

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 T2.3.1 “Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire”

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Sommaire

1.	Objet du document et cadre de l'activité T2.3 et du produit T2.3.1 du projet TDI RETE-GNL.	11
2.	Profils méthodologiques et data gathering	14
3.	Description des postes de coûts liés aux technologies de soutage du GNL	16
4.	Évaluation économique-financière des différentes solutions de soutage du GNL : CAPEX et OPEX .	21
4.1	Ship to Ship (STS).....	24
4.1.1	Navires bunker GNL très petites (150-300m ³).....	25
4.1.2	Barges bunker de petite taille (1.000-3000 m ³).....	30
4.1.3	MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³).....	35
4.1.4	MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³).....	41
4.1.5	MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³).....	47
4.1.6	Analyse comparative des options STS	53
4.2	Truck to Ship (TTS)	58
4.2.1	Iso-container par la route.....	61
4.2.2	Le soutage par l'atb.....	68
4.2.3	ISO container sur skid (patins).....	76
4.2.4	Citerne sur skid.....	84
4.2.5	Iso container/citerne sur multi-track.....	91
4.2.6	Analyse comparative des options TTS	100
4.3	Pipe to Ship (PTS).....	105
4.3.1	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	107
4.3.2	Terminal côtier de GNL "Mid-size bullet cylinders"	114
4.3.3	Terminal côtier du GNL "Long bullet cylinders".....	123
4.3.4	Terminal côtier de GNL "secondaire" à pression atmosphérique.....	131
4.3.5	Terminal côtier de GNL «primaire» à pression atmosphérique.....	141
4.3.6	Analyse comparative des options de PTS.....	148
4.4	Comparaison des coûts OPEX-CAPEX des différentes solutions de soutage de GNL analysées	154
5.	Analyse mark up multi-scenario	160
6.	Mécanismes d'incitation aux investissements dans les technologies du type "green".....	179
	ANNEXE I	184
	ANNEXE II.....	228
	ANNEXE III.....	322
	ANNEXE IV.....	390

Index des figures

Figure 1. Classification des coûts CAPEX pour les différentes solutions de soutage du GNL	19
Figure 2. Classification des coûts OPEX pour les différentes solutions de soutage du GNL	20
Figure 3: Configurations pour le soutage de GNL.....	21
Figure 4: Analyse des solutions de soutage du GNL.....	22
Figure 5: Approvisionnement en GNL selon la configuration STS.....	24
Figure 6: Principes dimensionnels pour les très petits navires bunker à GNL (150-300m ³)”	25
Figure 7: Exemple de très petits navires bunker à GNL (150-300m ³)”	26
Figure 8: Répartition des macro-catégories du coût du capital pour la construction d'un très petit (200m ³) navire de soute à GNL ; valeurs absolues en milliers d'euros”	27
Figure 9: Répartition des micro-catégories du coût du capital "Coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'un "très petit navire bunker à GNL (200m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros"	27
Figure 10: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'un "very small LNG bunker ship (200m ³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	28
Figure 11: Répartition des micro-catégories du coût en capital "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'un "très petit navire bunker GNL (200m ³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros	28
Figure 12: Répartition des micro-éléments du coût d'exploitation d'un "très petit navire bunker (200m ³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros	29
Figure 13: Principes dimensionnels des "barges de petite taille (1.000-3000 m ³)”	30
Figure 14: Exemple de “Barges bunker de petite taille (1.000-3000 m ³)”	30
Figure 15: Répartition des macro-catégories du coût en capital pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	32
Figure 16: Répartition des micro-catégories du coût en capital "Coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	32
Figure 17: Répartition des micro-catégories de coûts en capital "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	33
Figure 18: Répartition des micro-catégories du coût d'investissement "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	33
Figure 19: Coût CAPEX par mètre carré de capacité annuelle ; très petit navire bunker (200m ³) et petite barge bunker (1.500 m ³).....	34
Figure 20: Répartition des micro-éléments du coût d'exploitation d'une petite barge bunker (1 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	35
Figure 21: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an ; très petit navire-citerne de GNL (200m ³) et petite barge bunker(1 500 m ³).....	35
Figure 22: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³)”.....	36
Figure 23: Exemple de navires “MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³)”.....	36
Figure 24: Répartition des macro-catégories de coûts d'investissement pour la construction d'une MV bunker Small size (5 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	37
Figure 25: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "coûts de construction IN/OUT du stockage de GNL" pour la construction d'une MV bunker Small size (5 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros ..	38
Figure 26: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'un MV bunker Small size (5 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	38
Figure 27: Répartition des micro-catégories du coût d'investissement "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'un MV bunker Small size (5 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros	39
Figure 28: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle de l'installation ; très petit navire-citerne de GNL (200m ³) et petite barge-citerne (1.500 m ³) et MV bunker Small size (5.000 m ³).	39
Figure 29: Répartition des micro-éléments des coûts d'exploitation d'un MV bunker Small size (5 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.	40
Figure 30: Coût d'exploitation par mètre carré de capacité par an ; très petit méthanier (200 m ³) et petite barge bunker (1.500 m ³) & MV bunker Small size (5.000 m ³)	41

Figure 31: Exemple de navires “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³)”	41
Figure 32: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³)”	42
Figure 33: Prix navires newbuilding “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³) commandés”	42
Figure 34: Répartition des macro-catégories de coût du capital pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	43
Figure 35: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construction costs” pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	44
Figure 36: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	44
Figure 37: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general cost pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	45
Figure 38: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle de l'installation; très petit méthanier (200m ³), petite barge bunker (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³) e MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	45
Figure 39: Répartition des coûts d'exploitation d'une MV bunker Mid-size (7 500 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	46
Figure 40: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; très petit méthanier (200m ³), petite barge bunker (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³)et MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	47
Figure 41: Exemple de navire “MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³)”	47
Figure 42: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³)”	48
Figure 43: Prix navires newbuilding “MV bunker Large size (30.000 m ³)”	48
Figure 44: Répartition des macro-catégories de coût d'investissement pour la construction MV bunker Large size (30 000 m ³); valeurs absolues en milliers d'euros	49
Figure 45: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construction costs” pour la construction d'une MV bunker Large size (30.000 m ³); valeurs absolues en milliers d'euros	50
Figure 46: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une MV bunker Large size (30.000 m ³); valeurs absolues en milliers d'euros	50
Figure 47: : Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” construction d'une MV bunker Large size (30.000 m ³); valeurs absolues en milliers d'euros	51
Figure 48: Coût total des investissements par mètre carré de capacité annuelle de l'installation ; très petit navire-citerne à GNL (200 m ³), petite barge-citerne (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³), MV bunker Mid-size (7.500 m ³) et MV bunker Large size (30.000 m ³)	51
Figure 49: Répartition des coûts d'exploitation d'une MV bunker Large size (30 000 m ³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	52
Figure 50: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; très petit méthanier (200m ³), petite barge bunker (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³), MV bunker Mid-size (7.500 m ³) et MV bunker Large size (30.000 m ³).....	53
Figure 51: Coût annuel total (CAPEX annuel + OPEX annuel) par m ³ de capacité de production des technologies STS	58
Figure 52: Approvisionnement en GNL selon la configuration TTS	59
Figure 53: exemple de bunkering operation via Iso-container par route	62
Figure 54: Coûts CAPEX di “storage & transfer” de la technologie ISO container par route ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	63
Figure 55: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie des conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros	64
Figure 56: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construct. costs” pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros	65
Figure 57: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros	65
Figure 58: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros	66
Figure 59: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS à 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros	66

Figurea 60: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement “storage & send out” pour la construction d'une usine TTS de 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros 67

Figure 61: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "LNG supply chain costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros 68

Figure 62: Camion semi-remorque GNL (ATB) 69

Figure 63: Coûts CAPEX du "stockage et transfert" de la technologie ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 70

Figure 64: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 71

Figure 65: Répartition des micro-catégories du coût en capital “LNG storage IN/OUT construction costs” pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 71

Figure 66: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 72

Figure 67: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 72

Figure 68: Coût CAPEX par mètre carré de capacité par an ; conteneurs ISO par route et ATB 73

Figure 69: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 73

Figure 70: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "storage & send out" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 74

Figure 71: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG supply chain costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros 75

Figure 72: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all'anno; ISO container su gomma e ATB 75

Figure 73: Exemple de ISO container GNL sur patin 76

Figure 74: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie des conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 77

Figure 75: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie ISO de patins de conteneurs ; valeurs absolues en milliers d'euros 78

Figure 76: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construction costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros 79

Figure 77: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 79

Figure 78: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 80

Figure 79: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneurs routiers ISO, ATB et conteneurs à patins ISO 80

Figure 80: Distribution des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 6 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 81

Figure 81: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 82

Figure 82 Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " LNG supply chain costs " pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 82

Figure 83: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; ISO container par route, ATB et ISO container sur skid 83

Figure 84: Exemple de système “Citerne sur skid” 84

Figure 85: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie citerne sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 84

Figure 86: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnements" de la technologie Citerne sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros 85

Figure 87: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation TTS à 8 réservoirs sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros 86

Figure 88: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 citernes sur patin ; valeurs absolues en milliers d'euros 87

Figure 89: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros	87
Figure 90: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneur ISO sur route, ATB, conteneur ISO sur patin et Citerne sur patin	87
Figure 91: Distribution des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS à 8 réservoirs sur patin ; valeurs absolues en milliers d'euros	88
Figure 92: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une usine TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros	89
Figure 93 Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "LNG supply chain costs" pour la construction d'une usine TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros	89
Figure 94: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneur ISO sur route, ATB, conteneur ISO sur patin et Citerne sur patin	90
Figure 95: Exemple de système Iso container/citernes sur multi-track	91
Figure 96: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie Iso container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros	92
Figure 97: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie Iso container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros	93
Figure 98: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track valeurs absolues en milliers d'euros	94
Figure 99: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track valeurs absolues en milliers d'euros	95
Figure 100: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros	95
Figure 101 Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle; ISO container par route, ATB, ISO container sur skid, cisterna sur skid et Iso container/citerne sur multi-track	96
Figura 102: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 16 so container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros	97
Figure 103: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "storage & transfer" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros	97
Figure 104: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "supply chain cost" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros	98
Figure 105: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an; ISO container par route, ATB, ISO container sur skid, citerne sur skid et Iso container/ citerne sur multi-track	99
Figure 106: Coût annuel total par m3 de capacité de production des technologies TTS	104
Figure 107: Approvisionnement en GNL selon la configuration du PTS	105
Figure 108: Exemple de système PTS small bullet cylinders	108
Figure 109: Coûts CAPEX de "stockage et de transfert" de la technologie PTS Small bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros	109
Figure 110: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnements" de la technologie Small bullet Cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	110
Figure 111: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	110
Figure 112: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	110
Figure 113: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	111
Figure 114: Répartition des macro-catégories de coût d'exploitation pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	112
Figure 115: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "storage & send out" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	112

Figure 116: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement “supply chain cost” pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	113
Figure 117: Exemples de terminal PTS de type mid-size bullet cylinders	115
Figure 118: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	116
Figure 119: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnements" de la technologie dmid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	116
Figure 120: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construct. costs” pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	117
Figure 121: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	118
Figure 122: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	119
Figura 123: Coût CAPEX total par mètre carré de capacité par an ; small bullet cylinders et mid size Bullet cylinders	119
Figure 124: Répartition des macrocatégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS mid size bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	120
Figure 125: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	121
Figure 126: Répartition des micro-catégories de "supply chain cost" pour la construction d'une installationPTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	121
Figure 127: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an ; small bullet cylinders et mid size Bullet cylinders	122
Figure 128: exemple de technologie PTS de type long bullet cylinders.....	123
Figure 129: Coûts CAPEX de “storage e transfer” de la PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros.....	124
Figure 130: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert, l'approvisionnement" de la technologie PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	124
Figure 131: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construct. costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros	125
Figure 132: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros	126
Figure 133: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros	126
Figure 134: Coût CAPEX par mètre carré de capacité par an ; small bullet, mid size bullet et long bullet cylinders	127
Figure 135: Répartition des macrocatégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	128
Figure 136: Répartition des micro-catégories de frais de fonctionnement “storage & send out” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	129
Figura 137: Répartition des micro-catégories de frais de fonctionnement “supply chain cost” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros	130
Figure 138: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; small bullet, mid size bullet et long bullet cylinders	130
Figure 139: Exemple de technologie PTS de type "secondaire" à “pression atmosphérique ”.....	132
Figure 140: Coûts CAPEX de "stockage et de transfert" de la technologie de type PTS "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	133
Figure 141: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	134
Figure 142 Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	135
Figure 143: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une centrale PTS à pression atmosphérique "secondaire" ; valeurs absolues en milliers d'euros	136

Figure 144: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une centrale PTS à pression atmosphérique "secondaire" ; valeurs absolues en milliers d'euros	136
Figure 145: Coût CAPEX total par mètre carré de capacité de production annuelle ; small/mid/long bullet cylinder et "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	137
Figure 146: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	137
Figure 147: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement “storage & send out” pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	138
Figure 148: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement “supply chain cost” pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	139
Figure 149: Coût OPEX annuel de par mètre carré de capacité par an ; small/mid/Long bullet cylinders "secondaire" à pression atmosphérique	140
Figure 150: Exemple de solution PTS de type "primaire" à la pression atmosphérique	141
Figure 151: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	142
Figure 152: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	143
Figure 153: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	143
Figure 154: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	144
Figure 155: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	144
Figure 156: Coût total des dépenses d'investissement par mètre carré de capacité de production annuelle ; small/mid/long bullet cylinders, "secondaires" et "primaires" à la pression atmosphérique	145
Figure 157: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	145
Figure 158: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement “storage & send out” pour la construction d'une installation PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	146
Figure 159: Répartition des micro-catégories de “supply chain cost” pour la construction d'une installation PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros	147
Figure 160: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; small/mid/Long bullet cylinders terminal, terminal "secondaire" et "primaire" à la pression atmosphérique	148
Figure 161: Coût annuel total par m3 de capacité de production des technologies PTS	153
Figure 162: Coûts OPEX annuels des solutions de soutirage de GNL du type STS-TTS-PTS	154
Figure 163: Coûts OPEX annuels par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL du type STS-TTS-PTS	156
Figure 164: Coûts CAPEX totaux des solutions de soutage de GNL STS-TTS-PTS	157
Figure 165: Coûts CAPEX annuels par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS	157
Figure 166: Coûts totaux (total CAPEX + OPEX annuel) des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS	158
Figure 167: Coûts annuels totaux (CAPEX annuel + OPEX annuel) par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS	159
Figure 168: Coût annuel total par m3 de capacité de production, y compris le coût variable de la matière première	163
Figure 169: Le modèle suédois de la taxe “fairway”	180

Index des tableaux

Tableau 1: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type STS	54
Tableau 2: Coût total CAPEX des solutions de soutage STS	54
Tableau 3: Coût CAPEX annuel par m3 de capacité des options de soutage de type STS (durée de vie utile de 25 ans)	55
Tableau 4: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage de type STS	56
Tableau 5: Coût OPEX annuel par m3 de capacité annuelle de l'installation des options de soutage de type STS	56
Tableau 6: Coût total (CAPEX total + OPEX annuel) des technologies de soutage de type STS, première année d'exploitation	57
Tableau 7: Coût annuel total par m3 de capacité de production des technologies de soutage de type STS ; durée de vie utile de 25 ans	57
Tableau 8: Caractéristiques techniques des ISO-container 40'	62
Tableau 9: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type TTS.....	100
Tableau 10: Coût CAPEX total des solutions de soutage TTS	101
Tableau 11: Coût CAPEX annuel par m3 de capacité des options de soutage de TTS, durée de vie de 20 ans .	101
Tableau 12: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage TTS.....	102
Tableau 13: Coût OPEX annuel par m3 de capacité annuelle de l'installation pour les solutions de soutage de type TTS	102
Tableau 14: Coût total (total CAPEX + OPEX annuel) des technologies de soutage TTS, première année de fonctionnement	104
Tableau 15: Coût total par an (CAPEX par an + OPEX par an) par m3 de capacité de production des technologies de soutage TTS ; durée de vie utile 20 ans	104
Tableau 16: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type PTS	149
Tableau 17: Coût total CAPEX des solutions de soutage PTS	150
Tableau 18: Coût CAPEX annuel par m3 de capacité des options de soutage des PTS, durée de vie de 30 ans	150
Tableau 19: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage PTS.....	151
Tableau 20: Coût OPEX annuel par m3 de capacité annuelle de l'installation pour les solutions de soutage de type PTS	151
Tableau 21: Coût total (total CAPEX + OPEX annuel) des technologies de soutage du STP, première année de fonctionnement	152
Tableau 22: Coût annuel total (CAPEX par an + OPEX par an) par m3 de capacité de production des technologies de soutage de PTS ; durée de vie utile 30 ans.....	153
Tableau 23: Composition du personnel nécessaire à l'exploitation des technologies STS-TTS-PTS.....	155
Tableau 24: Coûts annuels d'exploitation et d'investissement par m3 de capacité de production des différentes solutions de soutage du GNL analysées	160
Tableau 25: Coût annuel total par m3 de capacité de production, y compris le coût variable de la matière première, des différentes solutions de soutage de GNL analysées	162
Tableau 26: Entrées et sorties d'argent de différentes solutions de soutage de GNL de type TTS ; scénario low-base-high.....	166
Tableau 27: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type TTS ; scénario low-base-high.....	167
Tableau 28: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage du GNL de type TTS ; scénario low-base-high	168
Tableau 29: Entrées et sorties de trésorerie des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scénario low-base-high	170
Tableau 30: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scénario low-base-high	171

Tableau 31: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scenario low-base-high 172

Tableau 32: Entrées et sorties de trésorerie des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scenario low-base-high 175

Tableau 33: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scenario low-base-high 176

Tableau 34: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scenario low-base-high 177

1. Objet du document et cadre de l'activité T2.3 et du produit T2.3.1 du projet TDI RETE-GNL.

La version finale du produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations d'approvisionnement et de stockage de GNL dans les ports" représente le moment de synthèse et d'intégration synergique d'une multiplicité d'activités de recherche menées par le partenariat dans son ensemble, conformément au formulaire. En effet, la version finale du Produit mentionné ci-dessus comprend les différents rapports et la documentation préparés par les différents partenaires et leurs consultants externes pour le développement d'un premier savoir-faire sur les principaux profils économiques et financiers liés à la construction et à la gestion des installations de stockage et de soutage de GNL dans l'environnement maritime-portuaire, avec une attention particulière aux solutions technologiques et de gestion qui peuvent être mises en œuvre dans les ports prévus dans le formulaire en relation avec la Zone Cible.

Le rapport fait partie du projet Interreg Italie-France Maritime 2014-2020 "Technologies et dimensionnement des installations pour le RÉSEAU de distribution primaire de GNL dans les ports de la zone transfrontalière" (Acronyme TDI RETE-GNL) qui a parmi ses objectifs d'identifier des solutions technologiques et productives pour la distribution et le soutage de GNL dans les ports de la zone transfrontalière, basées sur des normes et des procédures opérationnelles communes.

Dans le cadre du volet du projet T2 «Etude d'un plan d'action commun pour le GNL dans la zone portuaire», l'activité T2.3 est prévue sous la forme, qui est dédiée à l'évaluation économique et financière des principales technologies de soutage de GNL.

En effet, cette activité prévoit une évaluation de l'impact économique-financier découlant des différents types de configurations de soutage, un examen de l'applicabilité des outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de stockage et de ravitaillement de GNL ainsi que prise en compte d'éventuelles synergies entre l'élaboration de solutions technologiques de production et la gestion générale des flux d'énergie dans la zone portuaire envisagée dans le cadre d'un plan d'action commun pour la diffusion des installations de ravitaillement et de stockage de GNL dans les ports inclus dans le Projet.

Dans le cadre de l'activité mentionnée ci-dessus, deux produits sont prévus:

- T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement et de stockage du GNL dans les ports" ;
- T2.3.2 "Rapport sur les synergies : profils économiques, économies d'énergie, durabilité environnementale" ;

Plus précisément, le produit susmentionné fournit un ensemble d'informations détaillées sur les investissements (CAPEX) et les coûts d'exploitation (OPEX) attribuables à la mise en œuvre et à la gestion de diverses solutions de soutage et de stockage de GNL dans la zone portuaire maritime, en considérant diverses options technologiques et un dimensionnement des installations conforme à la nature spécifique des ports inclus dans le formulaire. En outre, les activités de recherche menées ont

fourni des indications détaillées concernant les indicateurs et les paramètres à utiliser pour procéder à une première évaluation générale de la viabilité économique et financière des différentes solutions technologiques de soutage et de stockage du GNL, et pour disposer de quelques premiers outils de gestion faciles à utiliser visant à une évaluation plus éclairée par les décideurs publics et les autres parties compétentes en ce qui concerne les propositions de projets émanant d'opérateurs privés désireux d'investir dans la mise en place de ce type d'installations et de solutions de ravitaillement dans les ports. Le cadre conceptuel développé pour l'analyse des investissements et des coûts d'exploitation prend également en compte les principaux profils économico-financiers liés à la logistique d'approvisionnement des installations en question. Afin de mener à bien les activités qui y sont mentionnées, une feuille de calcul "Excel" articulée a également été préparée, contenant les outils qui facilitent l'évaluation des profils économico-financiers qui découlent des choix d'investissement dans les structures décrites. Ce dossier pourrait utilement faire l'objet d'activités de capitalisation afin de fournir aux décideurs publics impliqués dans ce type de processus de conception d'infrastructures et dans le processus d'autorisation y afférent des outils analytiques conviviaux et semi-automatiques pour soutenir les décisions stratégiques.

Le produit bénéficie donc à différentes catégories de groupes cibles envisagés dans le projet, dont en premier lieu les autorités portuaires, les organismes publics territoriaux, les opérateurs privés du secteur (armateurs, sociétés de soutage, sociétés de terminaux), les capitaines de port et les pompiers.

Cela dit, on trouvera ci-dessous les contributions et les tâches effectuées par chaque partenaire du projet en relation avec les activités de recherche attribuables au produit T2.3.1, en indiquant également l'attribution spécifique des différents chapitres et paragraphes de la version finale du produit en question:

- P1/CF (UNIGE-CIELI) : le CF avec le soutien des partenaires P2 et P3 et avec l'appui de son consultant externe Assocostieri Srl et du consultant externe du partenaire P3 affecté aux activités en question (Enterprise Shipping Agency Srl ; D.D. n.356/2020 du 11/06/2020) a défini le modèle conceptuel visant à examiner la structure des coûts pour la construction et la gestion des installations de soutage et de stockage de GNL dans le secteur maritime-portuaire. Le cadre prend en compte conjointement l'OPEX et les CAPEX en incluant également dans l'analyse les dimensions économiques et financières liées à la logistique de l'approvisionnement en GNL de l'infrastructure en question. Par l'intermédiaire du consultant Assocostieri Srl, la CF a créé le cadre du projet. En détail, les chapitres 1, 2 et 4 du produit T 2.3.1, à l'exception du paragraphe 4.4, doivent être attribués à Assocostieri Srl. La version finale du produit T2.3.1 est également jointe au document pertinent préparé par Assocostieri. Le CF, en collaboration avec le partenaire P3, a également coordonné les activités de recherche menées par le consultant externe de P3, Enterprise Shipping Agency Srl, afin d'assurer une cohérence et une homogénéité totales dans la collecte de données et l'élaboration de la documentation du projet. Le CF a constamment révisé la documentation en question et a également préparé la version finale du produit T2.3.1 qui intègre toutes les contributions et

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement /
stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

documents mentionnés ici et ci-dessous et a également préparé la fiche de synthèse finale du produit T2.3.1.

- P2 (UNIFI) : le partenaire P2 (UNIFI) a aidé le CF à définir le cadre conceptuel pour l'examen des investissements et des coûts d'exploitation liés à ce type d'infrastructure. Le partenaire P2, avec le soutien du consultant externe STF study (Dr. Tommaso Franci) a produit un rapport intitulé "Analysis of LNG logistics infrastructure costs in the port environment and related externalities" pour l'acquisition de données et d'informations pertinentes dans le cadre des activités de recherche liées au produit T2.3.1. Ce rapport est également joint à la version finale complète du produit T.2.3.1. Le partenaire P2 a également examiné et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.1 et la fiche de synthèse correspondante.
- P3 (UNICA-CIREM) : Le partenaire P3 (UNICA-CIREM) a soutenu le CF dans la définition du cadre conceptuel pour l'examen des investissements et des coûts de gestion liés à ce type d'infrastructures. Le partenaire P3, avec le soutien du consultant externe Enterprise Shipping Agency Srl, a produit un rapport intitulé "preliminary economic-financial evaluation of LNG bunkering and storage facilities in the ports of the target area", qui est destiné à fournir une analyse plus approfondie des profils liés à l'évaluation économique-financière des infrastructures de soutage et de stockage de GNL dans l'environnement maritime portuaire et à fournir des données économique-financières plus détaillées caractérisant les investissements dans des solutions technologiques spécifiques de soutage de GNL. Ce rapport est également joint à la version finale complète du produit T.2.3.1. Il convient également de noter que les chapitres 3, 4.4 et 5 de la version finale du produit T2.3.1 doivent être attribués au partenaire P3 et au consultant externe correspondant (Enterprise Shipping Agency Srl). Le partenaire P3 a également revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.1 et la fiche de synthèse correspondante.
- P4 (OTC) : Le partenaire P4 (OTC) avec le consultant externe "consortium Tractebel Energie" a soutenu le CF dans la préparation du chapitre 3, 4.2.1, 5 et a produit le rapport "Outil de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de soutirage / stockage de GNL". En outre, le partenaire P4 a examiné et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.1 et la fiche de synthèse correspondante.
- P5 (CCIVAR) : Le partenaire 5 (CCIVAR) a revu et relu la documentation produite par les autres partenaires et consultants et a validé la version finale du produit T2.3.1 et sa fiche de synthèse.

2. Profils méthodologiques et data gathering

Afin de définir un cadre conceptuel solide et partagé, fonctionnel à l'examen des différents investissements et coûts d'exploitation liés à chaque solution de soutage et de stockage de GNL dans l'environnement portuaire maritime, en tenant compte des différentes spécifications dimensionnelles et des mécanismes de logistique d'approvisionnement, le partenariat a défini les profils méthodologiques communs à appliquer dans les activités de recherche en question. Cette phase a notamment vu une forte coordination entre les partenaires P1, P2 et P3, ainsi que leurs consultants externes respectifs (Assocostieri Servizi Srl pour P1 et Enterprise Shipping Agency Srl pour P3). La définition des profils méthodologiques a permis non seulement d'identifier la classification et la taxonomie des différents coûts (CAPEX et OPEX) et les profils liés aux coûts de la logistique d'approvisionnement en GNL aux nœuds de soutage et de stockage, mais, malgré le manque actuel de données et d'informations sur la tarification qui pourrait caractériser les services de soutage de GNL dans les ports dans les années à venir, on a tenté de définir des approches pour l'évaluation préliminaire des investissements dans des installations de ce type d'un point de vue économique et financier.

En particulier, pour chaque option technologique de soutage et de stockage du GNL, une taxonomie précise des catégories de coûts macro et micro attribuables aux CAPEX, OPEX et à la logistique d'approvisionnement a été définie. Pour un examen détaillé des profils méthodologiques en question, voir la version complète du produit T2.3.1.

Le modèle conceptuel adopté bénéficie des activités de recherche menées par les différents partenaires et leurs consultants et est donc basé sur les documents mentionnés ci-dessous:

1. "Examen des profils économique-financiers liés à la préparation des solutions technologico-productives les plus appropriées pour le soutage et le stockage du GNL dans l'environnement portuaire" développé par Assocostieri srl en relation avec la contribution au projet Interreg Marittimo TDI RETE-GNL ;
2. "Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations d'approvisionnement et de stockage de GNL dans les ports", préparé par le groupe de l'ESA à titre de contribution au projet susmentionné ;
3. T2.3.1 "Outil de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de soutage / stockage de GNL" fourni par le partenaire du projet, l'Office des Transports de Corse (OTC) ;
4. "Analyse des coûts de l'infrastructure logistique du GNL dans les ports et des externalités connexes" fournie par le partenaire UNIFI en collaboration avec la société de conseil STF - Studio Tommaso Franci.

En outre, afin d'arriver à une première évaluation sommaire des investissements d'infrastructure de ce type, l'UNICA-CIREM, en collaboration avec le consultant ESA, a préparé une analyse de balisage

et de scénarios multiples avec laquelle on a tenté d'identifier certains indicateurs économique-financiers pour évaluer la viabilité économique-financière de différents types d'investissements en GNL dans le secteur maritime-portuaire. La définition du cadre conceptuel et de la méthodologie d'analyse ainsi adoptée a été partagée lors d'une réunion télématique spéciale en juillet 2020 avec le client et au CF du projet.

Enfin, le produit T2.3.1 envisage également des solutions possibles pour accroître l'attractivité de l'entreprise en question du point de vue du secteur privé par le biais de formes de soutien public ou d'interventions de divers types, comme:

- ✓ Mise en œuvre de PPP (partenariats public-privé), de subventions non remboursables et de prêts à faible taux d'intérêt.
- ✓ Certificats " green " et incitations fiscales (taxes portuaires différenciées).
- ✓ Subventions de fonctionnement pour les investissements dans les technologies "green".

3. Description des postes de coûts liés aux technologies de soutage du GNL

Afin de définir une classification adéquate des investissements et des coûts d'exploitation liés à la construction et à la gestion des infrastructures de soutage de GNL dans la zone maritime-portuaire, le partenariat a défini des macro-catégories de coûts qui ont ensuite été décomposées en postes de dépenses homogènes, compte tenu des coûts d'investissement (CAPEX) et des coûts d'exploitation et de gestion (OPEX) qui distinguent les différents types d'installations (il est à nouveau précisé que les coûts liés à la logistique d'approvisionnement ont également été inclus).

Les coûts CAPEX liés aux infrastructures de storage & transfer bunkering des différentes technologies analysées sont divisés en trois macro-catégories de coûts, elles-mêmes divisées en micro-catégories de coûts. Les macro-catégories sont les suivantes:

- A. Coûts de construction du stockage IN / OUT de GNL (LNG Storage IN/OUT construct.cost)**
- B. Coûts de construction de l'installation de transfert (out) de GNL (LNG send out to bunker.costs)**
- C. Coûts généraux de l'infrastructure GNL (LNG infrastructure general costs)**

Dans la macro-catégorie A de coûts, les coûts de construction du système de stockage de GNL (LNG Storage IN/OUT construct.cost), on trouve les éléments de micro-coûts suivants:

- LME ni 9% (London Metal Exchange Nickel 9%)¹
- Structure des réservoirs/citernes (Tank/hull structure factor)
- Tuyauteries, pompes et équipements de stockage (B.o.P)

La deuxième macro-catégorie (B) de coûts identifie **les coûts de construction de l'installation de transfert (out) du GNL (LNG send out to bunker.costs)** et comprend les éléments de micro-coûts suivants:

1. Tuyauteries et équipements de soutage Pipes and bunkering equipment): ce type d'équipement (dont le coût est indiqué dans le chapitre suivant concernant la quantification des variables décrites ici) est particulièrement important dans le cas d'une solution de soutage provenant d'un camion-citerne, dans lequel le transfert de GNL est effectué principalement avec des

¹ LME Nickel est un groupe de contrats spot, forward et futures, négociés à la Bourse des métaux de Londres (LME), pour la livraison de nickel primaire qui peut être utilisé pour la couverture des prix, la livraison physique de ventes ou d'achats, les investissements et la spéculation. Les producteurs, les semi-fabricants, les consommateurs, les recycleurs et les négociants peuvent utiliser les contrats à terme du nickel pour couvrir les risques liés au prix du nickel et pour les prix de référence. Au 31 décembre 2019, le nickel du LME est associé à 153 318 tonnes de nickel physique stockées dans 500 entrepôts agréés par le LME dans le monde. Cela représente 5,67 % de la production mondiale de nickel extrait, estimée à 2,7 millions de tonnes en 2019. Ce poste de coût dépend principalement du produit de deux variables, le facteur de surface et le facteur de pression du réservoir.

tuyaux cryogéniques. Ceux-ci doivent répondre aux exigences de la norme EN 1474-2 et, en particulier, pour un débit de 50 m³/h, il est important que le diamètre du tuyau soit suffisant pour ne pas dépasser une vitesse de fluide de 10m/s dans le tuyau lui-même. Les solutions "Truck-to-Ship", dont fait partie l'exemple présenté ici, ne disposent souvent pas de tuyau pour le retour du gaz, c'est pourquoi le navire à avitailler gère sa propre évaporation. Enfin, la norme ISO 20519 exige que les tuyaux soient équipés d'un système d'arrêt d'urgence (ESD) et d'un système de déconnexion d'urgence (ERS). Le premier doit être mis en œuvre en utilisant une connexion ESD entre le navire à soutirer et les camions transportant les conteneurs ISO. Ce système permet d'arrêter l'opération de soutage en arrêtant les pompes de transfert de GNL et en fermant les soupapes de sécurité ; tout cela est activé manuellement ou automatiquement (suite, par exemple, à la détection de gaz par un capteur). Avant de commencer l'opération de soutage, le bon fonctionnement du système d'arrêt d'urgence doit toujours être testé car, si le système d'arrêt d'urgence est activé, le transfert de GNL ne peut pas reprendre tant que les conditions normales de sécurité n'ont pas été rétablies. Le système de déconnexion d'urgence, en revanche, est un dispositif de sécurité destiné à protéger les tuyaux, par exemple en cas de dépassement des limites d'exploitation du navire ou de déplacement du pétrolier. En cas de situation dangereuse, l'ERS permet de déconnecter les tuyaux en activant une connexion de déconnexion d'urgence (ERC) et en fermant les vannes d'isolement, ce qui minimise les fuites de GNL ou de gaz. Il doit être conçu comme un système de déconnexion à sec et peut être actif ou passif. En particulier, dans le système actif, l'ouverture de l'ERC est liée à l'activation de l'arrêt d'urgence ESD qui peut être activé manuellement par un opérateur au moyen d'un bouton ou automatiquement à la suite d'une action de sécurité ; dans le système passif, au contraire, l'ouverture de l'ERC se produit lorsqu'un certain seuil est atteint, par exemple lorsque les forces appliquées sur le tuyau sont trop élevées.

2. Tuyauteries, pompes et équipements de transfert (B.o.P): Dans l'exemple examiné pour approfondir l'élément de coût précédent, il convient également de noter que le transfert de GNL des conteneurs ISO vers les réservoirs du navire de soutage est effectué à l'aide de deux équipements différents (à considérer par rapport aux dépenses d'investissement engagées) : une pompe externe et un système PBU intégré au conteneur ISO. Plus précisément, une petite quantité de GNL est vaporisée pour augmenter la pression dans le conteneur ISO et le liquide est ensuite transféré par différence de pression. Avec un système PBU, la pression dans le conteneur ISO à la fin du soutage est plus élevée qu'avec une pompe cryogénique, ce qui augmente le risque d'ouverture de la vanne pendant le voyage de retour. De plus, avec un système de PBU, les taux de transfert sont plus faibles ainsi que les coûts d'investissement. Pour augmenter les volumes avitaillés et les taux de transfert de GNL, il est enfin possible de connecter et de décharger plusieurs navires-citernes simultanément à l'aide d'un skid dédié. Dans cette solution, appelée Multi Truck-to-Ship, le transfert de GNL est effectué par une pompe cryogénique intégrée dans le skid.

Les postes de coûts examinés jusqu'à présent dépendent de la distance entre le stockage de GNL de l'installation et le navire à approvisionner.

Dans la macro-catégorie C de coûts, **les coûts généraux des infrastructures de GNL (LNG infrastructure general costs)**, on trouve les éléments de micro-coûts suivants:

1. Terrain (Land): le coût par m3 d'un terrain à bâtir, qui peut être en propriété ou en concession.
2. Coûts de gestion de projet (Project management & engineering) : il s'agit des coûts de la conception préliminaire et exécutive du projet en plus des coûts de gestion des travaux.
3. Coûts de démarrage (Site set up and start-up cost) : frais engagés pour le démarrage d'une nouvelle entreprise, ou d'une nouvelle activité liée à une entreprise existante, ou pour la mise en œuvre d'un nouveau projet, avant son ouverture ou avant qu'il ne soit opérationnel/efficace (par exemple, frais de marketing, frais de notaire, frais de recrutement et de formation, frais de recherche et développement, etc.)
4. Coûts d'assurance (Insurance) : Frais d'assurance de l'infrastructure, tant pour les dommages matériels que pour les tiers.
5. Coûts divers (Various & Contingencies)

Les coûts CAPEX décrits ci-dessus concernent les coûts de construction des infrastructures de stockage et de transfert de soutage nécessaires pour chaque solution de soutage de GNL analysée, sans tenir compte du système d'approvisionnement de la solution.

Outre les trois catégories ci-dessus, il existe des coûts liés à la chaîne d'approvisionnement auxquels est consacrée une sorte de dernière macro-catégorie, identifiée par la lettre D et appelée : "**coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain Costs)**", qui prend en compte les coûts de la logistique de l'approvisionnement en GNL de l'installation pour la fourniture de services de soutage.

Dans la section des résultats et dans les descriptions analytiques des différentes solutions, le coût en capital des différentes solutions de soutage du GNL analysées sera mis en évidence, à la fois brut et net des coûts CAPEX pour l'approvisionnement en GNL. En outre, les données relatives aux coûts de CAPEX seront fournies à la fois en valeur absolue et en valeur pondérée pour le m3 de gaz transféré par an et par installation.

La Figure 1 présente une vue d'ensemble des postes de coûts CAPEX liés aux différentes solutions, dont les résultats seront présentés et examinés au chapitre 4 du présent rapport.

Figure 1. Classification des coûts CAPEX pour les différentes solutions de soutage du GNL

LNG - BUNKERING MODE		T-t-S					P-t-S				S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE		ISO-cont on wheel	semi-trailer on wheel	ISO-cont on skid	Tank on skid	Tank/ISO multi-rad	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	secondary atm. tank	primary atm. tank	MV (Seago)	barge (Flexstar)	MV (Coralfix)	MV (Coral) MV (Coral) Ethanol
CAPEX INVESTMENT COSTS															
A) LNG storage IN/OUT															
tank surface factor	f.														
tank pressure factor	f.														
LME Nil 9%	54.000	€C													
tank/hull structure factor	2.000	€C													
B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)		€C													
A) LNG Storage pour construct.cost		€C													
B) LNG send out to bunkering															
distance LNG storage to ship	m														
pipes & bunkering equipment	540.000	€C													
B.O.P.		€C													
B) LNG send out to bunker.costs		€C													
C) LNG infrastructure general items															
Land	150	€C													
Project Managm. & Engineer	8%	€C													
site set up & start up costs	3%	€C													
insurances	1%	€C													
various & contingencies	3%	€C													
C) LNG infrastructure general costs		€C													
LNG BUNKERING TOTAL CAPEX		€C													
Specific CAPEX/Storage INDEX:	€/m³														
Tractors & semitrailers	135	15													
D) LNG SUPPLY CHAIN		€C													
CAPEX Entire Bunker Supply Chain		€C													
Specific CAPEX Entire Supply INDEX	€/m³														
	€/m³														

Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'exploitation/gestion des installations de soutage de GNL analysés dans le chapitre suivant, deux macro-catégories de coûts sont analysées:

E. Coûts d'exploitation du stockage et transmission de GNL (out) (LNG Storage&Send-Out Total Opex)

F. Coûts de fonctionnement de la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG Supply Chain Cost)

La macro-catégorie E des coûts comprend le coût d'exploitation de l'installation de soutage du GNL, qui est réparti entre les postes de microcoûts suivants:

1. Coût de la main-d'œuvre (Manager/captain, Assistant, shift work/crew): coût du personnel employé dans l'infrastructure de soutage du GNL.
2. Coût de la maintenance et des services techniques (Maintenance & Tech. Services): coût de la maintenance quotidienne et des services techniques pour l'infrastructure de soutage du GNL.
3. Coûts de l'énergie et des autres services (Energy & other utilities): coûts par kWh d'énergie consommée ou par mètre cube standard (smc) de gaz consommé par l'infrastructure de soutage du GNL.
4. Coûts administratifs généraux, de sécurité et d'assurance (GSA&Insurances) : coûts liés aux équipements et procédures de sécurité, coûts d'assurance pour les immobilisations corporelles et la responsabilité civile, coûts administratifs et comptables.

Ces postes de coûts dépendent principalement du type d'installation et de sa taille.

La macro-catégorie F du coût, coûts opérationnels de la chaîne d'approvisionnement en GNL, comprend le coût de l'approvisionnement en GNL de l'installation de soutage de GNL et est divisée selon les éléments de microcoûts suivants:

1. Coût de la main-d'œuvre (Manager/captain, Assistant, shift work/crew): coût du personnel employé dans l'infrastructure de soutage du GNL.
2. Coût de la maintenance et des services techniques (Maintenance & Tech. Services): coût de la maintenance quotidienne et des services techniques pour l'infrastructure de soutage du GNL.
3. Coûts de l'énergie et des autres services (Energy & other utilities): coûts par kWh d'énergie consommée ou par mètre cube standard (smc) de gaz consommé par l'infrastructure de soutage du GNL.
4. Coûts administratifs généraux, de sécurité et d'assurance (GSA&Insurances) : coûts liés aux équipements et procédures de sécurité, coûts d'assurance pour les immobilisations corporelles et la responsabilité civile, coûts administratifs et comptables.

Comme dans le cas des coûts d'investissement, le chapitre 4 mettra en évidence le coût d'exploitation des différentes solutions de soutage du GNL analysées à la fois brut et net des coûts d'approvisionnement en GNL. En outre, des données sur les coûts d'exploitation seront fournies à la fois en valeur absolue et en valeur pondérée pour le m³ de gaz annuel transféré par l'installation.

La Figure 2 présente le tableau des postes de coûts liés aux différentes solutions, dont les résultats seront présentés et discutés dans les sections 5 et 7 du présent rapport.

Figure 2. Classification des coûts OPEX pour les différentes solutions de soutage du GNL

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S						P-t-S				S-t-S				
	ISO-cont on wheel	semi-trailer on wheel	ISO-cont on skid	Task on skid	Tank/SOC multi-rack	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	secondary atm-tank	primary atm-tank	M.V. (Storage)	barge (Floater)	MV (Coral)	MV (Coral)	MV (Coral)
OPEX - OPERATION COSTS															
E) LNG STORAGE & SEND OUT															
Manager/Captain	110														
Assist. Manager/Officer	90														
shift work/crew	60														
day work	45														
Labor total															
Maintenance & Tech. Services	2%														
Energy & other utilities	200	50													
GSA&Insurances	50%	1%													
LNG Storage & Send-Out TOTAL OPEX	k€														
F) LNG SUPPLY CHAIN															
Manager/Captain	110														
Assist. Manager/Officer	90														
drivers/crew	45														
Labor total															
Maintenance & Tech. Services	2%														
Energy & other utilities	200	50													
GSA&Insurances	50%	1%													
LNG Supply Chain TOTAL OPEX	k€														
OPEX Entire Bunker Supply Chain	k€														
Specific OPEX Entire Supply INDEX	€														
	€/m³														
Operation range of bunkering mode/type	best for bunkering flexibility to small boats & ferries					best for ships bunkering @ the docks of the Terminal				best for bunkering large ships @ their mooring docks (or at sea)					

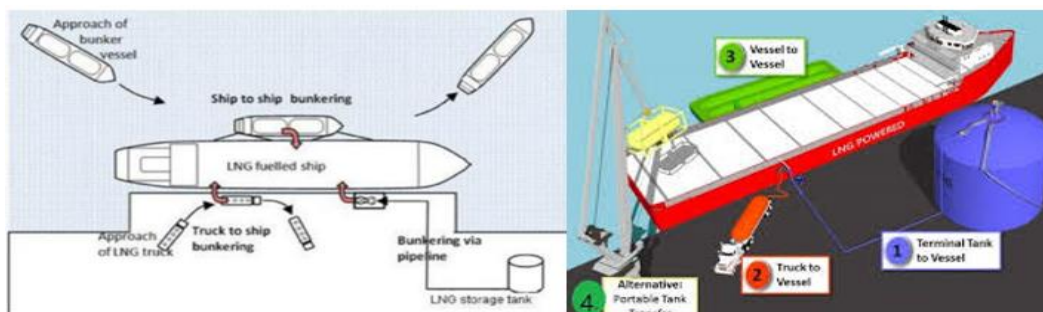
Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4. Évaluation économique-financière des différentes solutions de soutage du GNL : CAPEX et OPEX

L'évaluation économique-financière relative des différentes solutions de soutage du GNL a été réalisée en prenant en considération les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) relatifs aux principales solutions technologiques adoptées dans le secteur maritime-portuaire. Pour les besoins de l'analyse, la même classification proposée dans le projet TDI RETE-GNL par le CF (UNIGE-CIELI) a été utilisée, qui prend en considération quatre solutions possibles, brièvement décrites ci-dessous (Figure 3) :

1. **Truck to Ship (TTS)**, Soutirage de GNL au moyen d'un camion-citerne temporairement garé sur le quai.
2. **Mobile Fuel Tank**: utilisation d'une citerne ISO placée à quai ou chargée directement à bord du navire.
3. **Port/Pipeline to Ship (PTS)**: utilisation de conduites de raccordement entre le gisement côtier de GNL situé en permanence dans les zones portuaires et le réservoir du navire.
4. **Ship to Ship (STS)**: L'avitaillement en GNL au moyen d'un chaland ou de barges ; les opérations peuvent avoir lieu tant à l'intérieur du bassin portuaire qu'à l'extérieur, si les conditions météorologiques et maritimes le permettent.

