Région Sardaigne. Cette étape est essentielle pour déterminer la part de la consommation d'énergie dans chaque secteur qui peut effectivement être remplacée par l'utilisation du GNL. Ces projections permettent de calculer le nouveau programme de la consommation d'énergie pour les scénarios proposés, comme le montre le tableau 1. Les résultats de cette étape clé pour le calcul des bénéfices environnementaux sont présentés dans le tableau 8.

À ce stade, il est possible de procéder de manière analogue à ce qui a été expliqué ci-dessus dans le paragraphe "Calcul des émissions - Situation actuelle" pour pouvoir obtenir les totaux en masse, sur une base annuelle, des polluants considérés, en utilisant les facteurs d'émission présentés dans le tableau 3, en répartissant à nouveau les secteurs, et en considérant la production thermoélectrique comme un cas distinct.

Le tableau 9 donne un exemple de calcul des émissions pour les deux scénarios à venir, en considérant le seul secteur résidentiel.

Tablau 8 : Projections de la consommation finale d'énergie en 2030 selon les scénarios

<b>SCÉNARIO BASE</b>			<b>SCÉNARIO AP</b>		
<b>Résidentiel</b>			<b>Résidentiel</b>		
<i>tot GAZOLE 2019</i>	74	ktep	<i>tot GAZOLE 2019</i>	42.5	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	51.5	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	86	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	54.5	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	51.5	ktep
<b>Tertiaire</b>			<b>Tertiaire</b>		
<i>tot GAZOLE 2019</i>	3	ktep	<i>tot GAZOLE 2019</i>	0	ktep
<i>quota LNG</i>	5	ktep	<i>quota LNG</i>	8	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	3	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	0	ktep
<i>quota LNG</i>	5	ktep	<i>quota LNG</i>	8	ktep
<b>Industriel</b>			<b>Industriel</b>		
<i>Tot Coke de pétrole 2019</i>	31.5	ktep	<i>Tot Coke de pétrole 2019</i>	12.5	ktep
<i>quota LNG</i>	43.5	ktep	<i>quota LNG</i>	62.5	ktep
<i>Tot O Mazout 2019</i>	31.5	ktep	<i>Tot Mazout 2019</i>	12.5	ktep
<i>quota LNG</i>	43.5	ktep	<i>quota LNG</i>	62.5	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	15	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	8	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	27	ktep
<b>Transports</b>			<b>Transports</b>		
<i>Olio Comb Marin 2019</i>	143.4	ktep	<i>Olio Comb Marin 2019</i>	98.0	ktep
<i>quota LNG</i>	13.9	ktep	<i>quota LNG</i>	59.2	ktep
<i>Gazole marin 2019</i>	13.9	ktep	<i>Gazole marin 2019</i>	12.9	ktep
<i>quota LNG</i>	13.9	ktep	<i>quota LNG</i>	14.8	ktep
<b>Thermoélectrique</b>			<b>Thermoélectrique</b>		
<i>Tot Coke de pétrole 2019</i>	152.7	ktep	<i>Tot Coke de pétrole 2019</i>	53	ktep
<i>quota LNG</i>	30.3	ktep	<i>quota LNG</i>	130	ktep

Tableau 9 : Exemple de calcul des émissions annuelles totales, secteur résidentiel, scénarios BASE et HAUTE PÉNÉTRATION

### ÉMISSIONS SCÉNARIO BASE

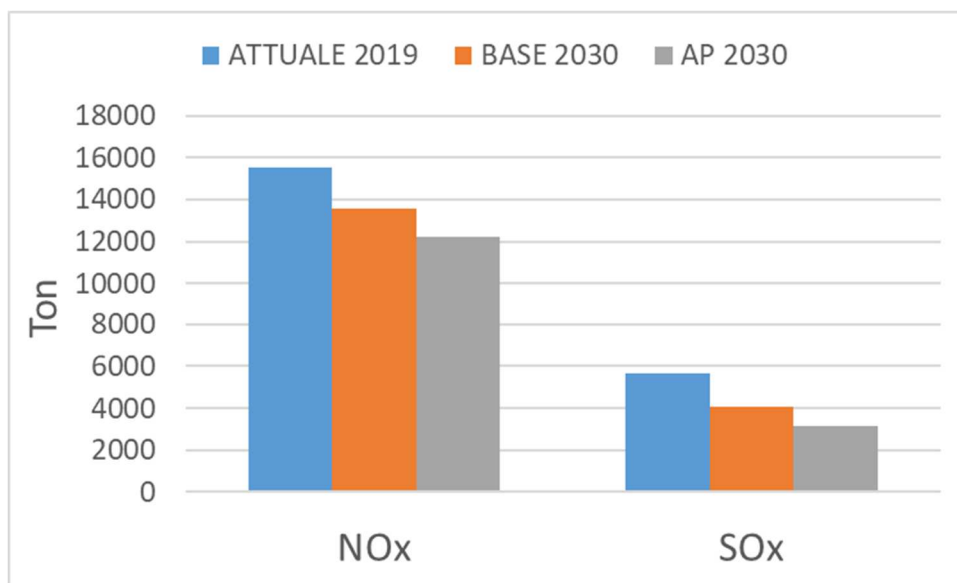
tot GAZOLE BASE	3098232	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	860620000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	4647348	4.6
			PM10	1.5	g/GJ	4647348	4.6
			NOx	69	g/GJ	213778008	213.7
			SOx	79	g/GJ	244760328	244.7
			CO	3.7	g/GJ	11463458.4	11.4
			CO2	730.6	g / kWh	6.2876E+11	628763
Tot GPL BASE	3600648	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	1000180000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	4320777.6	4.3
			PM10	1.2	g/GJ	4320777.6	4.3
			NOx	51	g/GJ	183633048	183.6
			SOx	0.3	g/GJ	1080194.4	1.1
			CO	26	g/GJ	93616848	93.6
			CO2	392.5	g / kWh	3.9258E+11	392577
Tot GNL BASE	1674720	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
	465200000	kWh	PM2.5	0.2	g/GJ	502416	0.5
			PM10	0.2	g/GJ	502416	0.5
			NOx	42	g/GJ	23111136	23.1
			SOx	0.3	g/GJ	26460576	26.4
			CO	22	g/GJ	36843840	36.8
			CO2	367.5	g / kWh	1.7095E+11	170953