Figure 3: Configurations pour le soutage de GNL



Source: DNV, “LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures” (2015).

Les quatre options technologiques diffèrent sur les points suivants:

- **capacité de stockage/transport** : c'est-à-dire le volume de GNL stocké dans le véhicule utilisé pour le ravitaillement ou dans le dépôt de stockage ;
- **l'efficacité des opérations de soutage** : cela se traduit par la possibilité d'opérer dans des situations différentes (par exemple, dans des conditions météorologiques défavorables) ou la possibilité de mener des opérations simultanées (SIMOP) ;
- **l'extensibilité des installations** : elle se traduit par la possibilité d'adapter la capacité des installations aux conditions changeantes de l'environnement concurrentiel (par exemple, augmentation des niveaux de demande à court terme) ;

- **la flexibilité** : elle se traduit par la capacité de l'installation à s'adapter aux besoins spécifiques exprimés par les utilisateurs ;
- **les investissements requis/les profils économique-financiers** : cette clarification découle du fait que chaque configuration nécessite, pour être mise en œuvre, des investissements en CAPEX, OPEX ainsi que l'engagement de coûts de maintenance (cet aspect sera détaillé plus avant pour chaque solution) ;
- **les besoins techniques et les exigences spécifiques de l'installation** : il est fait référence à une liste exhaustive de profils techniques et de gestion pertinents, comme par exemple la quantité de zones occupées ou l'existence de problèmes spécifiques liés à l'accessibilité nautique ou routière ;
- **la sécurité et les risques/criticités** : ils caractérisent non seulement les différentes configurations dans leur ensemble, mais aussi les opérations individuelles, notamment en termes de gestion et de sûreté et sécurité ;
- **l'impact environnemental et les externalités négatives** : ces aspects sont particulièrement pertinents dans l'entreprise en question, surtout si l'on considère le type de produit énergétique que ces installations de stockage et de soutage doivent traiter

Chacune des solutions de soutage de GNL susmentionnées a été examinée d'un point de vue économique-financier à partir de l'étude réalisée par Assocostieri Servizi srl dans le cadre du projet TDI RETE-GNL et de la contribution de l'ESA srl. Aux fins de l'analyse, les solutions TTS et Mobil Fuel Tank ont été fusionnées, étant donné les similitudes attribuables aux profils décrits ci-dessus. Le groupe de travail CIELI-UNIGE a donc identifié cinq options technologiques pour chacune des trois solutions de soutage, sur la base des développements actuels et de la croissance de la flotte GNL (Figure 4).

Figure 4: Analyse des solutions de soutage du GNL

LNG BUNKERING MODE	T-T-S	P-T-S	S-T-S
LES OPTIONS TECHNOLOGIQUES POUR CHAQUE SOLUTION DE SOUTAGE	ISO-CONTAINER SUR CAMION	SMALL BULLET CYLINDERS	TRÈS PETITS NAVIRES BUNKER GNL
	SOUTAGE VIA ATB	MID- SIZE BULLET CYLINDERS	PÉNICHES DE PETITE DIMENSION
	ISO-CONTAINER SUR SKID	LONG-BULLET CYLINDERS	MV BUNKER SMALL SIZE
	CISTERNA SU SKID	S ECONDARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER MID SIZE
	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK	PRIMARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER LARGESIZE

Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ce choix découle des méthodes utilisées pour la réalisation des opérations de soutage de GNL dans la zone maritime-portuaire, qui vont de systèmes plus simples (par exemple le cas du navire directement alimenté par des briquets ou des conteneurs ISO placés à côté du quai ou sur une petite barge capable de traiter de petites quantités de GNL), à des systèmes plus complexes et coûteux

capables d'alimenter de grands navires commerciaux et de passagers dans des délais relativement courts pendant le temps limité passé au port.

Sur la base des différentes caractéristiques technico-opérationnelles examinées au paragraphe 3 de ce produit, le groupe de travail a discuté avec les partenaires du projet de la méthodologie à adopter en ce qui concerne la catégorisation des éléments de coût attribuables aux CAPEX et OPEX des solutions de soutage de GNL étudiées. Cela dit, la méthodologie utilisée est basée sur les critères suivants:

- ✓ Pour chaque solution technique/technologique envisagée, comme indiqué ci-dessus, les différents éléments de coût imputables aux CAPEX et aux OPEX sont examinés séparément, bien que toutes les solutions puissent être louées ou prises en leasing auprès d'une société spécialisée (tierce partie), ce qui permet de minimiser les CAPEX et de transférer tous les coûts des OPEX à des tiers (car un opérateur spécialisé peut être plus efficace dans la mise en œuvre et la gestion du service concerné).
- ✓ L'encadrement du service de soutage du GNL dans chaque solution prend en compte non seulement la réception, le stockage et le transfert du GNL pour l'exploitation des navires, mais aussi la chaîne logistique d'approvisionnement en GNL à partir du terminal GNL "primaire" le plus proche ; un terminal GNL est défini comme "primaire" s'il reçoit du GNL directement de grands navires et de grands terminaux de liquéfaction et d'exportation de GNL, fournissant du GNL aux meilleurs prix disponibles.
- ✓ Les coûts logistiques estimés pour les différentes solutions technologiques qui nécessitent une logistique d'approvisionnement par voie terrestre ou maritime, toujours par souci de cohérence avec la documentation produite par Assocostieri Servizi Srl, supposent une distance maximale d'environ 500 km entre le terminal d'approvisionnement principal en GNL et les installations de soutage/stockage du GNL dans la zone portuaire. En ce sens, la distance maximale de 500 km est donc celle qui devrait être parcourue quotidiennement par un camion avec un seul chauffeur, en considérant uniquement le trajet aller (vitesse moyenne 60-65Km/h) ou par un bateau (environ 12 nœuds). Le doublement hypothétique des distances nécessiterait le doublement de l'infrastructure logistique du GNL et des coûts connexes. Les hypothèses utilisées par le groupe de travail de l'ESA Srl ont été établies en accord avec celles adoptées pour les mêmes activités par Assocostieri Servizi Srl (fournisseur externe du CF UNIGE-CIELI) afin d'assurer le plus haut niveau d'homogénéité et de comparabilité des analyses et des comparaisons.
- ✓ Les CAPEX et OPEX de chaque solution examinée sont répartis entre les coûts spécifiquement liés au stockage du GNL et aux opérations IN/OUT connexes et les coûts imputables aux services spécifiques des terminaux GNL pour le soutage. Les éventuels services supplémentaires de GNL que le terminal pourrait fournir, tels que, par exemple : le chargement de camions-citernes ou la vaporisation de gaz utilisé pour des applications énergétiques, industrielles ou civiles, et les CAPEX et OPEX

4.1 Ship to Ship (STS)

La configuration de soutage de tipo Ship To Ship prévoit qu'un navire (appelé bunker/barge ou SSLNG ship) ou une barge d'approvisionnement équipée de réservoirs spécifiques pour le transport de GNL², charge le GNL directement sur le navire à approvisionner (Figure 5). Il est ainsi possible de garantir non seulement le soutage des navires qui ne peuvent pas accoster dans certains ports avec une installation de stockage sur place (par exemple parce que ces installations de stockage sont éloignées en raison de l'absence de structures spécifiques de soutage du GNL), mais aussi l'activité de soutage dans une installation de stockage côtière ou un terminal pour la livraison du GNL au navire à soutirer.

La configuration technologique du type Ship To Ship découle de la nécessité de répondre à des demandes de transfert de volumes importants de GNL (même jusqu'à 30 000 m³), en raison de multiples éléments et variables, parmi lesquels se distingue la capacité de stockage des soutets/barges d'approvisionnement des navires. Ce dernier est considérablement plus élevé que les réservoirs des camions et des camions-citernes moyens utilisés dans la configuration "Truck to Ship". (DNV, 2014).

Cette configuration de soutage permet un taux de transfert élevé de GNL entre les deux navires, jusqu'à 1 800 m³/h. D'où l'avantage économique et de gestion de la configuration de type STS, en particulier dans le cas du soutage de navires opérant sur de courtes distances et devant donc réduire au minimum le temps passé dans les infrastructures portuaires pour les activités de soutage, le chargement/déchargement des marchandises, les passagers, etc.

Figure 5: Approvisionnement en GNL selon la configuration STS



Source: https://www.trelleborg.com/en/marine-and-infrastructure/news--and--events/news/may2016_2

² Normalement, la capacité des barges de ravitaillement et de leurs réservoirs est comprise entre 1 000 et 20 000 m³.

Avant de transférer le GNL au navire à soutirer selon le mode de soutage STS, l'activité de soutage de la barge de soutage (ou du navire SSLNG) ou de la barge de soutage a normalement lieu dans un terminal ou une installation de stockage de GNL dans le port ou près du port lui-même, du fait qu'une telle unité peut, d'un point de vue opérationnel, se déplacer sans complications importantes. D'où l'avantage supplémentaire attribuable à la configuration STS, à savoir la possibilité d'effectuer des opérations de soutage sans utiliser et occuper les zones et espaces portuaires.

Outre les avantages susmentionnés, la configuration Ship To Ship présente quelques points critiques, parmi lesquels la nécessité d'énormes investissements initiaux par rapport à la nécessité de navires ou de barges pour effectuer les activités de soutage. Au-delà des coûts d'acquisition des susdites unités, que moyenne valent environ 2 millions d'euros pour les petites barges, jusqu'à 80 millions d'euros pour les micro-méthaniers plus grandes, se révèlent élevés aussi les coûts opérationnels qui proviennent de la logistique d'approvisionnement et de la gestion technique de l'actif (pensez dans ce sens au personnel hautement spécialisé). Les coûts d'exploitation en objet tendent évidemment aussi à augmenter lorsque le navire à approvisionner ne se trouve pas à proximité du terminal portuaire ou de l'installation de stockage de GNL près de laquelle le "bunkerina" est approvisionné.

Dans le cadre de la solution STS, les cinq options suivantes pour le soutage du GNL ont été identifiées en fonction de la taille du navire effectuant les opérations de soutage :

1. Navires bunker GNL très petites (150-300m³);
2. Barges bunker de petite taille (1.000-3000 m³);
3. MV bunker Small size (1.000-5.000 m³);
4. MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³);
5. MV bunker Large size (15.000-30.000 m³).

4.1.1 Navires bunker GNL très petites (150-300m³)

Le premier exemple en Europe de soutage de GNL au moyen d'un "très petit" navire de soutage de GNL est le Seagas d'une capacité de 180m³ appartenant à la compagnie maritime AGA qui a souté le Viking Grace en 2013 dans le port de Stockholm. La Figure 6 présente les données techniques de ce navire.

Figure 6: Principes dimensionnels pour les très petits navires bunker à GNL (150-300m³)”

SEAGAS MV		
Dwt	dwt	129
Loa	m	49.6
Beam	m	11.3
Draught	m	3.1
Speed	Knots	12.5

Source: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI

Le Seagas est un ancien navire bunker de 1974 qui, en 2012, après un carénage, a été utilisé pour le transport et le soutage de GNL (Figure 7). Le stockage du GNL à bord du navire SEAGAS peut se faire par un seul réservoir cryogénique de 160-220m³, par deux réservoirs de 100m³ ou par l'utilisation de plusieurs conteneurs ISO 40' (40m³ chacun).

Figure 7: Exemple de très petits navires bunker à GNL (150-300m³)”



Source: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI

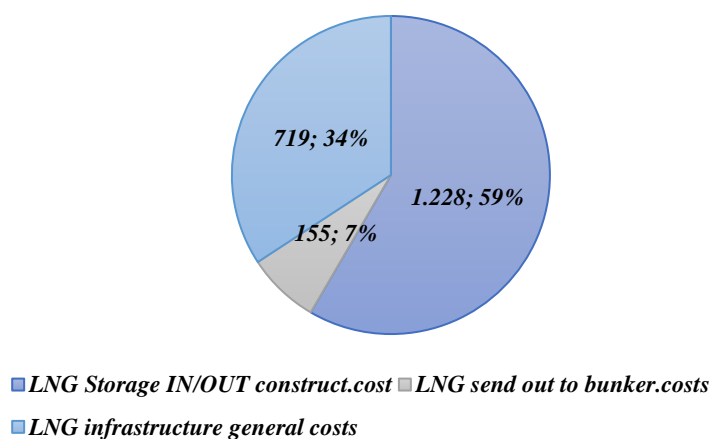
Les "très petits" navires de soutage de GNL ont en moyenne des réservoirs de 200m³, avec une capacité de remplissage de 150m³/h. Ce type d'actif a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 146 000 m³/an (200m³x 2u/d x 7d/w x 52w/y), ce qui équivaut au soutage de 730 réservoirs pleins par an, en supposant que l'actif en question effectue deux opérations de soutage deux fois par jour (deux allers-retours), soit 14 allers-retours/semaine, et que la distance entre le centre d'approvisionnement en GNL et le navire utilisé pour le soutage est inférieure ou égale à 50 km. Dans ce cas, le temps nécessaire pour effectuer les procédures est estimé comme suit : aller-retour 4 heures de navigation au total (2 heures aller-retour et 2 heures retour) à une vitesse moyenne de 12,5 nœuds, 1,5 heure pour le chargement et 1,5 heure pour le déchargement à une vitesse de 150m³/h, 1 heure pour chacune des opérations d'ancrage, d'amarrage, de désamarrage et de sortie du port, plus 2 heures d'inactivité.

En ce qui concerne les coûts d'investissement (CAPEX), un navire GNL de cette taille (200 m³) nécessite un investissement initial en termes absolus d'environ 2 millions d'euros. La majeure partie des dépenses d'investissement est inhérente à la construction du système de stockage du navire (coût de construction du stockage de GNL), dont le coût est estimé à 1,22 million d'euros (59 % du coût total d'investissement), y compris la construction des réservoirs et des pompes et tuyaux de ravitaillement. D'autre part, le coût des équipements de transfert du GNL (tuyaux et pompes, coût du GNL envoyé dans les soutes) est de 0,155 million d'euros (7%), en considérant une distance de 10 mètres entre les deux navires. En ce qui concerne le coût général de l'infrastructure GNL, qui comprend le coût de la gestion et de l'ingénierie du projet, le coût de la mise en place de l'actif et de la structure, les frais d'assurance et divers autres éléments, il est estimé à 0,719 million d'euros (34 %).

Le coût total des CAPEX par mètre carré de capacité annuelle totale de l'installation, net des coûts CAPEX de la logistique d'approvisionnement, est donc de 14 €/m³ (2,1 millions d'€/146 000 m³ de capacité annuelle totale). Dans la Figure 8 les données relatives aux coûts en termes absolus des macro-éléments de CAPEX sont présentées, tandis que la Figure 9, Figure 10 et Figure 11 montrent

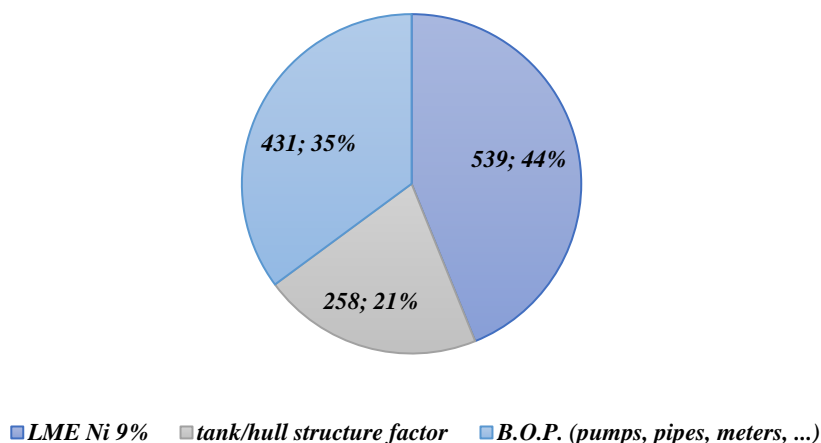
les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-élément de CAPEX analysé.

Figure 8: Répartition des macro-catégories du coût du capital pour la construction d'un très petit (200m³) navire de soute à GNL ; valeurs absolues en milliers d'euros”



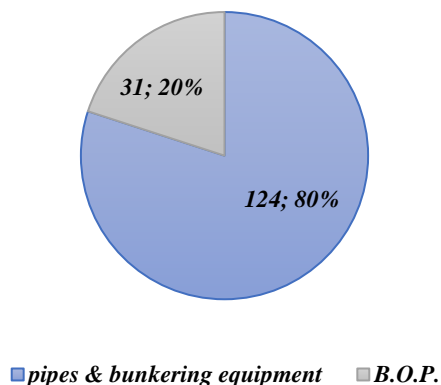
Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 9: Répartition des micro-catégories du coût du capital "Coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'un "très petit navire bunker à GNL (200m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros"



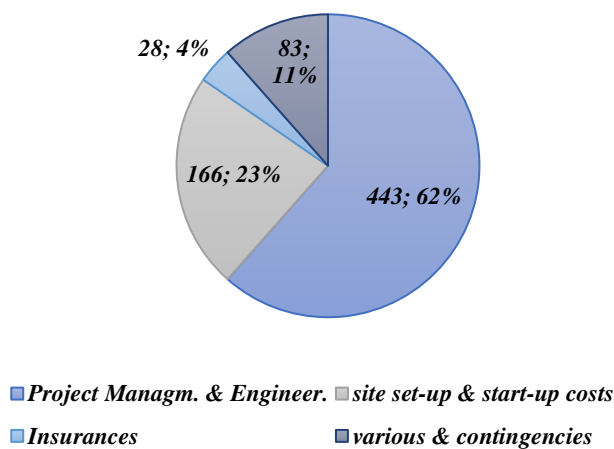
Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 10: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'un "very small LNG bunker ship (200m³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 11: Répartition des micro-catégories du coût en capital "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'un "très petit navire bunker GNL (200m³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

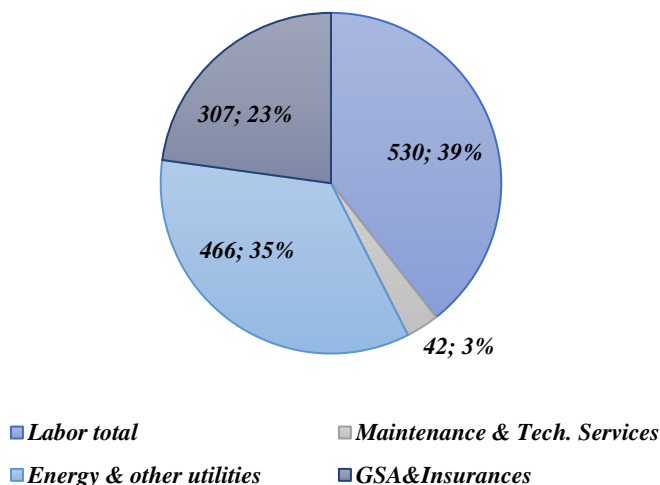
Dans le cas des "très petits navires bunker de GNL (150-300m³)", une opération de réaménagement est souvent effectuée sur un vieux navire en installant à bord les installations et les technologies nécessaires au stockage et au soutage du GNL. Il est ainsi possible de réduire de moitié les dépenses de CAPEX par rapport à l'achat d'une nouvelle unité (environ 1 million d'euros). Le marché de l'occasion pour ces navires n'est toutefois pas encore développé et il n'y a pas de cas de transactions portant sur des navires similaires.

En règle générale, on peut estimer la durée de vie utile du navire à environ 25 ans et donc un amortissement annuel de 4% qui doit cependant être pondéré en fonction de la situation économique du marché (marché élevé ou faible).

En ce qui concerne les coûts d'exploitation annuels absolus de ces navires (200 m³) (OPEX), en supposant un équipage de 6/7 marins et une période de navigation annuelle d'environ 42 000 nm (miles nautiques), un coût d'environ 1,34 million d'euros/an est estimé net des coûts de la logistique d'approvisionnement (Figure 12). Les coûts de main-d'œuvre représentent environ 40 % du coût annuel total de fonctionnement, soit 0,53 million d'euros, tandis que les coûts de maintenance et de services techniques sont le poste le moins important, soit 0,042 million d'euros (3 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (coût de l'énergie et des autres services publics) ainsi que les frais généraux et administratifs (GSA&insurances cost), y compris les dépenses pour assurer la "sécurité" des installations et du personnel et les assurances, s'élèvent respectivement à 0,466 million d'euros (35 %) et 0,307 million d'euros (23 %).

Cela dit, le coût annuel total de l'OPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine est de 9 euros/m³ (1,34 million d'euros/146 000 m³ de capacité annuelle totale).

Figure 12: Répartition des micro-éléments du coût d'exploitation d'un "très petit navire bunker (200m³)" ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les solutions STS, le coût d'approvisionnement OPEX et CAPEX n'est pas disponible car il a été supposé qu'il se situe en amont par rapport à l'exploitation du navire de soutage de GNL, ces dépenses étant supposées être supportées par le terminal qui accueille le navire.

4.1.2 Barges bunker de petite taille (1.000-3000 m³)

Les premiers exemples en Europe et aux États-Unis de barges fluviales de bunker GNL ont été le Flexfueler, le Pulire Jacksonville et le LNG Londra (Figure 14) dont les données techniques sont présentées à la Figure 13.

Figure 13: Principes dimensionnels des "barges de petite taille (1.000-3000 m³)"

		Flexfueler 001	Pulire Jacksonville	LNG Londra
Year		2019	2018	2019
Gas capacity	m ³	1,5	2,2	3
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Marchio GTT III	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	1,6	2400	N.a.
Loa	m	76.0	64.62	110.0
Beam	m	11.4	14.8	15.0
Draught	m	2.4	2.5	2.7
Speed	Knots	7.0	9.0	9.0

Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le stockage du GNL à bord de "petites barges bunker (1 000-3 000 m³)" peut être constitué de 2 ou 4 cylindres à pression de 750m³ (capables de traiter du GNL "chaud"³) ou même d'une ou plusieurs chambres atmosphériques GTT (pour traiter uniquement du GNL "froid").

Une petite barge de GNL typique a une capacité de stockage de 1 500 m³, avec une capacité de ravitaillement de 600 m³/h. L'avantage de cette option, par rapport au précédent navire ravitailleur de 200m³, est la possibilité de ravitailler des navires plus grands alimentés en GNL avec une plus grande capacité de stockage, un plus petit tirant d'eau et une vitesse plus faible.

Environ cinq barges de soutage de GNL de cette classe sont actuellement en service, principalement en Europe du Nord, et la barge Clean Jacksonville navigue entre la Floride et Porto Rico.

Figure 14: Exemple de "Barges bunker de petite taille (1.000-3000 m³)"



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

³ Le GNL chaud est chauffé à -145/-130 degrés centigrades et les pressions de BOG sont maintenues à des valeurs nominales de 4-8bar.

Le GNL froid est maintenu à -162/-160 degrés centigrades et à la pression atmosphérique (1 bar, -100 kPa), ce qui permet d'extraire et de recondenser le gaz naturel liquéfié ou de le comprimer pour le livrer à d'autres applications énergétiques.

Ce type de navire peut avoir une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 234 000 m³/an (1 500 m³ x 3u/w x 52w/an), en supposant que le navire en question effectue un soutage tous les deux jours (3 tournées par semaine) et que la distance entre le centre d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer soit d'environ 250 km. Comme chaque aller-retour (aller-retour) nécessite 38 heures de navigation totale à 7 nœuds, 2 heures pour le chargement et 2 heures pour le déchargement (600m³/h), 1 heure pour chaque opération d'ancrage, d'amarrage, de désamarrage et de sortie du port, et enfin 8 heures d'inactivité.

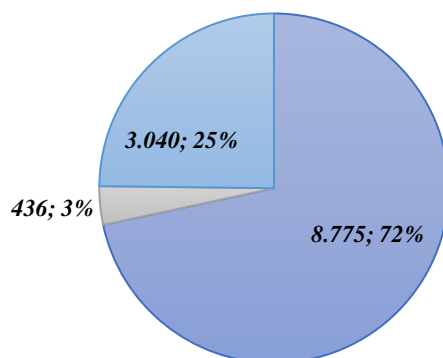
Par rapport aux coûts d'investissement (CAPEX), un navire de GNL de cette taille (1 500 m³), nécessite un investissement initial en termes absolus d'environ 12 millions d'euros. La majeure partie des dépenses d'investissement est inhérente à la construction du système de stockage du navire (coûts d'entrée/sortie du stockage de GNL), dont le coût est estimé à 8,77 millions d'euros (72 %), y compris la construction des réservoirs et des pompes et tuyaux de ravitaillement. D'autre part, le coût des équipements de transfert du GNL (tuyaux et pompes, coût du GNL envoyé dans les soutes) est de 0,436 million d'euros (3%), en considérant une distance de 10 mètres entre les deux navires.

En ce qui concerne les coûts généraux pour la construction de l'actif naval (coût général de l'infrastructure GNL), qui comprennent le coût de la gestion et de l'ingénierie du projet, le coût de la mise en place de l'actif et de la structure, les coûts d'assurance et divers autres éléments, est estimé à 3,040 millions d'euros (25%).

Cela dit, le coût total des investissements par mètre carré de capacité annuelle totale de l'installation, net des coûts logistiques, est de 53 euros/m³ (12,3 millions d'euros/234 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 278 % de plus que dans le cas de la technologie des très petits navires-citernes de GNL (150-300m³).

La figure 16 présente les données relatives aux coûts en termes absolus des macro-éléments de CAPEX, tandis que la Figure 16, la Figure 17 et la Figure 18 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-élément de CAPEX considéré.

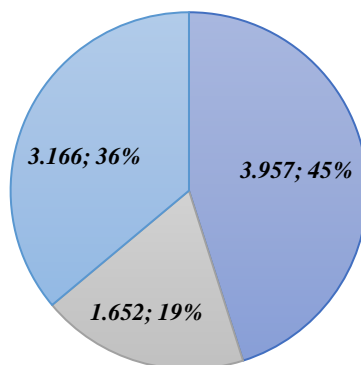
Figure 15: Répartition des macro-catégories du coût en capital pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

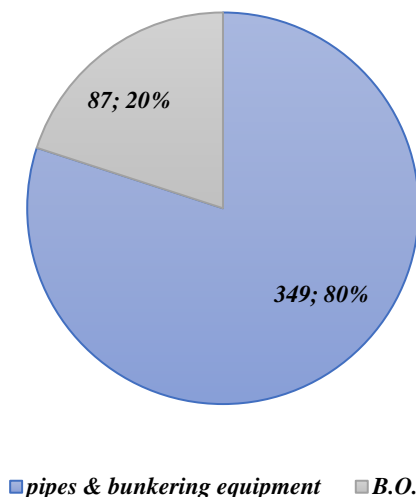
Figure 16: Répartition des micro-catégories du coût en capital "Coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

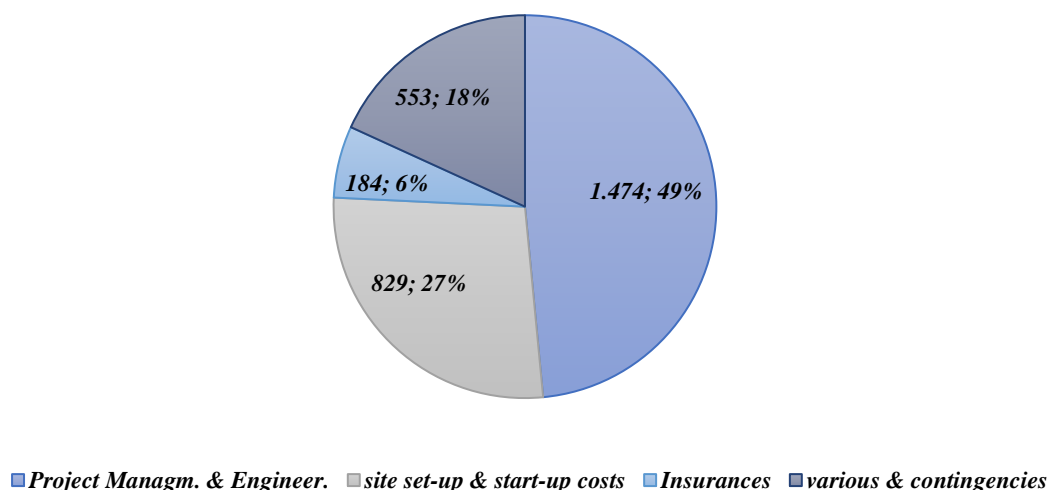
Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 17: Répartition des micro-catégories de coûts en capital "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

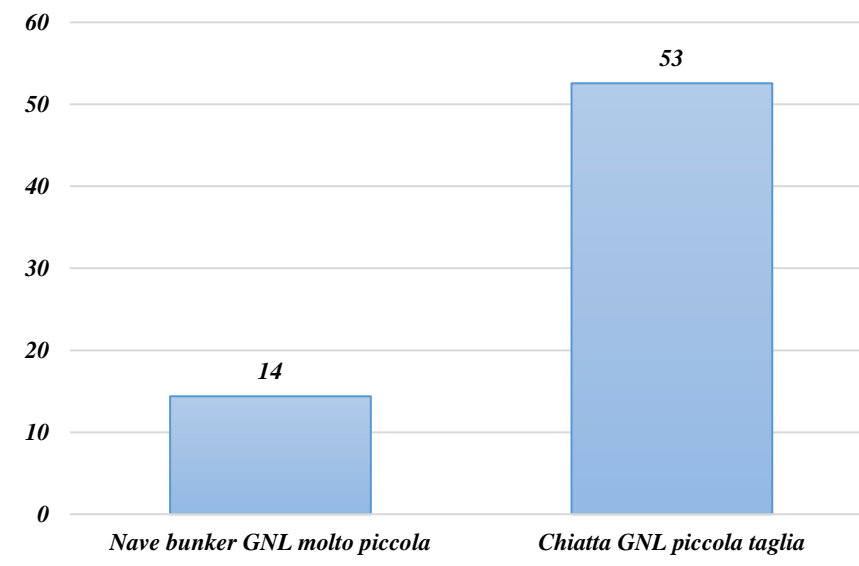
Figure 18: Répartition des micro-catégories du coût d'investissement "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'une petite barge bunker (1 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La Figure 19 montre le coût CAPEX total par mètre carré de capacité de production annuelle de la technologie décrite ici par rapport à la précédente (Très petits navires de soute à GNL 200m³).

Figure 19: Coût CAPEX par mètre carré de capacité annuelle ; très petit navire bunker (200m³) et petite barge bunker (1.500 m³)



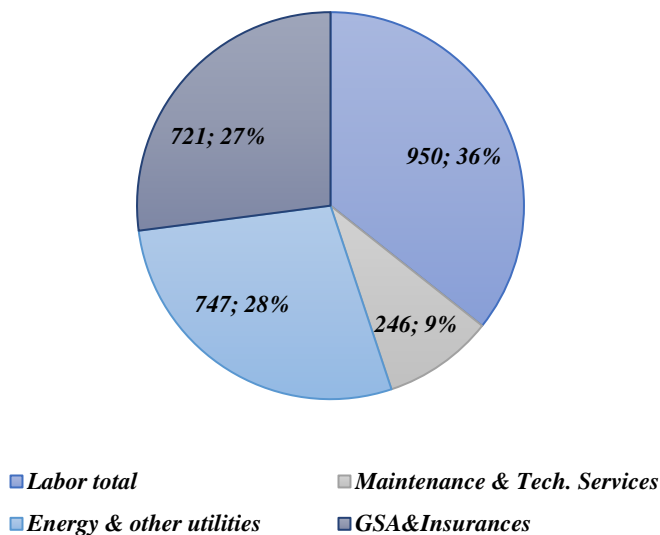
Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le marché de l'occasion pour ces navires, comme dans le cas précédent, n'est pas encore développé et il n'y a pas de cas de transactions concernant des navires similaires. En règle générale, on peut estimer une durée de vie utile du navire d'environ 25 ans et donc un amortissement annuel de 4% qui doit être pondéré pour la période économique du marché (marché élevé ou faible).

Le coût d'exploitation annuel (OPEX) en termes absolus prévu pour cette barge fluvio-maritime (1 500 m³), avec un équipage d'environ 12/13 marins, soit environ 28 000 nautiques par année de navigation, est estimé à 2,64 millions d'euros par an (Figure 20). Le coût de la main-d'œuvre représente environ 36% du coût total de fonctionnement, soit 0,95 million d'euros, tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de coût le moins important, soit 0,246 million d'euros (9%). Le coût de l'énergie et des autres services publics et les frais administratifs (GSA & insurances cost), y compris les coûts de "sécurité" des assurances, s'élevaient respectivement à 0,747 million d'euros (28 %) et 0,721 million d'euros (27 %).

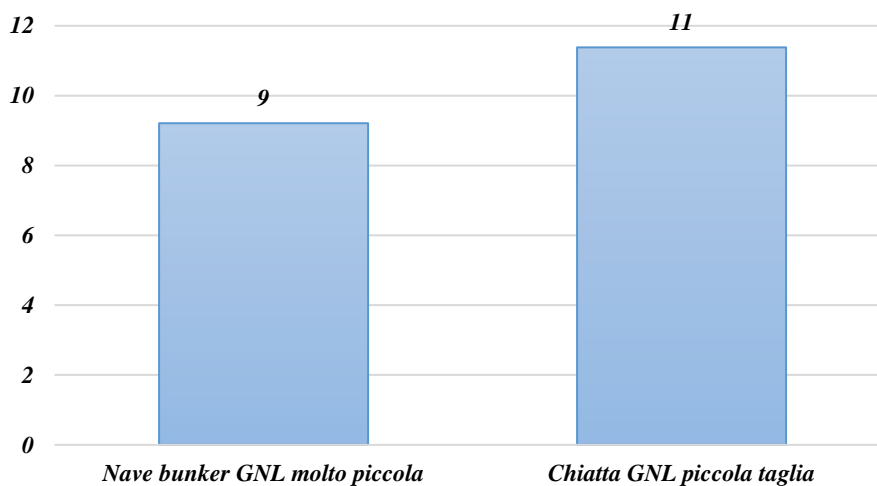
Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, déduction faite des coûts logistiques, est donc de 11 €/m³ (2,64 millions d'euros divisés par 234 000 m³), soit près de 25 % de plus que dans le cas des très petits méthaniers (150-300m³) (Figure 22).

Figure 20: Répartition des micro-éléments du coût d'exploitation d'une petite barge bunker (1 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 21: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an ; très petit navire-citerne de GNL (200m³) et petite barge bunker(1 500 m³)



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.3 MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)

Le premier exemple en Europe d'un petit navire de GNL motorisé est le Knutsen Pioneer (Figure 23), d'une capacité de 1 000 m³ qui navigue depuis 2004 le long des fjords norvégiens dont les données dimensionnelles sont présentées à la Figure 22.

Figure 22: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)”

		Knutsen Pioneer	Skangas Coralius
Year		2004	2018
Gas capacity	m ³	1	5
Type	Ss	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
Dwt	Dwt	817	3
Loa	m	69.0	99.6
Beam	m	11.8	18.0
Draught	m	3.5	5.7
Speed	Knots	13.0	13.5

Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 23: Exemple de navires “MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)”



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Un navire de soutage de GNL motorisé de petite taille typique a des réservoirs d'environ 5 000 m³, avec une capacité de livraison de 600 m³ / h. Le système de stockage de GNL à bord du navire peut être constitué de 2 bouteilles sous pression de 2 500 m³ (capables de traiter du GNL à «chaud» à 4 bars). L'avantage de cette option, par rapport aux unités d'avitaillement examinées précédemment, est la capacité de ravitailler des navires plus gros alimentés au GNL, c'est-à-dire avec une demande et une capacité de stockage plus élevées. Une quinzaine de navires de cette classe sont actuellement opérationnels, situés au Japon, mais aussi en Europe et aux États-Unis.

Ce type d'actif a une capacité annuelle de soutage de GNL d'environ 520000 m³ / an (5000m³x 2u / wx 52w / an) en supposant que l'actif en question effectue deux opérations de soutage (deux aller-retour) par semaine, et que la distance entre le hub d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer est inférieure ou égale à 500 km. Compte tenu de ce qui précède, les thèmes généraux sont les suivants: le temps aller-retour (aller-retour) nécessite 22 heures de navigation totale à la vitesse moyenne de 13 nœuds, 10 heures pour le chargement et 10 heures pour le déchargement à une vitesse de 600m³ / h, 2 heures pour chaque opération d'ancrage, d'amarrage, de désamarrage, de sortie du port, et enfin 12 heures d'inactivité.

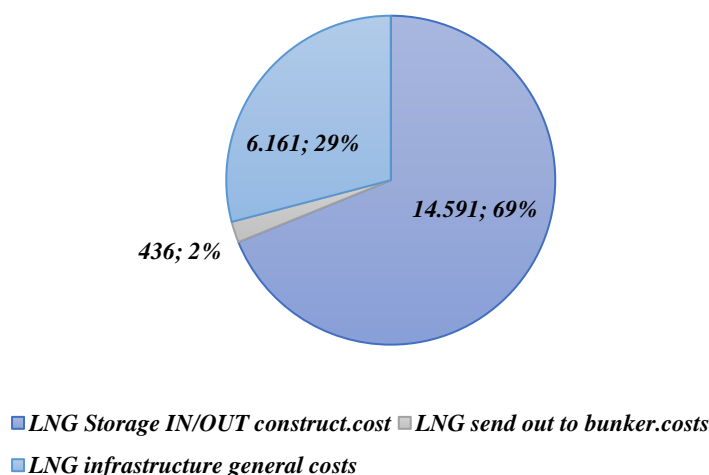
En ce qui concerne les coûts d'investissement (CAPEX), un navire GNL de cette taille (5 000 m³) nécessite un investissement initial en termes absolus d'environ 21 millions d'euros. La majeure partie

des dépenses d'investissement est inhérente à la construction du système de stockage (coût de construction du stockage du GNL IN/OUT), dont le coût est estimé à 14,59 millions d'euros (70%), y compris la construction des réservoirs et des pompes et tuyaux de ravitaillement. D'autre part, le coût des équipements de transfert du GNL (tuyaux et pompes, coût du GNL envoyé dans les soutes) est de 0,436 million d'euros (2%), en considérant une distance de 10 mètres entre les deux navires.

En ce qui concerne le coût général de l'infrastructure GNL, qui comprend le coût de la gestion et de l'ingénierie du projet, le coût de la mise en place de l'actif et de la structure, les frais d'assurance et divers autres éléments, il est estimé à 6,16 millions d'euros (29 %).

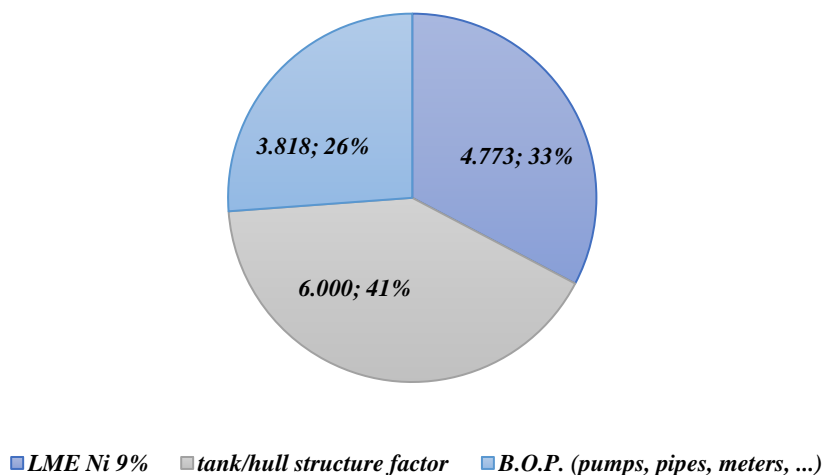
Par conséquent, le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, net des coûts logistiques, est de 41 euros par m³ (21,2 millions d'euros divisés par 520 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 22 % de moins que la solution des petites barges de soute (1 000-3 000 m³). La figure 24 présente les données relatives aux coûts en termes absolus des macro-éléments de CAPEX, tandis que la Figure 25, Figure 26 et Figure 27 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-élément de CAPEX.

Figure 24: Répartition des macro-catégories de coûts d'investissement pour la construction d'une MV bunker Small size (5 000 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



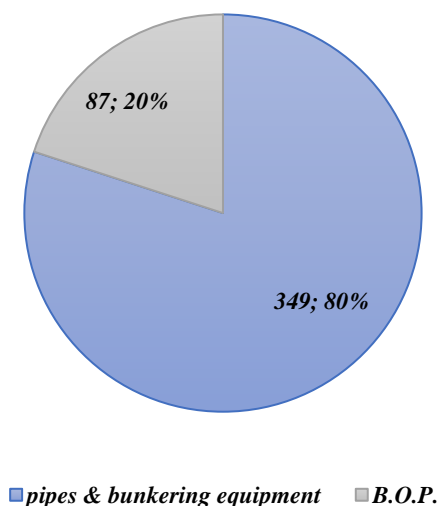
Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 25: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "coûts de construction IN/OUT du stockage de GNL" pour la construction d'une MV bunker Small size (5 000 m3) ; valeurs absolues en milliers d'euros



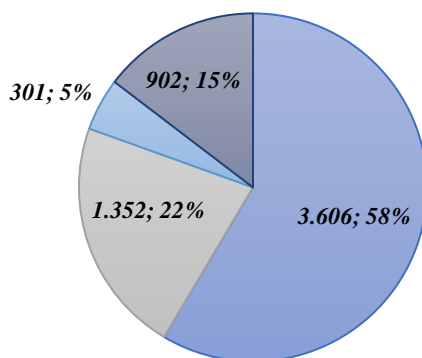
Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 26: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'un MV bunker Small size (5 000 m3) ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 27: Répartition des micro-catégories du coût d'investissement "Coût général de l'infrastructure GNL" pour la construction d'un MV bunker Small size (5 000 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros

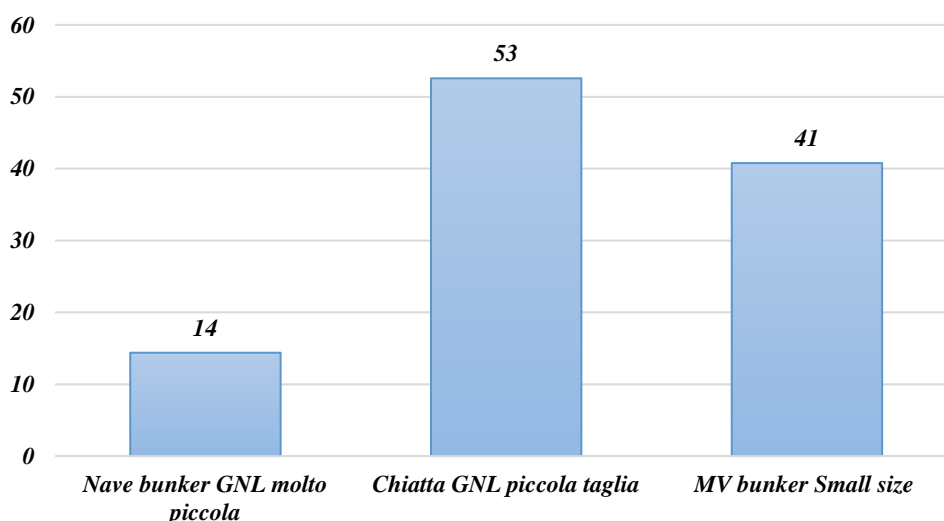


■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La Figure 28 montre le coût total des investissements par mètre carré de capacité de production de la technologie décrite ici par rapport aux précédentes, c'est-à-dire un très petit navire-citerne à GNL (200m³) et une petite barge-citerne (1.500 m³).

Figure 28: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle de l'installation ; très petit navire-citerne de GNL (200m³) et petite barge-citerne (1.500 m³) et MV bunker Small size (5.000 m³).



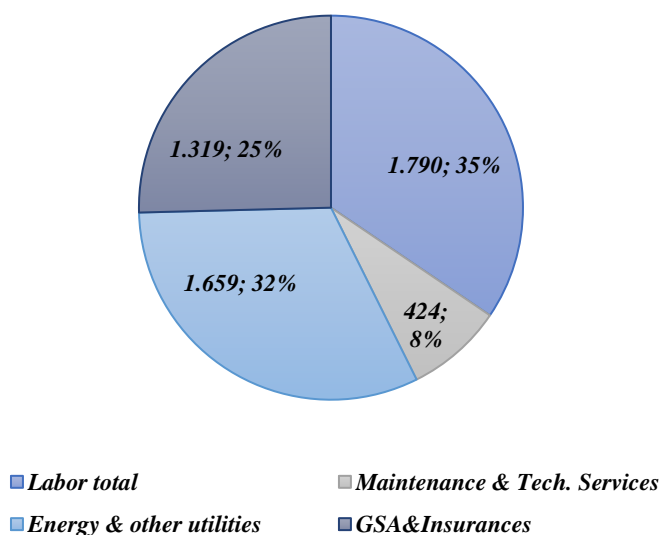
Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le marché de l'occasion de ces unités de soutage, comme dans les cas précédents, n'est pas encore développé et il n'y a pas de transactions impliquant des navires ayant des caractéristiques similaires. En règle générale, une durée de vie utile du navire d'environ 25 ans peut être estimée et, par conséquent, un amortissement annuel de 4 % doit être pondéré pour la période économique du marché (marché élevé ou faible).

Le coût d'exploitation annuel (OPEX) en termes absolus prévu pour ce navire (5 000 m³), avec un équipage d'environ 24/25 marins et naviguant à environ 56 000 nm (miles nautiques) par an, est estimé à 5,2 millions d'euros par an (Figure 29). Les coûts de main-d'œuvre représentent environ 35 % du total des coûts de fonctionnement (1,790 million d'euros), tandis que les coûts de maintenance et de services techniques sont le poste le moins important, soit 0,424 million d'euros (8 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics et les frais administratifs (GSA&assurance), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, s'élevaient respectivement à 1,659 million d'euros (32 %) et 1,319 million d'euros (25 %).

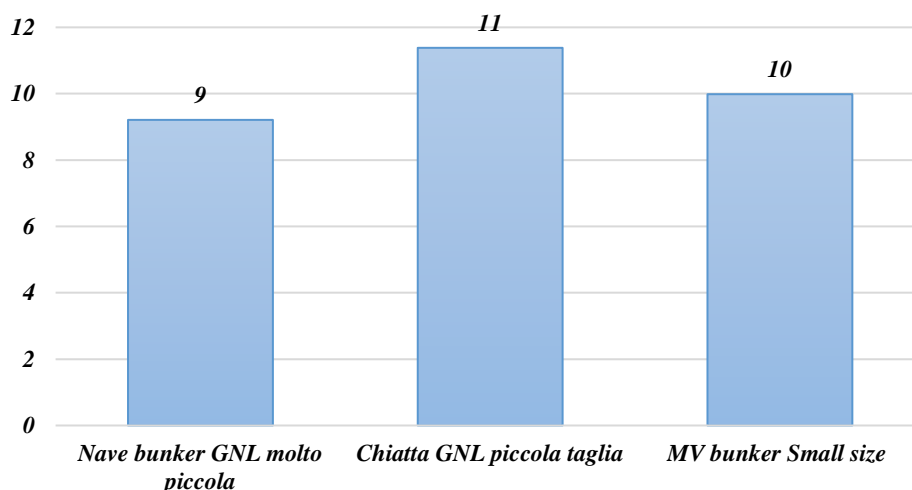
Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, net des coûts logistiques, est donc de 10 euros par m³ (5,19 millions d'euros divisés par 520 000 m³ de capacité annuelle totale), soit près de 10 % de moins que la solution des petites barges de GNL (1 000-3 000 m³) et au même niveau que la solution des très petits navires bunker à GNL (150-300m³) (Figure 30).

Figure 29: Répartition des micro-éléments des coûts d'exploitation d'un MV bunker Small size (5 000 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros.



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 30: Coût d'exploitation par mètre carré de capacité par an ; très petit méthanier (200 m³) et petite barge bunker (1.500 m³) & MV bunker Small size (5.000 m³)



Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.4 MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³)

Le premier exemple en Europe d'un navire-citerne de GNL de taille moyenne était le Methane Coral d'Anthony Veder, d'une capacité de 7 500 m³, en service depuis 2008 (Figure 31).

Figure 31: Exemple de navires "MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³)"



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme ce navire a été construit au début de l'industrie du GNL, il a une structure multi-cargo, qui convient également pour le ravitaillement en GPL, ETH, NH₃ ou CO₂, ce qui entraîne un coût d'actif plus élevé que le GNL à usage unique et aussi un coût d'équipement plus élevé à bord. Une vingtaine de navires de cette classe sont actuellement en service et la moitié d'entre eux ont une capacité de 7 500 m³. Les caractéristiques dimensionnelles de ce type de navire sont indiquées à la Figure 32.

Figure 32: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³)”

		Coral Metano	TBN Stolt- Nielsen
Year		2008	2020 (x4)
Gas capacity	m ³	7,5	7,5
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	6,018	4,5
Loa	m	117.8	116.0
Beam	m	18.6	19.0
Draught	m	5.8	6.0
Speed	Knots	15.5	13.5

Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Un méthanier de taille moyenne typique a une capacité de 7 500 m³, avec une capacité d'expédition de 900 m³/h. Le stockage de GNL à bord peut se composer de 2 bouteilles sous pression de 3 000/4 000 m³ (capables de supporter 4 bars de GNL "chaud").

Ce type d'actif peut avoir une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 780 000 m³/an (7. 500m³ x 2u/w x 52w/y), en supposant qu'il effectue deux opérations de soutage (deux allers-retours) par semaine si la distance entre le centre d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer est d'environ 500 km, en tenant compte du fait que chaque aller-retour nécessite un total de 22 heures de navigation à une vitesse moyenne de 13 nœuds, 10 heures pour le chargement et 10 heures pour le déchargement à une vitesse de 900m³/h, 2 heures pour chacune des opérations d'ancrage, d'amarrage, de désamarrage, de sortie du port, et 12 heures d'inactivité.

En ce qui concerne les coûts d'investissement (CAPEX), un navire GNL de cette taille (7 500m³ en moyenne) nécessite un investissement initial en termes absolus d'environ 35-40 millions d'euros. À cet égard, il y a 5 commandes qui confirment le prix estimé par le rapport du partenaire du projet TDI rete GNL Assocostieri Servizi srl, comme le montre la Figure 33.

Figure 33: Prix navires newbuilding “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³) commandés”

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	Newbuilding Price	Gas Capacity
9830898	AVENIR ADVANTAGE	Bunkering Tanker (LNG)	2020	3.800	40.000.000	7.350
9859636	FUELNG BELLINA	Bunkering Tanker (LNG)	2020	5.000	34.833.000	7.500
9830903	KEPPEL SINGMARINE H401	Bunkering Tanker (LNG)	2020	3.800	40.000.000	7.350
9868962	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1049	Bunkering Tanker (LNG)	2021	4.500	38.000.000	7.350
9868974	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1050	Bunkering Tanker (LNG)	2021	4.500	38.000.000	7.350

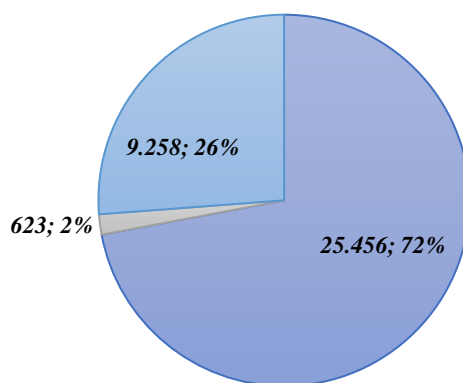
Source: Nt. élaboration

La plus grande partie des dépenses CAPEX est inhérente à la construction du système de stockage du navire (coût de construction du stockage en entrée / sortie de GNL), pour lequel un coût de 25,45 millions d'euros (72%) est estimé, y compris la construction des réservoirs et des pompes et des tuyaux d'alimentation. Les dépenses d'équipement de transfert de GNL (tuyaux et pompes, coût d'envoi de GNL vers le soutage) sont au lieu de 0,623 millions d'euros (2%), compte tenu d'une distance entre les deux navires de 10 mètres.

En ce qui concerne les frais généraux pour la construction de l'actif naval (coût général de l'infrastructure GNL), qui comprennent le coût de la gestion du projet et de l'ingénierie, le coût de la mise en place de l'actif et de la structure, les coûts d'assurance et divers autres éléments, estimés à 9,25 millions d'euros (26%).

Compte tenu de ce qui précède, le coût CAPEX total par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, net des coûts de logistique d'approvisionnement, est de 45 euros par m³ (35,3 millions d'euros divisé par 780000 m³ de capacité annuelle totale), 9% plus que la solution MV bunker small size (1.000-5.000 m³). La Figure 34 présente les données relatives aux coûts en termes absolus des macro-éléments de CAPEX, tandis que la Figure 35, la Figure 36 et la Figure 37 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-élément de CAPEX considéré.

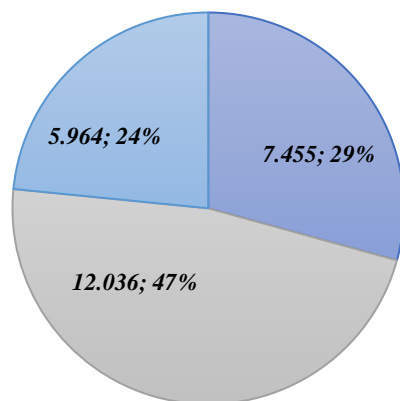
Figure 34: Répartition des macrocatégories de coût du capital pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m³)



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
 ■ LNG infrastructure general costs

Source: Ns. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

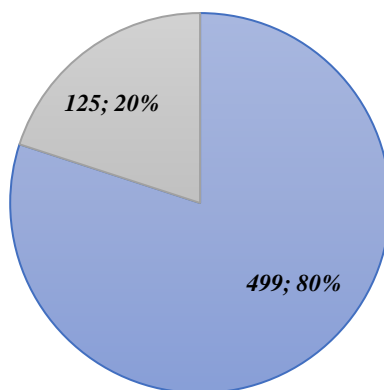
Figure 35: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construction costs” pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m³)



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

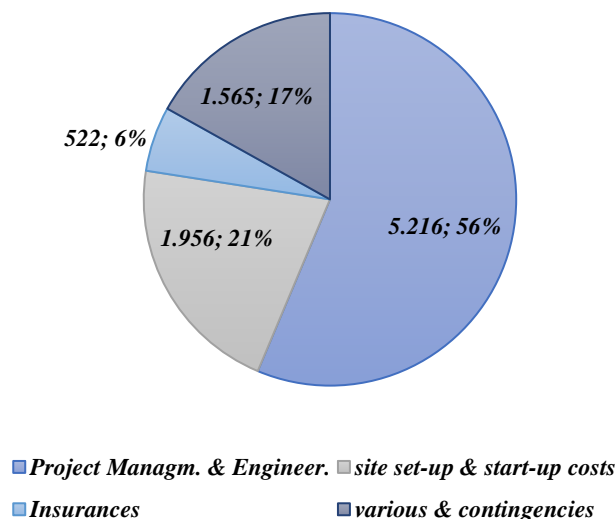
Figure 36: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m³)



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

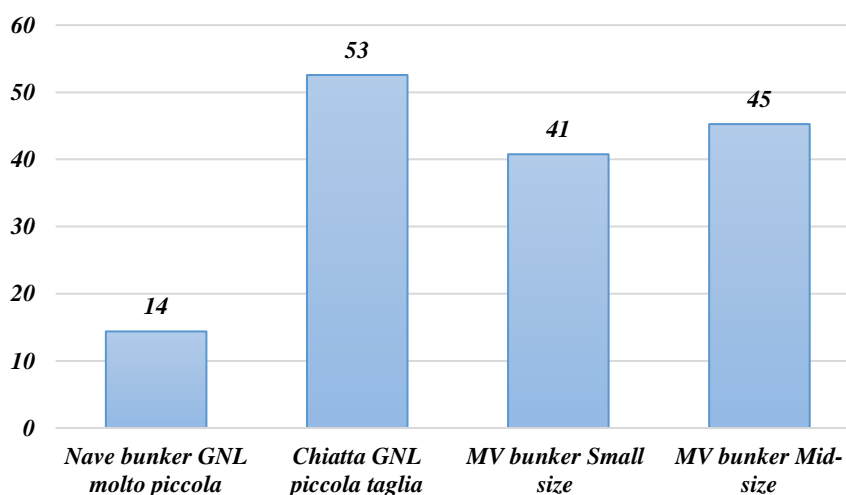
Figure 37: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general cost pour la construction d'une MV bunker Mid-size (7.500 m³)



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

D'autre part, Figure 38 montre le coût total des investissements par mètre carré de capacité de production annuelle de la technologie décrite ici par rapport aux précédentes (très petit navire-citerne à GNL (200m³), barge-citerne de petite taille (1.500 m³) et MV bunker Small size (5.000 m³).

Figure 38: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle de l'installation; très petit méthanier (200m³), petite barge bunker (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) e MV bunker Mid-size (7.500 m³)



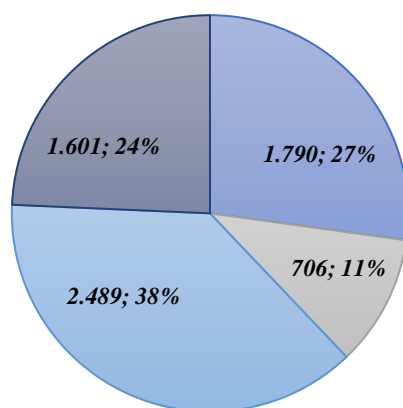
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Là encore, le marché de l'occasion n'est pas encore développé et il n'y a pas de cas de transactions portant sur des navires similaires. En règle générale, on peut estimer une durée de vie utile du navire d'environ 25 ans et donc un amortissement annuel de 4% qui doit être pondéré pour la période économique du marché (marché élevé ou faible).

Le coût d'exploitation annuel (OPEX) en termes absolus prévu, avec un équipage d'environ 24/25 marins et naviguant à environ 56 000 nm (miles nautiques) par an, est estimé à 6,58 millions d'euros par an (Figure 39). Les coûts de main-d'œuvre représentent 27 % du total des coûts de fonctionnement, soit 1,790 million d'euros, tandis que les coûts de maintenance et de services techniques sont le poste le moins important, soit 0,706 million d'euros (11 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les dépenses de "sécurité" et les assurances, sont respectivement de 2,48 millions d'euros (38%), le poste de coût ayant la plus forte incidence sur le coût annuel total de l'OPEX, et de 1,6 million d'euros (30%).

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de la centrale est donc de 8 euros par m³ (6,58 millions d'euros divisés par 780 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 20 % de moins que la MV bunker Small size (5 000 m³) (Figure 40).

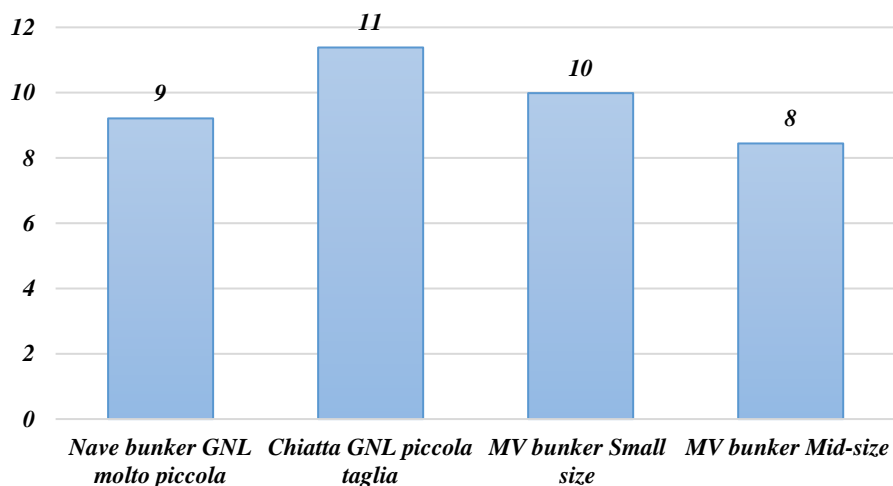
Figure 39: Répartition des coûts d'exploitation d'une MV bunker Mid-size (7 500 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 40: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; très petit méthanier (200m³), petite barge bunker (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) et MV bunker Mid-size (7.500 m³)



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.5 MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)

Le premier exemple en Europe d'un grand navire ravitailleur en GNL a été le Coral Energy d'Anthony Veder, d'une capacité de 15 600 m³, en service depuis 2012 dans la Baltique (Figure 41). À ce jour, une trentaine de navires de cette classe sont en exploitation, dont:

- ✓ JS Ineos, qui possède 8 réservoirs de 27 500 m³ et transporte du GNL des États-Unis vers l'Europe.
- ✓ Stolt Nielsen/Avenir dispose de 4 réservoirs de 20 000 m³ et sa livraison est prévue pour 2021.
- ✓ Coral Encanto, loué par Knutsen à Edison pour approvisionner les navires amarrés au port de Ravenne, dispose d'un réservoir de 30 000m³.

Figure 41: Exemple de navire "MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)"



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La figure 42 montre les principes dimensionnels de ce type de navire.

Figure 42: Principes dimensionnels des navires “MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)”

		Coral Energy	TBN Stolt-Nielsen	Coral Encanto
Year		2012	2021 (2/2)	2018
Gas capacity	m ³	15,6	20	30
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	12,268	12,5	18,637
Loa	m	155.6	159.9	181.3
Beam	m	22.7	24.0	36.0
Draught	m	7.5	8.2	7.7
Speed	Knots	15.5	15.5	16.0

Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Un grand méthanier de soude typique a une capacité de 30 000 m³, avec une capacité d'expédition de 1 800 m³/h. Le système de stockage de GNL à bord de ce type de navire peut être constitué de 3 bouteilles sous pression de 5 000 m³ ou de 4 bouteilles de 7 500 m³ (capables de traiter du GNL "chaud").

Ce type d'actif, avec un réservoir de 30 000 m³, peut avoir une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 3,12 millions m³/an (30. 000 m³x 2u/w x 52w/y) en supposant que l'actif en question effectue deux opérations de soutage (deux allers-retours) par semaine si la distance entre le centre d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer est d'environ 500 km, puisque chaque aller-retour nécessite environ 36 heures pour effectuer un aller-retour à une vitesse moyenne de 16 nœuds, 32 heures pour les opérations de chargement/déchargement à une vitesse de 1. 800m³/h, 2 heures pour chacune des opérations d'ancrage, d'amarrage, de désamarrage, de sortie du port, et 8 heures d'inactivité.

En ce qui concerne les coûts d'investissement (CAPEX), un navire GNL de cette taille, 30 000m³, nécessite un investissement initial en termes absolus d'environ 86 millions d'euros. Du même type de navire, mais de taille plus réduite (18 400 m³), il n'existe actuellement qu'une seule commande : le navire Gas Agility dont le prix de construction est de 68 millions USD (soit 60 millions d'euros), conformément à ce qui a été estimé par Assocostieri srl compte tenu des différentes tailles de navires (Figure 43).

Figure 43: Prix navires newbuilding “MV bunker Large size (30.000 m³)”

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	Newbuilding Price	Gas Capacity
9850680	GAS AGILITY	Bunkering Tanker (LNG)	2020	9.457	68.000.000	18.399

Source: Nt. élaboration

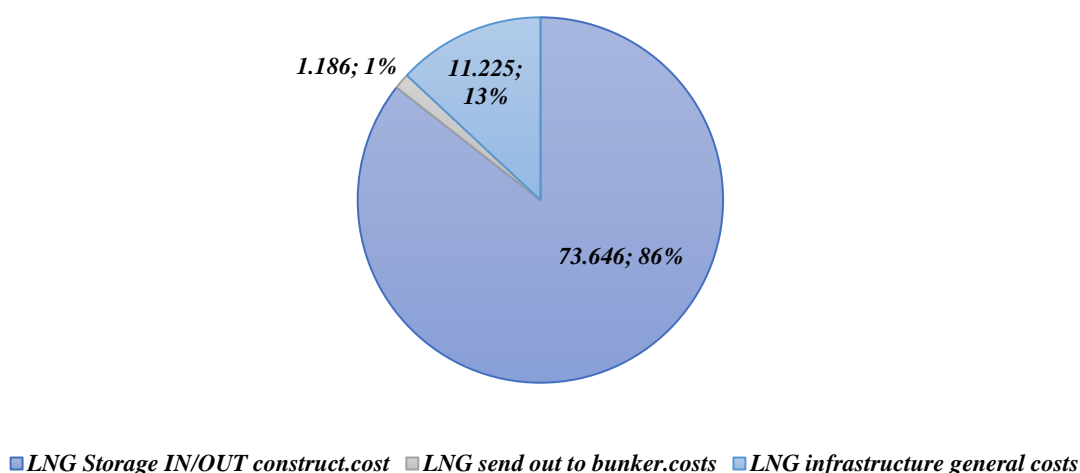
La majeure partie des dépenses CAPEX est liée à la construction du système de stockage des navires (LNG storage in/out construction cost), dont le coût est estimé à 73,646 millions d'euros (86 %), y compris la construction des réservoirs et des pompes et tuyaux de ravitaillement. D'autre part, le coût

des équipements de transfert du GNL (tuyaux et pompes, coût du GNL envoyé dans les soutes) est de 1,18 million d'euros (1%), en considérant une distance de 10 mètres entre les deux navires.

En ce qui concerne le coût général de l'infrastructure GNL, qui comprend le coût de la gestion et de l'ingénierie du projet, le coût de la mise en place de l'actif et de la structure, les coûts d'assurance et divers autres éléments, il est estimé à 11,22 millions d'euros (13 %).

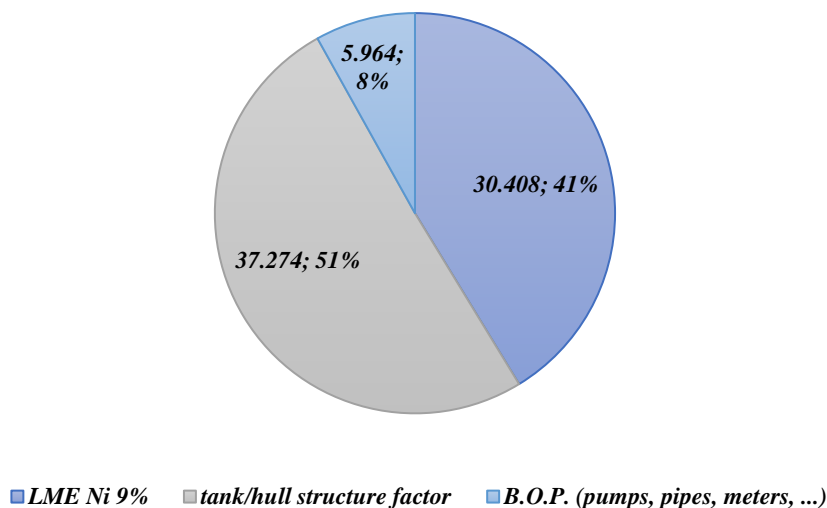
Le coût total des investissements par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine, net des coûts de logistique d'approvisionnement, est de 28 euros par m³ (86,1 millions d'euros/3 120 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 50 % de moins que la solution MV de la soute à GNL de taille moyenne. Dans la Figure 44 présente les données relatives aux coûts en termes absolus des macro-éléments de CAPEX, tandis que la Figure 45, la Figure 46 et la Figure 47 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-élément de CAPEX considéré.

Figure 44: Répartition des macro-catégories de coût d'investissement pour la construction MV bunker Large size (30 000 m³); valeurs absolues en milliers d'euros



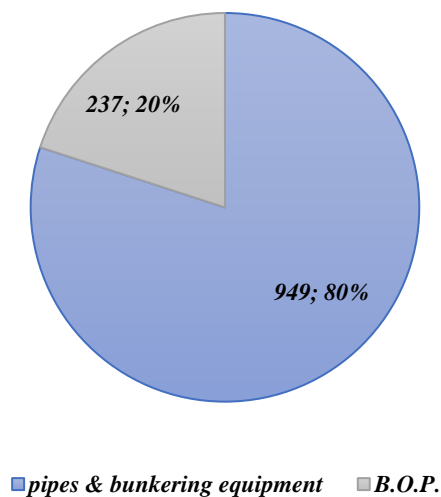
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 45: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construction costs” pour la construction d'une MV bunker Large size (30.000 m³); valeurs absolues en milliers d'euros



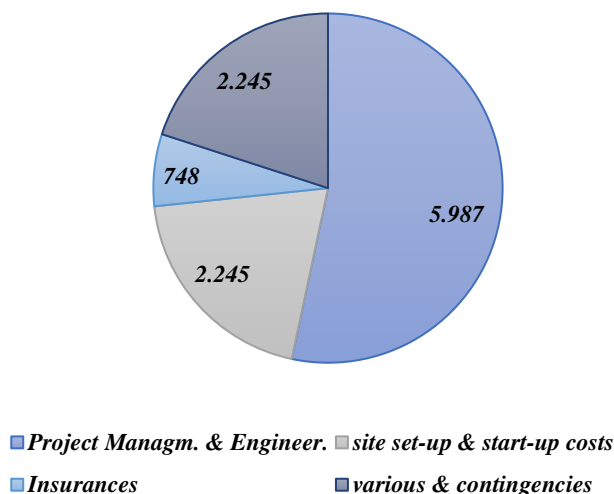
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 46: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une MV bunker Large size (30.000 m³); valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

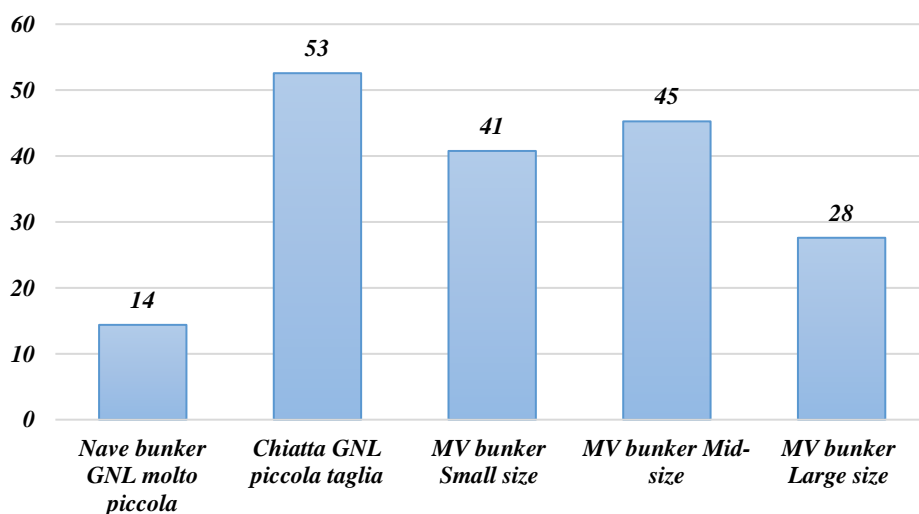
Figura 47: : Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” construction d'une MV bunker Large size (30.000 m³); valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

D'autre part, la Figure 48 montre le coût total des investissements par mètre carré de capacité de production de la technologie décrite ici par rapport aux précédentes, c'est-à-dire un très petit navire-citerne à GNL (200 m³), une barge-citerne de petite taille (1 500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) MV bunker Mid-size (7.500 m³).

Figure 48: Coût total des investissements par mètre carré de capacité annuelle de l'installation ; très petit navire-citerne à GNL (200 m³), petite barge-citerne (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³), MV bunker Mid-size (7.500 m³) et MV bunker Large size (30.000 m³)



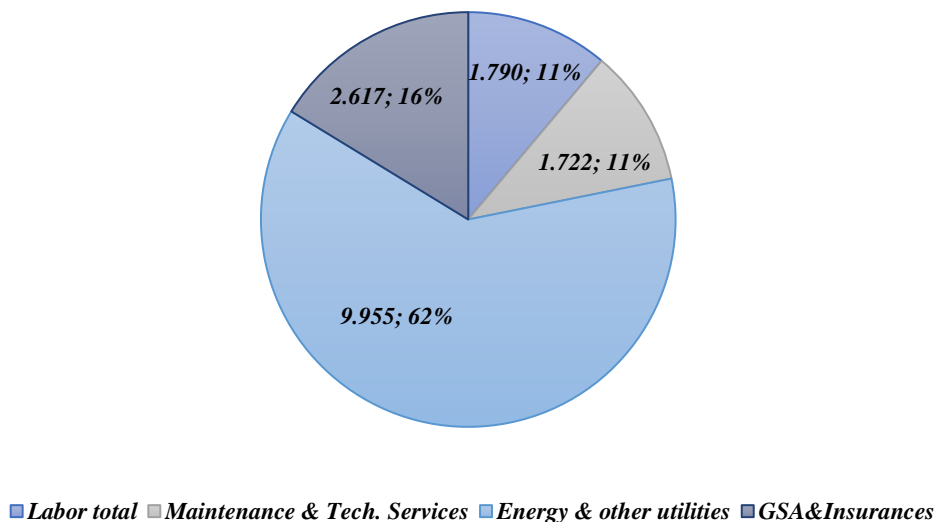
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Là encore, le marché de l'occasion n'est pas encore développé et il n'y a pas de cas de transactions portant sur des navires similaires. En règle générale, on peut estimer une durée de vie utile d'environ 30 ans et donc une dépréciation annuelle de 3,3 %, qui doit être pondérée en fonction de la période économique du marché (marché haut ou bas).

Le coût d'exploitation annuel (OPEX) en termes absolus prévu pour ce type de navire (30 000 m³), avec un équipage d'environ 24 marins et naviguant à environ 56 000 nm (miles nautiques) par an, est estimé à 16 millions d'euros par an (Figure 49). Contrairement aux autres options de soutage de GNL par le système STS (à l'exception de la solution de taille moyenne de soute MT), où le coût de la main-d'œuvre était le principal poste de coût, dans ce cas, le poste de coût d'exploitation le plus important est le coût de l'énergie et des autres services publics, 9,95 millions d'euros (62 %), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de coût le moins important, 1,722 million d'euros (11 %). Le coût de la main-d'œuvre est estimé à environ 11 % du coût total de fonctionnement, soit 1,790 million d'euros.

Les coûts administratifs annuels (GSA&assurances), y compris les coûts de sécurité et d'assurance, se sont élevés à 2,61 millions d'euros (16 %).

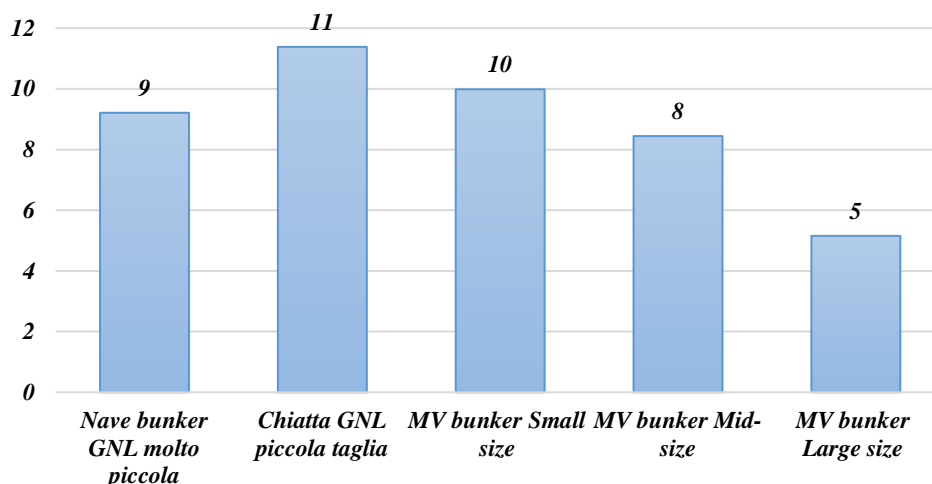
Figure 49: Répartition des coûts d'exploitation d'une MV bunker Large size (30 000 m³) ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Cela dit, le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, déduction faite des coûts logistiques, est de 5 euros par m³ (16,08 millions d'euros divisés par 780 000 m³), soit près de 40 % de moins que la solution MV bunker Mid-size (7.500 m³) (Figure 50).

Figure 50: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; très petit méthanier (200m³), petite barge bunker (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³), MV bunker Mid-size (7.500 m³) et MV bunker Large size (30.000 m³)



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.6 Analyse comparative des options STS

Afin de procéder à une analyse comparative et de fournir des indications sommaires sur les profils économiques et financiers des différentes options de soutage du GNL examinées dans le cadre de la solution STS, les variables techniques/opérationnelles suivantes ont été sélectionnées:

- ✓ Capacité moyenne du réservoir (m³)
- ✓ Capacité de livraison (m³/h)
- ✓ Capacité annuelle maximale (m³) qui dépend du nombre de soutirages hebdomadaires qui, à son tour, dépend:
 - Distance entre le point HUB de ravitaillement et le navire à ravitailler (km)
 - Vitesse du navire (nœuds)
 - Heures de navigation et heures au port

Le Tableau 1 indique les valeurs de ces variables pour chaque option de soutage STS analysée.

Tableau 1: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Capacité moyenne du réservoir	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Capacité de livraison (m/h ³)	150	600	600	900	1.800
Vitesse (knts)	12,5	7	13	13	16
Distance entre le point HUB de ravitaillement et le navire à ravitailler (km)	50	250	500	500	500
heures navigation et de port (chargement/déchargement/opérations portuaires)	13	56	84	84	96
Operazioni di bunkeraggio alla settimana	14	7	2	2	2
Capacité MAX annua (m ³)	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

Les options de soutage STS envisagées dans le projet TDI RETE-GNL comprennent donc une très large gamme de solutions techniques qui vont des installations navales de petite capacité (200 m3 de réservoir et 146 000 m3 de capacité de production annuelle), aux solutions technologiques de grande capacité (30 000 m3 de réservoir et 3 millions de capacité de production annuelle).

Sur la base de ces variables, nous avons procédé à l'analyse des profils économiques qui leur sont liés, en mettant particulièrement l'accent sur les détails des CAPEX et OPEX, toujours en accord avec les hypothèses et les catégories de coûts utilisées par les autres partenaires du projet.

Le Tableau 2 présente les données globales de CAPEX pour chaque option d'investissement relevant de la catégorie STS, tandis que le Tableau 3 indique les CAPEX annuels par unité de capacité annuelle de l'usine, en considérant une durée de vie économique utile du navire-usine d'environ 25 ans (source : Allied shipping research).

Tableau 2: Coût total CAPEX des solutions de soutage STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Coûts de la construction du storage IN/OUT du GNL	1.228.000	8.775.000	14.591.000	25.456.000	73.646.000
Coûts de construction de l'installation de transfert (out) de GNL	155.000	436.000	436.000	623.000	1.186.000
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	719.000	3.039.000	6.161.000	9.258.000	11.224.000
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Coût total des CAPEX	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

Tableau 3: Coût CAPEX annuel par m3 de capacité des options de soutage de type STS (durée de vie utile de 25 ans).

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Coûts de la construction du storage IN/OUT du GNL	0,34	1,50	1,12	1,31	0,94
Coûts de construction de l'installation de transfert (out) de GNL	0,04	0,07	0,03	0,03	0,02
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	0,20	0,52	0,47	0,47	0,14
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Coût total des CAPEX	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

L'analyse comparative des données des tableaux précédents montre que les CAPEX augmentent moins que proportionnellement à l'augmentation de la taille de l'actif du navire. Cela se traduit par d'importants effets d'échelle, qui se traduisent par une réduction progressive des CAPEX nécessaires par unité de capacité. En particulier, les études empiriques réalisées montrent que le total des investissements pour un très petit navire de soude (200 m3 de citerne) est égal à 2,1 millions d'euros, tandis que l'investissement pour un grand navire de soude MV (30 000 m3 de citerne) est égal à 86 millions d'euros ; contre une augmentation des investissements de 42 fois, il y a cependant une augmentation de 140 fois par rapport à la capacité de stockage/d'avitaillement en GNL du navire en question.

L'effet des économies d'échelle de l'installation est plus visible si l'on considère le rapport entre l'investissement annuel total requis et la capacité annuelle de l'actif du navire (Tableau 3). En fait, en considérant une durée de vie utile des usines STS de 25 ans, le coût d'investissement annuel par m3 de capacité de production annuelle passe de 0,58 euros par m3 de la solution "très petit navire bunker (200 m3 de citerne)" à 1,1 euros par m3 de la solution "grande MV bunker (30.000 m3 de réservoir)", ce qui se traduit par une augmentation de 1x du coût annuel d'investissement par m3 de capacité de production par rapport à une augmentation de capacité annuelle de plus de 20x.

En ce qui concerne l'analyse des coûts OPEX des solutions de soutage de GNL de type STS, le Tableau 4 présente les données relatives aux OPEX annuels exprimés en valeur absolue, tandis que le Tableau 5 présente les données relatives aux coûts OPEX annuels par unité de capacité annuelle de l'installation.

Tableau 4: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage de type STS

LNG - BUNKERING MODE		S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size	
Coûts du travail	530.000	950.000	1.790.000	1.790.000	1.790.000	
Coûts de la maintenance et des services techniques	42.000	246.000	424.000	706.000	1.722.000	
Coûts de l'énergie et des autres services publics	465.750	746.500	1.659.000	2.488.750	9.954.750	
Coûts de l'administration générale, de la sécurité et des assurances	307.000	721.000	1.319.000	1.601.000	2.617.000	
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750	
Coûts du travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de la maintenance et des services techniques	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de l'énergie et des autres services publics	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de l'administration générale, de la sécurité et des assurances	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coût total de fonctionnement	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750	

Source: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI e Enterprise Shipping Agency Srl/UNICA-

Tableau 5: Coût OPEX annuel par m3 de capacité annuelle de l'installation des options de soutage de type STS

LNG - BUNKERING MODE		S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size	
Coûts du travail	3,63	4,06	3,44	2,29	0,57	
Coûts de la maintenance et des services techniques	0,29	1,05	0,82	0,91	0,55	
Coûts de l'énergie et des autres services publics	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	
Coûts de l'administration générale, de la sécurité et des assurances	2,10	3,08	2,54	2,05	0,84	
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16	
Coûts du travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de la maintenance et des services techniques	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de l'énergie et des autres services publics	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de l'administration générale, de la sécurité et des assurances	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Coût total de fonctionnement	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16	

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'analyse montre des avantages évidents liés aux économies d'échelle de l'installation-navire. Les données présentées dans le Tableau 5 montrent en fait qu'à mesure que la taille de l'installation de

stockage et de soutage de GNL augmente, les coûts de l'énergie et des autres services publics augmentent en valeur absolue, mais moins que proportionnellement à la taille de l'installation du navire. Au contraire, le coût de la main-d'œuvre, qui passe de l'installation "small size MV" à la "large", reste constant en raison de la plus grande automatisation de l'installation. En fait, le niveau plus élevé d'automatisation de la technologie entraîne des coûts d'investissement plus élevés pour le "storage in/out" pour la solution de la "MV bunker GNL de grande taille" (Tableau 3), car cette option est hautement technologique et automatisée, remplaçant la main-d'œuvre.

Compte tenu de la capacité annuelle pondérée de l'installation, les coûts d'exploitation annuels diminuent de presque 100 % en passant de la technologie "très petit navire-citerne (200 m³)" à la technologie "grand navire-citerne MV (30 000 m³)", passant de 9,21 € à 5,16 € par unité de gaz produite par l'usine de navire par an.

Le Tableau 3 résume les valeurs de coût total en termes absolus des mêmes solutions technologiques, en considérant la première année d'activité (CAPEX total annuel + OPEX annuel), tandis que le Tableau 7, rapporte les valeurs de coût total annuel (CAPEX annuel + OPEX annuel) par unité de capacité annuelle de l'usine, en prenant comme référence une durée de vie utile des technologies STS de 25 ans.

Tableau 6: Coût total (CAPEX total + OPEX annuel) des technologies de soutage de type STS, première année d'exploitation

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000
OPEX ANNUEL	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
COÛT TOTAL I ANNEE	3.446.750	14.913.500	26.380.000	41.922.750	102.139.750

Source: Nt. Élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

Tableau 7: Coût annuel total par m³ de capacité de production des technologies de soutage de type STS ; durée de vie utile de 25 ans

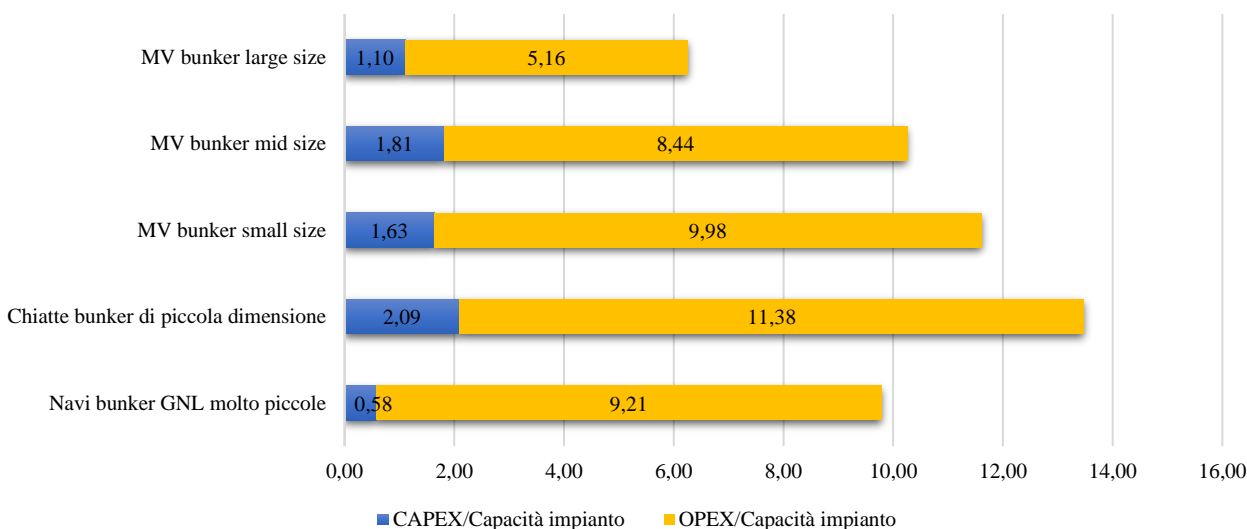
LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navires bunker GNL très petites	Barges bunker de petites dimensions	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX ANNUEL/Capacité installation	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10
OPEX ANNUEL / Capacité installation	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
COÛT TOTAL ANNUEL/ Capacité installation	9,79	13,48	11,61	10,26	6,26

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Servizi srl P1 UNIGE-CIELI

En termes absolus, en passant d'un "très petit (200 m³)" navire à un "grand (30 000 m³)" navire, la variation du coût total (total CAPEX + OPEX annuel) est de l'ordre de 28x (39x coûts CAPEX et 11x coûts OPEX), à comparer à une augmentation de la capacité de stockage de l'ordre de 140x et de la capacité de production de 20x.

Compte tenu de la valeur totale des coûts annuels (CAPEX annuel + OPEX annuel), pondérée en fonction de la capacité annuelle de l'installation (Figure 51), la variation en pourcentage du coût annuel par m³ de capacité de production, allant d'un "très petit (200 m³)" à un "grand (30 000 m³)" navire, est de -36%, soit de 9,79 € à 6,26 € par m³.

Figure 51: Coût annuel total (CAPEX annuel + OPEX annuel) par m³ de capacité de production des technologies STS



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

4.2 Truck to Ship (TTS)

La configuration TTS représente la solution technologique la plus simple, la moins chère, la plus flexible et la plus rapide pour le soutage de GNL des petits navires, en particulier pendant la phase initiale de passage de la technologie de soutage des soutes traditionnelles au GNL, qui nécessite dans un premier temps des solutions temporaires dans les installations portuaires existantes et le réaménagement des systèmes de propulsion des navires existants.

Les opérations de soutage sont effectuées à l'aide d'un camion-citerne dans lequel le GNL est stocké. Il est donc nécessaire que le navire soit amarré à une jetée ou à un quai accessible aux véhicules à pneus susmentionnés qui, après s'être ravitaillés en carburant au centre de stockage primaire de GNL, situé à l'intérieur ou, vraisemblablement, à l'extérieur de la zone portuaire, se positionnent à proximité du navire pour effectuer le ravitaillement par des canalisations spécifiques (Figure 52).

Figure 52: Approvisionnement en GNL selon la configuration TTS



Source: <http://www.donga.com/news/article/all/20190921/97506677/1>

Les points forts de la configuration TTS sont la grande flexibilité et la réversibilité qui caractérisent cette technologie : le camion-citerne peut accompagner le navire à propulsion GNL à soutirer le long de différentes zones du même quai, ou le long de différents quais ou zones du port, sauf si les procédures de sûreté prévues dans la zone portuaire spécifique l'exigent autrement. De plus, en termes économiques, l'avantage de cette solution est dû au minimum d'équipement nécessaire au bon fonctionnement de la technologie, qui est très limité par rapport à d'autres solutions de soutage de GNL. En fait, pour que la technologie TTS pour le soutage du GNL fonctionne correctement, il suffit que les éléments suivants:

- i. Une petite extension de terrain à côté du quai de soutage, qui devrait être clôturée pour empêcher toute intrusion et répondre aux exigences minimales de sécurité.
- ii. Tuyaux flexibles et bras de chargement manuel/semi-automatique pour le raccordement au navire ⁴.
- iii. Utilisation d'équipements de sécurité, notamment: Emergency Release Systems (ERS)⁵ (EN ISO 20519, Sezione 4.3), Emergency Release Coupling (ERC)⁶ et Emergency Shut Down (ESD)⁷, les détecteurs de fuites de gaz et les systèmes d'alarme incendie, les barrières d'eau et les équipements de lutte contre l'incendie.

⁴ Le transfert de GNL est principalement effectué à l'aide de tuyaux cryogéniques. Ceux-ci doivent répondre aux exigences de la norme EN 1474-2. Pour un débit de 50 m³/h qui permettrait de vider un conteneur ISO en moins d'une heure, il est important que le diamètre du tuyau soit suffisant pour ne pas dépasser une vitesse de fluide de 10m/s dans le tuyau. Les solutions "Truck-to-Ship" n'incluent souvent pas de tuyau de retour de gaz. Dans ce cas, le navire de ravitaillement gère ses propres évaporations. La norme ISO 20519 exige que les tuyaux soient équipés d'un système d'arrêt d'urgence (ESD) et d'un système de déconnexion d'urgence (ERS).

⁵Le système de déconnexion d'urgence est un dispositif de sécurité conçu pour protéger les tuyaux, par exemple dans le cas où le navire sort de ses limites de fonctionnement ou si le pétrolier se déplace. En cas de situation dangereuse, l'ERS permet de déconnecter les tuyaux en activant une connexion de déconnexion d'urgence (ERC) et en fermant les vannes d'isolement, ce qui minimise les fuites de GNL ou de gaz.

⁶ L'emergency Release Coupling (ERC) est le point d'interruption dans un système de transfert et est conçu pour minimiser le risque pour les biens, le personnel et l'environnement. Un tel système arrête le flux de transfert en cas d'urgence, les vannes se ferment et l'ERC se sépare. Cela interrompt les flux en aval et en amont du système de transfert.