## ÉMISSIONS SCÉNARIO AP

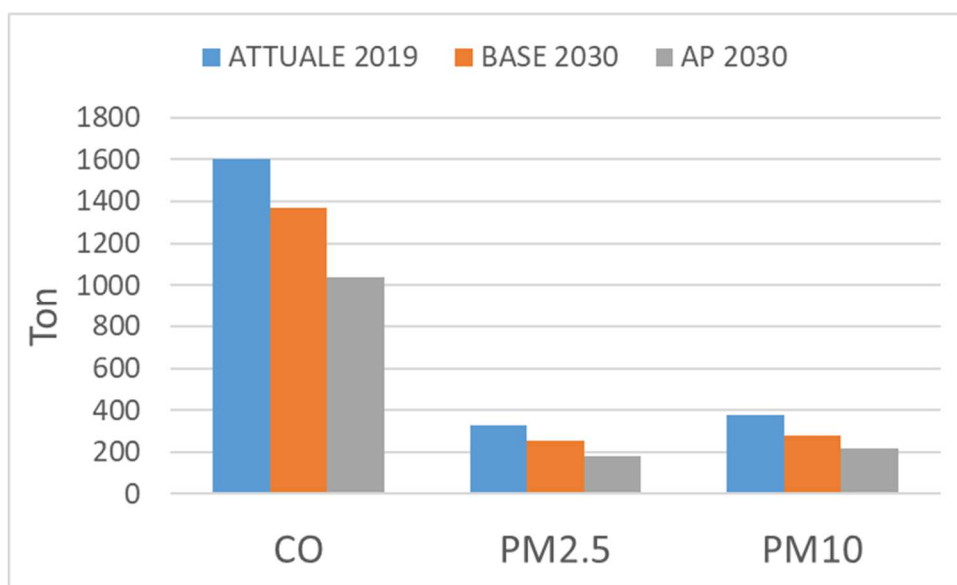
tot GASOLIO AP	1779390	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
494275000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	2669085	2.6	
		PM10	1.5	g/GJ	2669085	2.6	
		NOx	69	g/GJ	122777910	122.7	
		SOx	79	g/GJ	140571810	140.5	
		CO	3.7	g/GJ	6583743	6.5	
		CO2	730.6	g / kWh	3.6111E+11	361114	
Tot GPL AP	2281806	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
633835000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	2738167.2	2.7	
		PM10	1.2	g/GJ	2738167.2	2.7	
		NOx	51	g/GJ	116372106	116.3	
		SOx	0.3	g/GJ	684541.8	0.6	
		CO	26	g/GJ	59326956	59.3	
		CO2	392.5	g / kWh	2.4878E+11	248784	
Tot GNL AP	4312404	GJ	Polluant	Facteur d'émission	UM	Emission [g]	Emission [ton]
1197890000	kWh	PM2.5	0.2	g/GJ	862480.8	0.8	
		PM10	0.2	g/GJ	862480.8	0.8	
		NOx	42	g/GJ	181120968	181.1	
		SOx	0.3	g/GJ	1293721.2	1.3	
		CO	22	g/GJ	94872888	94.9	
		CO2	367.5	g / kWh	4.402E+11	440204	

## 7.7 Résultats Analyse Environnementale - Secteurs Résidentiel, Tertiaire, Industriel et Transport Marin

Dans cette partie du document sont présentés les résultats agrégés de l'analyse environnementale, obtenus par comparaison directe entre les émissions calculées dans les trois scénarios présentés et décrits ci-dessus, à l'exclusion des secteurs Transport Terrestre et Production Thermoélectrique, qui sont analysées séparément :