⁷ Ce système permet d'arrêter l'opération de soutage en arrêtant les pompes de transfert de GNL et en fermant les soupapes de sécurité. Il peut être activé manuellement ou automatiquement, par exemple à la suite de la détection d'un gaz par un capteur. Le bon fonctionnement du système d'arrêt d'urgence doit toujours être testé avant de commencer l'opération de soutage. Si le système d'arrêt

Face à la réduction des investissements initiaux en infrastructures, la solution TTS est considérée comme une option de soutage "test", en ce sens qu'elle peut être mise en œuvre afin de vérifier l'éventuelle convenance économique du terminal (ou d'autres sujets économiques désireux de développer le soutage du GNL dans le port), avant de procéder à des investissements en infrastructures plus conséquents et moins réversibles, tels que ceux liés à la mise en œuvre d'une configuration Terminal To Ship ou anche Ship To Ship.

En raison de la capacité réduite des réservoirs des camions et des camions-citernes (40-80 m³), la configuration TTS n'est une option viable que pour le ravitaillement des navires à propulsion GNL qui nécessitent des volumes allant jusqu'à 200-400 m³ de GNL.

Outre la capacité réduite des citernes des camions-citernes, un autre point critique de la configuration technologique actuelle réside dans le taux de transfert limité du GNL, qui est d'environ 40-60 m³/h. Cela entraîne de longs délais pour le soutage du GNL et, par conséquent, une compétitivité réduite de la configuration actuelle (TTS) par rapport aux autres types, surtout lorsque le marché de référence est constitué de navires devant être approvisionnés par des réservoirs de grande capacité.

Une autre faiblesse est représentée par le coût unitaire variable par m³ de GNL transféré, car celui-ci est fortement influencé par le coût du transport (qui inclut évidemment aussi les éventuels péages). Ce coût variable peut dépasser à moyen ou long terme, et par rapport à des volumes importants déplacés, les bénéfices associés au faible investissement initial requis. Afin de compenser, voire de résoudre cette criticité, la capacité de chargement des camions individuels est souvent augmentée par l'ajout de remorques (solutions similaires aux multi-remorques). Cela n'implique pas de problèmes en termes d'équipements supplémentaires nécessaires aux opérations de ravitaillement des navires à propulsion GNL, car ces camions-citernes sont souvent équipés de tout le matériel nécessaire au chargement et au déchargement du GNL, y compris les tuyaux et la pompe indispensables au soutage. Le remplissage du réservoir du camion-citerne est effectué à l'aide des tuyaux appartenant à l'installation de ravitaillement terrestre, tout en respectant les règles et les normes de procédure relatives à la température du réservoir lui-même. Au lieu d'utiliser un plus grand nombre de camions-citernes en séquence, il est donc possible d'utiliser plusieurs camions-citernes reliés entre eux en même temps. Dans ce cas, il est fait référence au "Multi Truck-To-Ship bunkering", qui répond le mieux aux besoins des armateurs, tant en termes de capacité que de temps global nécessaire pour mener à bien les opérations.

Cela étant dit, les cinq principales options de soutage pour la solution TTS sont les suivantes:

1. Iso-container par la route
2. Le soutage par l'atb
3. Iso-container sur skid

d'urgence est activé, le transfert de GNL ne peut pas reprendre tant que les conditions de sécurité normales n'ont pas été rétablies et que les systèmes de sécurité n'ont pas été vérifiés.

4. Citerne sur skid
5. Iso container/cisterna sur multi-track

4.2.1 Iso-container par la route

Un conteneur ISO 40' cryogénique est l'unité la plus flexible et la plus économique pour le transport du GNL par route, rail, ferry ou conteneur, depuis le hub d'origine du GNL jusqu'à l'installation de soutage du GNL. Il peut également être utilisé comme réservoir de stockage pour les opérations de soutage du GNL et aussi comme réservoir de stockage pour le navire lui-même (principalement en cas de réaménagement).

Un conteneur ISO 40' de bonne qualité est constitué d'une bouteille sous pression en Nickel 9%/AISI-304 (1er confinement), d'un volume brut de liquide d'environ 45 litres, entièrement enfermée dans une bouteille sous pression en acier inoxydable (2ème confinement), avec une isolation intermédiaire (généralement plusieurs couches d'aluminium), capable de maintenir le GNL à basse température pendant une période d'au moins deux mois à partir de ses conditions de chargement (éventuellement -162 degrés de pression atmosphérique), coïncidant avec les temps de transport et d'utilisation, jusqu'à ce que la pression et les températures d'équilibre atteignent les conditions de conception (généralement 8 bars et -130°C), après quoi les soupapes de sûreté commencent à se dégazer. Les équipements auxiliaires comprennent les tuyaux et les vannes d'entrée/sortie, les systèmes de condensation et de vaporisation et les dispositifs de sécurité (éventuellement avec un système SCADA à distance). En outre, une pompe de service et un débitmètre peuvent être montés en option. Le conteneur ISO de 40 pieds sur roues est également relié à l'équipement de soutage du navire et ne nécessite donc pas de réservoir de stockage de GNL fixe.

La capacité nette de GNL d'un conteneur ISO de 40 pieds est d'environ $45 \text{ m}^3 \times 89\% \approx 40\,000 \text{ m}^3 \approx 17\,600 \text{ t}$. Le soutage du GNL peut être effectué à un taux maximum d'environ $50 \text{ m}^3/\text{h}$ pour permettre un équilibrage sûr des pressions de la BOG et éviter le rejet de gaz dans l'atmosphère. Lorsque le conteneur ISO est vide, il s'éloigne et est remplacé par une autre unité GNL complète au même endroit ou l'équipement est déplacé vers un autre endroit pour soutirer un autre navire selon les besoins.

La solution TTS la plus simple et la plus flexible consiste en les éléments suivants qui peuvent être déplacés et repositionnés à côté des quais où le navire ayant besoin de soutage est amarré:

- ✓ Clôture de la zone de sécurité où le soutage du GNL est effectué (généralement un rectangle d'au moins 15m x 30m, 500 m³, zone de sécurité minimale égale pour toutes les solutions TTS sauf pour la solution à voies multiples pour laquelle 1.000 m³ est requis),
- ✓ Installation des équipements du système de sécurité de soutage du GNL : pompe de transfert et débitmètre, conduite flexible (avec bras de chargement manuel ou semi-automatique) pour la transmission du GNL OUT et conduite de retour du BOG pour l'équilibrage de la pression ; toutes les conduites doivent être équipées de systèmes de dégagement d'urgence (ERS), de couplage de dégagement d'urgence (ERC) et d'arrêt

d'urgence (ESD). Toute la zone est protégée par des détecteurs de déversement de gaz et un système d'alarme incendie, des barrières d'eau et du matériel de lutte contre l'incendie. La Figure 53 montre un exemple d'opération de soutage de GNL utilisant des conteneurs ISO sur roues.

Figure 53: exemple de bunkering operation via Iso-container par route



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacité annuelle maximale de ce système de soutage de GNL est d'environ 87 000 m³/an (40m³ x 6u/d x 7d/w x 52w/y) en supposant qu'environ six conteneurs GNL ISO 40' puissent alimenter les soutes chaque jour dans le port (déplacement du matériel de soutage sur skid et roues vers d'autres quais toutes les 4 heures, ou accostage et désaccostage de six navires au même endroit).

Plusieurs types de conteneurs ISO sont disponibles sur le marché, mais pour optimiser les volumes transportés, il est préférable d'opter pour des conteneurs ISO de 40" - à noter qu'il existe des caisses mobiles de plus grande capacité. Malgré leur excellente isolation thermique, les conteneurs ISO sont soumis à des infiltrations de chaleur pendant le transport et le stockage, ce qui entraîne une augmentation de la pression interne. Une pression trop élevée pourrait endommager la structure du conteneur ISO, c'est pourquoi des soupapes de sécurité sont installées pour décharger la surpression. Toutefois, ce dispositif de sécurité doit rester exceptionnel et les soupapes ne doivent pas être ouvertes dans des conditions normales de fonctionnement. Il est donc nécessaire de trouver un compromis entre le taux de remplissage des conteneurs ISO et le temps de maintien de la pression. En détail, le Tableau 8 présente les principales caractéristiques des conteneurs ISO 40'.

Tableau 8: Caractéristiques techniques des ISO-container 40'

Caratteristiche tecniche	ISO-container 40'
Dimensioni L x P x H	12,19 m x 2,44 m x 2,59 m
Volume lordo	43 - 46 m ³
Percentuale di riempimento	80% - 90%
Pressione massima di esercizio	7,6 - 10 barg
Tempo di mantenimento della pressione	60 - 120 giorni
Vita utile	15 - 30 anni

Source: élaborations partner OTC

En ce qui concerne les coûts d'investissement (CAPEX) en termes absolus de cette technologie, contrairement à la technologie STS pour laquelle il suffit d'investir dans la construction du navire et

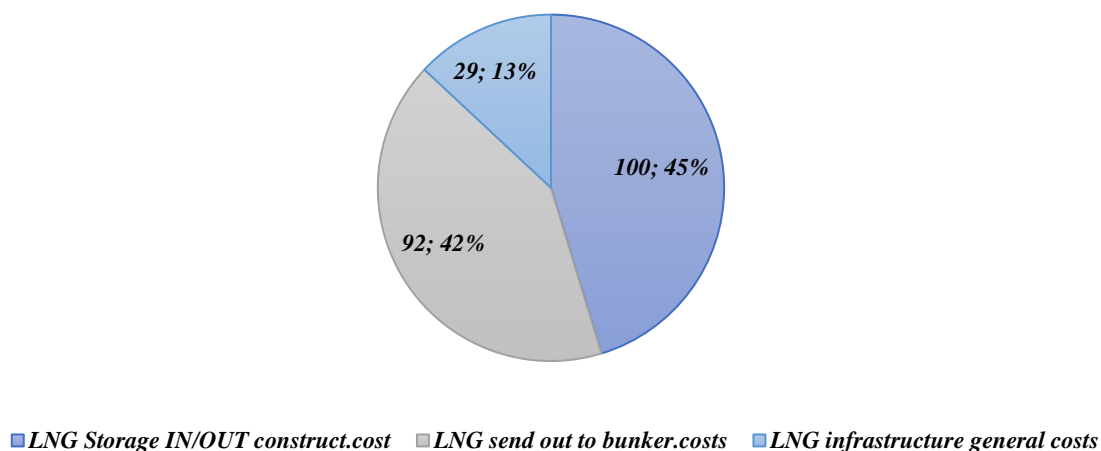
des équipements correspondants, en supposant que le coût de la chaîne d'approvisionnement incombe en amont à l'opérateur du terminal, il faut distinguer les coûts d'investissement pour les équipements et les machines utilisés dans les opérations de soutage dans le port (coût du stockage et du transfert du GNL) et les coûts d'investissement liés aux équipements et aux machines utilisés le long de la chaîne d'approvisionnement de cette solution de soutage (coût de la chaîne d'approvisionnement du GNL).

En ce qui concerne les coûts d'investissement de l'infrastructure portuaire de soutage de GNL de type TTS, il y en a :

- ✓ Le coût du stockage (coût de construction du stockage de GNL), c'est-à-dire le coût d'un conteneur ISO LNG 40' et des accessoires nécessaires (sans pompe ni débitmètre) en conformité avec les normes de qualité et de sécurité. Ce coût est estimé à environ 100 000 euros (45 % du total des CAPEX pour le stockage et le transfert), auxquels il faut ajouter la pompe et le débitmètre qui peuvent impliquer une dépense d'environ 15 000 euros chacun.
- ✓ Le coût des équipements pour le soutage du GNL (coût de l'envoi du GNL dans la soute), y compris la pompe et le débitmètre, en comptant une distance de sécurité minimale de 10 mètres entre l'installation et le navire à approvisionner, et les dispositifs de sécurité et d'urgence connexes, pour un montant total d'environ 90 000 euros (42 % du total des CAPEX).

En outre, un montant supplémentaire de 30 000 euros (13 %) des frais généraux (frais généraux de l'infrastructure GNL) peut être requis pour la mise en place des installations de soutage du GNL, y compris les frais de conception technique et de gestion de l'installation, les assurances et divers imprévus, ce qui porte les CAPEX de l'équipement de soutage à un montant d'environ 220 000 euros (Figure 54).

Figure 54: Coûts CAPEX de "storage & transfer" de la technologie ISO container par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

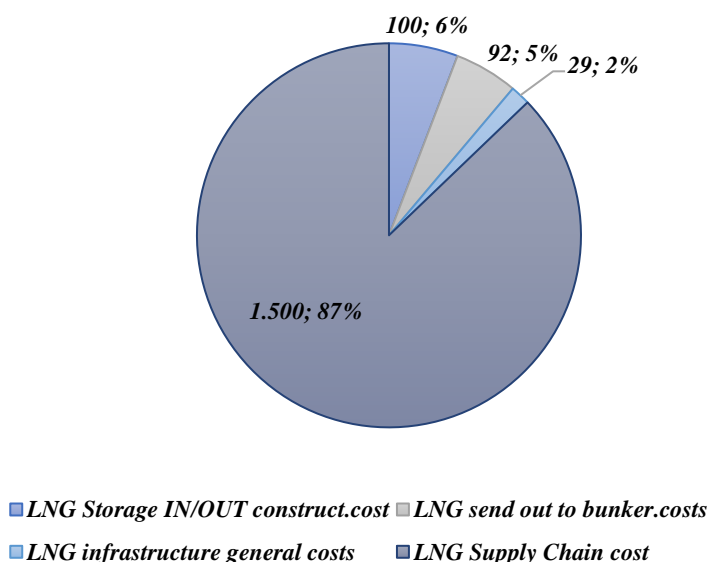
En ce qui concerne les coûts CAPEX en termes absolus liés aux équipements et machines utilisés tout au long de la chaîne d'approvisionnement (coût de la chaîne d'approvisionnement en GNL), 6 tracteurs GNL (135 000 euros chacun) et 6 remorques de 15 000 euros chacune sont nécessaires, en supposant que chacun des six conteneurs ISO assurant le soutage dans le port peut effectuer un aller-retour par jour avec:

- ✓ un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne 60-65 km/h) ;
- ✓ rechargement du conteneur ISO au centre d'approvisionnement principal du terminal GNL (environ 1 heure nécessaire plus le temps d'arrêt) ;
- ✓ un deuxième chauffeur retournant au site de soutage du port dans 8 heures et un troisième chauffeur de réserve ;
- ✓ Conteneurs ISO stockés sur le site de soutage afin de ne pas interrompre le processus.

En outre, 6 conteneurs ISO, d'une valeur de 600 000 euros, doivent être achetés pour le réapprovisionnement de la chaîne d'approvisionnement (en ajoutant une unité de rechange/ajoutée) et, par conséquent, le coût total des CAPEX s'élève à 1,5 million d'euros.

La Figure 55 montre en termes absolus les macro-éléments du coût des CAPEX, y compris celui de la chaîne d'approvisionnement, et les valeurs relatives.

Figure 55: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie des conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



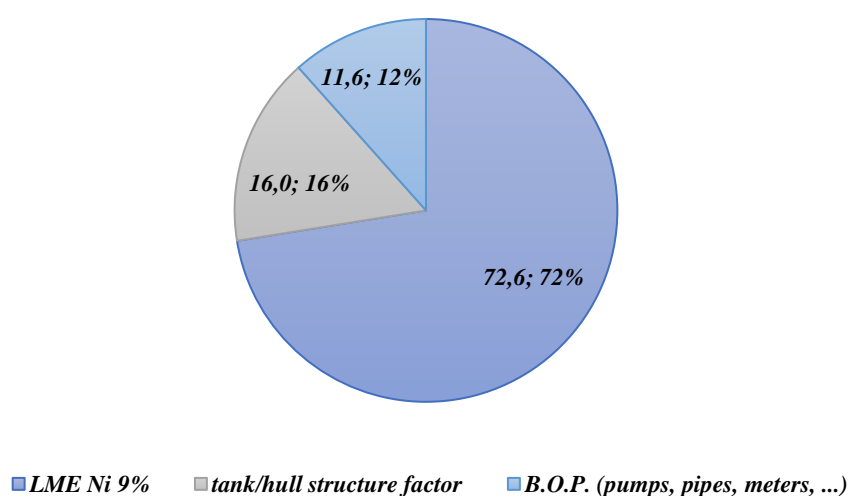
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme le montre la Figure 55, le coût CAPEX de la logistique de la chaîne d'approvisionnement (coût de la chaîne d'approvisionnement en GNL) représente près de 90 % du coût CAPEX total de la solution ISO de soutage de GNL en conteneurs. Le coût total des CAPEX par mètre carré de la

capacité annuelle totale de l'usine, y compris les coûts de la chaîne d'approvisionnement, est donc de 20 euros par m³ (1,72 million d'euros divisé par 87 000 m³ de capacité annuelle totale).

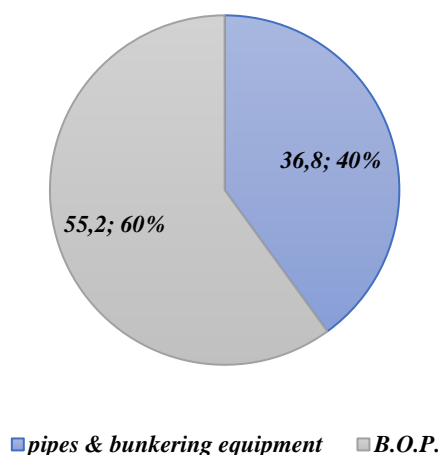
La Figure 56, la Figure 57 et la Figure 58 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX mentionnée ci-dessus.

Figure 56: Répartition des micro-catégories du coût du capital "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



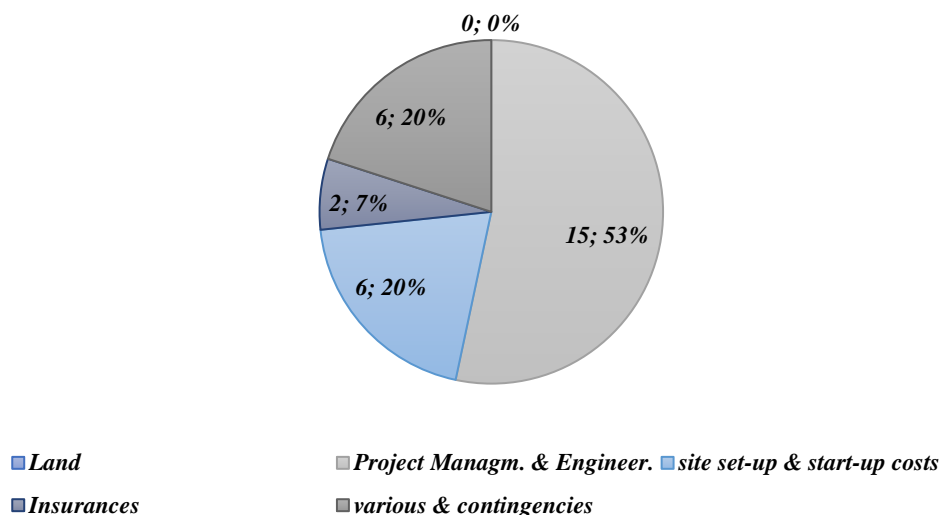
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 57: Répartition des micro-catégories du coût du capital "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

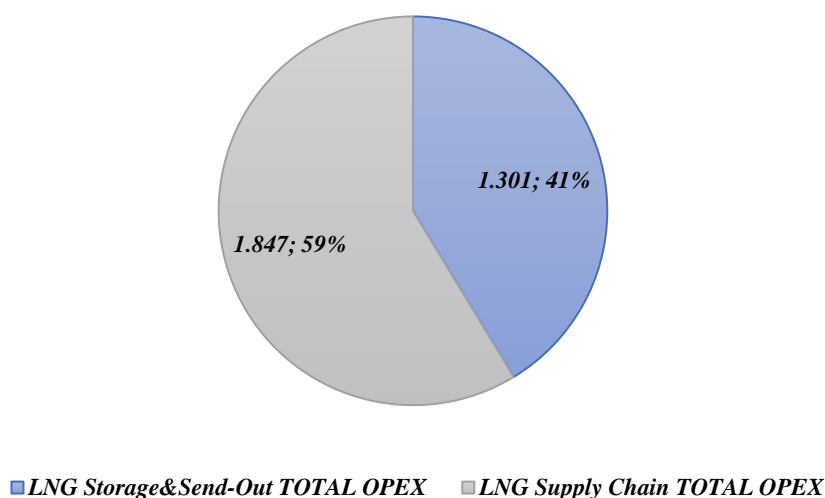
Figura 58: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation TTS avec 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts d'exploitation annuels (OPEX) de ce système TTS, les coûts "storage & send out" sont égaux à 1,30 million/an (41%) auxquels il faut ajouter 1,84 million d'euros/an (59%) pour les coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain cost), pour un total global de 3,14 millions/an comme le montre Figura 59.

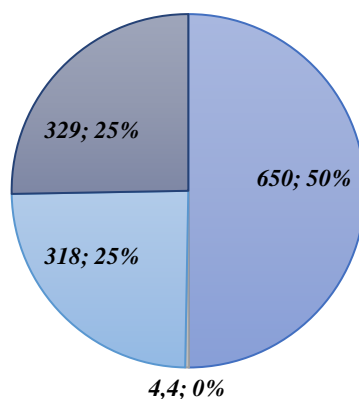
Figura 59: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS à 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels en termes absolus du système "storage & send out" (Figurea 60), le coût de la main-d'œuvre est estimé à 0,65 million d'euros (50% du total), en considérant un minimum de 10 employés, tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de dépense le moins important, s'élevant à 0,004 million d'euros (0,1%). Le coût de l'énergie et des autres services publics et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les coûts de sécurité et d'assurance, se sont élevés respectivement à 0,318 million d'euros (24,9 %) et 0,329 million d'euros (25 %).

Figurea 60: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "storage & send out" pour la construction d'une usine TTS de 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros

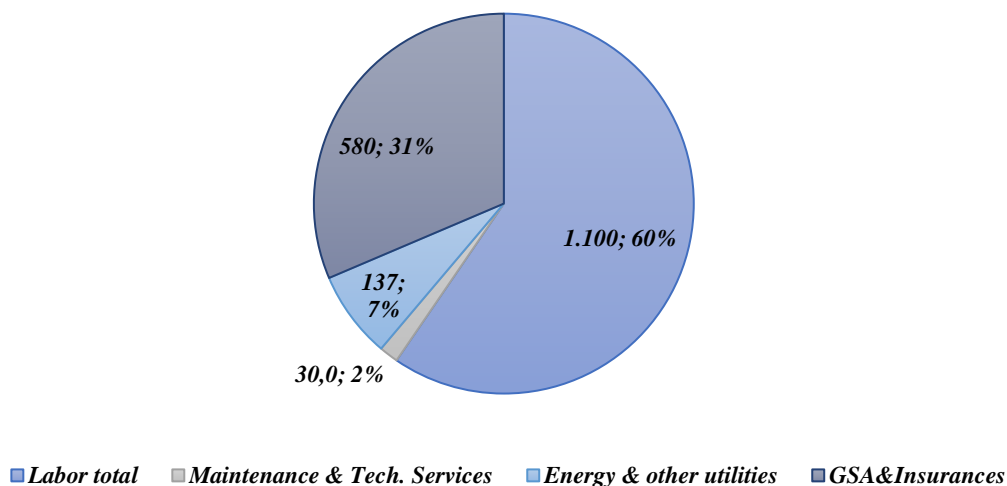


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'exploitation annuels absolus de cette solution inhérents à la chaîne d'approvisionnement en GNL, le coût de la chaîne d'approvisionnement en GNL, (Figure 61), le coût de la main-d'œuvre est de 60% de la dépense totale (minimum 21 employés) égale à environ 1,1 million d'euros, tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) est le poste de dépense le moins incident (0,03 million d'euros, soit 2% du total). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les frais administratifs (GSA&insurances), y compris les coûts de «sécurité» et d'assurance, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement de 0,137 million d'euros (7%) et 0,580 million d'euros (31%).

Figure 61: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "LNG supply chain costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 conteneurs ISO par route ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Cela dit, le coût OPEX annuel total par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est de 36 euros par m³ (3,14 millions d'euros divisés par 87 000 m³ de capacité annuelle totale).

4.2.2 Le soutage par l'atb

Le même schéma de soutage de GNL décrit ci-dessus avec des conteneurs ISO de 40 pieds peut être réalisé avec un système de soutage ATB (semi-remorque citerne GNL). La semi-remorque citerne GNL (Figure 62 est plus longue et légèrement plus large qu'un conteneur ISO de 40 pieds, avec une capacité de volume liquide brut d'environ 56 litres. Néanmoins, il a des spécifications techniques et de sécurité cryogéniques similaires, et ses accessoires standards comprennent la pompe de transmission du GNL et le débitmètre.

La technique de soutage et le schéma d'approvisionnement en GNL sont similaires à l'option des conteneurs ISO 40. Toutefois, comme toutes les semi-remorques de GNL sont équipées d'une pompe de transport de GNL et d'un débitmètre, il n'est pas nécessaire que le site de soutage en soit équipé.

Figure 62: Camion semi-remorque GNL (ATB)

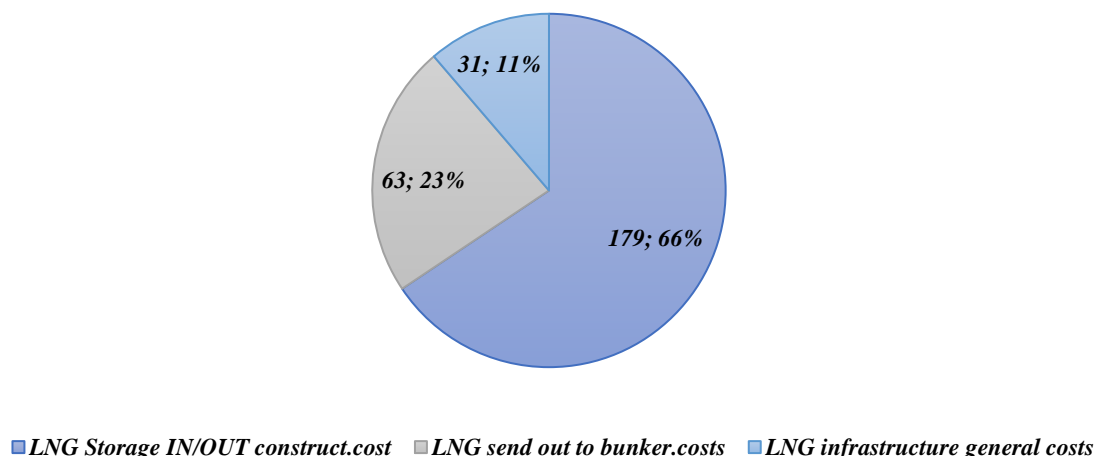


Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacité nette de GNL d'un semi-remorque citerne GNL (ATB) est de : $56\text{m}^3 \times 89\% \approx 50\text{m}^3 \approx 22.000 \text{ t}$. Par conséquent, la capacité annuelle maximale de ce système de soutage de GNL est d'environ $109\,000 \text{ m}^3/\text{an}$ ($50\text{m}^3 \times 6\text{u}/\text{d} \times 7\text{d}/\text{w} \times 52\text{w}/\text{y}$) en supposant qu'environ 6 semi-remorques de GNL peuvent être soutirées quotidiennement dans le port, en déplaçant l'équipement de soutage sur des patins et des roues vers différents quais toutes les 4 heures, ou en amarrant et en désamarrant 6 navires au même endroit.

En ce qui concerne les CAPEX en termes absolus des équipements et machines utilisés pour les opérations de soutage dans le port (coût de stockage et de transfert du GNL, Figure 63), le coût de stockage (coût d'entrée/sortie du GNL) d'un réservoir semi-remorque de GNL, avec les accessoires nécessaires (sans pompe et avec pompe et débitmètre), avec les normes de qualité et de sécurité correspondantes, est d'environ 180 000 euros, soit 66% du coût total des CAPEX "stockage et transfert". Ce chiffre représente 80 % de plus qu'un conteneur ISO-LNG de 40 pieds. Le coût de l'équipement de transfert de soutage du GNL (coût de l'envoi du GNL vers le soutage, y compris la pompe et le débitmètre, en respectant une distance de sécurité minimale de 10 mètres entre l'installation et le navire à soutirer), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 60 000 euros (23 %), auxquels s'ajoutent 30 euros supplémentaires. 000 euros (11% du total) pour la construction de l'infrastructure de soutage du GNL, qui comprend les coûts généraux (LNG infrastructure general cost) pour la gestion de la conception technique et de l'installation des installations, les assurances et les divers imprévus, ce qui porte les CAPEX des équipements de soutage à un montant total d'environ 270 000 euros.

Figure 63: Coûts CAPEX du "stockage et transfert" de la technologie ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

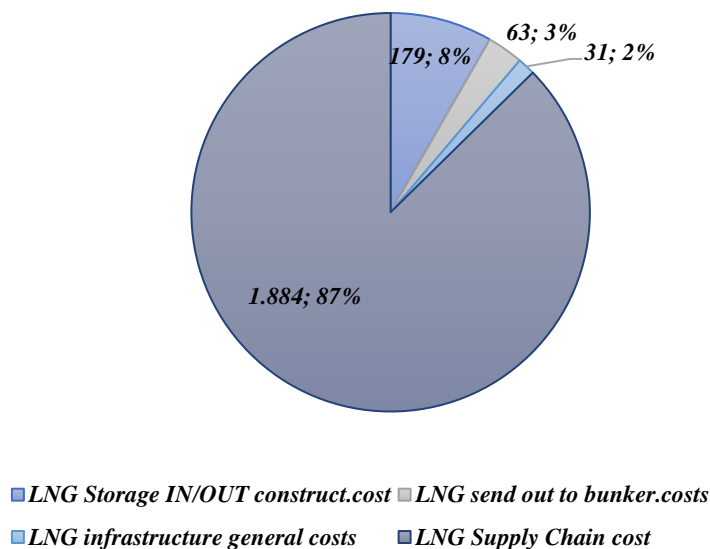
En ce qui concerne les coûts d'investissement absolus liés aux équipements et machines utilisés le long de la chaîne d'approvisionnement de cette solution de soutage (coût de la chaîne d'approvisionnement en GNL), 6 tracteurs GNL (135 000 euros chacun) sont nécessaires, en supposant que chacun des six semi-remorques assurant le soutage dans le port puisse effectuer un aller-retour par jour avec :

- ✓ un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne 60-65 km/h) ;
- ✓ le rechargement du semi-remorque au centre d'approvisionnement principal du terminal GNL (environ 1 heure nécessaire plus le temps d'inactivité) ;
- ✓ le deuxième chauffeur retourne au site de soutage situé dans le port pour 8 heures supplémentaires et un troisième chauffeur de réserve est en attente ;
- ✓ le reste des semi-remorques stationnées sur le site de la soude qui déchargent le GNL jusqu'à ce qu'elles soient vides et qui répètent le processus;

Par conséquent (en ajoutant une unité de réserve) pour le système d'approvisionnement en soutage proposé ici, 6 semi-remorques et 6 tracteurs GNL (315 000 euros chacun en mode combiné) doivent être achetés pour compléter la chaîne d'approvisionnement en GNL, ce qui donne un coût total de CAPEX à la fois pour le matériel de soutage et pour la fourniture d'environ 1,9 million d'euros de CAPEX.

La Figure 64 montre les macro-éléments du coût des CAPEX, y compris le coût de la logistique d'approvisionnement en GNL, et les valeurs correspondantes.

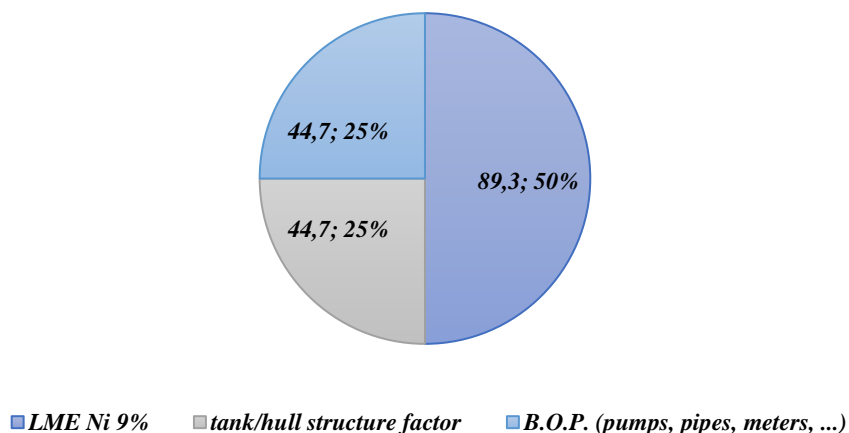
Figure 64: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme le montre la Figure 64, le coût CAPEX de la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain cost) représente près de 90 % du coût CAPEX total de la solution de soutage du GNL de l'ATB. La Figure 65, la Figure 66 et la Figure 67 présentent en termes absolus les données relatives aux coûts des micro-éléments de chaque macro-catégorie de CAPEX mentionnée ci-dessus.

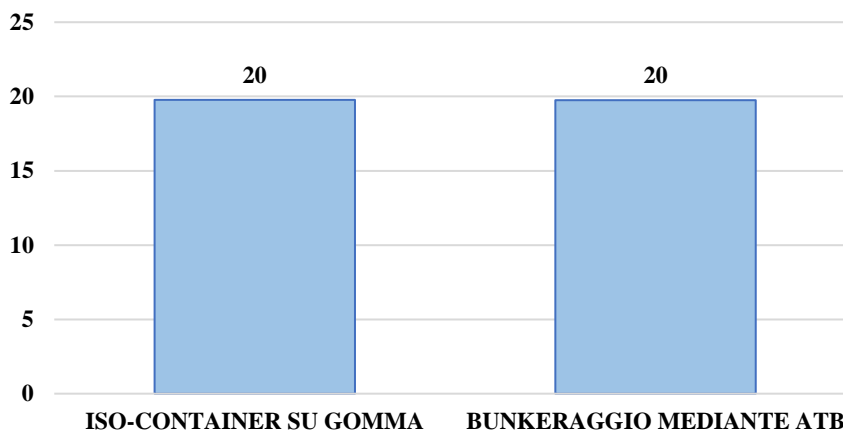
Figure 65: Répartition des micro-catégories du coût en capital "LNG storage IN/OUT construction costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

ATB. Ce coût pondéré est le même pour les deux solutions, soit 20 euros par m³ (2,154 millions d'euros divisés par 109 000 m³ pour la solution ATB).

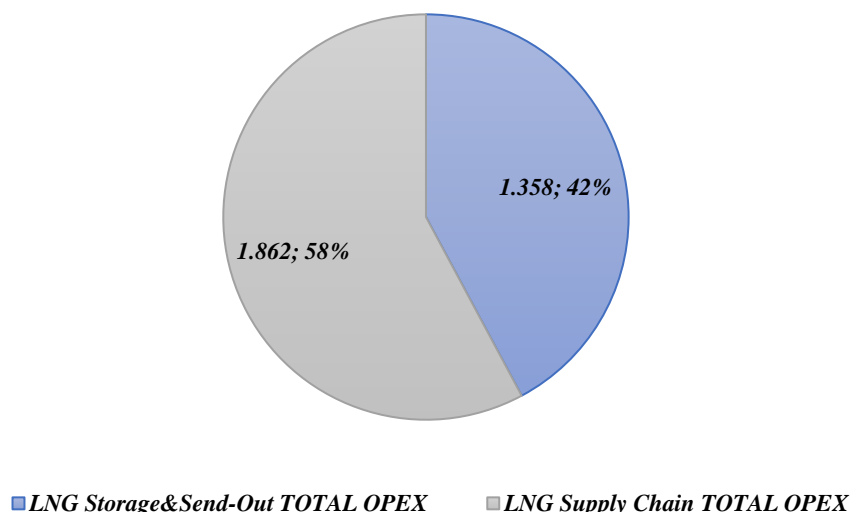
Figure 68: Coût CAPEX par mètre carré de capacité par an ; conteneurs ISO par route et ATB



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts OPEX annuels en termes absolus de ce système TTS (Figure 69), on estime qu'il y a un coût annuel d'environ 1,35 million d'euros / an (42 %) pour le système "storage & send out" plus 1,86 million d'euros / an (58 %) pour la logistique d'approvisionnement en GNL, pour un total global de 3,22 millions d'euros / an.

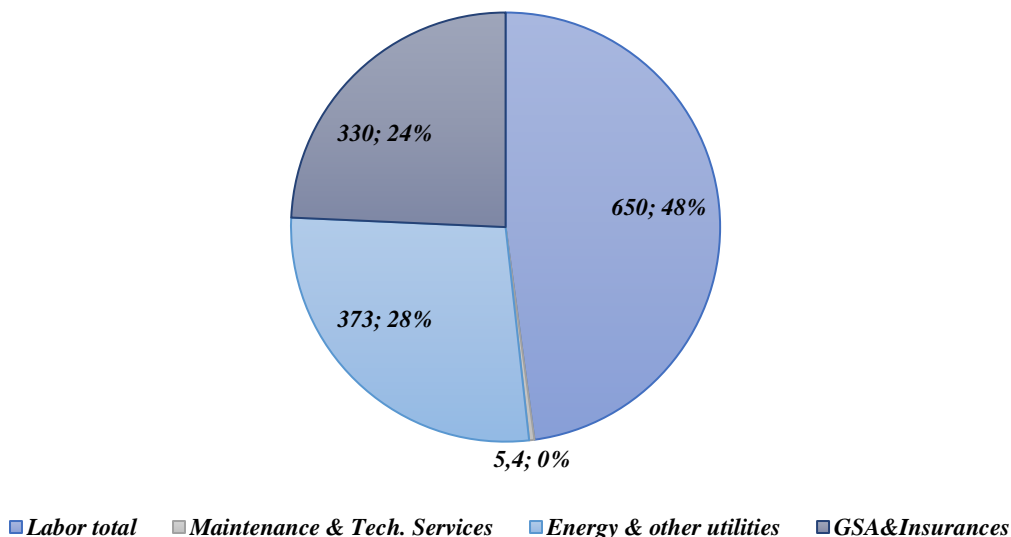
Figure 69: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'exploitation annuels (OPEX) du système "storage & send out" (Figure 70), le coût de la main-d'œuvre est estimé à environ 48% du coût d'exploitation total, soit 0,65 million d'euros (en considérant un minimum de 10 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & services techniques) s'avère être le poste de dépense le moins important, soit 0,005 million d'euros (0,1%). Le coût de l'énergie et des autres services publics et les frais administratifs, y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, sont respectivement de 0,373 million d'euros (28%) et de 0,330 million d'euros (23,9%).

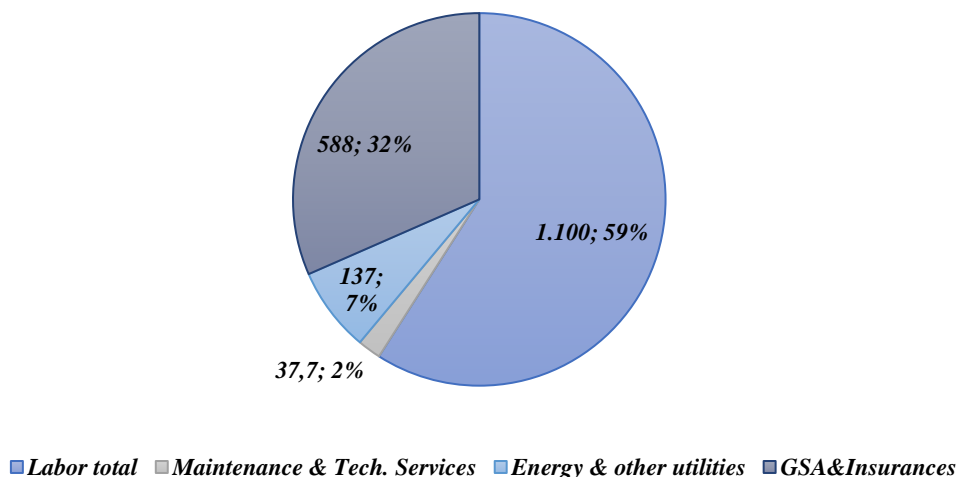
Figure 70: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "storage & send out" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts OPEX annuels liés à la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG Supply chain cost, Figure 71), le coût de la main-d'œuvre représente 60 % des dépenses totales (1,1 million d'euros avec un minimum de 21 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de dépenses le moins accessoire, soit 0,037 million d'euros (2 %). Dans ce cas, le coût de l'énergie et des autres services publics (coût de l'énergie et des autres services publics) et les coûts administratifs (coût de la GSA et des assurances), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, (y compris les assurances) inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement de 0,137 million d'euros (7 %) et de 0,588 million d'euros (32 %).

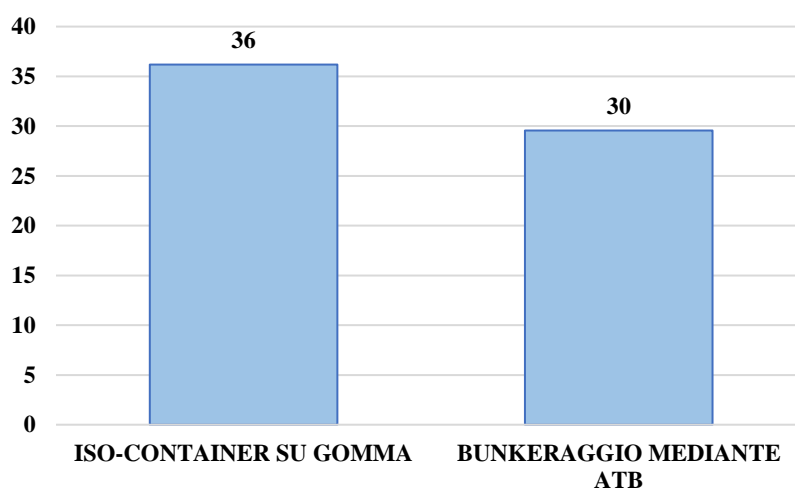
Figure 71: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG supply chain costs" pour la construction d'une installation TTS de 6 ATB ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Cela dit, le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est égal à 30 euros par m³ (3,22 millions d'euros divisés par 109 000 m³ de capacité annuelle totale), soit près de 16 % de moins que la solution ISO container par route (Figure 72).

Figure 72: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all'anno; ISO container su gomma e ATB



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En conclusion, les coûts de CAPEX et OPEX plus élevés en termes absolus de l'option "ATB" par rapport à l'option "ISO road container" sont dus à des coûts d'équipement plus élevés (pompes, semi-

remorques). Toutefois, ces coûts plus élevés sont bien compensés par la capacité de production plus élevée que peut atteindre l'usine de coATB par rapport à l'usine de conteneurs routiers ISO (109 000 contre 87 000 m³ par an).

4.2.3 ISO container sur skid (patins)

Si un emplacement spécifique est attribué dans le port aux installations de soutage de GNL pour les navires de trafic, locaux comme les petits navires de service, de pêche et de tourisme, un stockage "permanent" de GNL peut être intégré dans les installations de soutage de GNL, au lieu d'utiliser les installations mobiles ISO de GNL sur roues comme décrit dans les cas précédents (Figure 73). Dans ce cas, le système de stockage de GNL le plus simple et le plus économique est l'utilisation d'un conteneur cryogénique ISO 40' sur patins, pour lequel le même équipement examiné pour l'option ISO 40' sur roues est requis.

L'avantage de cette option est la possibilité d'effectuer des opérations continues de soutirage de GNL, donc sans avoir à changer le conteneur ISO vide, bien qu'un certain temps d'arrêt soit encore nécessaire pour permettre le ravitaillement.

Figure 73: Exemple de ISO container GNL sur patin



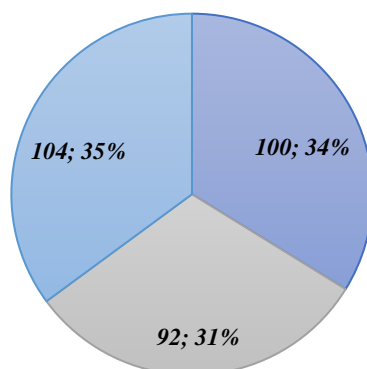
Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacité nette de GNL d'un conteneur ISO LNG sur patin est d'environ 102 000 m³/an (40m³ x 7u/d x 7d/w x 52w/y), en supposant qu'un maximum de sept conteneurs ISO LNG de 40' peuvent être utilisés pour alimenter en continu l'unité de stockage de GNL chaque jour dans le port.

En ce qui concerne les CAPEX absolus des équipements et machines utilisés pour les opérations de soutage dans le port (LNG storage & transfer cost, Figure 74), ce poste de dépenses comprend le coût d'un ISO 40' sur skids (coût de construction du stockage et du transfert du GNL), avec les accessoires nécessaires (sans pompe et débitmètre), s'élevant à environ 100 000 € (34 % du coût total des CAPEX pour le stockage et le transfert). Le coût de l'équipement de soutage du GNL (coût de l'envoi du GNL dans la soute), y compris la pompe et le débitmètre, en considérant une distance de sécurité minimale de 10 mètres entre l'usine et le navire), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 90 000 euros (31 %). En outre, 75 000 euros supplémentaires sont nécessaires pour les

terrains et 30 000 euros pour la création d'installations de soutage de GNL (35 %), qui comprennent les frais généraux (coût général de l'infrastructure GNL) pour la gestion technique et l'installation des installations, les assurances et divers imprévus. Par conséquent, le total des CAPEX en termes absolus pour le matériel de soutage s'élève à environ 300 000 euros.