(a)



(b)

Figure 1: Émissions totales annuelles (en tonnes) subdivisées selon les différents scénarios et les différents polluants : Nox et Sox (a), CO, PM2.5 et PM10 (b)



En raison de la grande diversité entre les ordres de grandeur, les résultats relatifs aux émissions de CO<sub>2</sub> sont présentés séparément :

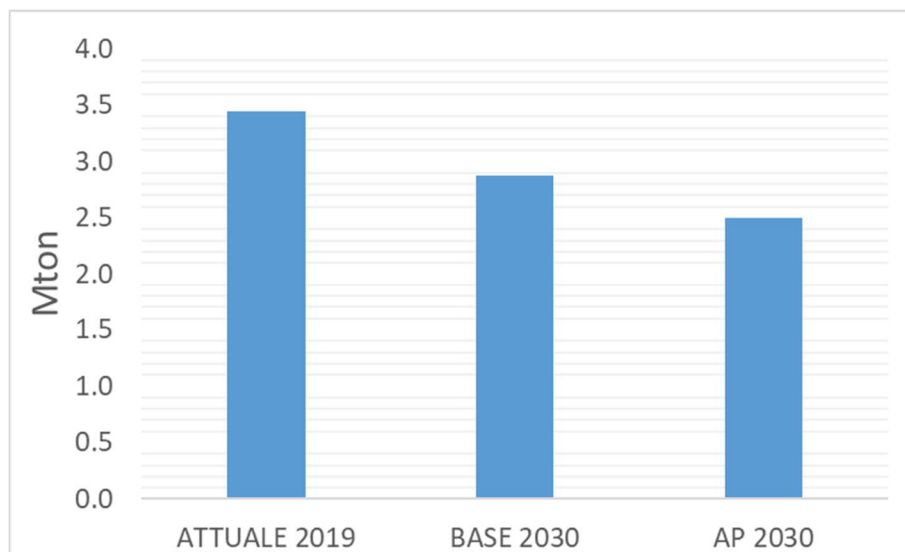


Figure 2 : Émissions de CO<sub>2</sub> pour les trois scénarios analysés

Afin de mieux comprendre les résultats, il convient de calculer la variation en pourcentage par rapport à la situation actuelle, indiquée dans le tableau 10:

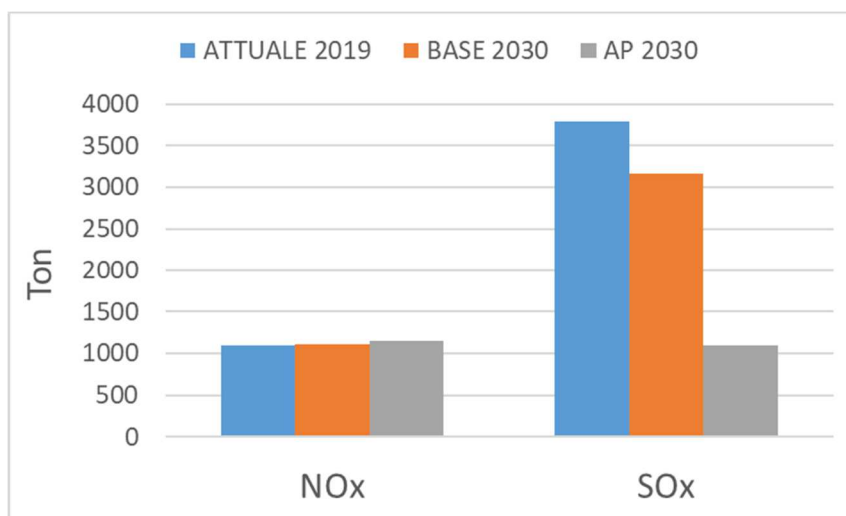
Tableau 10 : Variations annuelles totales en pourcentage

<b>Variation en pourcentage</b>			
	<b>Actuelle 2019</b>	<b>BASE 2030</b>	<b>AP 2030</b>
<b>PM<sub>2.5</sub></b>	-	-23.2	-45.6
<b>PM<sub>10</sub></b>	-	-25.3	-42.4
<b>NO<sub>x</sub></b>	-	-12.8	-21.4
<b>SO<sub>x</sub></b>	-	-28.0	-44.8
<b>CO</b>	-	-14.7	-35.3
<b>CO<sub>2</sub></b>	-	-16.4	-27.6

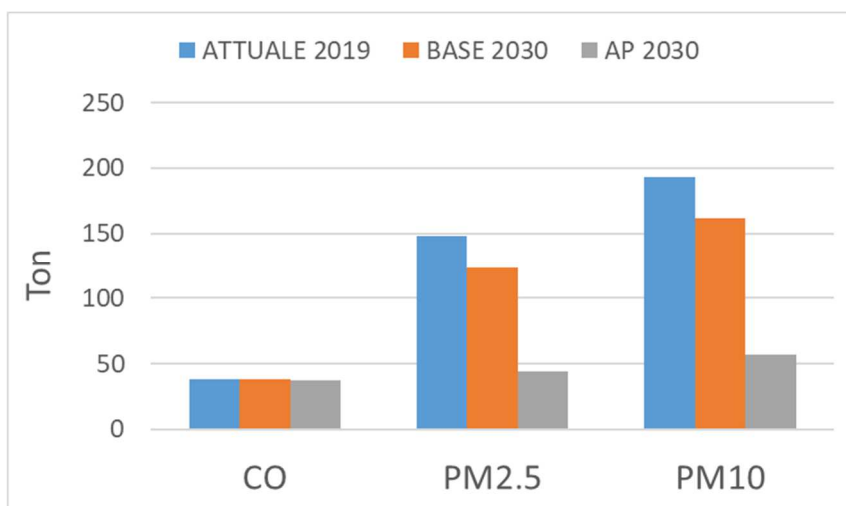
Comme on peut le constater, les émissions sont réduites pour tous les polluants considérés, ce qui réduit considérablement les émissions de substances volatiles et de soufre. Ceci est dû à la réduction des centrales utilisant du gazole et des combustibles lourds, connus pour leur production élevée de particules et de soufre, dans le cas où les combustibles en contiennent des pourcentages élevés.

## 7.8 Résultats de l'analyse Environnementale - Secteur Thermoélectrique

Similaire à ce qui a été illustré précédemment, il est utile d'analyser les résultats obtenus par le calcul et la comparaison des émissions. Comme cela a déjà été mentionné, le secteur thermoélectrique est analysé séparément en raison de sa grande valeur stratégique. En effet, même si le gaz naturel n'était pas employé de manière diffuse dans les autres secteurs analysés, il pourrait être utile d'évaluer la seule conversion des centrales de production thermoélectrique de la Région Sardaigne. Comme expliqué au chapitre 3 "Potentiels de pénétration du méthane en Sardaigne" du rapport T3.3.1, une action de décarbonisation n'est envisagée que pour les installations de Fiumesanto et de Sulcis, tandis que la raffinerie Sarroch continuerait à alimenter la centrale Sarlux.



(a)



(b)

Figure 3: Émissions totales annuelles (en tonnes) subdivisées selon les différents scénarios et les différents: Nox et Sox (a), CO, PM2.5 et PM10 (b) - SECTEUR THERMOÉLECTRIQUE

De même, on indique les valeurs d'émission pour la seule CO<sub>2</sub>.

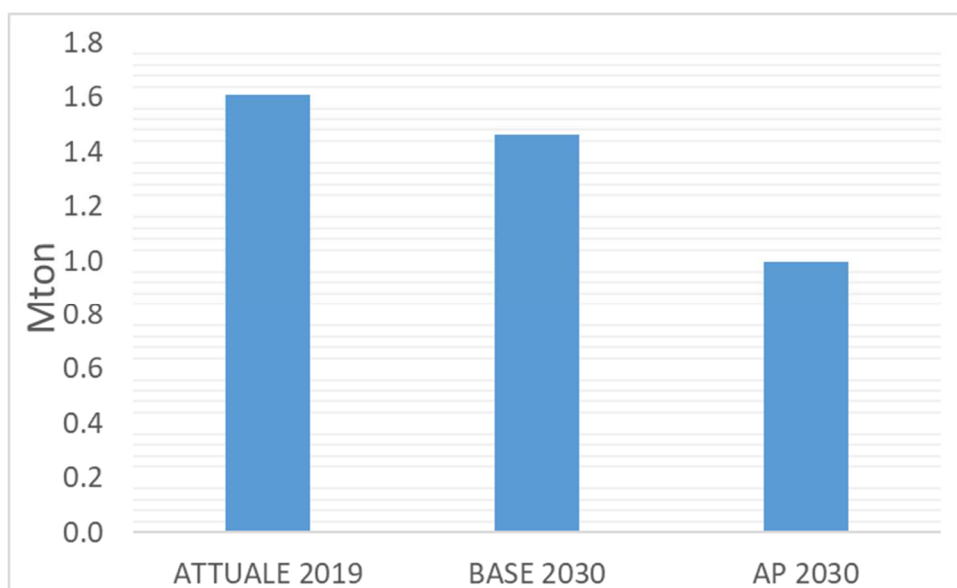


Figure 4: Émissions de CO<sub>2</sub> pour les trois scénarios analysés - SECTEUR THERMOÉLECTRIQUE

Le tableau 11 présente les variations annuelles en pourcentage obtenues à partir de la comparaison des émissions totales annuelles pour les trois scénarios considérés.