Figure 74: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie des conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
 ■ LNG infrastructure general costs

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'investissement absolus liés aux équipements et machines utilisés tout au long de la chaîne d'approvisionnement (LNG supply chain cost), 8 tracteurs GNL (135 000 euros chacun) et 8 remorques de 15 000 euros chacune sont nécessaires, en supposant que chacun des sept conteneurs ISO alimentant l'unité fixe dans le port effectue un aller-retour par jour. Cela exige:

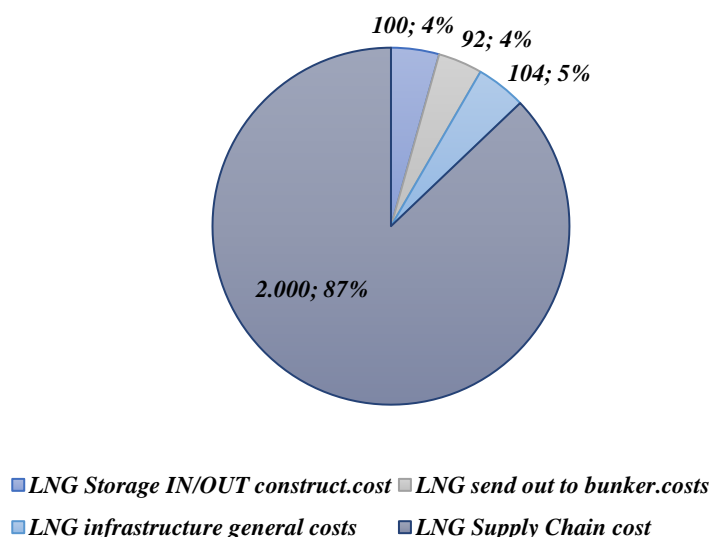
- ✓ un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne 60-65 km/h) ;
- ✓ rechargement du conteneur ISO au centre d'approvisionnement du terminal GNL principal (environ 1 heure nécessaire, plus le temps d'arrêt) ;
- ✓ un deuxième chauffeur retournant au site de soutage du port en 8 heures et un troisième chauffeur de réserve en attente.

Par conséquent, les CAPEX en termes absolus nécessaires pour achever l'achat de l'équipement de soutage de la chaîne d'approvisionnement en GNL dans la solution ci-dessus s'élèvent à environ 1,2 million d'euros. À ce coût s'ajoutent les dépenses d'investissement liées à l'équipement logistique de soutage des 8 conteneurs ISO 40' (dont un de réserve), qui nécessitent 0,8-0,9 million d'euros (y compris les coûts accessoires). Par conséquent, le coût total en capital de la logistique d'approvisionnement pour la solution TTS présentée ici est de 2 millions d'euros..

In Figure 75 sono riportate le macro-voci di costo CAPEX in termini assoluti, incluso il costo della supply chain, e relativi valori. Suddetta ripartizione mette in luce che il costo CAPEX della logistica

di approvvigionamento del GNL incide per quasi il 90% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL ISO container su skid.

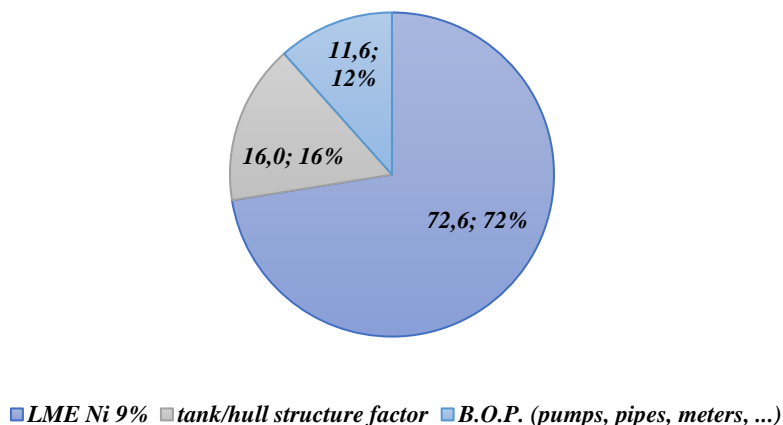
Figure 75: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie ISO de patins de conteneurs ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

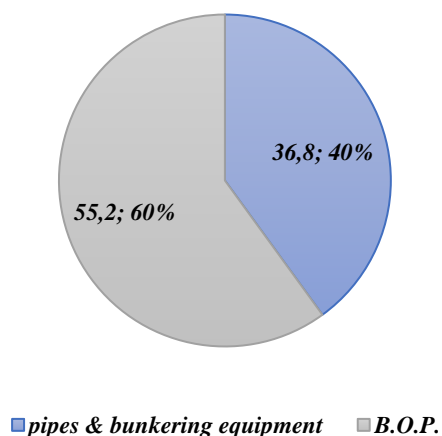
Le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine, y compris les coûts logistiques, est donc de 23 euros par m3 (2,3 millions d'euros divisés par 102 000 m3 de capacité annuelle totale), soit 12 % de plus que les solutions ISO de soutage de GNL par conteneurs et d'ATB (Figure 79). La Figure 76, la Figure 77 et la Figure 78 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX mentionnée ci-dessus.

Figure 76: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construction costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros



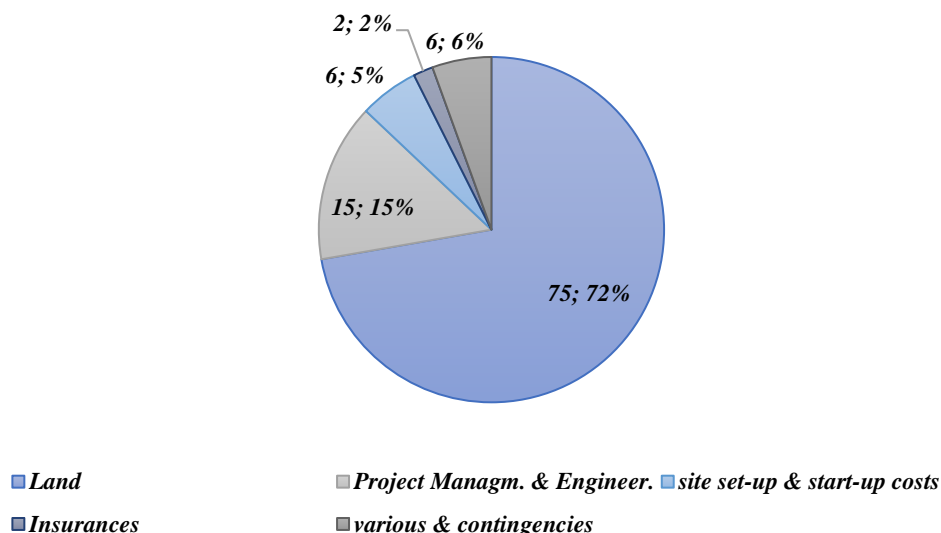
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 77: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



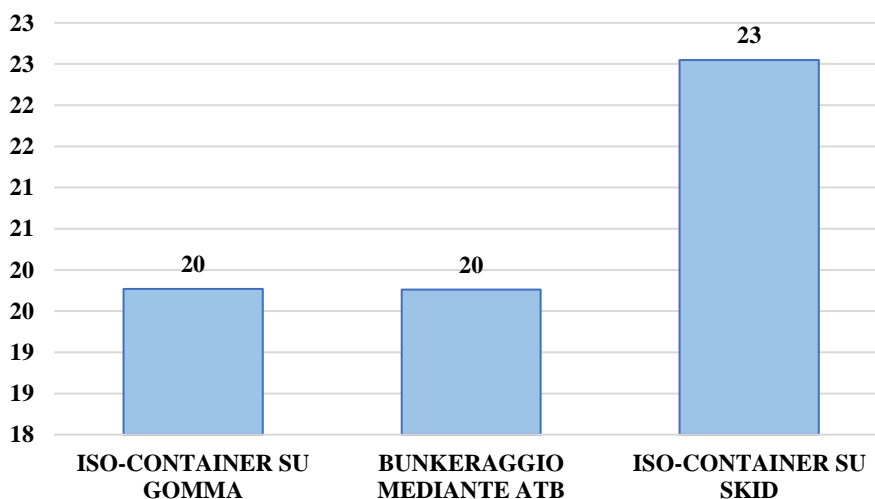
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 78: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

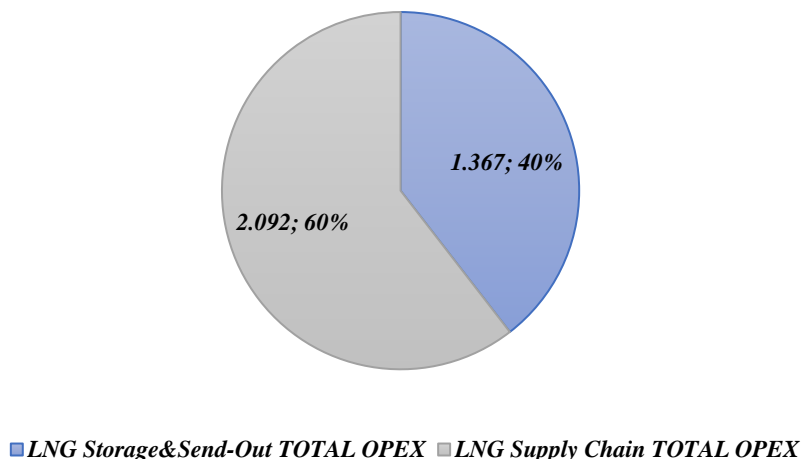
Figure 79: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneurs routiers ISO, ATB et conteneurs à patins ISO



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts OPEX annuels en termes absolus de ce système TTS (Figure 80), on estime qu'il y a un coût annuel d'environ 1,36 million/an (40% du total) pour le système "storage & send out" du bunker, en plus de 2,09 millions d'euros/an (60%) de coûts logistiques pour la fourniture de GNL, pour un total global de 3,49 millions /an.

Figure 80: Distribution des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 6 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



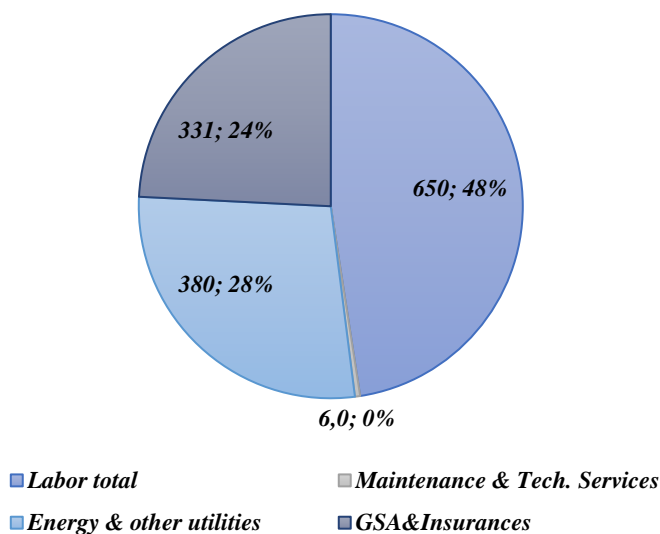
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En revanche, en ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus du système " storage & send out " (

Figure 81), le coût de la main-d'œuvre (labor cost) représente environ 48 % du coût de fonctionnement total du " storage & transfer " (0,65 million d'euros avec un minimum de 10 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) est le poste de dépenses le moins important, soit 0,006 million d'euros (0,1 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les frais administratifs (GSA&insurances cost), y compris les frais de sécurité et d'assurance, se sont élevés respectivement à 0,380 million d'euros (24 %) et 0,331 million d'euros (28 %).

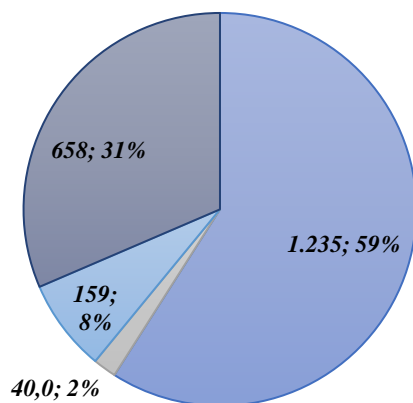
En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL (Figure 82), le coût de la main-d'œuvre (labor cost) représente 60 % des dépenses totales, soit 1,23 million d'euros (minimum 24 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques ("maintenance & technical services") est le poste de dépenses le moins important, soit 0,04 million d'euros (2 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les dépenses de "sécurité" et les assurances, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement égaux à 0,159 million d'euros (8 %) et 0,658 million d'euros (31 %).

Figure 81: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 82 Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " LNG supply chain costs " pour la construction d'une installation TTS avec 8 conteneurs ISO sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros

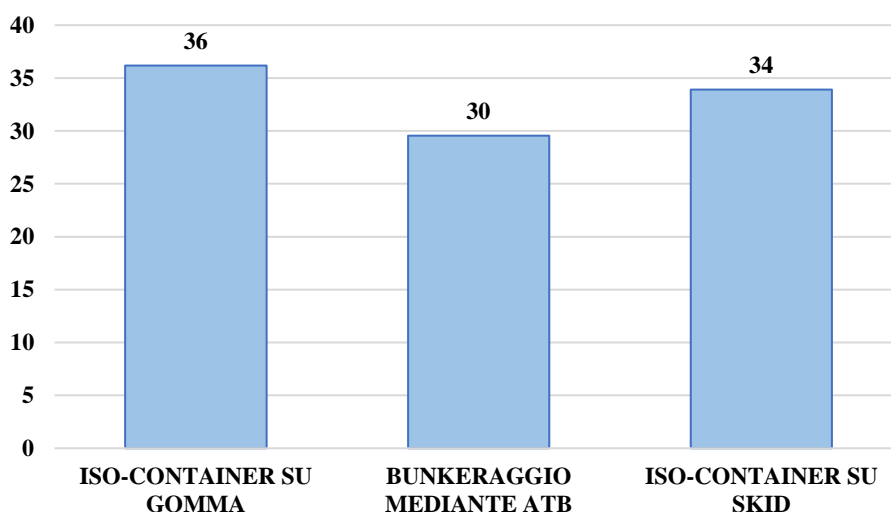


■ *Labor total*
■ *Maintenance & Tech. Services*
■ *Energy & other utilities*
■ *GSA&Insurances*

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine, y compris les coûts logistiques, est donc de 34 euros par m³ (3,45 millions d'euros divisés par 102 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 12 % de plus que la solution ATB et près de 10 % de moins que la solution ISO pour les conteneurs routiers. (Figure 83).

Figure 83: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; ISO container par route, ATB et ISO container sur skid



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Les coûts de CAPEX et d'OPEX plus élevés en termes absolus de l'option " skid " par rapport à l'option " par route " découlent du coût plus élevé des terrains et de l'énergie. Toutefois, ces coûts

plus élevés sont bien compensés par la capacité de production plus importante que l'on peut obtenir de l'installation.

4.2.4 Citerne sur skid

La technologie " Citernes sur skid (patins) " est une amélioration technologique de la précédente technologie ISO de conteneur sur patins en ce sens qu'elle dispose d'un réservoir de stockage de GNL plus grand qui peut être placé en position horizontale ou verticale (Figure 84).). Tous les équipements de soutage restent similaires aux options technologiques précédentes. L'avantage de cette option est la plus grande capacité de stockage des réservoirs, supérieure de plus de 50% à celle d'un conteneur ISO 40', ce qui permet d'optimiser le temps de déchargement des unités de réception.

La capacité annuelle maximale de ce système de soutage de GNL est d'environ 116 000 m³/an (40m³ x 8u/d x 7d/w x 52w/y) en supposant qu'un maximum de huit conteneurs GNL ISO 40' sont utilisés chaque jour pour alimenter l'unité fixe dans le port.

En ce qui concerne les CAPEX en termes absolus d'équipements et de machines utilisés pour les opérations de soutage dans le port, (GNL storage & transfer cost, Figure 85), le coût d'un réservoir de GNL de 60m³ (coût de construction du stockage et du transfert de GNL), avec des installations de réception de GNL, avec les accessoires nécessaires (sans pompe ni débitmètre) et les normes de qualité et de sécurité correspondantes, est d'environ 145 000 euros (42 % du total des CAPEX pour le soutage du stockage et du transfert). Le coût de l'équipement de transfert du GNL (coût du GNL envoyé au soutage, y compris la pompe et le débitmètre, en considérant une distance de sécurité minimale de 10 mètres entre l'usine et le navire à soutirer), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 90 000 euros (26 %). En outre, 75 000 euros supplémentaires pour la valeur du terrain et 30 000 euros pour la création d'installations de soutage de GNL (32 %), qui comprennent les coûts généraux (coût général de l'infrastructure GNL) pour la gestion technique et l'installation des installations, les assurances et divers imprévus, portent le total des CAPEX pour les installations de soutage à un montant d'environ 350 000 euros.

Figure 84: Exemple de système "Citerne sur skid"

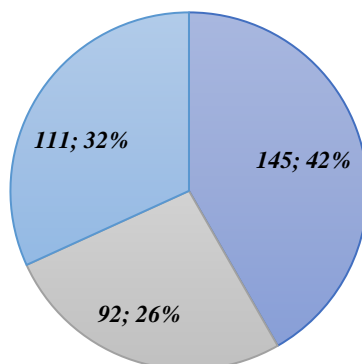


Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 85: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie citerne sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
■ LNG infrastructure general costs

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

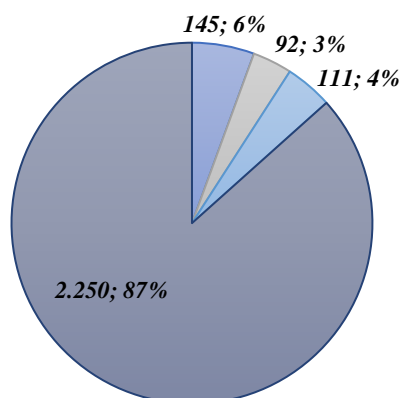
D'autre part, en ce qui concerne les coûts d'investissement absolus liés aux équipements et machines utilisés le long de la chaîne d'approvisionnement de cette solution de soutage (LNG supply chain cost, Figure 88), 9 tracteurs GNL (135 000 euros chacun) et 9 remorques de 15 000 euros chacune sont nécessaires, en supposant que chacun des huit conteneurs ISO assurant le soutage dans le port peut effectuer un aller-retour par jour, ce qui nécessite:

- ✓ un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne 60-65 km/h) ;
- ✓ rechargement du conteneur ISO au centre d'approvisionnement du terminal GNL principal (environ 1 heure nécessaire plus le temps d'arrêt) ;
- ✓ un deuxième chauffeur retournant au site de soutage dans le port en 8 heures et un troisième chauffeur de réserve en stand-by.

Par conséquent, en ajoutant une unité de réserve, il est nécessaire d'acheter 9 réservoirs montés sur patins nécessitant 900 000 euros pour la chaîne logistique, ainsi que 9 tracteurs (135 000 euros chacun) et 9 remorques (15 000 euros chacune). Par conséquent, le montant total des investissements logistiques pour la solution TTS présentée ici est de 2,25 millions d'euros

Comme le montre la Figure 86, les coûts d'investissement liés à la logistique d'approvisionnement en GNL représentent près de 90 % du coût total d'investissement de la solution de soutage du GNL montée sur skid.

Figure 86: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie Citerne sur patins ; valeurs absolues en milliers d'euros



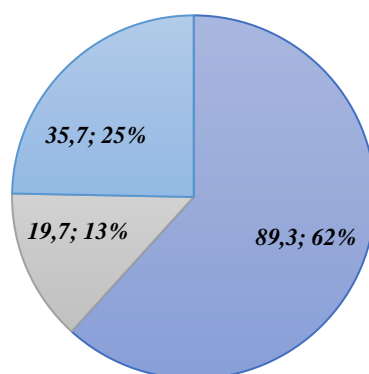
■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
■ LNG infrastructure general costs
 ■ LNG Supply Chain cost

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine, y compris les coûts logistiques, est donc de 22 euros par m³ (2,6 millions d'euros divisés par 116 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 5 % de moins que la solution ISO de conteneurs sur patins et 10 % de plus que les solutions ISO de conteneurs sur route et d'avitaillement en ATB (Figure 90).

La Figure 87, la Figure 88 et la Figure 89 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX ci-dessus.

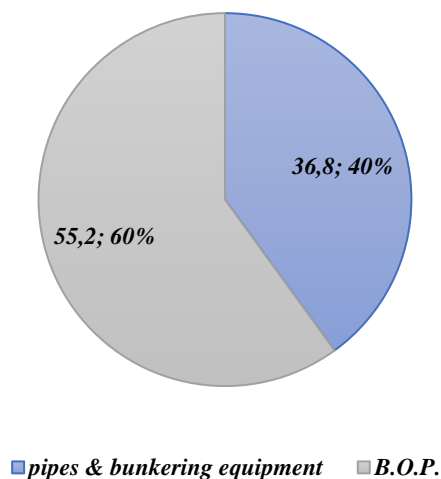
Figure 87: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation TTS à 8 réservoirs sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

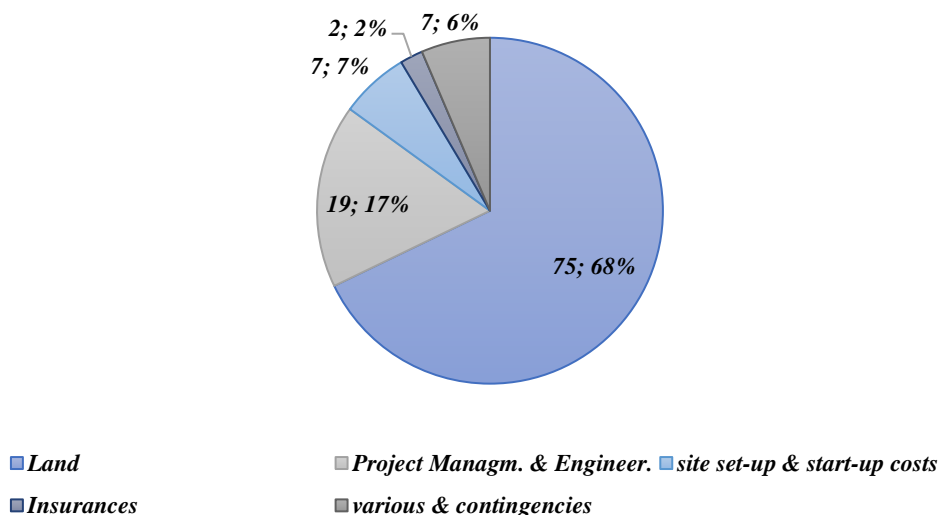
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 88: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 citernes sur patin ; valeurs absolues en milliers d'euros



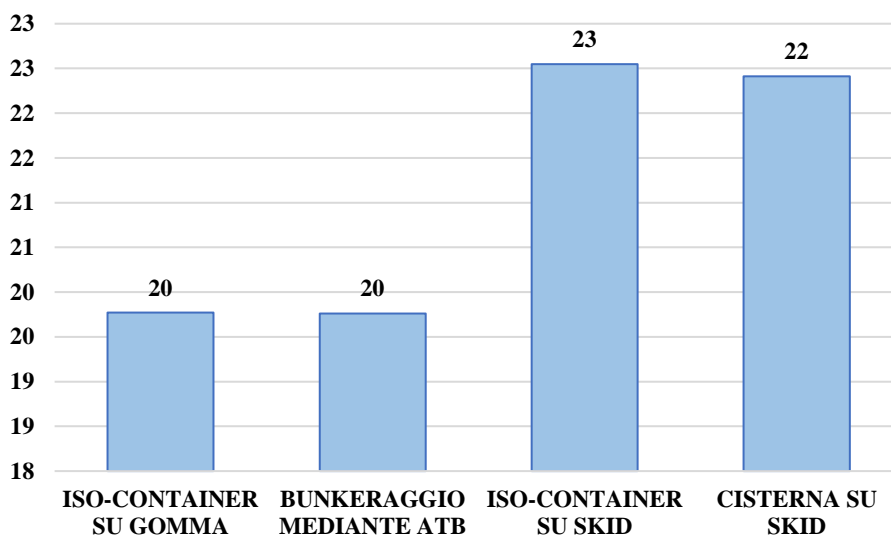
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 89: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

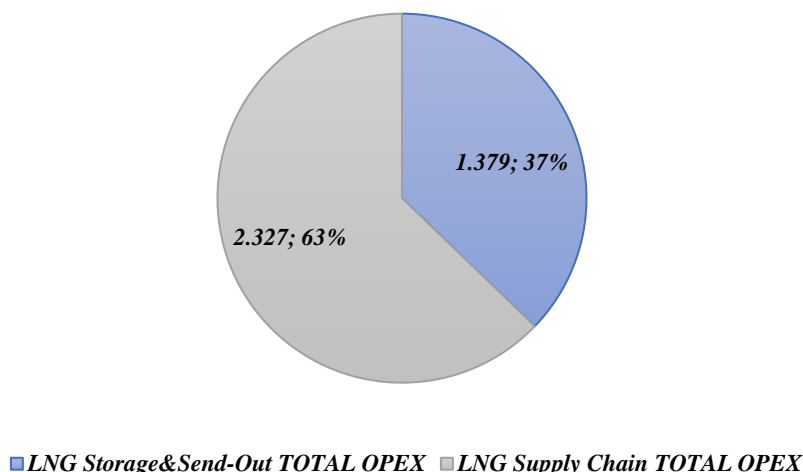
Figure 90: Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneur ISO sur route, ATB, conteneur ISO sur patin et Citerne sur patin



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts OPEX annuels absolus de ce système TTS (Figure 91), on estime que le coût annuel du système " storage & send out " est d'environ 1,37 million €/an (37%), en plus de 2,32 millions €/an (63%) de coûts logistiques d'approvisionnement en GNL, pour un total global de 3,70 millions €/an. Dans ce cas également, le coût de la logistique d'approvisionnement en GNL est l'élément le plus coûteux.

Figure 91: Distribution des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS à 8 réservoirs sur patin ; valeurs absolues en milliers d'euros



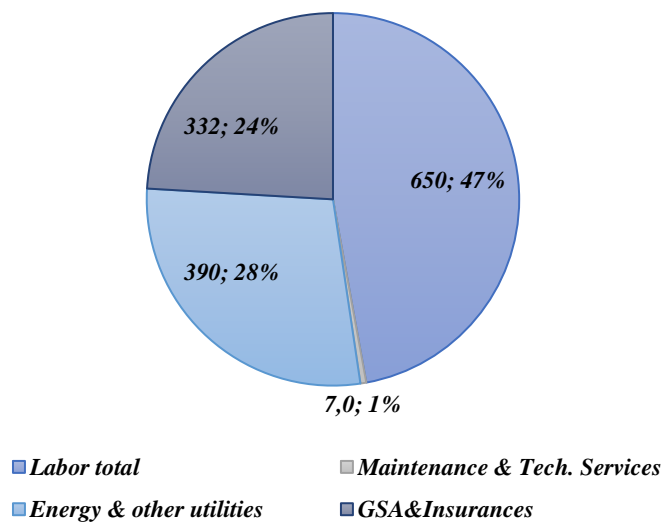
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'exploitation annuels absolus (OPEX) de la phase " Storage & Send Out " (Figure 92), le coût de la main-d'œuvre représente environ 47% du coût d'exploitation total, soit

0,65 million d'euros (minimum 10 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de dépenses le moins important, soit 0,007 million d'euros (1%). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, s'élevaient respectivement à 0,390 million d'euros (24 %) et 0,332 million d'euros (28 %).

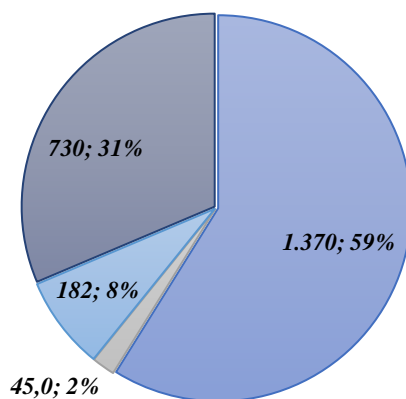
En référence aux coûts OPEX annuels absolus de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL (Figure 93), le coût de la main-d'œuvre représente 60 % des dépenses totales, soit 1,37 million d'euros (minimum 27 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques est le poste de dépenses le moins important, soit 0,045 million d'euros (2 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement de 0,182 million d'euros (8 %) et de 0,730 million d'euros (31 %).

Figure 92: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une usine TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 93 Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "LNG supply chain costs" pour la construction d'une usine TTS avec 8 citernes sur skid ; valeurs absolues en milliers d'euros

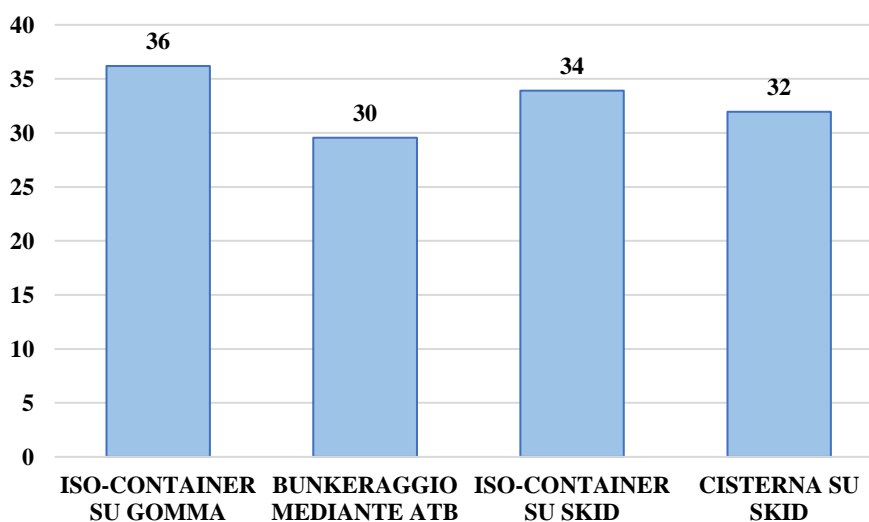


■ *Labor total*
■ *Maintenance & Tech. Services*
■ *Energy & other utilities*
■ *GSA&Insurances*

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 32 euros par m³ (3,70 millions d'euros divisés par 116 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 6 % de moins que le coût d'exploitation annuel par mètre carré de la solution ISO de conteneurs montés sur skid (Figure 94).

Figure 94: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité de production annuelle ; conteneur ISO sur route, ATB, conteneur ISO sur patin et Citerne sur patin



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Les coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés en termes absolus de l'option "citerne sur skid" par rapport aux options TTS précédemment examinées découlent du coût du terrain, du plus grand volume traité et de l'énergie plus importante consommée. Toutefois, ces coûts plus élevés sont bien compensés par la capacité de production plus élevée que peut atteindre l'installation.

4.2.5 Iso container/citerne sur multi-track

La principale limite des solutions de soutage du GNL liées à l'utilisation de conteneurs ISO 40', de semi-remorques citernes ou de réservoirs de stockage de GNL d'une capacité de stockage similaire, est le faible taux de soutage (environ 50-60m³/h). Le taux de soutage est en fait conditionné par le risque que des quantités indésirables de gaz soient rejetées dans l'environnement à cause du BOG. Cette limitation signifie que les options décrites ci-dessus ne peuvent être utilisées que pour le soutage de GNL de navires "locaux", tels que les navires de service, les petits ferries, les bateaux de pêche et de tourisme, étant équipés de réservoirs embarqués d'environ 50-60m³.

Toutefois, le débit de soutage du GNL peut être porté à environ 150m³/h en installant un bloc multi-track, qui relie simultanément 4 ou 6 conteneurs ISO ou soutes par un collecteur commun équipé d'équipements spéciaux (pompes, tuyaux, bras de chargement, etc.). Cette option permet donc d'alimenter les réservoirs de navires plus importants d'une capacité d'environ 200m³. Un bloc de conteneurs ISO à plusieurs voies (Figure 95) peut également être installé à bord (sur le pont découvert) d'un navire en cours de conversion au GNL comme solution simple pour alimenter un système de moteur de propulsion GNL (éventuellement des moteurs à double carburant) sans modifier la coque, la salle des machines et les réservoirs de pétrole existants.

Figure 95: Exemple de système Iso container/citernes sur multi-track



Source: Assocstieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

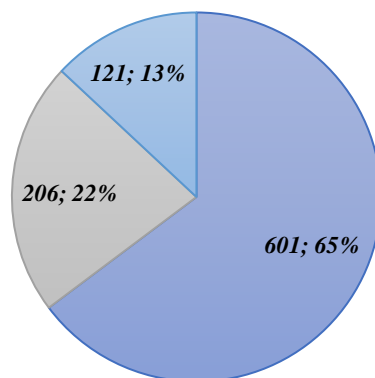
La capacité annuelle maximale de ce système de soutage de GNL est d'environ 233 000 m³/an (40m³ x 16u/d x 7d/w x 52w/y) en supposant qu'environ six conteneurs ISO de 40' se connectent simultanément au track block, dont cinq envoient du GNL et un est déconnecté et remplacé par une unité de conteneurs GNL pleine toutes les heures et demie.

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

En ce qui concerne les CAPEX en termes absolus d'équipements et de machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert (Figure 96), le coût de six conteneurs ISO de 40 pieds sur roues (coût de construction du stockage du GNL), avec des installations de réception du GNL, avec les raccordements nécessaires (sans pompe ni débitmètre) et les normes de qualité et de sécurité correspondantes, est d'environ 100 000 euros, soit 600 000 au total (65 %). Le coût de l'équipement de soutage du GNL (coût du GNL envoyé au soutage, y compris la pompe et le débitmètre, en considérant une distance de sécurité minimale de 10 mètres entre l'usine et le navire à soutirer), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 35 000 euros, 200 000 au total (22 %). En outre, 120 000 euros supplémentaires de coûts généraux (LNG infrastructure general cost) pourraient être nécessaires pour la création des installations de soutage du GNL (13 %), y compris les coûts d'ingénierie et de gestion pour l'installation des installations, les assurances et divers imprévus, ce qui porte les CAPEX des équipements de soutage à un montant total d'environ 930 000 euros.

Figure 96: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie Iso container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

D'autre part, en ce qui concerne les coûts d'investissement liés aux équipements et machines utilisés tout au long de la chaîne d'approvisionnement de cette solution de soutage (coût de la chaîne d'approvisionnement en GNL), 16 tracteurs GNL (135 000 euros) et 16 remorques (15 000 euros)

sont nécessaires, en supposant que chacun des 7 conteneurs ISO assurant le soutage dans le port puisse effectuer un aller-retour par jour. Dans ce sens, il est nécessaire:

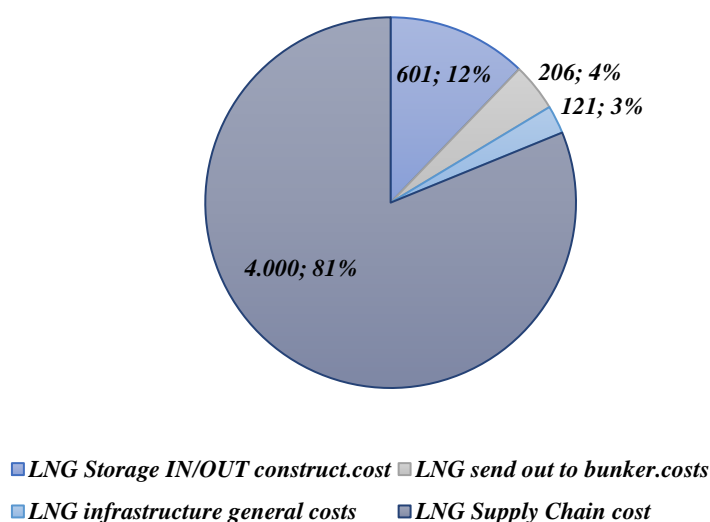
- ✓ un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne 60-65 km/h) ;
- ✓ rechargement du conteneur ISO au centre d'approvisionnement du terminal GNL principal (environ 1 heure nécessaire plus le temps d'arrêt) ;
- ✓ un deuxième chauffeur retournant au site de soutage du port dans 8 heures et un troisième chauffeur de réserve en attente ;
- ✓ 4 à 6 conteneurs ISO restent stationnés sur le site de soutage et déchargent le GNL jusqu'à ce qu'il soit vide, puis répètent le processus.

Par conséquent, avec l'ajout de 3 unités de réserve, 16 conteneurs ISO (19-6+3) doivent être achetés avec un besoin de 1 600 000 euros pour la chaîne logistique ; avec l'ajout de 16 tracteurs (135 000 euros chacun) et 16 remorques (15 000 euros chacune). Le coût total CAPEX de la logistique d'approvisionnement en termes absolus est donc de 4 millions d'euros.

Comme le montre la

Figure 97, le coût CAPEX de la chaîne d'approvisionnement représente près de 81 % du coût CAPEX total de la solution de soutage GNL Iso container/citerne sur multi-track.

Figure 97: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie Iso container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros



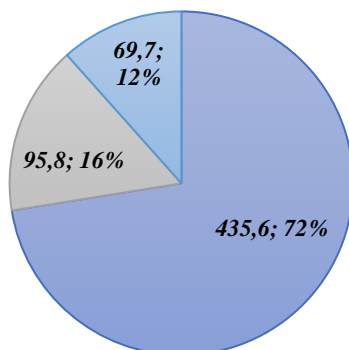
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est de 21 euros par m³ (4,93 millions d'euros divisés par 233 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 5 à 10 % de moins que les solutions ISO container sur skid et citerne sur skid et 5 % de plus que la solution la ISO container par route et ATB (Figure 101).

La

Figure 98, la Figure 99 et la Figure 100 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX ci-dessus.

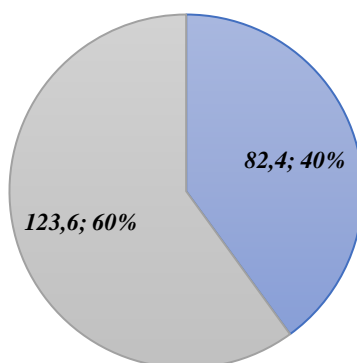
Figure 98: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

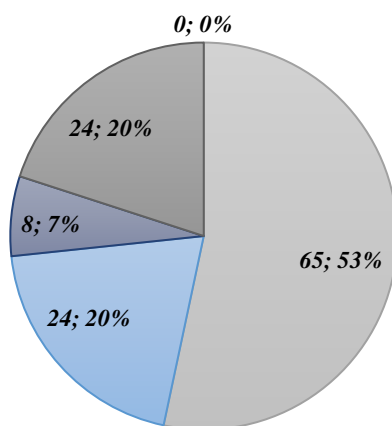
Figure 99: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track valeurs absolues en milliers d'euros



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

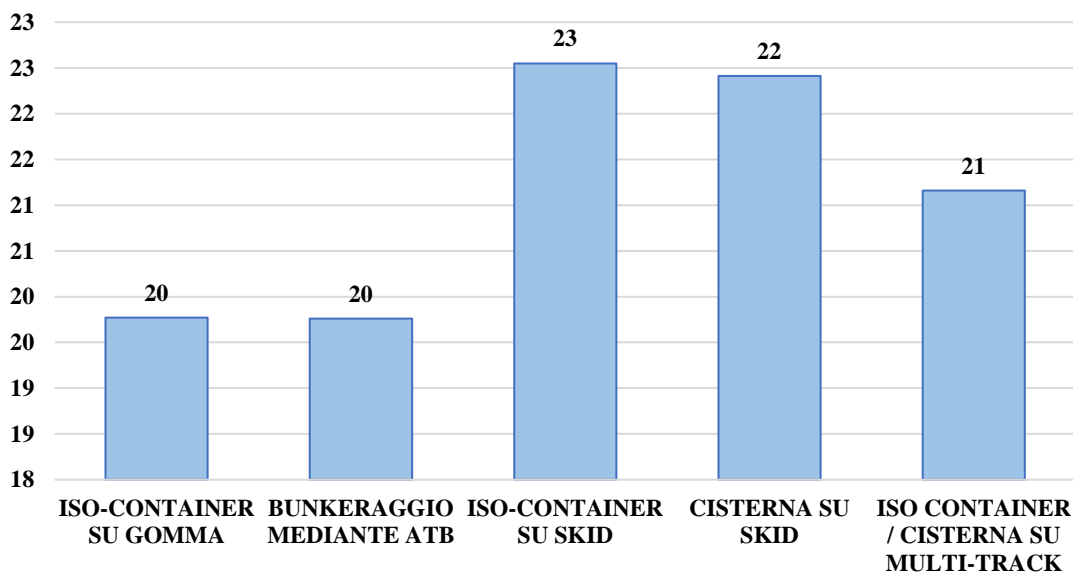
Figure 100: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs
■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

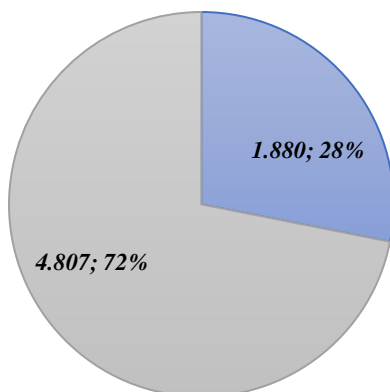
Figure 101 Coût total des CAPEX par mètre carré de capacité de production annuelle; ISO container par route, ATB, ISO container sur skid, cisterna sur skid et Iso container/citerne sur multi-track



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts OPEX annuels absolus de ce système TTS (Figura 102), nous estimons un coût annuel d'environ 1,88 million d'euros par an (28%) pour le système "storage & send out" plus 4,80 millions d'euros par an (72%) pour la logistique d'approvisionnement en GNL, pour un total global de 6,68 millions d'euros par an.

Figura 102: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation TTS de 16 so container/citerne sur multi-track ; valeurs absolues en milliers d'euros



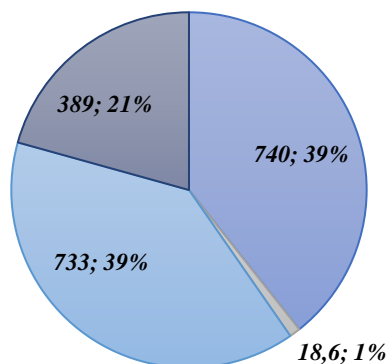
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts de fonctionnement annuels absolus de la phase " Storage & Send Out " (Figure 103), le coût de la main-d'œuvre représente environ 39 % du coût de fonctionnement total de " Storage & Send Out ", soit 0,740 million d'euros (minimum 10 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (cmaintenance & technical services cost) est le poste de dépenses le moins important, soit 0,018 million d'euros (1 %).

Le coût de l'énergie et des autres services publics ainsi que les frais administratifs (cGSA&insurances cost), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, s'élèvent respectivement à 0,733 million d'euros (39 %) et 0,389 million d'euros (21 %).

Figure 103: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "storage & transfer" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros

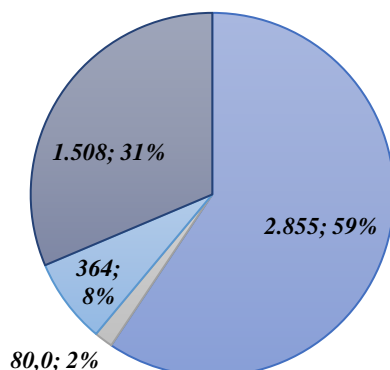


■ *Labor total*
■ *Maintenance & Tech. Services*
■ *Energy & other utilities*
■ *GSA&Insurances*

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL (Figure 104), le coût de la main-d'œuvre (labor cost) représente 60 % des dépenses totales, soit 2,855 millions d'euros (minimum 60 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) est le poste de dépenses le moins important, soit 0,08 million d'euros (2 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les dépenses de "sécurité" et les assurances, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement de 0,364 million d'euros (8%) et de 1,508 million d'euros (31%).

Figure 104: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation "supply chain cost" pour la construction d'une installation TTS de 16 Iso container/citerne sur multi-track; valeurs absolues en milliers d'euros

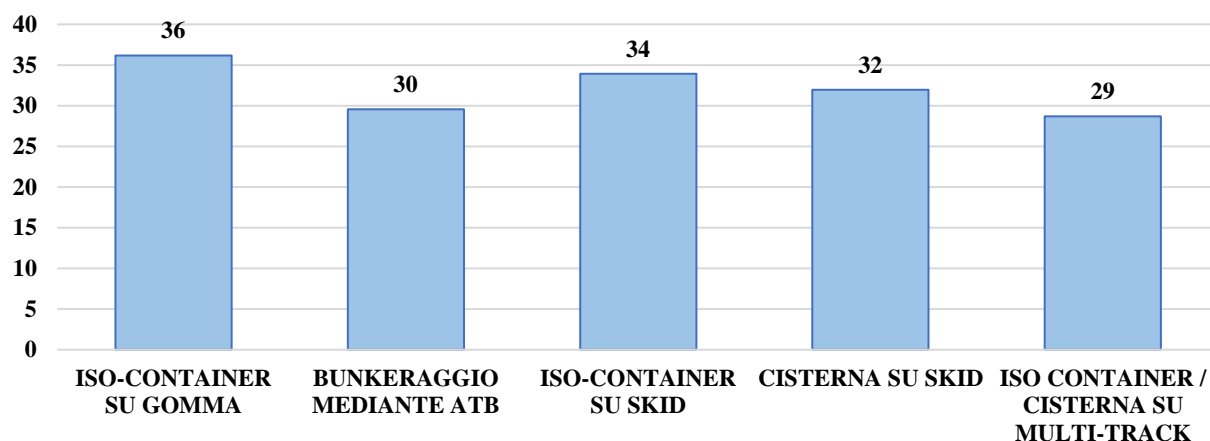


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel total par m2 de capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est de 29 euros par m3 (6,68 millions d'euros divisés par 233 000 m3 de capacité annuelle totale), soit près de 10 % de moins que la solution de Citerne sur skid, 15 % de moins que la solution ISO container sur skid, 20 % de moins que la solution ISO container par route et en ligne avec le coût OPEX annuel par m2 de capacité annuelle totale de l'installation TTS de type ATB (Figure 105).

Figure 105: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an; ISO container par route, ATB, ISO container sur skid, citerne sur skid et Iso container/ citerne sur multi-track



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Les coûts CAPEX et OPEX plus élevés en valeur absolue de cette option par rapport aux options TTS précédemment analysées découlent du coût plus élevé du terrain, du volume géré plus élevé et de l'énergie consommée plus élevée. Ces coûts plus élevés, cependant, sont bien compensés par la capacité de production plus élevée pouvant être obtenue de l'installation.

4.2.6 Analyse comparative des options TTS

Comme pour la solution STS, une évaluation comparative des profils économiques/financiers liés aux caractéristiques techniques et opérationnelles est fournie pour les options STS. En particulier, les variables techniques/opérationnelles considérées à cette fin concernent essentiellement (cfr. Tableau 9):

- ✓ Capacité moyenne des réservoirs
- ✓ Nombre de ravitaillement par jour
- ✓ Temps de ravitaillement du conteneur/citerne
- ✓ Capacité annuelle maximale du système de soutage ; dépend des trois variables ci-dessus
- ✓ Système de chaîne logistique.

Tableau 9: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
Capacité moyenne du réservoir (m3)	40	50	40	40	40
Nombre de ravitaillement par jour	6	6	7	8	16
Temps de ravitaillement du réservoir (heures)	4	4	3	3	1,5
Capacité annuelle MAX (m3)	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000
Motrices	6	6	8	9	16
Remorques	6		8	9	16
Semi-remorques		6			
Nombre de véhicules nécessaires pour l'approvisionnement hebdomadaire	12	12	16	18	32

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come si evince dalla Tableau 9, le opzioni di bunkering TTS mostrano un'altissima flessibilità operativa ma al contempo una ridotta capacità, passando da sistemi con capacità di serbatoio da 240 m³ (sistema a 6 ISO container su ruote) e 87.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 640 m³ (sistema multi track da 16 ISO container) di serbatoio e 233.000 m³ di capacità produttiva annua. Nel dettaglio, la capacità annua degli impianti deriva dal prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti stessi e la frequenza annuale di rifornimento (numero di rifornimenti al giorno per 7 giorni per 52 settimane). A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering TTS analizzate, come nel caso precedente delle soluzioni di tipo STS, si è proceduto all'analisi dei profili economici di quest'ultime, con focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal consulente di progetto Assocostieri srl.

Nella Tableau 10 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivi in termini assoluti per ogni soluzione di tipo TTS mentre, in Tableau 11, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dell'impianto di 20 anni.

Tableau 10: Coût CAPEX total des solutions de soutage TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
Coûts de la construction du stockage IN/OUT du GNL	100.000	179.000	100.000	145.000	601.000
Coûts de construction de l'installation de transfert (out) de GNL	92.000	63.000	92.000	92.000	206.000
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	28.800	30.800	103.800	110.550	121.050
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	1.500.000	1.884.000	2.000.000	2.250.000	4.000.000
Coût CAPEX total	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 11: Coût CAPEX annuel par m³ de capacité des options de soutage de TTS, durée de vie de 20 ans

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
Coûts de la construction du stockage IN/OUT du GNL	0,057	0,082	0,049	0,063	0,129
Coûts de construction de l'installation de transfert (out) de GNL	0,053	0,029	0,045	0,040	0,044
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	0,017	0,014	0,051	0,048	0,026
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	0,862	0,864	0,980	0,970	0,858
Coût CAPEX total annuel par m³	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'analyse comparative montre que les CAPEX augmentent en valeur absolue à mesure que la taille de l'installation augmente, d'une manière qui est moins que proportionnelle à l'évolution de la capacité de ravitaillement de l'installation TTS. Cela se traduit par des effets d'échelle importants qui déterminent une réduction progressive des CAPEX nécessaires par unité de capacité. Cette conclusion est évidemment également valable si l'on considère les volumes annuels totaux de ravitaillement en carburant et les CAPEX annuels correspondants.

Les études empiriques montrent également que le total des investissements pour un système de 6 conteneurs ISO 40 (capacité de réservoir de 240 m³) est égal à 1,7 million d'euros, tandis que l'investissement pour un système de conteneurs ISO/transbordeurs à voies multiples de 16 unités (capacité de réservoir de 720 m³) est de 4,9 millions d'euros. Contre une augmentation des CAPEX de près de 1,8 fois, la capacité de stockage et de soutage du GNL a été multipliée par deux.

L'effet des économies d'échelle de l'installation est plus visible si l'on considère le rapport entre l'investissement annuel total requis et la capacité annuelle de l'installation de navires (Tableau 11). En effet, en considérant une durée de vie utile des installations TTS de 20 ans, le coût annuel d'investissement par m³ de capacité de production annuelle passe de 0,98 € par m³ de la solution

"ISO container par route (40 m3 de citerne pour 6 unités)" à 1,05 € par m3 de la solution "ISO container/citerne sur multi track de 16 unités (40 m3 de citerne pour 16 unités)", avec une augmentation de 7% par rapport à une augmentation de la capacité de production annuelle de plus de 160%.

Poursuivant l'analyse, en ce qui concerne les coûts d'exploitation, le Tableau 12 présente les données relatives au coût OPEX annuel en termes absolus pour chaque solution de type TTS analysée, tandis que le Tableau 13 indique le coût OPEX annuel par unité de capacité annuelle de l'installation.

Tableau 12: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
Coûts du travail	650.000	650.000	650.000	650.000	740.000
Coûts de la maintenance et des services techniques	4.400	5.400	6.000	7.000	18.600
Coûts de l'énergie et des autres services publics	317.500	372.500	380.000	390.000	732.500
Coûts de l'administration générale, safety et des assurances	329.400	330.400	331.000	332.000	388.600
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	1.301.300	1.358.300	1.367.000	1.379.000	1.879.700
Coûts du travail	1.100.000	1.100.000	1.235.000	1.370.000	2.855.000
Coûts de la maintenance et des services techniques	30.000	37.680	40.000	45.000	80.000
Coûts de l'énergie et des autres services publics	136.500	136.500	159.250	182.000	364.000
Coûts de l'administration générale, safety et des assurances	580.000	587.680	657.500	730.000	1.507.500
Coûts de la supply chain du GNL	1.846.500	1.861.860	2.091.750	2.327.000	4.806.500
Coût d'exploitation total	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 13: Coût OPEX annuel par m3 de capacité annuelle de l'installation pour les solutions de soutage de type TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S
----------------------	-------

LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
Coûts du travail	7,47	5,96	6,37	5,60	3,18
Coûts de la maintenance et des services techniques	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08
Coûts de l'énergie et des autres services publics	3,65	3,42	3,73	3,36	3,14
Coûts de l'administration générale, safety et des assurances	3,79	3,03	3,25	2,86	1,67
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	14,96	12,46	13,40	11,89	8,07
Coûts du travail	12,64	10,09	12,11	11,81	12,25
Coûts de la maintenance et des services techniques	0,34	0,35	0,39	0,39	0,34
Coûts de l'énergie et des autres services publics	1,57	1,25	1,56	1,57	1,56
Coûts de l'administration générale, safety et des assurances	6,67	5,39	6,45	6,29	6,47
Coûts de la supply chain du GNL	21,22	17,08	20,51	20,06	20,63
Coût annuel total de fonctionnement par m³	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Toujours en ce qui concerne l'évolution des coûts d'exploitation, les avantages liés aux économies d'échelle de l'installation de type TTS sont clairement évidents.

Les données présentées dans le Tableau 13 suggèrent qu'à mesure que la taille de l'installation de stockage et de soutage de GNL augmente, les coûts d'exploitation du système de stockage et de transfert et d'approvisionnement restent assez stables, à l'exception de la solution ISO conteneur/citerne sur multivoie où l'on constate une augmentation considérable des coûts des services publics, des frais généraux et des coûts de main-d'œuvre, qui sont toutefois bien compensés par l'augmentation de la capacité de production de l'installation.

En termes pondérés, sur la base de la capacité annuelle de l'installation, les coûts d'exploitation annuels diminuent de près de 10 %, passant de la technologie des conteneurs à roues ISO (40 m³ de citerne pour 6 unités) à la technologie des conteneurs/citernes à voies multiples ISO avec 16 unités (720 m³ de citerne), passant de 36,18 à 28,7 euros par unité de gaz produite par l'installation TTS.

En suivant l'analyse des coûts CAPEX et OPEX, en considérant les coûts totaux des technologies TTS, à la fois en termes absolus et pondérés par la capacité annuelle des systèmes de soutage de type TTS, comme indiqué dans le Tableau 14, le Tableau 15 et le Figure 106, l'effet économique de l'augmentation de la taille des technologies employées est encore plus évident.

En termes absolus, le pourcentage d'augmentation du coût total global de la première année d'exploitation de l'infrastructure (CAPEX total + OPEX annuel), passant du système ISO de conteneurs à roues (6 unités) au système ISO de conteneurs / citernes à voies multiples (16 unités), est de +138%, contre une augmentation de la capacité de production annuelle de 168% et de la capacité de stockage de 167%. En considérant la valeur du coût annuel total (CAPEX annuel + OPEX

annuel) des technologies STS pondéré pour les capacités annuelles des usines, passant du système ISO de conteneurs sur roues (6 unités) au système ISO de conteneurs / citernes à voies multiples (16 unités), contre une augmentation de la capacité productive annuelle de l'usine de 168% et de la capacité de stockage de 167%, la valeur du coût annuel total pondéré pour la capacité productive diminue de 10%, passant de 37,17 à 29,75 euros par an par m3 de capacité productive de l'installation.

Tableau 14: Coût total (total CAPEX + OPEX annuel) des technologies de soutage TTS, première année de fonctionnement

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
CAPEX	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050
OPEX ANNUEL	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200
COÛT TOTAL I ANNÉE	4.868.600	5.376.960	5.754.550	6.303.550	11.614.250

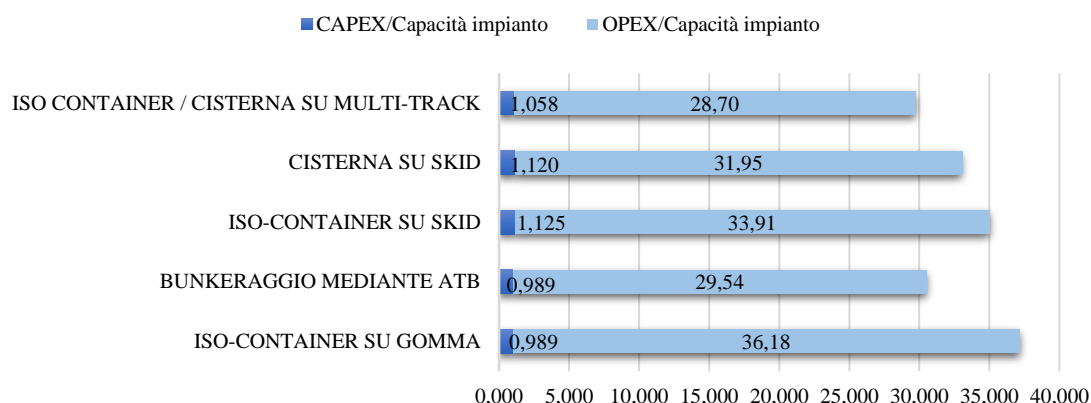
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 15: Coût total par an (CAPEX par an + OPEX par an) par m3 de capacité de production des technologies de soutage TTS ; durée de vie utile 20 ans

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container par Route	Bunkeraggio à travers Atb	Iso-Container Sur Skid	Citerne Sur Skid	Iso Container / Citerne Sur Multi-Track
CAPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058
OPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70
COÛT TOTAL ANNUEL / Capacité de l'installation	37,171	30,532	35,035	33,068	29,754

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 106: Coût annuel total par m3 de capacité de production des technologies TTS



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.3 Pipe to Ship (PTS)

La solution "Pipe to ship" (PTS) apparaît comme la plus adaptée au soutage de GNL à haut débit pour le ravitaillement des navires océaniques, équipés de grands réservoirs de stockage de GNL, ou des barges et navires utilisés à leur tour pour la solution STS.

Pour la solution STP, des infrastructures de réception et de stockage de GNL sont nécessaires, reliées, dans le cas de petits terminaux et/ou de terminaux périphériques, par voie terrestre, par l'utilisation de camions ou de conteneurs ISO, ou, dans le cas de grands terminaux, par des pipelines, par une installation de liquéfaction, ou par voie maritime/fluviale au moyen de navires/barges à gaz. Des infrastructures pour le stockage du GNL sont également nécessaires, c'est-à-dire des réservoirs de stockage qui peuvent être constitués à la fois de "bouteilles sous pression", capables de traiter du GNL chaud (n° 4-8 bars), et de "réservoirs atmosphériques" qui traitent du GNL "froid", donc à la pression atmosphérique, -160 C.

La configuration technologique du soutage de type Terminal To Ship o Port To Ship o Pipeline To Ship (PTS) nécessite la présence d'une station de soutage à terre, près d'un quai ou d'une jetée dédiée (Figure 107). Les opérations de soutage sont effectuées au moyen de pipelines spéciaux présentant des caractéristiques spécifiques, à savoir la rigidité dans la partie initiale et la flexibilité dans la partie finale, qui garantissent un niveau plus élevé d'adaptabilité et de conformité non seulement à l'aménagement mais aussi aux systèmes et instruments par rapport aux exigences opérationnelles du navire à soutirer.

Figure 107: Approvisionnement en GNL selon la configuration du PTS



Source: <https://www.unitest.pl/?p=3131>; <https://www.manntek.se/lng/applications/ship-to-shore>

Cela dit, cette configuration technologique assure une grande flexibilité par rapport aux autres solutions de soutage, puisqu'elle n'est pas affectée par les variations du niveau de la mer. En fait, la différence de hauteur entre le navire à propulsion GNL en cours de ravitaillement et l'installation est ajustée en permanence et reste donc pratiquement inchangée. La solution PTS se caractérise également par la possibilité de fournir de grands volumes de GNL (jusqu'à 50 000 m³), grâce à la grande capacité de stockage de la station ou de l'installation de ravitaillement. Grâce à un débit de carburant compris entre 1 000 et 2 500 m³/h, la technologie est très avantageuse par rapport aux autres solutions, car elle permet de réduire considérablement les temps de ravitaillement en GNL.

Habituellement, les terminaux côtiers équipés de solutions PTS ne se limitent pas à fournir des services de soutage aux navires, mais sont souvent équipés d'une station de ravitaillement pour les camions, utilisée pour envoyer le GNL à l'intérieur des terres selon un schéma classique de GNL à petite échelle. En outre, une infrastructure de regazéification est souvent présente sur place pour envoyer le gaz liquéfié, converti en gaz, par gazoduc aux réseaux locaux et aux centres énergétiques.

Outre les criticités généralement associées à toute solution de soutage, telles que la rupture du réservoir cryogénique et/ou des pipelines, l'allumage d'incendies ou d'explosions de GNL s'échappant accidentellement des réservoirs de stockage, la solution PTS se caractérise par certains problèmes spécifiques d'un point de vue technico-opérationnel et de gestion économique. Tout d'abord, il y a une certaine rigidité du point de vue de la gestion opérationnelle. En fait, les opérations de soutage ne peuvent être effectuées qu'aux quais atteints par les pipelines. Cela implique que les caractéristiques infrastructurelles des docks ont un impact significatif sur l'accessibilité du service. Par exemple, si le tirant d'eau du fond marin ou la longueur du quai ne sont pas suffisants pour l'accostage de grands navires à propulsion GNL, ceux-ci ne pourront pas se ravitailler en carburant dans le port, même si une infrastructure a été configurée à cet effet. En outre, la solution PTS nécessite des investissements initiaux importants pour le développement et la construction de l'infrastructure, pour l'achat d'équipements et pour le matériel nécessaire à la bonne conduite des opérations. Ces investissements sont considérés comme des coûts irrécupérables puisqu'ils ne peuvent être reconvertis en cas d'abandon ou de faillite de l'entreprise. L'investissement nécessaire à la mise en place de cette

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

configuration est très variable en fonction de la capacité de stockage installée et des superstructures mises en place sur le quai, mais nécessite généralement plusieurs dizaines de millions d'euros (comme analysé ci-dessous). En outre, l'installation d'usines de GNL à terre implique de multiples études préliminaires, principalement axées sur les risques de sécurité, et la mise en œuvre de processus d'autorisation longs et complexes en rapport avec l'installation et l'exploitation de l'usine de stockage et de ravitaillement. La réglementation prévoit également des règles très strictes pour la certification des équipements et pour la formation/gestion du personnel employé dans les différentes opérations de manutention du GNL⁸.

Compte tenu de ce qui précède, la solution PTS est considérée comme appropriée et fonctionnelle pour répondre à une demande de GNL élevée et stable à long terme. À cette fin, cinq options différentes sont analysées ci-dessous :

1. trois options d'installations PTS "sous pression" (petite/1 000 m³, moyenne/9 000 m³, grande/20 000 m³), utilisées pour la manipulation de GNL chaud avec une ou plusieurs bouteilles "bullet" capables de chauffer le GNL à -145/-130 degrés centigrades et de maintenir les pressions de BOG à des valeurs nominales de 4-8 bars⁹;

deux options d'installations de PTS "atmosphériques" ("secondaire"/20 000m³, "primaire"/50 000m³) pour la manutention du GNL froid, qui ne nécessitent qu'un seul réservoir "atmosphérique" maintenant le GNL froid à -162/-160 degrés centigrades et à la pression atmosphérique du gaz (1 bar, -100 kPa¹⁰) ; cela nécessite l'extraction et la recondensation du BOG ou la compression pour la livraison à d'autres applications énergétiques.

4.3.1 Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"

Le terminal de Halhjem près de Bergen, en Norvège, est un exemple de terminal côtier de GNL "small bullet cylinders". Il s'agit de l'un des premiers terminaux mis en place par Gasnor en 2007-2008. Le terminal se compose de deux réservoirs de stockage de 500m³ de type bulle fonctionnant à une

8 D'un point de vue réglementaire, la norme UNI EN 1473 de 2007 "Installations et équipements pour le gaz naturel liquéfié (GNL) - Conception des installations au sol", entrée en vigueur le 22 mars 2007, est d'une importance fondamentale. Cette norme définit les lignes directrices à suivre lors de la conception, de la construction et de l'exploitation des différents types d'installations de GNL à terre, y compris celles de liquéfaction, de stockage, de gazéification, de transport et de transit du GNL. Au contraire, ce règlement ne peut pas être appliqué dans le cas des stations dites "satellites", car elles sont soumises à la réglementation UNI EN 13645, en raison de leur capacité de stockage inférieure à 200 tonnes.

9 Normalement, les solutions de cylindres à balles sont mises en œuvre jusqu'à un besoin total de stockage de GNL de 10 000 m³, au-dessus duquel les réservoirs atmosphériques individuels sont préférés pour des raisons techniques et économiques jusqu'à une taille maximale de 150 000 à 200 000 m³ pour un réservoir.

10 Un réservoir de terminal d'importation de GNL est défini comme "primaire" s'il peut recevoir du GNL directement des terminaux de producteurs d'exportation et recevoir ainsi les meilleurs prix à l'échelle mondiale. Habituellement, un réservoir de 50 000 m³ est considéré comme la taille minimale pour un terminal "primaire". Un réservoir de terminal d'importation de GNL est défini comme "secondaire" lorsqu'il reçoit du GNL par une plate-forme intermédiaire d'approvisionnement en GNL, par des méthaniers ou par le réseau routier ou ferroviaire, ce qui augmente inévitablement les coûts logistiques associés. KP est la force du kilogramme ou le poids du kilogramme. Cette unité de mesure correspond à la force de poids exercée par une masse d'un kilogramme soumise à une accélération de la gravité égale à 9,80665 m/s². Un corps ayant une masse de 70 kg a un poids de 70 kgp, donc la valeur qui exprime le poids en kgp coïncide numériquement sur Terre avec celle qui exprime la masse en kg (même s'ils sont dimensionnellement différents).

pression de 4 bars, recevant du GNL par des feeders ou des navires-citernes. Les opérations de soutage de GNL sont effectuées à une vitesse de 100m³/h sur 250m de gazoduc (Figure 108). Une solution typique de PTS GNL de cette taille nécessite une surface terrestre minimale d'environ 2 900 m² avec un module de réception/remplissage de GNL (à partir de la route/du rail/de l'eau) et des pipelines se raccordant à des installations de soutage de GNL louées à une distance minimale de 250 m.

Ce système de soutage de GNL a une capacité de soutage annuelle maximale d'environ 233 000 m³/an (40m³ x 16u/d x 7d/w x 52w/y) en supposant l'utilisation d'un maximum de 16 conteneurs ISO LNG 40' pour le remplissage des réservoirs (un tous les 1h 30'), pour un total de 640m³/jour. Par conséquent, il faut environ 8h de service de soutage à un taux de soutage moyen de 80m³/h. Il est également possible de ravitailler le terminal en GNL avec les mêmes 640 m³ de GNL à l'aide d'une barge de ravitaillement en GNL qui est reliée aux mêmes rampes et conduites de chargement et de déchargement que le terminal GNL côtier lorsqu'il n'est pas en service.

Figure 108: Exemple de système PTS small bullet cylinders



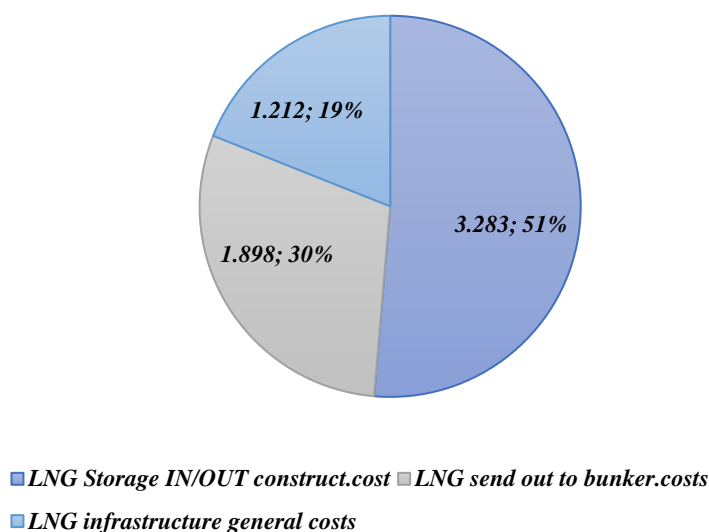
Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme dans le cas de la technologie de soutage du GNL de TTS, la technologie PTS comporte également deux postes distincts de coûts d'investissement (CAPEX) : une partie des coûts relatifs aux équipements et machines utilisés pour les opérations de soutage dans les ports, les dépôts et le soutage, et une autre partie relative aux coûts des équipements et machines utilisés dans la chaîne d'approvisionnement liée à cette solution.

Par rapport aux coûts CAPEX en termes absolus pour les équipements et machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert dans le port (coût du stockage et du transfert de GNL), (Figure 109), le coût des installations de stockage de GNL (coût de construction du stockage de GNL, capacité de 1 000 m³), avec les équipements requis pour les normes de qualité et de sécurité, est d'environ 3,3 millions d'euros (51% du total CAPEX du stockage et du transfert). Le coût de l'équipement pour le transfert de soutage du GNL (coût de l'envoi du GNL vers le soutage), y compris 250m de tuyauterie (pour l'envoi, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les équipements de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 1,9 million d'euros (30%). En outre, 1,2 million d'euros supplémentaires (19 %) des frais généraux (frais généraux de l'infrastructure GNL) peuvent être nécessaires pour l'acquisition de terrains (zone de sécurité minimale de 2 900 m³), la création des

installations de soutage du GNL, y compris les frais de conception technique et de gestion des installations, les assurances et divers imprévus, ce qui porte les CAPEX en termes absolus d'équipement de soutage à un montant total d'environ 6,4 millions d'euros.

Figure 109: Coûts CAPEX de "stockage et de transfert" de la technologie PTS Small bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros



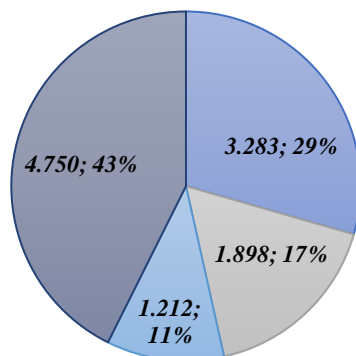
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'investissement absolus de l'approvisionnement du terminal du PTS en GNL de type small bullet (LNG supply chain cost, Figure 110), il est nécessaire d'inclure l'achat de 19 conteneurs ISO, plus 16 tracteurs et remorques utilisés pour l'aller-retour quotidien, y compris 3 unités de secours, qui nécessitent 4,75 millions d'euros supplémentaires. La solution d'approvisionnement quotidien en GNL par mer nécessiterait une barge de 750 à 1 000 m³ dont le coût serait le même que pour la solution d'approvisionnement terrestre. Par conséquent, le coût total des CAPEX en termes absolus, y compris les coûts de la logistique d'approvisionnement, est de 11,5 millions d'euros.

Le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine, y compris les coûts logistiques, est donc de 48 euros par m³ (11,5 millions d'euros divisés par 233 000 m³ de capacité annuelle totale).

Comme le montre la Figure 110, le coût CAPEX en termes absolus de la chaîne d'approvisionnement représente près de 45 % du coût CAPEX total de la solution de soutage PTS PTS small bullet cylinders. La Figure 111, la Figure 112 et la Figure 113 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX indiquée ci-dessus.

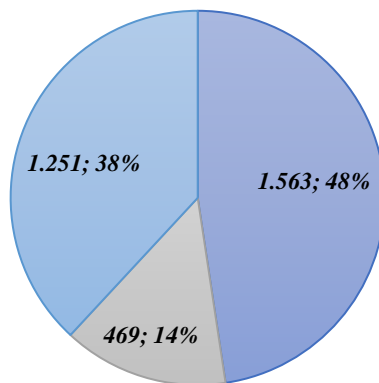
Figure 110: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie Small bullet Cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ A) LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ B) LNG send out to bunker.costs
■ C) LNG infrastructure general costs ■ D) LNG SUPPLY CHAIN

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

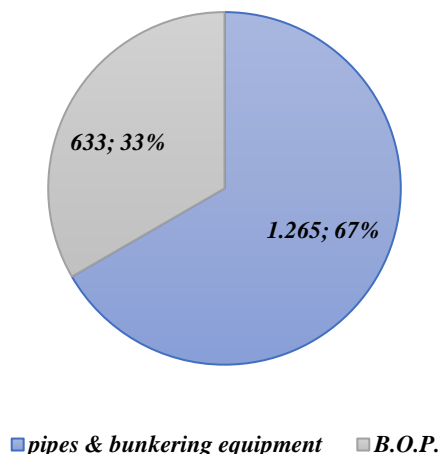
Figure 111: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

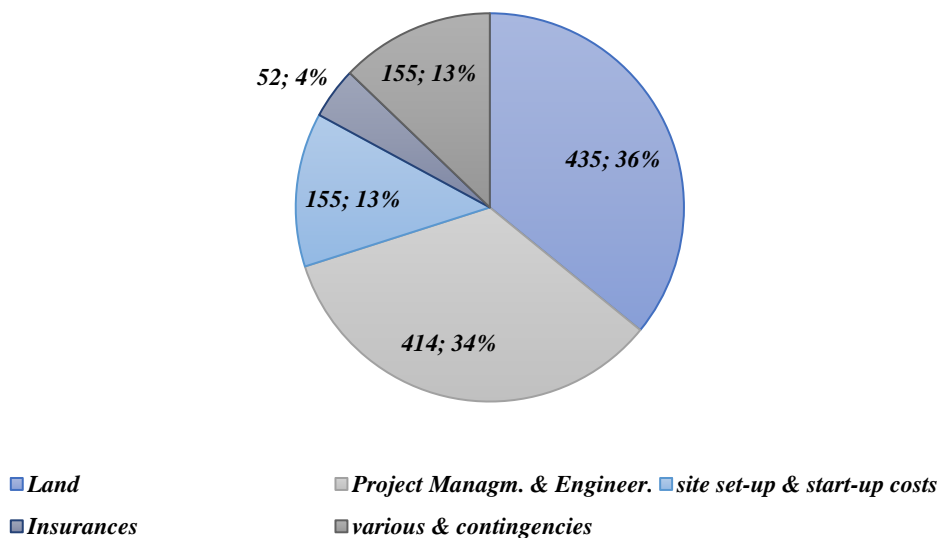
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 112: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

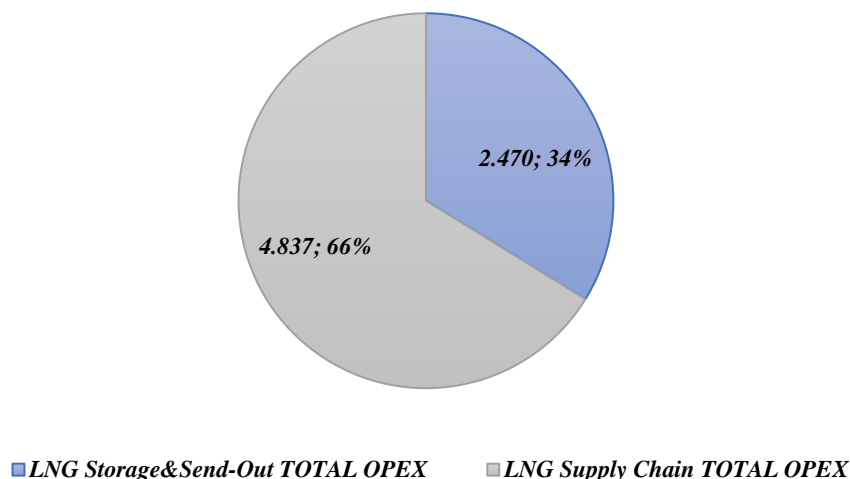
Figure 113: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts OPEX annuels absolus de cette technologie PTS (Figure 114), 2,47 millions d'euros par an (34%) sont nécessaires pour le système "storage & send out", plus 4,83 millions d'euros par an (66%) pour maintenir la phase d'approvisionnement, pour un grand total de 7,30 millions d'euros par an.

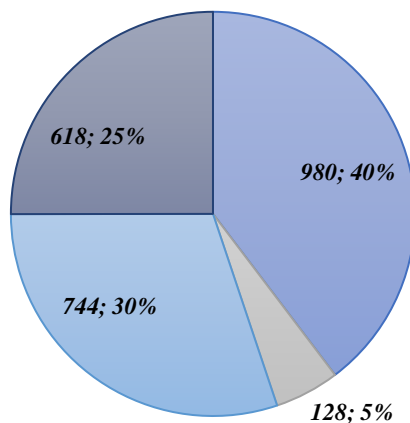
Figure 114: Répartition des macro-catégories de coût d'exploitation pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts de fonctionnement annuels absolus du système "storage & send out", Figure 115, le coût de la main-d'œuvre (labor cost) représente environ 40 % du coût de fonctionnement total de "storage & send out", soit 0,98 million d'euros (minimum 15 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques ((maintenance & technical services cost) est le poste de dépense le moins important, soit 0,128 million d'euros (5 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (Energy & other utilities cost) et les frais administratifs (GSA&insurances), y compris les frais de "sécurité" et d'assurance, s'élèvent respectivement à 0,744 million d'euros (30%) et 0,618 million d'euros (25%).

Figure 115: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "storage & send out" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

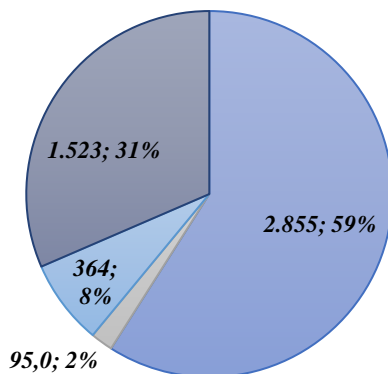


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL (Figure 116), le coût de la main-d'œuvre (labor cost) représente 60 % des dépenses totales, soit 2,855 millions d'euros (minimum 60 employés), tandis que le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) est le poste de dépenses le moins important, soit 0,95 million d'euros (2 %). Le coût de l'énergie et des autres services publics (c(energy & other utilities cost) et les coûts administratifs (GSA&assurances), y compris les coûts de "sécurité" et d'assurance, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, sont respectivement égaux à 0,364 million d'euros (8%) et 1,523 million d'euros (31%).

Figure 116: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "supply chain cost" pour la construction d'une installation PTS small bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 31 euros par m³ (7,30 millions d'euros divisés par 233 000 m³ de capacité annuelle totale).

4.3.2 Terminal côtier de GNL "Mid-size bullet cylinders"

Des exemples typiques de terminaux côtiers de taille moyenne de type PTS GNL sont les terminaux GNL de 9 000 à 10 000 m³ actuellement en construction à Göteborg (Suède), à Rauma (Finlande), et aussi à Oristano (Italie),

Figure 117. Ils peuvent être constitués de 6x1 500-9x1 100m³ de réservoirs de stockage à balles fonctionnant à une pression maximale de 4,0 bar, recevant du GNL de navires ou de camions-citernes de ravitaillement en GNL et soutirant du GNL à un débit allant jusqu'à 1 000m³/h à des navires amarrés au quai voisin avec environ 1 km de pipeline. Une solution de terminal GNL typique de cette taille nécessite une surface terrestre minimale d'environ 15 000 m² (100mx150m), avec un module de réception/remplissage du GNL (par route/rail/eau) et des gazoducs reliant les installations de soutage du GNL supposés à une distance d'au moins 1 km.

Figure 117: Exemples de terminal PTS de type mid-size bullet cylinders



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ce système de soutage de GNL a une capacité annuelle maximale de soutage d'environ 780 000 m³/an (7 500m³ x 2u/w x 52w/y) en supposant que chaque semaine un maximum de 2 navires d'une capacité de 7 500 m³ de GNL réapprovisionneront le réservoir de stockage du terminal, occupant les bras et les tuyaux de chargement du terminal pendant environ 13 heures à chaque opération.

Par rapport aux coûts CAPEX absolus des équipements et machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert de soute dans le port (LNG storage & transfer cost), Figure 118., le coût des installations de réception et de stockage de GNL (cLNG storage in/out construction cost) pour une installation de stockage de 9 000/10 000m³ avec les équipements nécessaires pour les normes de qualité et de sécurité, est d'environ 33 millions d'euros (67%). Le coût de l'équipement de transfert de soutage du GNL (cLNG send out to bunker cost, y compris 1 km de gazoduc (pour l'envoi, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence appropriés, est d'environ 8 millions d'euros (16 %). Des frais généraux supplémentaires (LNG infrastructure general cost) de 9 millions d'euros (17 %) peuvent être requis pour l'acquisition de terrains (zone de sécurité minimale de 7 500 m³), la construction d'installations de soutage de GNL, y compris les coûts d'ingénierie et de gestion de l'installation de l'installation, les assurances et divers imprévus. Cela dit, les CAPEX en termes absolus de matériel de soutage atteignent le chiffre d'environ 50 millions d'euros.

En ce qui concerne plutôt les coûts d'investissement en termes absolus inhérents à l'approvisionnement du terminal PTS a GNL de type "mid-size bullet cylinders" (LNG supply chain cost), Figure 119, il est nécessaire d'inclure l'achat d'un navire d'apport de GNL de 7 500 m³ qui est capable d'assurer l'approvisionnement en GNL requis par le terminal en effectuant deux allers-retours

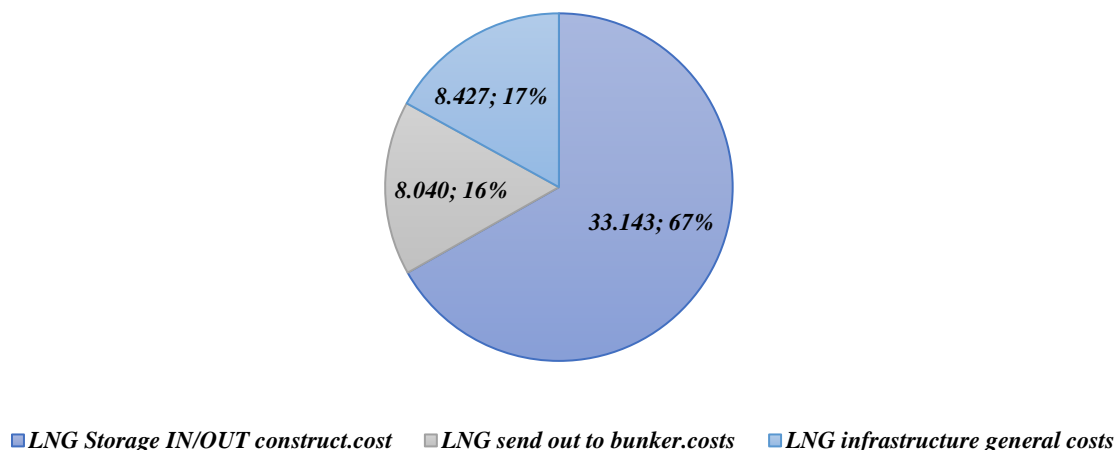
TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

par semaine entre la plate-forme d'approvisionnement et le terminal situé à une distance supposée de 500 km. Chaque aller-retour nécessite 2x18h de navigation à une vitesse moyenne de 15 nœuds, 2x9h d'opérations de chargement/déchargement (à une vitesse de transfert de 900m³/h), 4x2h pour l'ancrage, l'amarrage, le désamarrage, la sortie du port et 22h d'inactivité. Le coût d'achat d'un tel navire est d'environ 35 millions d'euros, tandis que la location journalière est d'environ 15-25 000 euros/jour.

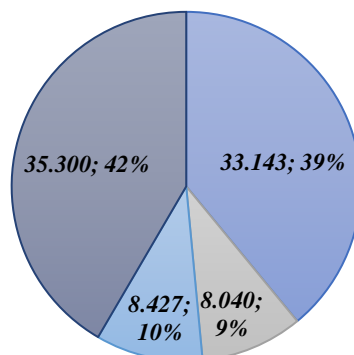
Par conséquent, le coût CAPEX total de l'approvisionnement en termes absolus, y compris les coûts logistiques, pour une solution de soudage de PTS du type "mid-size bullet cylinders" est d'environ 85 millions d'euros (Figure 119).

Figure 118: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 119: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnements" de la technologie dmid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



- A) LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ B) LNG send out to bunker.costs
■ C) LNG infrastructure general costs
 ■ D) LNG SUPPLY CHAIN

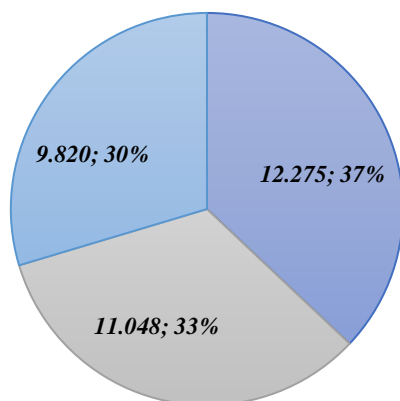
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût CAPEX absolu de la chaîne d'approvisionnement représente près de 45 % du coût CAPEX total de la solution de soutage du GNL Mid size bullet cylinders.

Le coût total des investissements par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 109 euros par m³ (84,9 millions d'euros divisés par 780 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 110 % de plus que la solution de soutage de GNL PTS Small bullet cylinders, dont la capacité de production annuelle est trois fois supérieure à la solution small bullet cylinders (Figure 123).

La Figure 120, la Figure 121 et la Figure 122 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX ci-dessus.

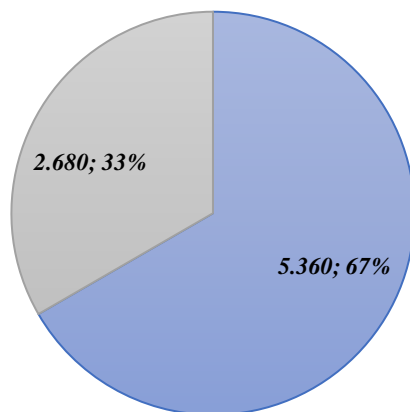
Figure 120: Répartition des micro-catégories du coût du capital "LNG storage IN/OUT construct. costs" pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

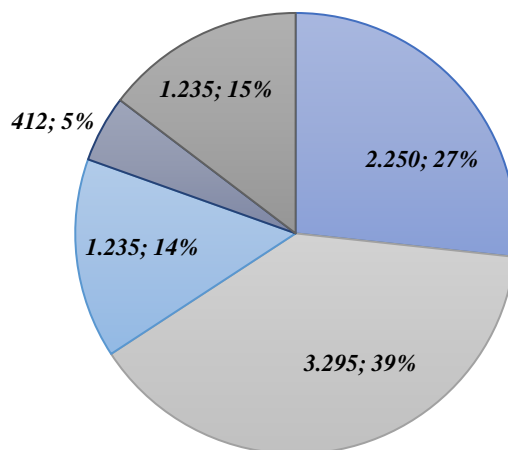
Figure 121: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

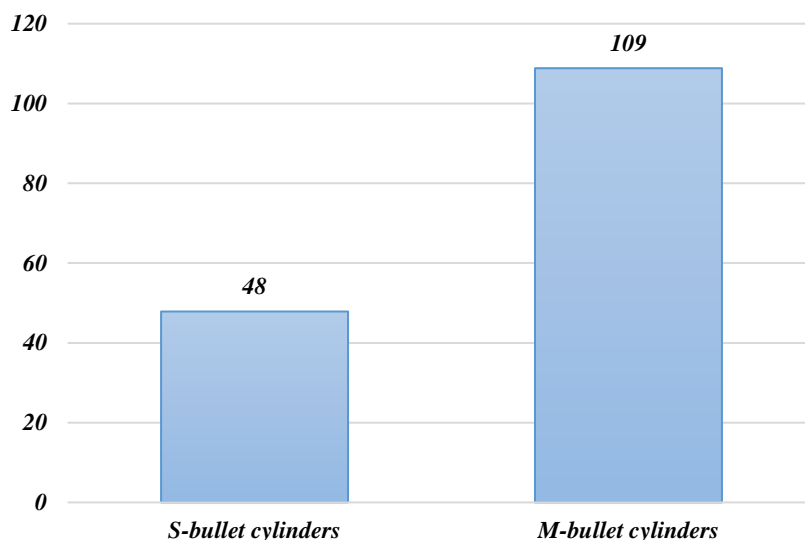
Figure 122: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

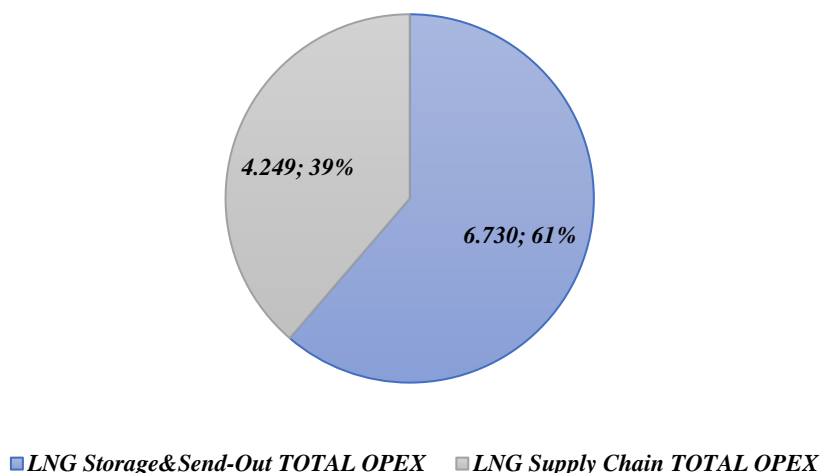
Figure 123: Coût CAPEX total par mètre carré de capacité par an ; small bullet cylinders et mid size Bullet cylinders



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus pour l'exploitation de cette technologie PTS, la Figure 124, 6,7 millions d'euros/an (61%) sont nécessaires pour le système " storage & send out ", en plus de 4,2 millions d'euros/an (39%) pour la gestion de la phase d'approvisionnement. Le coût total de fonctionnement est donc égal à 10,9 millions d'euros par an.

Figure 124: Répartition des macrocatégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS mid size bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



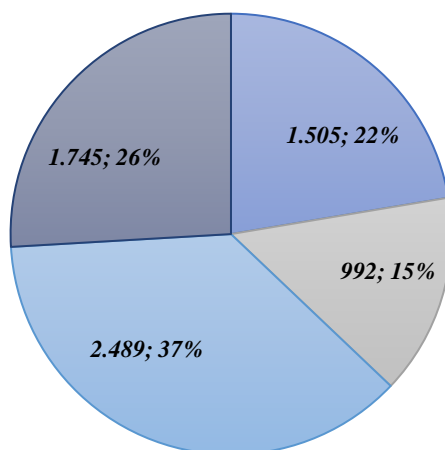
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts de fonctionnement annuels absolus de la phase " storage & send out ", Figure 125, le coût prépondérant est celui de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities

cost), qui s'élève à 2,48 millions d'euros (37%), tandis que le coût ayant l'incidence la plus faible est celui de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical cost), qui s'élève à 0,992 million d'euros (15%).

Le coût administratif (GSA&insurances) de cette solution, y compris les dépenses de " safety " et d'assurance, représente 26% du coût total de " storage & send out " 1,745 millions d'euros alors que, le coût de la main d'œuvre (labor cost) pour le stockage et le bunkering de cette solution technologique est d'environ 22% du coût total de fonctionnement de " storage & send out ", 1,505 millions d'euros (minimum 24 employés).

Figure 125: Répartition des micro-catégories de coûts d'exploitation " storage & send out " pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

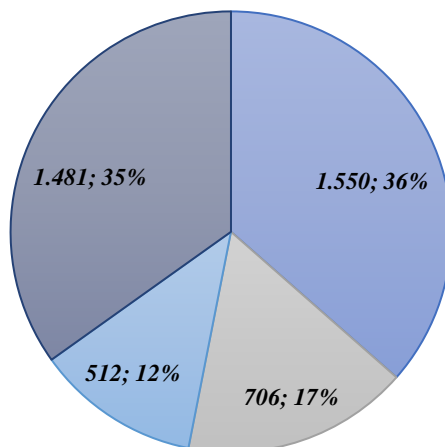


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL, Figure 126, les coûts de main-d'œuvre (labor cost) représentent 36 % des dépenses totales, soit 1,55 million d'euros (minimum 25 employés), tandis que les coûts de l'énergie et des autres services publics constituent le poste de dépenses le moins important, soit 0,51 million d'euros (12 %). Le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances), y compris les coûts de " safety " et d'assurance, inhérents à la phase de la chaîne d'approvisionnement en gaz, s'élèvent respectivement à 0,706 million d'euros (17%) et 1,481 million d'euros (35%).