L'analyse des résultats montre que, d'une manière générale, la tendance à la baisse des polluants est fortement en faveur de la réduction des particules et des oxydes de soufre. En ce qui concerne les oxydes d'azote, il y a une variation positive de 1,3 % pour le scénario de base et de 5,5 % pour le scénario AP. Cela est dû à la condition particulière qui est envisagée, à savoir le remplacement d'installations fonctionnant avec un seul type de combustible (charbon), dont l'impact environnemental le plus important est inhérent à la production élevée, en phase de combustion, de particules et d'oxyde de soufre.

Tabella 4: Variazioni percentuali emissioni totali annue - SETTORE TERMOELETTTRICO

<b>Variazione Percentuale - Settore Termoelettrico</b>			
	<b>ATTUALE 2019</b>	<b>BASE 2030</b>	<b>AP 2030</b>
PM2.5	-	-16.4	-70.3
PM10	-	-16.4	-70.5
NOx	-	+1.3	+5.5
SOx	-	-16.5	-71.0
CO	-	-0.7	-2.8
CO <sub>2</sub>	-	-8.9	-38.1

## 7.9 Résultats de l'analyse environnementale - Secteur Transport Terrestre

Pour évaluer les effets induits par l'adoption du GNL pour la couverture d'une partie des consommations liées au transport routier, dans la Région Sardaigne, il faut garder à l'esprit les aspects suivants :

- la consommation liée au transport constitue une source importante tant pour la production de CO<sub>2</sub> que pour la production de particules, NOx et d'autres polluants;
- la pollution dérivante du trafic routier sera progressivement réduite en raison du remplacement naturel des moyens obsolètes faisant partie du parc automobile par des moyens plus modernes adaptés aux normes antipollution déjà en vigueur ou prévues, qui sont de plus en plus sévères en ce qui concerne les émissions atmosphériques, telles que EURO VI et EURO VII (prévu pour 2026);
- la réduction des émissions liée au renouvellement de véhicules peut se faire de manière naturelle ou être guidée par des systèmes d'incitation et de promotion.

Dans ce contexte général de réduction progressive des émissions polluantes liée au sevrage progressif de véhicules, on peut estimer qu'il pourrait y avoir une nouvelle réduction des émissions, lié à la quo te-part de nouvelles immatriculations constituée de manière exclusive par de véhicules électriques ou dual, avec GNL au lieu de combustibles traditionnels.

Pour calculer cette contribution, il est nécessaire de définir la quo te-part de nouvelles immatriculations prévues pendant la période de référence et de considérer qu'un pourcentage d'entre elles sera alimenté avec du méthane, provenant des livraisons de GNL à la région Sardaigne.

En outre, on peut estimer que la contribution à la réduction de chaque véhicule par kilomètre est déterminée par la différence entre les émissions de polluants des véhicules, adaptées à la législation en vigueur, et les émissions de polluants correspondants à de véhicules alimenté avec du gaz naturel, par kilomètre parcouru.

La contribution totale s'obtient en multipliant la contribution unitaire par la quo te-part du kilométrage total parcourue par des véhicules au méthane, achetés comme alternative aux Euro VI et VII Diesel, dans les différents scénarios évolutifs.

Comme il ressort de la description ci-dessus, le tableau de la réduction effective des émissions de polluants, liée à l'utilisation de véhicules fonctionnant au gaz méthane, présente plusieurs aspects d'incertitude et n'est pas d'évaluation immédiate.

Il y a deux effets concomitants simples qui doivent être pris en considération lorsque l'on veut évaluer l'impact des scénarios possibles de substitution d'une partie du parc automobile avec des véhicules au méthane.

D'une part, il faut tenir compte de la répartition variée et complexe des catégories de véhicules à l'intérieur du parc et de la manière dont ils seront remplacés par des véhicules

neufs, d'autre part, on peut observer que, les véhicules neufs qui d'année en année font partie du parc automobile, en remplacement des véhicules existants, sont bien adaptés aux normes les plus récentes et donc au moins à EURO VI.

On s'attend alors à ce qu'il y ait une contribution considérable à la réduction des polluants liée essentiellement à l'entrée en vigueur des réglementations antipollution et au renouvellement normal du parc automobile.

Seul un pourcentage, bien que non négligeables, de véhicules modernes est constitué de véhicules fonctionnant au gaz naturel et l'on peut penser que la contribution de réduction correspond à la différence d'émissions d'un véhicule au gaz méthane et d'un véhicule EURO VI de la dernière génération.

Il est à noter que, les restrictions EURO VI sont très rigides, ce qui rend minimes les différences d'émissions entre un Diesel EURO VI et un véhicule au méthane, les différences majeures étant liées aux technologies qu'il est nécessaire d'employer pour obtenir le respect de la réglementation.

Mais il faut aussi se rappeler que les véhicules à allumage commandé ont été historiquement conçus et optimisés pour fonctionner à l'essence, et il ne faudrait donc pas s'attendre a priori à une réduction des émissions grâce au passage à un carburant différent.

Par exemple, la combinaison d'une baisse de la production de CO<sub>2</sub> par kWh de carburant et d'une baisse efficacité du moteur alimenté au méthane fait en sorte que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour les moteurs à combustion interne soit limitée à 10 %, et que cette valeur soit affectée par une large marge d'incertitude liée aux performances de chaque moteur.

Cette considération est valable pour la production de CO<sub>2</sub> g/km et, plus encore, pour tous les polluants. Pour cette raison, des valeurs moyennes peuvent être utilisées pour une estimation générale, à condition de tenir compte du fait qu'elles présentent une bande d'incertitude très large et parfois supérieure à sa valeur<sup>7 8 6</sup>

En observant les émissions de substances fines, aspect dans lequel la combustion du méthane est plus sain que le diesel, nous devons également observer que, pour pouvoir être adaptés aux normes EURO VI, les moteurs à combustion interne actuels sont équipés de systèmes de réduction des particules. Ces dispositifs, bien que délicats, complexes et

---

<sup>4</sup> Clairotte, M., Suarez-Bertoa, R., Zardini, A.A. *et al.* Exhaust emission factors of greenhouse gases (GHGs) from European road vehicles. *Environ Sci Eur* **32**, 125 (2020). <https://doi.org/10.1186/s12302-020-00407-5>

<sup>8</sup> K. Cheenkachorn, C. Poornipatpong, C. G. Ho, Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas), *Energy*, Vol. 53, 2013, Pag 52-57, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.027>

<sup>6</sup> EEA Report No 13/2019 EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 Technical guidance to prepare national emission inventories, ISSN 1977-8449  
[https://www.eea.europa.eu/ds\\_resolveuid/e0473b3047bf435b95cf245894a9b197](https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/e0473b3047bf435b95cf245894a9b197);  
[https://www.eea.europa.eu/ds\\_resolveuid/2B5XD6Z9OG](https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/2B5XD6Z9OG)

ayant des besoins de maintenance importants, conduisent les émissions de particules à des niveaux analogues ou inférieurs à ceux de la combustion du méthane.

Ici aussi, les émissions des véhicules au méthane et au diesel EURO VI sont contenues et affectées par une grande incertitude <sup>6 7</sup>.

En plus de ces deux aspects, qui jouent en faveur de l'utilisation de moteurs à combustion interne alimentés au LNG, cependant, ils restent les aspects dans lesquels les moteurs à méthane sont pénalisés, pour lesquels il subsiste des considérations similaires aux précédentes sur l'ampleur et l'incertitude de la pénalisation <sup>4, 8</sup>.

Les émissions de NOx voient les véhicules fonctionnant à GNL légèrement pénalisées par rapport aux véhicules à moteur conventionnel à combustion interne pour des poids lourds<sup>12</sup>.

Enfin, il faut tenir compte des émissions d'hydrocarbures et, en particulier, du méthane. Ces pertes sont, par exemple, fréquentes lors du chargement et du déchargement des réservoirs, ou lors du ravitaillement. Compte tenu de la nature gazeuse du méthane, il est plus facile de le rejeter accidentellement. Ce phénomène pénalise les moteurs à méthane au point de compenser dans l'ensemble les avantages obtenus par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> et de particules, et de déclarer le calcul total des émissions au même niveau, compte tenu de l'état actuel des émissions.

A cet égard, il existe une vaste et complexe littérature qui fournit quelques exemples, tels que ceux cités dans la bibliographie, qui montre une large dispersion des résultats et qui peut sembler controversée mais montre simplement l'incertitude des résultats expérimentaux.

Dans tous les cas, en se référant principalement à l'article<sup>13</sup> et en déterminant comme contribution unitaire de réduction engendrée par un véhicule au méthane par rapport à un véhicule EURO VI (exprimé en g/km), on peut identifier les paramètres suivants :

- CO<sub>2</sub> -10%;
- Particule -15%;
- NOx +15%;
- HC +30%.

---

<sup>7</sup> O. Delgado, R. Muncrief, Assessment of Heavy-Duty Natural Gas Vehicle Emissions: Implications and Policy Recommendations, - White paper. Published: 2015.07.30

<sup>8</sup> Vermeulen, R. J. (2019). Emissions testing of a Euro VI LNG-diesel dual fuel truck in the Netherlands. Den Haag: TNO.

<sup>12</sup> Transport & Environment: "Do gas trucks reduce emissions?", September 2018.

<https://www.transportenvironment.org/publications/do-gas-trucks-reduce-emissions/>;

NGVA: <https://www.ngva.eu/medias/comments-on-the-te-report-do-gas-trucks-reduce-emissions/>;

T&E: <https://www.transportenvironment.org/publications/do-gas-trucks-reduce-emissions-your-questions-answered>.