Figure 126: Répartition des micro-catégories de "supply chain cost" pour la construction d'une installation PTS mid size Bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

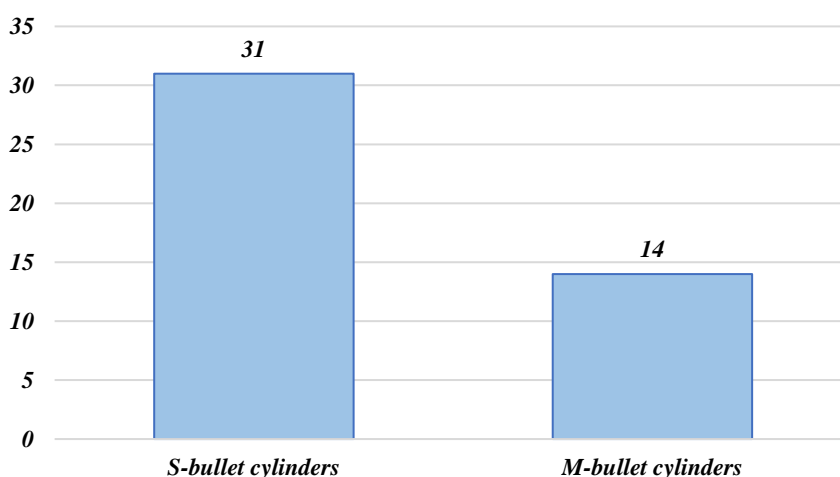


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 14 euros par m³ (10,97 millions d'euros divisés par 780 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 55 % de moins que la solution Small bullet (Figure 127).

Figure 127: Coût OPEX annuel par mètre carré de capacité par an ; small bullet cylinders et mid size Bullet cylinders



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'option Mid size Bullets, qui nécessite une capacité de stockage de GNL inférieure à 10 000 m³, est généralement utilisée dans les terminaux GNL de petite taille, afin de répondre à une demande du

marché inférieure à 1 million de cbm/an, en combinant le soutage en bord de mer, le ravitaillement des véhicules routiers et la regazéification du GNL pour la livraison au réseau national.

Le CAPEX plus élevé de la solution "Mid size Bullet cylinders" par rapport à la solution "Small size Bullet cylinders" permet et assure une plus grande sécurité dans la gestion de l'offre de service de soutage de GNL.

4.3.3 Terminal côtier du GNL "Long bullet cylinders"

Il est habituel d'utiliser un seul réservoir de GNL atmosphérique, par opposition aux solutions multi-bullets, lorsque la capacité de stockage recherchée est supérieure à 10 000m³. Néanmoins, en Italie, les terminaux GNL côtiers de Cagliari et de Crotone (22 000 m³) ont fait l'objet d'une demande de permis HSEIA avec une solution de 18 bouteilles de type "bullet" d'environ 1 250 m³ de capacité brute et 1 100 m³ de capacité nette pour chaque cylindre.

Une solution de terminal GNL typique de cette taille nécessite une surface terrestre minimale d'environ 50 000 m² (180mx280m), avec des pipelines se raccordant aux structures des quais, à la fois pour l'émission et la réception de GNL par des navires supposés avoir une capacité de GNL de 7 500 à 15 000 m³, à une distance d'au moins 1 km.

Figure 128: exemple de technologie PTS de type long bullet cylinders



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ce système de soutage de GNL a une capacité de soutage annuelle maximale d'environ 1,56 million m³/an (15 000m³ x 2u /w x 52w/y), en supposant que chaque semaine, un maximum de 2 navires avec des réservoirs de 15 000m³ réapprovisionnent le réservoir du terminal, occupant les bras et les tuyaux de chargement du terminal environ 18 heures par opération ; pendant le reste de la semaine, le terminal est disponible pour l'envoi au soutage des navires.

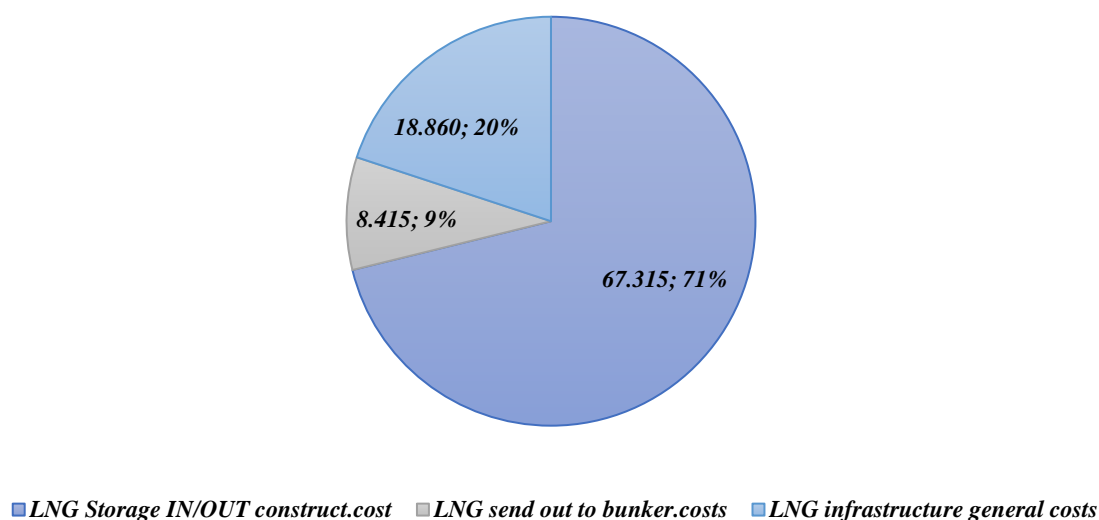
En ce qui concerne les coûts d'investissement en termes absolus pour les équipements et machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert de GNL (LNG storage & transfer cost), la Figure 129, le coût des installations de réception et de stockage de GNL (LNG storage in/out construction cost) pour une installation de stockage de 20 000 m³ avec les équipements nécessaires pour les normes de qualité et de sécurité, est d'environ 67 millions d'euros (71%). Le coût de l'équipement de transfert de soutage du GNL (NG send out to bunker cost), y compris 1 km de gazoduc (pour l'envoi,

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence appropriés, est d'environ 9 millions d'euros (9%). Des frais généraux supplémentaires (LNG infrastructure general cost) de 19 millions d'euros peuvent être nécessaires pour l'acquisition de terrains (20 %, zone de sécurité minimale de 15 000 m³), la mise en place d'installations de soutage de GNL, y compris les coûts d'ingénierie et de gestion de l'installation, les assurances et divers imprévus, ce qui porte les CAPEX en termes absolus d'équipement de soutage à un montant total d'environ 95 millions d'euros.

Figure 129: Coûts CAPEX de "storage e transfer" de la PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

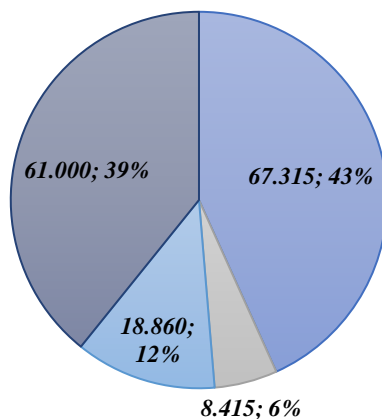


Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne plutôt les coûts d'investissement absolus inhérents à l'approvisionnement du terminal PTS au GNL de type ong bullet cylinders (LNG supply chain cost), Figure 130, il faut également envisager l'achat d'un navire de collecte de GNL de 15 000 m³ pour fournir le GNL nécessaire au terminal, en effectuant deux allers-retours par semaine entre le centre d'approvisionnement et le terminal situé à une distance supposée de 500 km. Chaque aller-retour nécessite 2x18h de navigation à une vitesse moyenne de 15 nœuds, 2x14h d'opérations de chargement/déchargement (vitesse de transfert du GNL par à 1 200m³/h), 4x2h pour l'ancrage, l'amarrage, le désamarrage, la sortie du port et 12h d'inactivité. Le coût d'achat d'un tel navire est d'environ 61 millions d'euros, alors qu'un affrètement journalier est d'environ 35 à 50 000 euros par jour.

Par conséquent, le coût total des CAPEX, y compris les coûts logistiques, pour une solution de soutage PTS de type Long bullet cylinders est d'environ 156 millions d'euros.

Figure 130: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert, l'approvisionnements" de la technologie PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

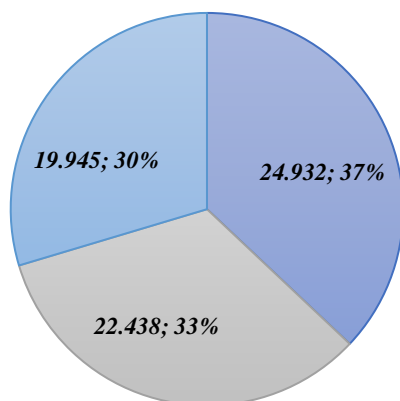


- A) LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ B) LNG send out to bunker.costs
■ C) LNG infrastructure general costs
 ■ D) LNG SUPPLY CHAIN

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme le montre la Figure 130, le coût CAPEX absolu de la chaîne d'approvisionnement représente près de 40 % du coût CAPEX total de la solution de soutirage de GNL PTS long bullet cylinders. Le coût CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est de 100 euros par m³ (155,6 millions d'euros divisés par 1 560 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 10 % de moins que la solution de soutirage de GNL de type mid size bullet cylinders et 100 % de plus que la solution small bullet cylinders. La Figure 131, la Figure 132 et la Figure 133 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro catégorie de CAPEX mentionnée ci-dessus.

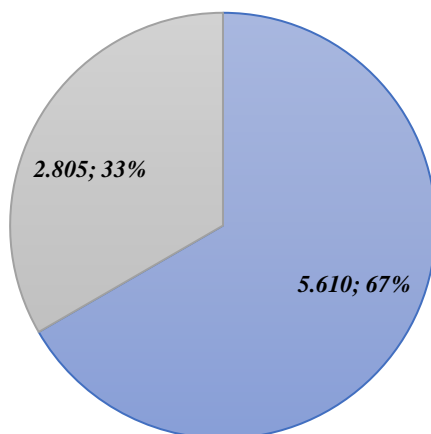
Figure 131: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG storage IN/OUT construct. costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

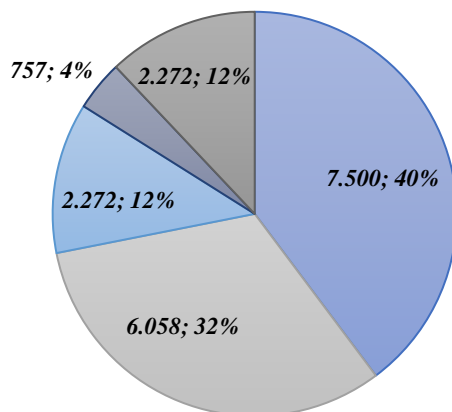
Figure 132: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros



■ pipes & bunkering equipment
 ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

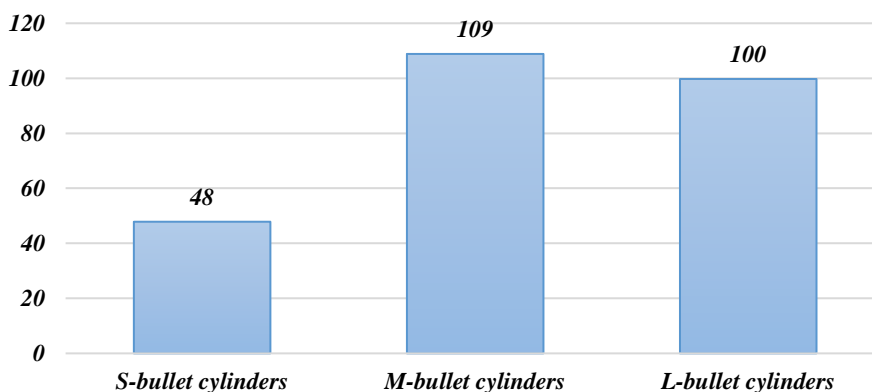
Figure 133: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 134: Coût CAPEX par mètre carré de capacité par an ; small bullet, mid size bullet et long bullet cylinders



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

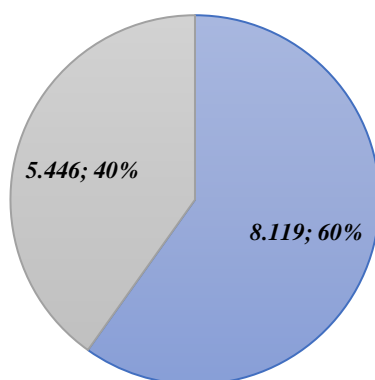
En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus (OPEX) pour l'exploitation de cette technologie PTS, la Figure 135, 8,1 millions d'euros par an (60%) sont nécessaires pour le système "storage & send out", plus 5,3 millions d'euros par an (40%) pour la gestion de la phase d'acquisition. Cela se traduit par des coûts de fonctionnement annuels totaux de 13,4 millions d'euros.

Par rapport aux coûts annuels absolus de fonctionnement du système " Storage & Send Out ", Figure 136, le coût prépondérant est celui de l'énergie et des autres services publics (cenergy & other utilities cost), qui s'élève à 4,97 millions d'euros (43 %), tandis que le coût ayant la plus faible incidence est

celui de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical cost), qui s'élève à 1,89 million d'euros (16 %).

Le coût administratif (GSA&insurances) de cette solution, y compris les dépenses de " safety " et d'assurance, représente 25% du coût total de " storage & send out " 2,81 millions d'euros alors que, le coût de la main d'œuvre pour le stockage et le bunkering de cette solution technologique est d'environ 16% du coût total de fonctionnement de " storage & send out ", 1,85 millions d'euros (minimum 24 employés).

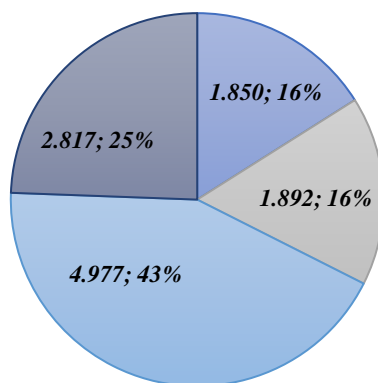
Figure 135: Répartition des macrocatégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 136: Répartition des micro-catégories de frais de fonctionnement “storage & send out” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros

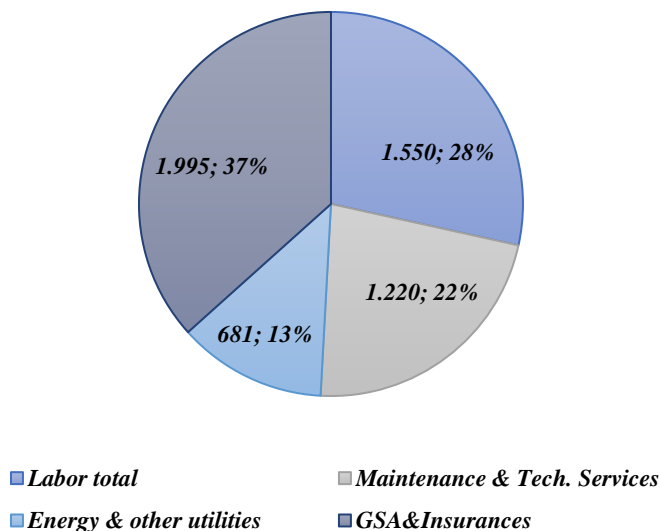


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérents à la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain cost), Figure 137, le coût administratif (GSA&insurances cost), y compris le coût de la " safety " et des assurances, représente 40% de la dépense totale, 1,99 millions d'euros (minimum 25 employés), tandis que, le coût de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost) est le poste de dépense le moins incident, 0,681 millions d'euros (13%). Le coût du travail (labor cost) de la chaîne d'approvisionnement de cette solution technologique est d'environ 30 % du coût total de fonctionnement de l'approvisionnement, soit 1,55 million d'euros (minimum 25 employés). Le coût de la maintenance et des services techniques est de 1,22 million d'euros (22 %).

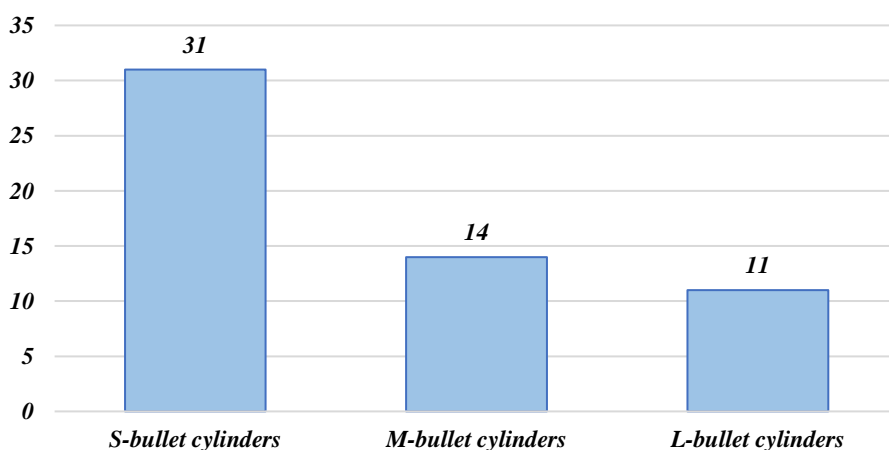
Figura 137: Répartition des micro-catégories de frais de fonctionnement “supply chain cost” pour la construction d'une installation PTS long bullet cylinders ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 11 euros par m³ (16,98 millions d'euros divisés par 1 560 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 21 % de moins que la solution mid size bullet et 69 % de moins que la solution small bullet cylinders.

Figure 138: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; small bullet, mid size bullet et long bullet cylinders



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'option long-Bullets 20 000 m³ a été examinée afin de comparer les coûts d'investissement et d'exploitation en termes absolus de ce type d'installation avec ceux d'une taille similaire, le type de terminal côtier GNL à pression atmosphérique "secondaire", qui, comme mentionné précédemment, est plus économique et efficace pour les installations de plus de 10 000 m³. Cette solution est donc optimale pour répondre à une demande du marché du GNL de 1 à 2 millions par an, résultant de la combinaison de la demande de soutage maritime de GNL, du réseau terrestre et du réseau local.

Compte tenu de la plus grande complexité de la solution à plusieurs réservoirs pour les longues bouteilles à balles, par rapport à l'option à un seul réservoir décrite dans le paragraphe suivant, et des besoins croissants en termes de matériaux et de machines, les CAPEX absolus sont sensiblement plus élevés (environ deux fois plus élevés) que la solution à un seul réservoir à la pression atmosphérique, plus les coûts OPEX absolus de 40% plus élevés.

4.3.4 Terminal côtier de GNL "secondaire" à pression atmosphérique

Le premier exemple de Terminal Côtier de GNL à petite échelle avec un seul réservoir atmosphérique de type "secondaire" dans l'UE est l'AGA de 20 000m³, à Nimègue, près de Stockholm, qui est entré en service en 2011 (Figure 139). Par la suite, trois terminaux de 30 000m³ du même type ont été construits, à savoir

- Pori (Finlandia, start-up nel 2016),
- Turku e Hamina Kotka (Finlandia),
- Gavle e Oxelosund (Svezia).

En Italie, Edison/PIR prévoit de construire deux réservoirs atmosphériques de 10 dans le port de Ravenne.

Un terminal GNL côtier qui adopte une solution de type PTS est défini comme secondaire lorsqu'il est alimenté par un terminal intermédiaire. Cela implique l'adoption d'opérations de rechargement et de réexpédition. Inversement, un terminal GNL est défini comme primaire lorsqu'il reçoit du GNL directement d'un terminal de production/exportation.

Un terminal GNL "atmosphérique" d'une capacité de stockage de 20 000 m³ est équipé d'un réservoir de confinement entièrement en béton de 36 m de diamètre et 31 m de hauteur, qui peut être partiellement ou totalement enterré si nécessaire. Cette option nécessite une surface terrestre minimale d'environ 15 000 m² (90mx165m), avec des pipelines se raccordant aux structures des quais, soit pour le soutage du GNL à l'expédition, soit pour la réception des navires avec des réservoirs de 7 500-15 000 m³, en supposant une distance d'au moins 1 km. La Figure 139 présente quelques exemples de terminaux GNL côtiers de type "secondaire" à la pression atmosphérique.

Figure 139: Exemple de technologie PTS de type "secondaire" à "pression atmosphérique".



Source: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ce système de soutage de GNL a une capacité annuelle maximale de soutage d'environ 1,56 mlnm³/an (15 000m³ x 2u/w x 52w/y), en supposant que chaque semaine, un maximum de 2 navires d'une capacité de stockage de 15 000 m³ réapprovisionnent le réservoir du terminal, occupant les bras et les tuyaux de chargement du terminal pendant environ 18 heures pour chaque opération, tandis que, pendant le reste de la semaine, le terminal est disponible pour être envoyé au soutage des navires.

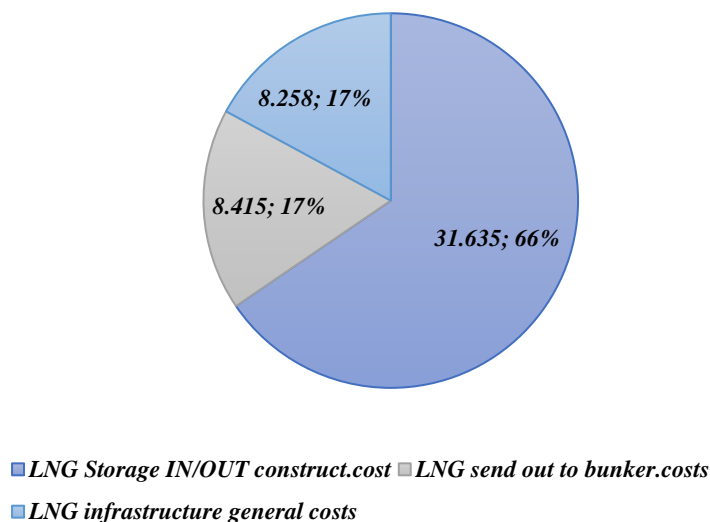
En ce qui concerne les coûts d'investissement en termes absolus pour les équipements et machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert dans le port (cLNG storage & transfer cost), la

Figure 140, le coût des installations de réception et de stockage de GNL (LNG storage in/out construction cost) pour une installation de stockage atmosphérique de 20 000 m³ avec les équipements nécessaires pour les normes de qualité et de sécurité, est d'environ 32 millions d'euros (66%). Le coût de l'équipement de transfert de soutage du GNL (LNG send out to bunker cost), y compris 1 km de gazoduc (pour l'envoi, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence appropriés, est d'environ 8,5 millions d'euros (17 %). Des frais généraux supplémentaires (LNG infrastructure general cost) de 8,5 millions d'euros pour l'infrastructure GNL peuvent être nécessaires pour l'acquisition de terrains (17 %, zone de sécurité minimale de 15 000 m³), la construction d'installations de soutage de GNL, y compris les frais d'ingénierie et de gestion de l'installation, les assurances et divers imprévus. Cela dit, les coûts CAPEX absolus de l'équipement de soutage (LNG storage & transfer cost) sont estimés à 48 millions d'euros.

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

Figure 140: Coûts CAPEX de "stockage et de transfert" de la technologie de type PTS "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

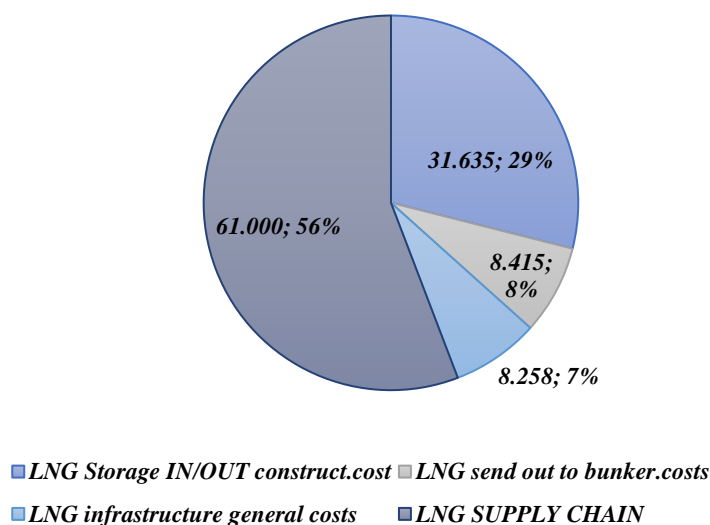
En ce qui concerne plutôt les coûts d'investissement inhérents à l'approvisionnement du terminal GNL PTS à pression atmosphérique "secondaire" (LNG supply chain cost),

Figure 141, il est nécessaire d'inclure l'achat d'un navire "feeder" de GNL de 15 000 m³ capable d'alimenter le terminal en effectuant deux allers-retours par semaine entre le centre d'approvisionnement et le terminal situé à une distance supposée de 500 km.

Chaque aller-retour nécessite 2x18h de navigation à 15 nœuds, 2x14h de chargement/déchargement (1 200m³/h), 4x2h d'ancrage/amarrage/débarquement/sortie du port et 12h d'inactivité. Le coût d'achat d'un tel navire est d'environ 61 millions d'euros, tandis que la location journalière est de 35 à 50 000 euros/jour.

Par conséquent, le coût total absolu des CAPEX pour une solution de soutage du STP de type "secondaire" à pression atmosphérique est d'environ 109 millions d'euros.

Figure 141: Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

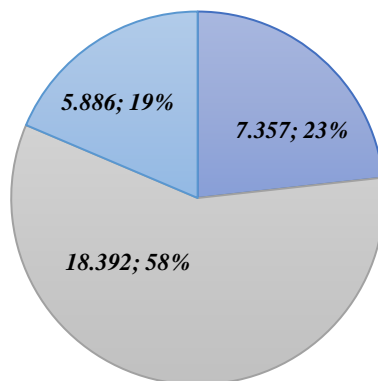
Comme le montre la

Figure 141, le coût CAPEX absolu de la chaîne d'approvisionnement représente près de 56% du coût CAPEX total de la solution "secondaire" de soutage des terminaux GNL côtiers à pression atmosphérique. Le coût total des CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 70 euros par m³ (109 millions d'euros divisés par 1 560 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 30 % de moins que la solution de soutage de GNL de type long bullet pour une même taille de capacité annuelle (Figure 145).

La

Figure 142, la Figure 143 et la Figure 144 présentent les données relatives aux coûts des micro-éléments de chaque macro-catégorie de CAPEX mentionnée ci-dessus.

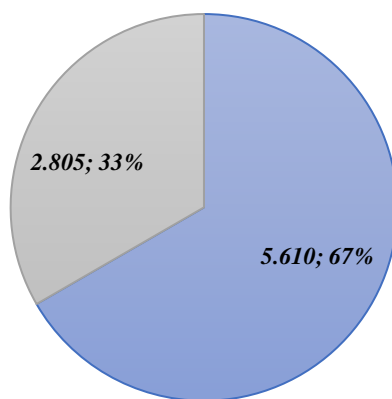
Figure 142 Coûts CAPEX du "stockage, transfert et approvisionnement" de la technologie PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

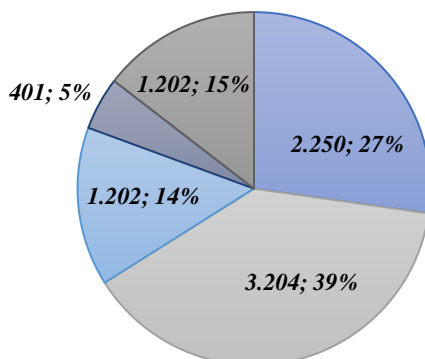
Figure 143: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG send OUT to bunker. costs” pour la construction d'une centrale PTS à pression atmosphérique "secondaire" ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ pipes & bunkering equipment
 ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

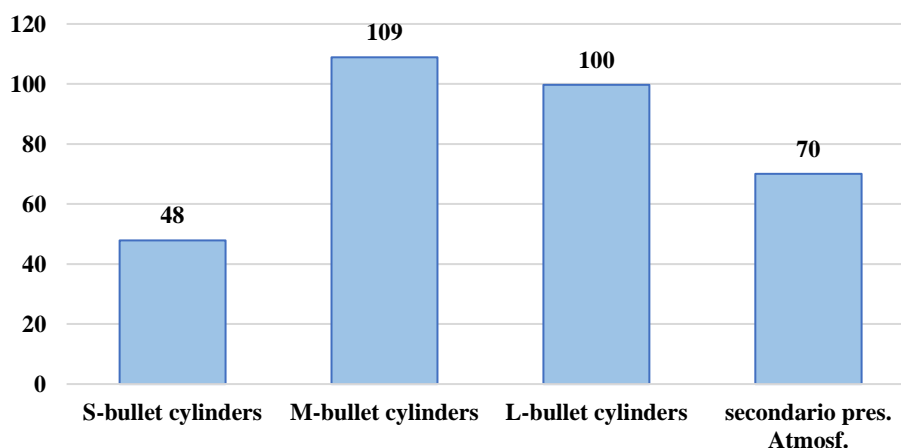
Figure 144: Répartition des micro-catégories du coût du capital “LNG infrastructure general costs” pour la construction d'une centrale PTS à pression atmosphérique "secondaire" ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figure 145: Coût CAPEX total par mètre carré de capacité de production annuelle ; small/mid/long bullet cylinder et "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

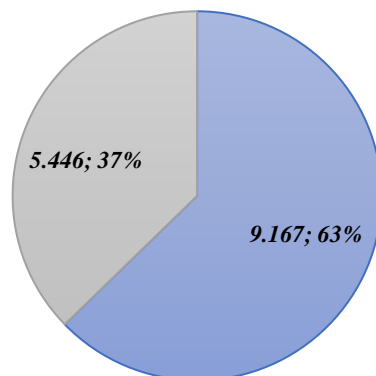


Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts OPEX annuels absolus de cette technologie PTS,

Figure 146, 9,1 millions d'euros par an (63% du total des OPEX) sont nécessaires pour le système " storage & send out ", plus 5,4 millions d'euros par an (37%) pour gérer la phase d'approvisionnement. Le coût annuel total de fonctionnement est donc de 14,6 millions d'euros.

Figure 146: Répartition des macrocatégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à la pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



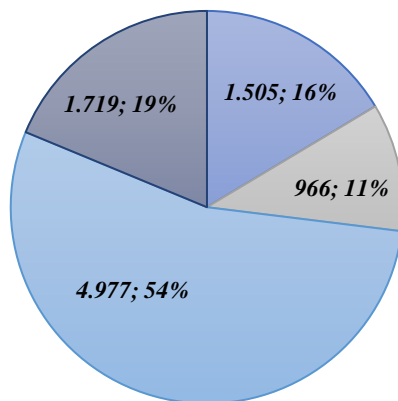
■ LNG Storage & Send-Out TOTAL OPEX
 ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts de fonctionnement annuels absolus de la phase " storage & send out ", Figure 147, le coût prépondérant est celui de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost), qui s'élève à 4,97 millions d'euros (54 %), tandis que le coût ayant la plus faible incidence est celui de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical cost), qui s'élève à 0,96 million d'euros (11 %).

Le coût administratif (GSA&insurances) de cette solution, y compris les dépenses de " safety " et d'assurance, représente 19% du coût total de " storage & send out ", 1,79 millions d'euros, tandis que le coût de la main d'œuvre pour le stockage et le bunkering de cette solution technologique est d'environ 16% du coût total de fonctionnement de " storage & send out ", 1,50 millions d'euros (minimum 24 employés).

Figure 147: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "storage & send out" pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

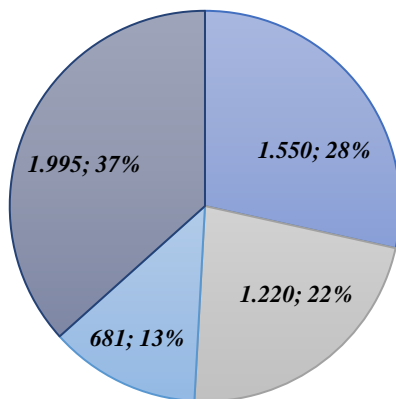


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérente à la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain cost), Figure 148, le coût administratif (GSA&assurances), y compris les dépenses de " safety " et d'assurance, représente 37% des dépenses totales, 1,99 millions d'euros (avec un minimum de 25 employés), tandis que le coût pour les services énergétiques et autres services publics est le poste de dépenses le moins incident, 0,681 millions d'euros (13%). Le coût du travail (labor cost) de la chaîne d'approvisionnement de cette solution technologique est d'environ 28 % du coût total de fonctionnement de l'approvisionnement, soit 1,55 million d'euros (minimum 25 employés). Le coût de la maintenance et des services techniques s'élève à 1,22 million d'euros (22 %).

Figure 148: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "supply chain cost" pour la construction d'une installation PTS de type "secondaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

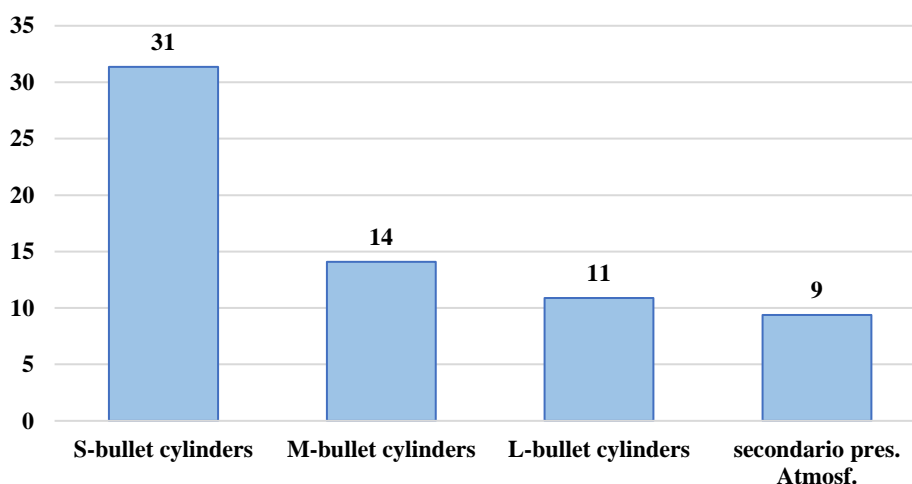


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX annuel par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 9 euros par m³ (14,61 millions d'euros divisés par 1 560 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 20 % de moins que la solution ayant la même capacité de production long bullet cylinders (Figure 149).

Figure 149: Coût OPEX annuel de par mètre carré de capacité par an ; small/mid/Long bullet cylinders "secondaire" à pression atmosphérique



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'option PTS de 20 000m³ de type "small scale" atmosphérique est généralement déployée pour répondre à une demande du marché du GNL de 1 à 2 millions de m³/an, en combinant le soutage des navires, le ravitaillement des véhicules routiers et la regazéification du GNL pour sa distribution dans

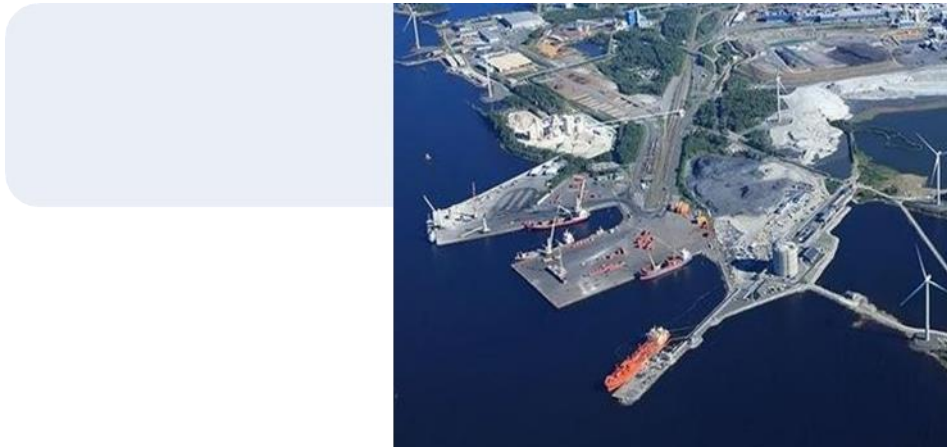
le réseau primaire. Cette solution a donc un coût total global inférieur de moitié à celui de la solution "multi-balles", qui répond à la même demande. En outre, contrairement à la solution long bullet, les coûts annuels de fonctionnement sont nettement inférieurs (-30%) en raison de la réduction des coûts de maintenance, de personnel, d'administration, de sécurité et d'assurance. Le coût d'investissement de cette solution est également inférieur de 50 % à celui de la solution Long bullet en raison du nombre et de la taille réduits des réservoirs de stockage.

4.3.5 Terminal côtier de GNL «primaire» à pression atmosphérique

Le premier exemple de petit Terminal côtier de GNL primaire à pression atmosphérique avec un seul réservoir atmosphérique en Europe est le terminal de Manga, à Tornio en Finlande, qui a commencé à fonctionner en novembre 2019 et a une capacité de 50 000m³ (Figure 150).

Une solution typique de terminal GNL "atmosphérique" de 50 000 m³, consiste en un réservoir avec des structures de confinement en béton de 49 m de diamètre et 42 m de hauteur, qui peut être partiellement ou totalement enterré si nécessaire. Cette solution nécessite une surface terrestre minimale d'environ 20 000 m² (120mx165m), avec des pipelines se raccordant aux structures du quai, à la fois pour l'envoi et la réception des soutes à GNL des navires d'une capacité de 30 000 m³, prises à une distance d'au moins 1 km.

Figure 150: Exemple de solution PTS de type "primaire" à la pression atmosphérique"



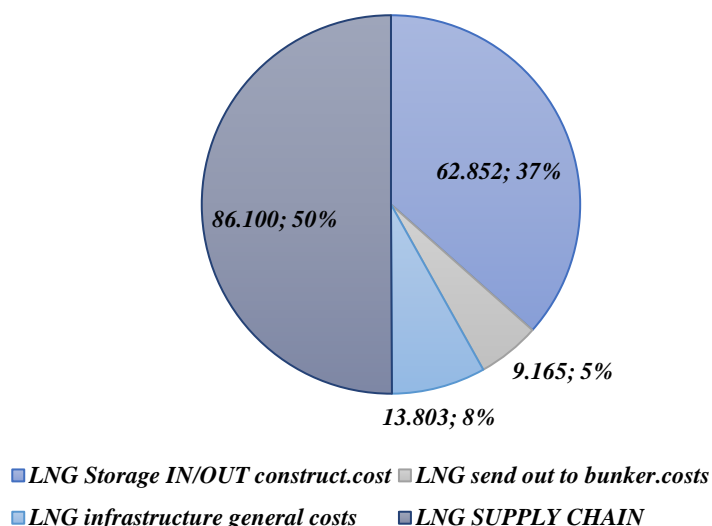
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ce système de soutage de GNL a une capacité annuelle maximale d'environ 3,12 millions de m³/an (30 000m³ x 2u/w x 52w/y), en supposant que chaque semaine un maximum de 2 navires de 30 000m³ ravitaillent le réservoir du terminal, occupant les bras et les tuyaux de chargement du terminal pendant environ 22 heures à chaque opération. Pendant le temps restant, le terminal reste disponible pour des activités de soutage.

En ce qui concerne les coûts CAPEX en termes absolus des équipements et des machines utilisés pour les opérations de stockage et de transfert (LNG storage & transfer cost), Figure 151, le coût des

installations de réception et de stockage du GNL (LNG storage in/out cost) pour une installation de stockage atmosphérique de 50 000 m³ avec les équipements nécessaires pour les normes de qualité et de sécurité, est d'environ 63 millions (73%). Le coût de l'équipement de soutage du GNL (LNG send out to bunker cost), y compris 1 km de gazoduc (pour l'envoi, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence appropriés, est d'environ 9 millions d'euros (11%). Des frais généraux supplémentaires (LNG infrastructure general cost) de 13 millions d'euros (16 %) pour l'infrastructure GNL peuvent être requis pour l'acquisition de terrains (zone de sécurité minimale de 20 000 m²), pour la mise en place d'installations de soutage de GNL, y compris les frais d'ingénierie et de gestion pour l'installation des installations, pour l'assurance et divers imprévus. Cela étant dit, le coût total absolu des installations de soutage s'élève à un montant total d'environ 86 millions d'euros.

Figure 151: Coûts CAPEX du "stockage et du transfert" de la technologie PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



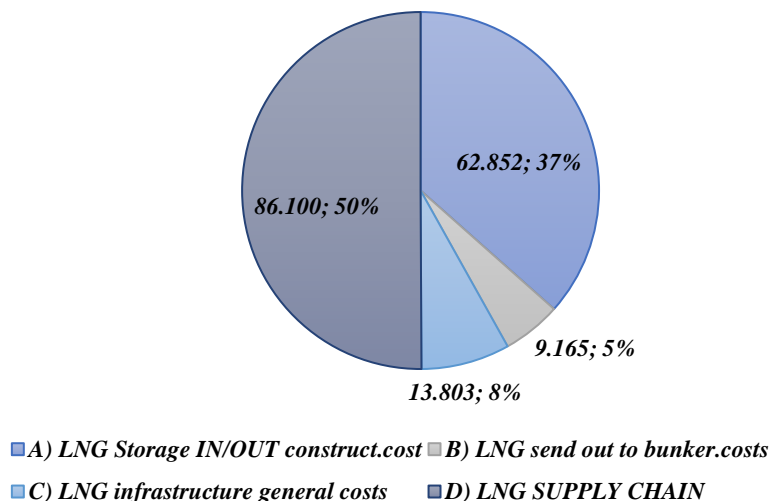
Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne plutôt les coûts d'investissement inhérents à l'approvisionnement du terminal GNL PTS, Figure 152, il est nécessaire d'inclure l'achat d'un navire "feeder" de GNL de 30 000 m³, capable de desservir le terminal par deux allers-retours par semaine entre le centre d'approvisionnement et le terminal lui-même, situé à une distance supposée de 500 km. Chaque aller-retour nécessite 2x17h de navigation à 16 nœuds, 2x18h de chargement/déchargement (1 800m³/h), 4x2h d'ancrage/amarrage/déchargement à la sortie du port et 6h d'inactivité. Le coût d'achat d'un tel navire est d'environ 86 millions d'euros, alors qu'un affrètement journalier est d'environ 35-50 000 euros par jour. Par conséquent, le coût total des investissements en termes absolus, y compris les coûts logistiques, pour une solution de soutage de PTS du type terminal primaire à la pression atmosphérique est d'environ 172 millions d'euros.

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

Figure 152: Coûts CAPEX pour le "stockage, le transfert et l'approvisionnement" de la technologie PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

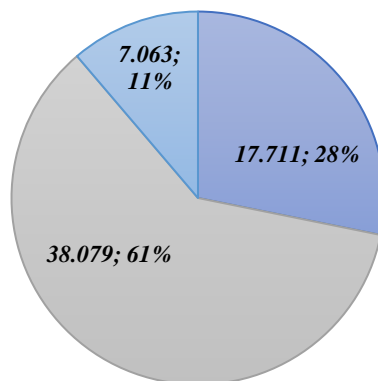


Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Comme le montre la Figure 152, le coût CAPEX absolu de la chaîne d'approvisionnement (LNG supply chain cost) représente près de 50 % du coût total des CAPEX. Le coût CAPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'usine est de 55 euros par m³ (85,8 millions d'euros divisés par 3 120 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 21 % de moins que les solutions de soutage de GNL de type terminal "secondaire" à la pression atmosphérique (Figure 156) et 50 % de moins que la solution des "long bullet cylinders".

La Figure 153, la Figure 154, et la Figure 155 présentent les données relatives aux coûts en termes absolus des micro-éléments de chaque macro-catégorie de CAPEX ci-dessus.

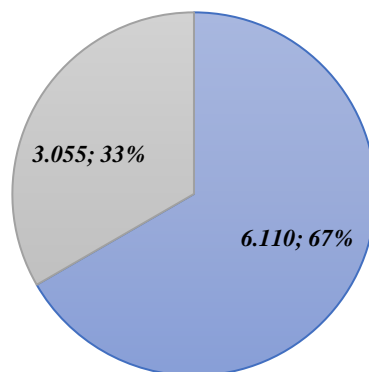
Figure 153: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "coûts de construction du stockage de GNL IN/OUT" pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros.



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

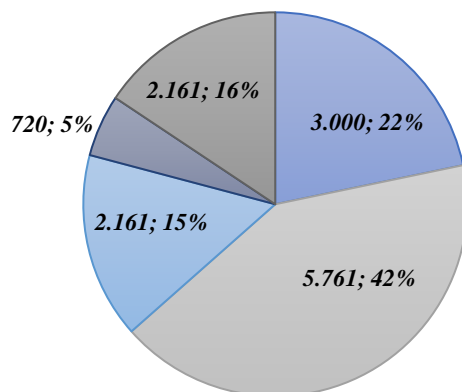
Figure 154: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG send OUT to bunker. costs" pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ pipes & bunkering equipment
 ■ B.O.P.