<sup>13</sup> Vermeulen, R. J., Verbeek, R., Van Goethem, S., & Smokers, R. (2017). Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions. Den Haag: TNO.

À la lumière des considérations exposées ci-dessus, tous les pourcentages de contributions ne sont pas négatifs.

À titre d'exemple, on peut considérer les réductions de CO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> pour le scénario indiqué dans le produit T3.3.1, au chapitre " Analyse du potentiel de pénétration du GNL dans la flotte de poids lourds Suivant l'hypothèse la plus optimiste, qui correspond à une incidence des véhicules alimentés au GNL sur le total du parc automobile en 2030 égal au 18,5%, qui se traduit par un volume de 54 Mvkm/an, et en supposant que les facteurs d'émission moyens soient ceux indiqués dans "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook" :

- NO<sub>x</sub>: 33.37 g/kg Diesel
- CO<sub>2</sub>: 3.169 kg/kg Diesel

La même publication indique la valeur de 240 g Diesel/km comme consommation typique de carburant par kilomètre pour un véhicule lourd.

La compilation de ces données permet d'obtenir les variations suivantes des émissions :

- NO<sub>x</sub> : +64.87 ton/année
- CO<sub>2</sub> : -4107 ton/année

On peut observer que ces valeurs positives ou négatives prisent en exemple, sont affectées par les incertitudes mentionnées ci-dessus, sont dans tous les cas de trois ordres de grandeur inférieurs aux contributions inhérentes aux secteurs analysés précédemment (résidentiel, tertiaire, industriel, transport maritime et thermoélectrique), ce qui rend le secteur des transports négligeable dans le calcul final en termes d'impact environnemental et de réduction des émissions.

## 7.10 EU Emission Trading System

Quand on considère le cadre des émissions environnementales, il est essentiel de se rappeler que l'Union européenne, dès le début des années 2000 (directive 2003/87/CE), a développé et rendu opérationnel le premier marché des titres pour les émissions de gaz à effet de serre (EU Emission Trading System - ETS). L'EU ETS est le principal instrument adopté par l'Union européenne pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans les principaux secteurs industriels et dans l'aviation, en constituant un marché d'échange de titres qui tient compte de la valeur économique des émissions évitées. Le marché ETS est décrit en détail dans l'*EU ETS Handbook* <sup>14</sup>. L'efficacité de ce système de trading a été évaluée dans une réduction, pour la zone EU dans la période 2008-2018, de 3.8% des émissions de CO<sub>2</sub> globales par rapport à un scénario sans réglementation <sup>15</sup>. De plus, il reste à ce jour le plus grand marché d'échange de titres environnementaux au monde.

---

<sup>14</sup> [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets\\_handbook\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf)

<sup>15</sup> Patrick Bayer, Michaël Aklın, "The European Union Emissions Trading System reduced CO<sub>2</sub> emissions despite low prices", *Proceedings of the National Academy of Sciences* Apr 2020, 117 (16) 8804-8812; DOI: 10.1073/pnas.1918128117

Le système repose sur un mécanisme dit "cap&trade" : sur le territoire européen, il est fixé et autorisé un plafond global des émissions dans les secteurs concernés (cap), auquel correspond à un nombre équivalent de "quotas" (1 tonne de CO<sub>2</sub>eq. = 1 quota) qui peuvent être achetées/vendues sur un marché spécifique (trade). Le système ETS limite les émissions de polluants et favorise les pratiques qui conduisent à des cercles vertueux dans les activités ayant un impact environnemental élevé. Cela est vrai si l'on tient compte à la fois des activités ayant une incidence négative élevée et d'un potentiel impact positif élevé. Le système d'échange de titres permet également d'ouvrir le marché des titres environnementaux à des entités qui, par type d'activité ou par technologie, ont déjà peu d'impact.

Le système est né en 2005, et a été articulé en plusieurs phases qui se sont déroulées dans le temps<sup>16</sup>:

- phase 1: 2005-2007;
- phase 2: 2008-2012;
- phase 3: 2013-2020;
- phase 4: 2021-2028.

Au mois de janvier 2021 a débuté la quatrième phase qui prévoit une réduction annuelle des émissions de 2.2% (par rapport au 1.74% prévu pour la période 2015-2020)<sup>17</sup>. La quatrième phase revêt une importance particulière dans la mesure où elle confirme la mise en place d'un mécanisme de stabilisation du marché, qui sert à prévenir les fluctuations excessives de la valeur des certificats, notamment en baisse. Cette opération était nécessaire pour éviter la répétition de situations dans lesquelles il n'y avait aucun intérêt à produire et à acquérir des certificats et, par conséquent, pour réduire l'intérêt économique pour la réduction des émissions. En effet, le prix des certificats n'est pas établi de manière fixe, mais est déterminé sur la base des règles d'échange qui sous-tendent le système ETS. Au fil des ans, le prix des certificats a beaucoup varié, en raison de divers événements économiques à l'échelle mondiale qui se sont produits. C'est un problème qui doit être pris en considération, par exemple, l'Angleterre a fixé un prix légal, qui doit être utilisé en justice pour régler les litiges<sup>18</sup>.

Si l'on observe les évolutions historiques dans le temps du prix des certificats pour le marché ETS<sup>19</sup>, la figure 5 montre clairement que les évolutions sont difficiles à prévoir, mais en général il y a une augmentation de la valeur au début et à la fin de chaque étape. En ce qui concerne les valeurs minimum et maximum, on observe que le prix oscille avec une grande variabilité d'environ 1 ordre de grandeur, passant d'environ 3.5 à environ 35 €/tonCO<sub>2</sub>eq (en gardant à l'esprit que 1 quota équivaut à 1tonCO<sub>2</sub>eq).

---

<sup>16</sup> <https://climatepolicyinfohub.eu/eu-emissions-trading-system-introduction>

<sup>17</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en)

<sup>18</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/determinations-of-the-eu-ets-carbon-price>

<sup>19</sup> <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>



En observant le profil, on serait tenté d'identifier une surestimation de la valeur au cours de la période initiale, déterminée par une sorte d'acquisition préalable des titres, qui n'est pas confirmée au cours de la période centrale des phases.

À titre d'exemple, la valeur correspondant à la réduction de 0,9 MtonCO<sub>2eq</sub> (correspondant à la réduction, pour le scénario HAUTE PÉNÉTRATION, des secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et transport maritime, réf. paragraphe "Résultats Analyse Ambiante - Secteurs Résidentiel, Tertiaire, Industriel et Transport Marin"), il s'élèverait à environ 10 millions d'euros si les titres valaient 4 €/tonCO<sub>2eq</sub>, alors qu'il vaudrait environ 80 millions d'euros si les titres valaient 32 €/tonCO<sub>2eq</sub>.

Dans ces conditions, il est très difficile de quantifier avec une valeur significative ou, même, seulement raisonnable la valeur correspondant à la réduction de 0,9 MtonCO<sub>2eq</sub> sans effectuer une erreur possible d'un ordre de grandeur et encore moins prévoir une valeur réaliste, pour les années à venir, jusqu'en 2030.



Figure 5 : Série historique de la valeur quotidienne des titres ETS in Euro – Fonte: ember-climate.org

## 7.11 Conclusion

À la lumière des résultats obtenus et illustrés dans les paragraphes précédents, on peut affirmer que, pour les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et des transports maritimes, les émissions polluantes sont réduites par l'adoption de nouvelles technologies basées sur le GNL, en remplacement des combustibles fossiles traditionnels. Les résultats obtenus par cette analyse doivent être considérés comme conformes à ceux du Produit T1.5.1 "Rapport technique d'analyse des exigences" développé par UNIGE-CIELI dans le cadre du même projet SIGNAL. Les deux analyses, bien qu'avec des objectifs et des approches différents, montrent comment l'adoption du GNL en remplacement des combustibles fossiles traditionnels contribue à la réduction des émissions pour les domaines analysés.

Considérant, les secteurs individuels de la production thermoélectrique à grande échelle et du transport terrestre, la situation n'est pas uniformément bénéfique : surtout pour les NOx, il y aurait dans les deux cas une augmentation des niveaux d'émission, même si elle est faible. En ce qui concerne le secteur des transports terrestres, les chiffres associés aux émissions du secteur sont beaucoup plus faibles en pourcentage par rapport aux contributions calculées pour les autres domaines considérés. Il convient de mentionner que, dans le domaine du transport terrestre en particulier, l'incertitude qui entoure la présentation des résultats, y compris dans la littérature, est très grande et reflète la complexité d'un problème qui dépend de très nombreuses variables (type de conduite, route considérée, charge du véhicule, circulation, etc.).

Il est également possible d'évaluer les effets économiques des avantages environnementaux en se référant au marché EU ETS (Emission Trading System), en attribuant une valeur en euros à chaque tonne de CO<sub>2</sub> équivalent non émise dans l'atmosphère, à la suite des scénarios proposés. Cette opération est toutefois rendue complexe par la haute variabilité dans le temps de la valeur des titres échangés à l'intérieur du marché, variabilité qui se situe autour d'un facteur 10. Cela exige une prudence particulière dans l'interprétation des résultats, surtout, il est très difficile de pouvoir exprimer une prévision à l'horizon 2030.

À ce propos, au cas où un approfondissement serait nécessaire pour le secteur portuaire, il est possible faire référence aux "Lignes Guide pour la rédaction des Documents de Planification Énergétique Ambiante des Systèmes Portuaires DEASP"<sup>7</sup> qui fournit tous les éléments permettant d'appliquer une méthodologie d'analyse du problème plus spécifique.

---

<sup>7</sup> [https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/notizie/CLE/lg\\_deasfinale.pdf](https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/notizie/CLE/lg_deasfinale.pdf)