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

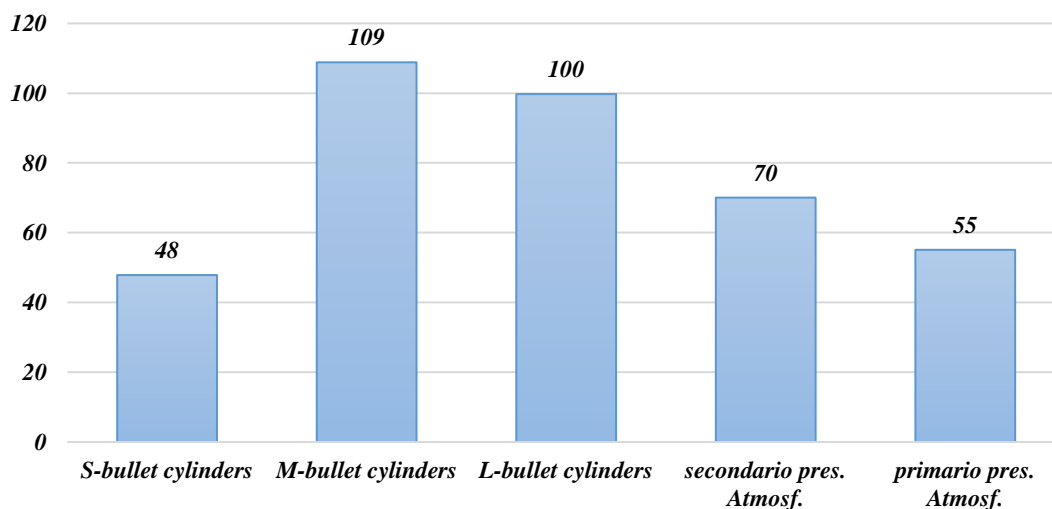
Figure 155: Répartition des micro-catégories de coûts d'investissement "LNG infrastructure general costs" pour la construction d'une installation PTS terminal côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

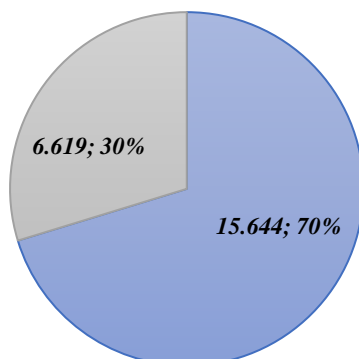
Figure 156: Coût total des dépenses d'investissement par mètre carré de capacité de production annuelle ; small/mid/long bullet cylinders, "secondaires" et "primaires" à la pression atmosphérique



Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts OPEX annuels absolus de cette technologie PTS, Figure 157, 15,6 millions d'euros par an (70%) sont nécessaires pour le système "storage & send out", plus 6,6 millions d'euros par an (30%) pour la gestion de la phase d'acquisition, ce qui donne un coût de fonctionnement annuel total de 22,2 millions d'euros.

Figure 157: Répartition des macro-catégories de coûts d'exploitation pour la construction d'une installation PTS côtière "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

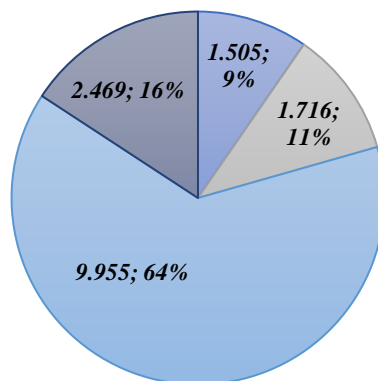


■ **LNG Storage & Send-Out TOTAL OPEX**
 ■ **LNG Supply Chain TOTAL OPEX**

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Par rapport aux coûts de fonctionnement annuels de la phase " storage & send out ", Figure 158 le coût prépondérant est celui de l'énergie et des autres services publics (energy & other utilities cost), qui représente 64% du coût total de " storage & send out " (9,95 millions d'euros), tandis que le coût de la main d'œuvre (labor cost) est le poste de coût le moins important, 1,5 millions d'euros (9%) millions d'euros (minimum 24 employés). Le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) et les coûts administratifs (GSA&insurances cost), y compris les coûts de " safety " et d'assurance, sont respectivement de 1,716 millions d'euros (11%) et de 2,46 millions d'euros (16%).

Figure 158: Répartition des micro-catégories de coûts de fonctionnement "storage & send out" pour la construction d'une installation PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

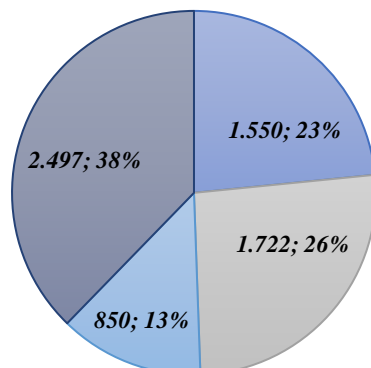


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts de fonctionnement annuels absolus de cette solution inhérents à la chaîne d'approvisionnement en GNL (LNG supply chain cost), Figure 159, le coût administratif (GSA&insurances cost), y compris les coûts de " safety " et d'assurance, semble représenter 38% de la dépense totale, 2,49 millions d'euros (minimum 25 employés), tandis que, le coût pour l'énergie et les autres services publics (energy & other utilities cost) semble être le poste de dépense le moins important, 0,85 million d'euros (13%). Le coût du travail (labor cost) de la chaîne d'approvisionnement de cette solution technologique est d'environ 25 % du coût total de fonctionnement de l'approvisionnement, soit 1,55 million d'euros (minimum 25 employés). Le coût de la maintenance et des services techniques (maintenance & technical services cost) est de 1,722 million d'euros (26%).

Figure 159: Répartition des micro-catégories de "supply chain cost" pour la construction d'une installation PTS terminal côtier "primaire" à pression atmosphérique ; valeurs absolues en milliers d'euros

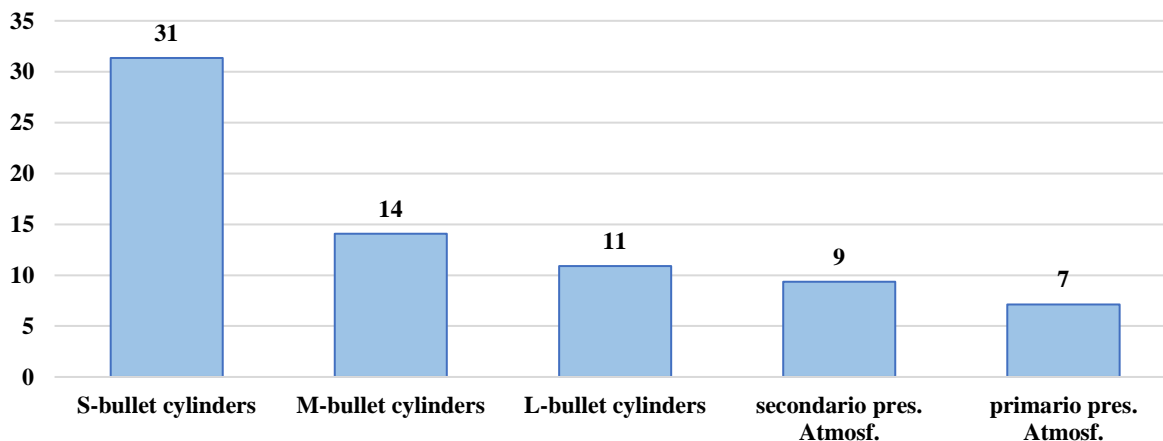


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Source: Nt. élaboration à partir du report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Le coût OPEX par mètre carré de la capacité annuelle totale de l'installation, y compris les coûts logistiques, est donc de 7 euros par m³ (22,26 millions d'euros divisés par 3 120 000 m³ de capacité annuelle totale), soit 30 % de moins que la solution du terminal "secondaire" à la pression atmosphérique et 50 % de moins que la solution des "long bullet cylinders" (Figure 160).

Figure 160: Coût OPEX par mètre carré de capacité par an ; small/mid/Long bullet cylinders terminal, terminal "secondaire" et "primaire" à la pression atmosphérique



4.3.6 Analyse comparative des options de PTS

Aux fins de l'évaluation comparative des options PTS, les variables techniques et opérationnelles ayant le plus grand impact sur les profils économiques de ces options ont d'abord été identifiées (voir Tableau 16). Les variables techniques/opérationnelles examinées sont donc les suivantes:

- ✓ Capacité moyenne des réservoirs

- ✓ Nombre de réservoirs/citernes remplis par jour
- ✓ Temps de ravitaillement du conteneur/citerne
- ✓ Capacité annuelle maximale du système de soutage ; dépend des trois variables ci-dessus
- ✓ Système de chaîne logistique.

Tableau 16: Profils technico-opérationnels pertinents pour l'analyse économique et financière des différentes options d'investissement liées à la solution technologique de soutage de type PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" " à Pression Atmosphérique
Capacité moyenne du réservoir (m ³)	640-1.000	9.000-10.000	20.000	20.000	50.000
Capacité d'envoi (m/h ³)	80-100	1.000	n.a	n.a	n.a
Longueur des tuyaux de soutirage (m)	250	1.000	1000	1.000	1.000
Terrain (m ³)	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000
Nombre de véhicules nécessaires pour le ravitaillement en carburant du réservoir par semaine	16 ISO container/1 bagre 500-1000 m ³	2 navires feeder da 7.500 m ³	2 navires feeder da 15.000 m ³	2 navires feeder da 15.000 m ³	2 navires feeder da 30.000 m ³
Capacité annuelle MAX (m³)	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000
ISO container	19				
Navire feeder (7.500 m ³)		1			
Navire feeder (15.000 m ³)			1	1	
Navie feeder (30.000 m ³)					1
Nombre de véhicules nécessaires pour l'approvisionnement hebdomadaire de la chaîne logistique	19	1	1	1	1

Source: Assocstieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI et Enterprise Shipping Agency Srl/UNICA-CIREM

Contrairement aux options TTS, les options PTS ont une faible flexibilité opérationnelle, mais au contraire une très grande capacité, allant de systèmes avec une capacité de réservoir de 1 000 m³ (terminal GNL côtier "small bullet cylinders") et une capacité de production annuelle de 233 000 m³, à des solutions avec une capacité de réservoir de 50 000 m³ (terminal GNL côtier "primaire" à pression atmosphérique) et une capacité de production annuelle de 3 120 000 m³. En détail, la capacité annuelle des usines de PTS dérive du produit de la capacité moyenne des réservoirs des installations et de la fréquence annuelle de leur ravitaillement (nombre de véhicules pour le ravitaillement quotidien multiplié par la capacité des véhicules de ravitaillement pendant 52

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

semaines). Après l'identification des paramètres techniques/opérationnels ayant des répercussions économiques sur les solutions de soutage PTS analysées, comme dans le cas des solutions STS et TTS étudiées, les profils économiques ont été analysés, en se concentrant sur les coûts d'investissement et d'exploitation tels que rapportés et classés par le consultant du projet, Assocostieri srl. Le Tableau 17 présente les données relatives au coût global des investissements en termes absolus pour chaque solution de PTS, tandis que le Tableau 18 indique le coût annuel des investissements par unité de capacité annuelle des installations, en considérant une durée de vie économique utile des terminaux PTS de 30 ans.

Tableau 17: Coût total CAPEX des solutions de soutage PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" " à Pression Atmosphérique
Coûts de la construction de l'installation de stockage du GNL IN/OUT	3.283.000	33.143.000	67.315.000	31.635.000	62.852.000
Coûts de la construction de l'installation de transfert (out) de GNL	1.898.000	8.040.000	8.415.000	8.415.000	9.165.000
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	1.212.150	8.427.450	18.859.500	8.257.500	13.802.550
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	4.750.000	35.300.000	61.000.000	61.000.000	86.100.000
Coût total des CAPEX	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 18: Coût CAPEX annuel par m3 de capacité des options de soutage des PTS, durée de vie de 30 ans

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" " à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" " à Pression Atmosphérique
Coûts de la construction de l'installation de stockage du GNL IN/OUT	0,470	1,416	1,438	0,676	0,671
Coûts de la construction de l'installation de transfert (out) de GNL	0,272	0,344	0,180	0,180	0,098
Coûts généraux de l'infrastructure GNL	0,173	0,360	0,403	0,176	0,147
Coûts de la chaîne d'approvisionnement en GNL	0,680	1,509	1,303	1,303	0,920
Coûts CAPEX unitaire total annuel	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Comme pour les deux solutions technologiques analysées précédemment, l'analyse comparative des données communiquées montre que les CAPEX augmentent en valeur absolue à mesure que la taille

de l'installation augmente, d'une manière moins que proportionnelle par rapport à l'évolution de la capacité de ravitaillement de l'installation PTS. Cela se traduit évidemment par des effets d'échelle importants qui déterminent une réduction progressive des CAPEX requis par unité de capacité (il en va évidemment de même si l'on considère les volumes totaux de ravitaillement annuels et si l'on considère les CAPEX annuels).

En particulier, les études empiriques réalisées montrent que le total des CAPEX pour un "terminal costiero di GNL small bullet cylinders (1 000 m³ de réservoir)" est égal à 11,1 millions d'euros alors que l'investissement pour un terminal côtier de GNL à pression atmosphérique primaire (50 000 m³ de réservoir)" est égal à 171 millions d'euros. Par rapport à une augmentation de 14 fois des CAPEX, la capacité de stockage et de soutage du GNL est multipliée par 50.

L'effet des économies d'échelle de l'installation est plus visible si l'on considère le rapport entre l'investissement annuel total requis et la capacité annuelle du navire (Tableau 18). En effet, en considérant une durée de vie utile des installations PTS de 30 ans, le coût d'investissement annuel par m³ de capacité de production annuelle passe de 1,59 euro par m³ de la solution "terminal GNL côtier "small bullet cylinders (1 000 m³ de réservoir)" à 1,8 euro par m³ de la solution "terminal GNL côtier "primaire" à pression atmosphérique (50 000 m³ de réservoir)", avec une augmentation de 16% par rapport à une augmentation de la capacité de production annuelle de plus de 1 200%.

En ce qui concerne les coûts OPEX, le Tableau 19 présente les données relatives aux coûts d'exploitation annuels en termes absolus pour chaque option de type STP, tandis que le Tableau 20 indique le coût OPEX annuel par unité de capacité annuelle de l'installation.

Tableau 19: Coût OPEX annuel pour les solutions de soutage PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" " à Pression Atmosphérique
LNG - BUNKERING TYPE					
Coûts du travail	980.000	1.505.000	1.850.000	1.505.000	1.505.000
Coûts de la maintenance et des services techniques	128.000	992.000	1.892.000	966.000	1.716.000
Coûts de l'énergie et des autres services publics	743.500	2.488.750	4.977.250	4.977.250	9.954.750
Coûts de l'administration générale, de la sûreté et des assurances	618.000	1.744.500	2.817.000	1.718.500	2.468.500
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	2.469.500	6.730.250	11.536.250	9.166.750	15.644.250
Coûts du travail	2.855.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
Coûts de la maintenance et des services techniques	95.000	706.000	1.220.000	1.220.000	1.722.000
Coûts de l'énergie et des autres services publics	364.000	511.599	680.609	680.609	849.618
Coûts de l'administration générale, de la sûreté et des assurances	1.522.500	1.481.000	1.995.000	1.995.000	2.497.000
Coûts de la supply chain du GNL	4.836.500	4.248.599	5.445.609	5.445.609	6.618.618
Coût total d'exploitation	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 20: Coût OPEX annuel par m³ de capacité annuelle de l'installation pour les solutions de soutage de type PTS

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders "	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders "	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders "	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" à Pression Atmosphérique
LNG - BUNKERING TYPE					
Coûts du travail	4,21	1,93	1,19	0,96	0,48
Coûts de la maintenance et des services techniques	0,55	1,27	1,21	0,62	0,55
Coûts de l'énergie et des autres services publics	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Coûts de l'administration générale, de la sûreté et des assurances	2,65	2,24	1,81	1,10	0,79
Coût d'exploitation de l'infrastructure de soutage du GNL	10,60	8,63	7,40	5,88	5,01
Coûts du travail	12,25	1,99	0,99	0,99	0,50
Coûts de la maintenance et des services techniques	0,41	0,91	0,78	0,78	0,55
Coûts de l'énergie et des autres services publics	1,56	0,66	0,44	0,44	0,27
Coûts de l'administration générale, de la sûreté et des assurances	6,53	1,90	1,28	1,28	0,80
Coûts de la supply chain du GNL	20,76	5,45	3,49	3,49	2,12
Coût d'exploitation unitaire total annuel	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

En ce qui concerne les coûts d'exploitation, les avantages liés aux économies d'échelle de l'installation de type PTS sont également évidents. Les données présentées dans le Tableau 20 suggèrent qu'à mesure que la taille de l'installation de stockage et de soutage de GNL augmente, les coûts d'exploitation du système de "stockage et de transfert" et d'approvisionnement augmentent moins que proportionnellement à l'augmentation de la taille de l'installation, tandis que le poste "coûts de main-d'œuvre" diminue à mesure que l'installation se développe en raison du plus grand niveau d'automatisation de la technologie.

En raisonnant en termes pondérés, sur la base de la capacité annuelle de l'installation, on constate que les coûts d'exploitation annuels diminuent de près de 80% en passant de la technologie des terminaux côtiers de GNL "small bullet cylinders" (1 000 m³ de réservoir) à la technologie des terminaux côtiers de GNL à pression atmosphérique "primaire" (50 000 m³ de réservoir), passant de 31,36 euros par m³ à 7,14 euros par unité de gaz produite.

Enfin, le Tableau 21 et le Tableau 22 montrent respectivement les valeurs de coût total en termes absolus, en considérant la première année d'activité (CAPEX total + OPEX annuel), et les valeurs de coût total annuel (CAPEX annuel + OPEX annuel) par unité de capacité annuelle des centrales PTS.

Tableau 21: Coût total (total CAPEX + OPEX annuel) des technologies de soutage du STP, première année de fonctionnement

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" à Pression Atmosphérique
CAPEX	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550
OPEX ANNUEL	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868
COÛT TOTAL I ANNEE	18.449.150	95.889.299	172.571.359	123.919.859	194.182.418

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 22: Coût annuel total (CAPEX par an + OPEX par an) par m3 de capacité de production des technologies de soudage de PTS ; durée de vie utile 30 ans

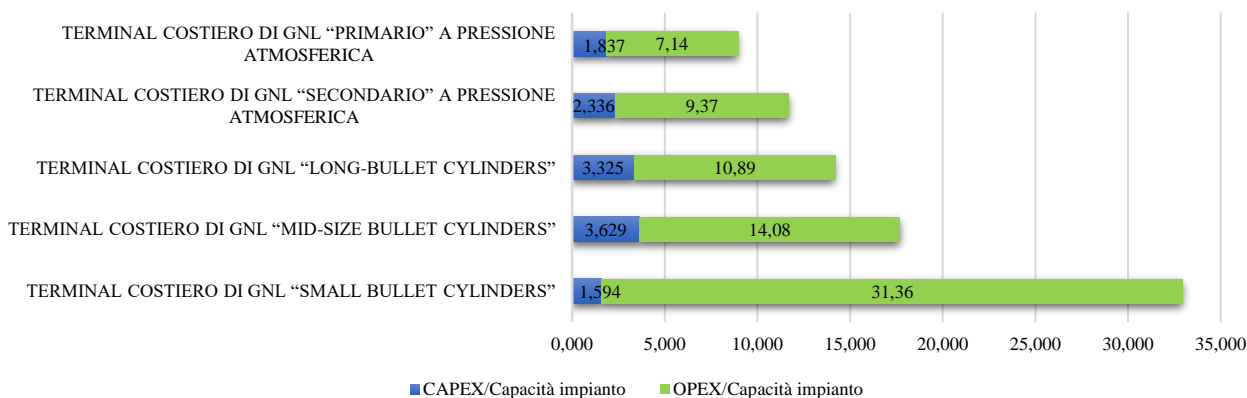
LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	Terminal côtier de GNL "Secondaire" à Pression Atmosphérique	Terminal côtier de GNL "Primaire" à Pression Atmosphérique
CAPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837
OPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14
COÛT TOTAL ANNUEL/ Capacité de l'installation	32,95	17,70	14,21	11,70	8,97

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

En termes absolus, en passant de la technologie des terminaux GNL côtiers "small bullet cylinders" (1 000 m3 de réservoir) à la technologie des terminaux GNL côtiers "primaires" à pression atmosphérique (50 000 m3 de réservoir), la variation du coût total global en termes absolus (total CAPEX + OPEX annuel) est de l'ordre de 9,5x, contre une variation de la capacité annuelle de l'ordre de 12x et de la capacité de stockage de 49x.

D'autre part, en prenant en considération la valeur du coût annuel total (CAPEX annuel + OPEX annuel) pondéré pour la capacité annuelle de l'installation (Figure 161), en passant de la technologie des terminaux GNL côtiers "small bullet cylinders" (1 000 m3 de réservoir) à la technologie des terminaux GNL côtiers "primaires" à pression atmosphérique (50 000 m3 de réservoir), la variation en pourcentage du coût unitaire total par unité de gaz produit par l'installation est de -75%, passant de 32,95 à 8,97 euros par m3 de gaz produit par an.

Figura 161: Coût annuel total par m3 de capacité de production des technologies PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

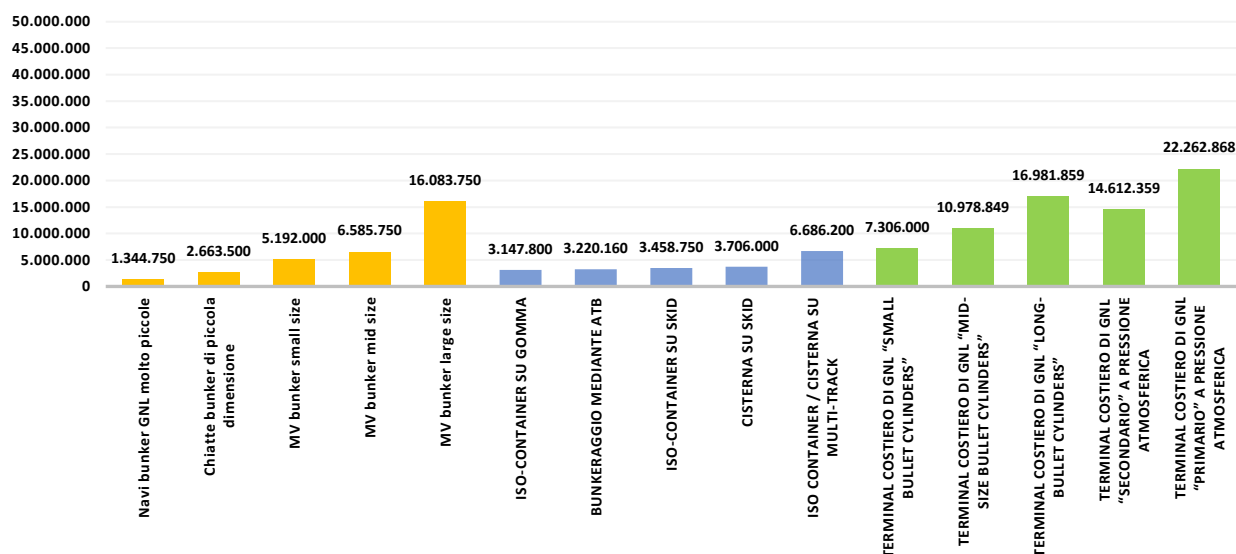
4.4 Comparaison des coûts OPEX-CAPEX des différentes solutions de soutage de GNL analysées

Après avoir traité individuellement les profils économiques des coûts des différentes solutions de soutage de GNL analysées, cette section compare les différents profils de coûts économiques des modes étudiés, en mettant l'accent sur les coûts annuels en termes absolus et sur les coûts annuels pondérés par la capacité annuelle des installations, ce dernier point étant essentiel aux fins de l'analyse "mark-up multi scenario" effectuée dans le paragraphe suivant.

Comme pour chaque mode individuel, l'analyse comparative des coûts des différents modes analysés a été effectuée sur les coûts d'exploitation, les coûts d'investissement et les coûts totaux.

Par rapport au total des coûts d'exploitation annuels en termes absolus des différentes technologies, y compris les coûts d'approvisionnement, comme indiqué à la Figure 162, il apparaît que les technologies du PTS sont les plus "capital intensive", caractérisées par une plus grande taille des installations, une capacité globale de prestation de services plus élevée, un niveau technologique de référence élevé et des coûts plus élevés liés aux activités de maintenance ordinaire, en plus de coûts de personnel plus élevés en raison du nombre de personnes travaillant sur la technologie, comme indiqué au Tableau 23. En outre, étant donné la complexité technologique de ces usines à forte intensité énergétique et leur taille, qui est beaucoup plus importante que celle des solutions STS et PTS, le coût de l'énergie et des autres services publics est très important. Au contraire, la solution qui, en termes absolus, peut être achetée et exploitée à un coût annuel inférieur par rapport aux technologies analysées, est celle de la TTS, qui nécessite un nombre d'employés inférieur aux autres et un degré de maintenance limité.

Figure 162: Coûts OPEX annuels des solutions de soutage de GNL du type STS-TTS-PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Tableau 23: Composition du personnel nécessaire à l'exploitation des technologies STS-TTS-PTS

		ISO-CONTAINER SU GOMMA	BUNKERAGGI O MEDIANTE ATB	ISO-CONTAINER SU SKID	CISTERNA SU SKID	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	Navi bunker GNL molto piccola	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Personnel	Total	10	10	10	10	10	15	24	30	24	24	7	13	25	25	25
	Directeur/Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Assist.Manager/Officier	n	1	1	1	1	2	3	3	3	3	2	4	8	8	8
	Travail posté/équipage	n	6	6	6	6	10	15	20	15	15	4	8	16	16	16
	Travail diurne	n	2	2	2	2	2	5	6	5	5	0	0	0	0	0
Personnel- Chaîne logistique	Totale	21	21	24	27	60	60	25	25	25	25	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Directeur/Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Assist.Manager/Officier	n	2	2	2	2	2	8	8	8	8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Pilotes/équipage	n	18	18	21	24	57	16	16	16	16	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Néanmoins, le raisonnement en termes absolus ne tient pas compte des différentes tailles des installations, et en particulier de leurs différentes capacités de production.

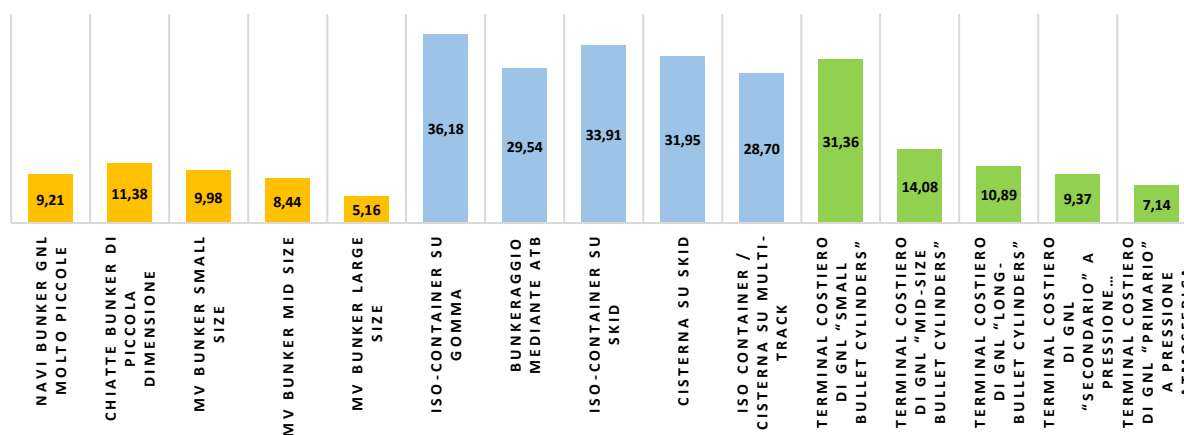
Par conséquent, si l'on considère les coûts d'exploitation annuels pondérés par la capacité annuelle de l'installation, Figure 163, il apparaît que la technologie TTS est la moins efficace d'un point de vue économique, en raison de la productivité plus faible de l'usine en termes de capacité annuelle maximale, qui est de l'ordre de 5-50 % par rapport aux autres modes. En fait, les options de soutage du TTS ont un indice de coût d'exploitation annuel par capacité annuelle de l'usine de 28 à 36 euros par m³.

L'option la plus efficace d'un point de vue opérationnel est plutôt l'option STS qui présente la meilleure performance par rapport aux volumes de GNL déplacés sur OPEX encourus par an, soit 5-11 euros par m³.

Les options PTS, qui sont en termes absolus celles dont l'intensité des coûts d'exploitation est la plus élevée, présentent au contraire un indice OPEX annuel sur la capacité annuelle des installations de 7 à 31 euros par m³, pouvant ainsi être comparées du point de vue des coûts d'exploitation aux solutions

STS, à l'exclusion de la technologie "terminal côtier GNL small bullet cylinders" qui, compte tenu de la capacité annuelle réduite, est plus conforme aux solutions TTS..

Figure 163: Coûts OPEX annuels par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL du type STS-TTS-PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

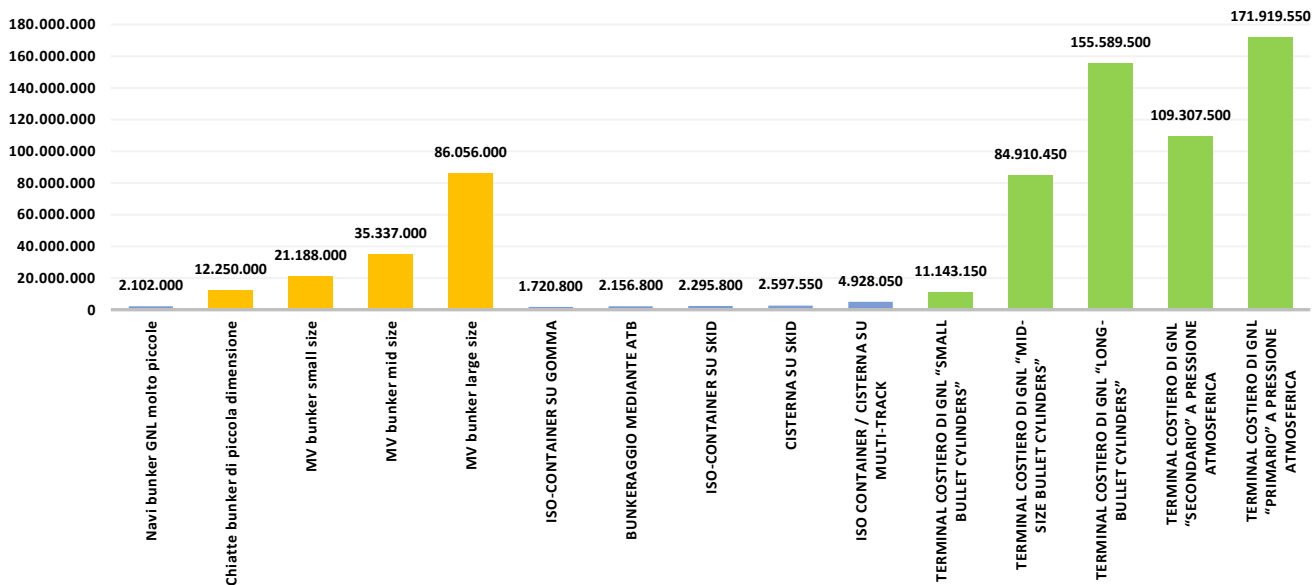
De même que ce qui a été rapporté pour les coûts d'exploitation annuels, en prenant en considération les coûts d'investissement des différentes solutions de soutage du GNL analysées, y compris les coûts d'investissement pour l'acquisition de technologies, comme le montre la Figure 164, il apparaît qu'en termes absolus d'investissement total, les technologies PTS sont celles pour lesquelles un investissement initial plus élevé est nécessaire.

Au contraire, les solutions TTS sont celles qui nécessitent le moins de capital initial, compte tenu de leur niveau technologique et de leur dimensionnement limités.

Il en va de même pour les CAPEX annuels pondérés par la capacité de production annuelle des installations, variable calculée sur la base d'une durée de vie utile de 25 ans pour les solutions STS, de 20 ans pour les solutions TTS et de 30 ans pour les solutions PTS.

En prenant en considération les valeurs des coûts CAPEX en termes pondérés, il est particulièrement intéressant de noter la variance plus faible entre eux par rapport à la variance enregistrée entre les valeurs CAPEX en termes absolus des différentes technologies analysées. En prenant comme exemple les solutions ayant la plus grande capacité de production des trois modalités analysées, le "MV bunker large size" pour la solution STS, le "ISO Container/Tanker on multi track" pour la solution TTS et le "primary coastal terminal at atmospheric pressure" pour la solution PTS, en regardant les valeurs absolues et le coût total CAPEX, il est possible de remarquer un coût d'investissement de la solution PTS de plus de 441x par rapport à celui de la solution TTS. En outre, en prenant toujours comme référence le coût absolu et total des investissements de la solution PTS en objet (terminal côtier primaire à la pression atmosphérique) par rapport à la solution STP (ISO Container/Citerne sur multi track), l'augmentation de coût est de 1x.

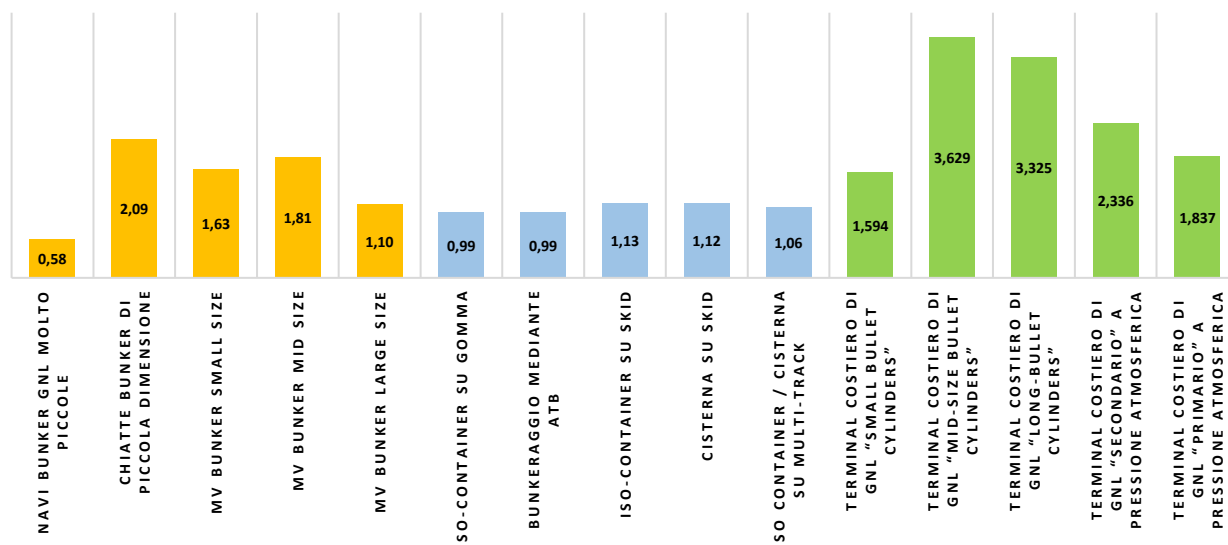
Figure 164: Coûts CAPEX totaux des solutions de soutage de GNL STS-TTS-PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Suivant la même logique par rapport aux CAPEX annuels pondérés pour les capacités de production annuelles des installations, Figure 165 les pourcentages tombent à 66% dans le cas de la solution PTS "terminal côtier primaire à pression atmosphérique" par rapport à la solution STS "MV bunker large size", de 1,10 à 1,83 euro par m³ de capacité annuelle de l'installation, et 70% par rapport à la solution PTS en question par rapport à la solution STS "ISO Container/Tanker sur multi track", de 1,06 à 1,83 euro par m³ de capacité annuelle de l'installation. En outre, compte tenu de la variation en pourcentage de 2 000 % du coût d'investissement absolu et global de la solution "MV bunker large size" par rapport à la solution "ISO Container/Citerne sur multi track", il apparaît que le différentiel en pourcentage des CAPEX annuels en termes de capacité de production annuelle pondérée entre les deux installations susmentionnées est réduit de 2 000 % à 4 %.

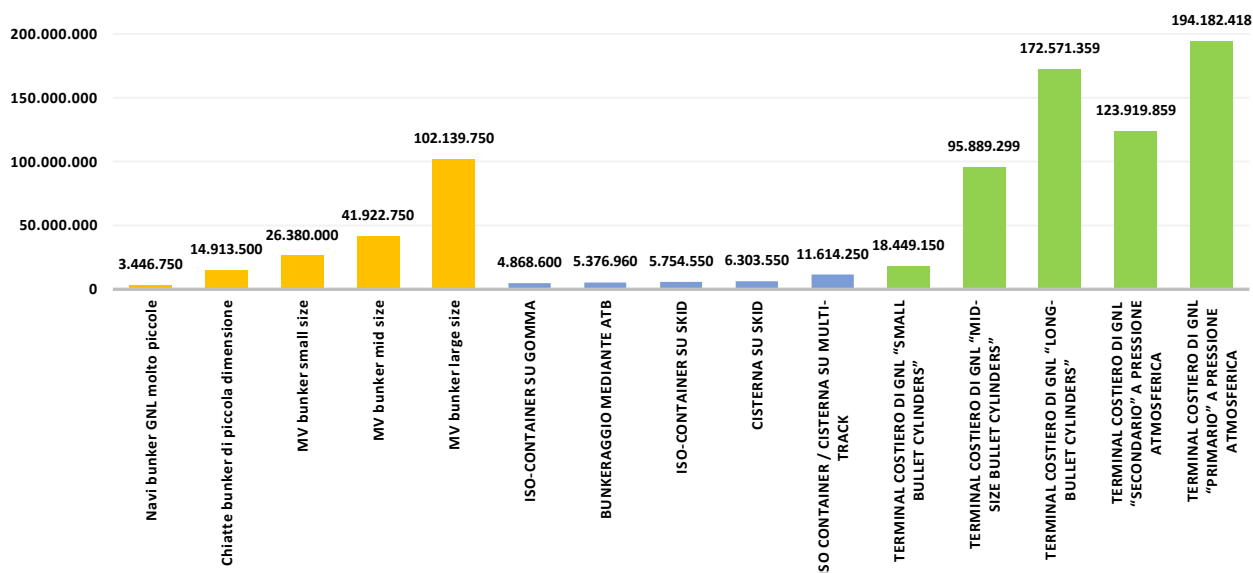
Figure 165: Coûts CAPEX annuels par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

D'après ce qui a été rapporté jusqu'à présent, il est clair que les coûts totaux en termes absolus (CAPEX total + OPEX annuel) des technologies de soutage du GNL de type PTS sont de loin les plus élevés, suivis par les technologies STS et TTS, comme le montre la Figure 166.

Figure 166: Coûts totaux (total CAPEX + OPEX annuel) des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS

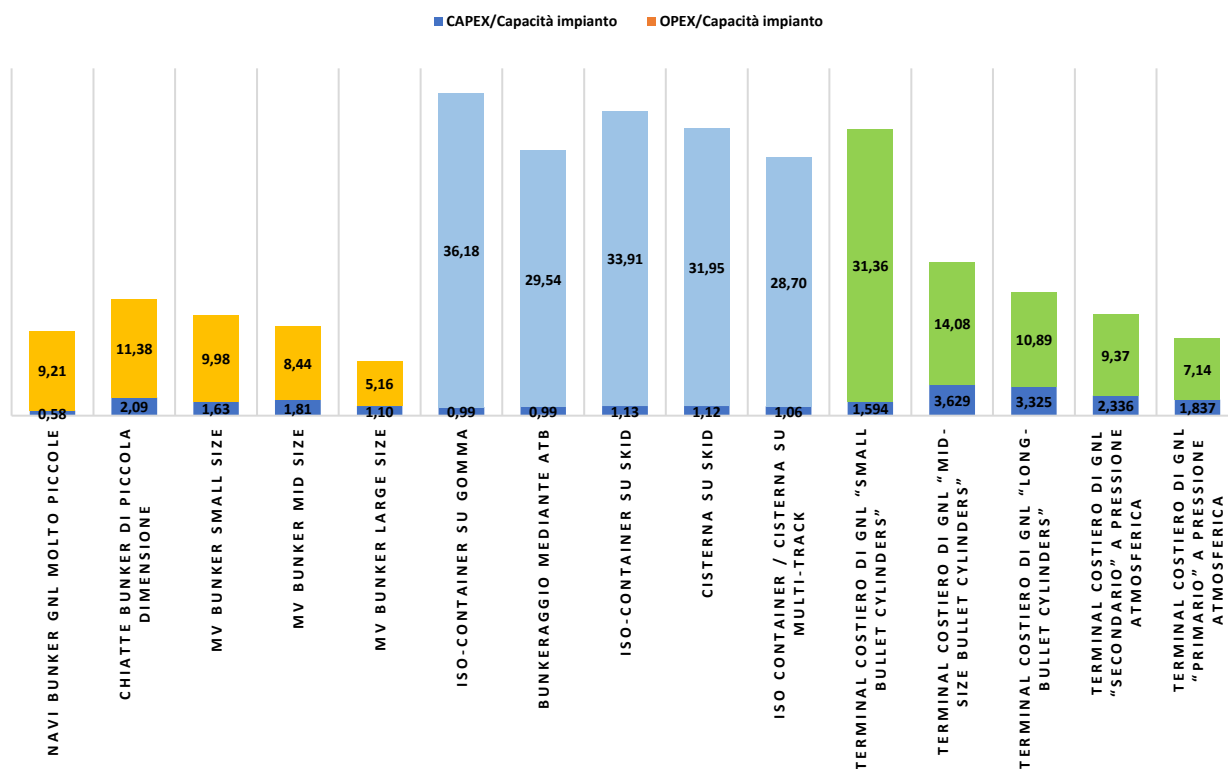


Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

Néanmoins, comme nous l'avons déjà souligné en traitant individuellement les coûts d'investissement et d'exploitation, en termes de coût annuel pondéré par capacité de production et comme le montre la

Figure 167, les coûts totaux annuels (CAPEX annuel + OPEX annuel) pondérés sont plus élevés pour la solution TTS, solution qui présente les coûts totaux les plus faibles en termes absolus mais aussi les niveaux de capacité de production annuelle les plus bas. Le coût annuel total pondéré en fonction de la capacité se situe donc entre 30 et 37 euros par m³, tandis que la solution STS est la plus performante avec un coût annuel total pondéré en fonction de la capacité compris entre 6 et 13,5 euros par m³. Les données relatives au coût annuel total des options PTS sont similaires à celles des solutions STS, à l'exclusion de la solution "terminal côtier GNL small bullet cylinders", bien qu'il soit évident que les investissements dans les technologies PTS nécessitent un investissement initial nettement plus élevé, ce qui implique un coût annuel total en termes de m³ de capacité de production annuelle des usines légèrement supérieur à celui des solutions STS, compris entre 9 et 33 euros par m³.

Figure 167: Coûts annuels totaux (CAPEX annuel + OPEX annuel) par unité de capacité de production des solutions de soutage de GNL de type STS-TTS-PTS



Source: Nt. élaboration à partir des données Assocostieri Srl/UNIGE-CIELI

5. Analyse mark up multi-scenario

Après l'analyse comparative des différentes solutions de soutage du GNL, une analyse "Mark up multi-scénario" a été réalisée afin d'identifier d'autres indicateurs économiques et financiers possibles capables d'exprimer une première évaluation générale des projets d'investissement relatifs à la construction et à la gestion des infrastructures de soutage/stockage du GNL dans les ports qui impliquent l'utilisation de technologies spécifiques.

Cette analyse a été réalisée sur la base d'hypothèses multiscénarios sur le prix de vente des services de soutage du GNL, ce qui a permis de dresser des tableaux de flux de trésorerie pour les investissements dans les différentes solutions de soutage du GNL étudiées. La base de données sur laquelle cette enquête a été menée est représentée en premier lieu par les coûts unitaires annuels totaux par mètre cube de GNL des différentes solutions étudiées, indiqués dans Tableau 24.

Tableau 24: Coûts annuels d'exploitation et d'investissement par m3 de capacité de production des différentes solutions de soutage du GNL analysées

	CAPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	OPEX ANNUEL/ Capacité de l'installation	COÛT ANNUEL TOTAL / Capacité de l'installation
Navi Bunker GNL très Petites	€ 0,58	€ 9,21	€ 9,79
Péniches Bunker de Petite dimension	€ 2,09	€ 11,38	€ 13,48
MV Bunker Small Size	€ 1,63	€ 9,98	€ 11,61
MV Bunker Mid Size	€ 1,81	€ 8,44	€ 10,26
MV Bunker Large Size	€ 1,10	€ 5,16	€ 6,26
Iso-Container par Route	€ 0,99	€ 36,18	€ 37,17
Bunkeraggio à travers Atb	€ 0,99	€ 29,54	€ 30,53
Iso-Container Sur Skid	€ 1,13	€ 33,91	€ 35,03
Citerne Sur Skid	€ 1,12	€ 31,95	€ 33,07
Iso Container / Citerne Sur Multi-Track	€ 1,06	€ 28,70	€ 29,75
Terminal Côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	€ 1,59	€ 31,36	€ 32,95
Terminal Côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	€ 3,63	€ 14,08	€ 17,70
Terminal Côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	€ 3,32	€ 10,89	€ 14,21
Terminal Côtier de GNL "Secondaire" A Pression Atmosphérique	€ 2,34	€ 9,37	€ 11,70
Terminal Côtier de GNL "Primario" A Pression Atmosphérique	€ 1,84	€ 7,14	€ 8,97

Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

En plus de ces données de coûts, il a été nécessaire d'étudier, afin d'identifier la fourchette de prix finale du service de soutage de GNL qui permettrait la formulation des tableaux de flux de trésorerie

relatifs pour les investissements dans les différentes options technologiques de soutage de GNL analysées, le coût variable d'achat par m³ de GNL, qui nous a permis d'obtenir le coût total par m³ de capacité de production annuelle, y compris le coût variable par m³ de matière première, en supposant l'utilisation maximale des installations selon les hypothèses formulées au paragraphe 4 du présent rapport.

Par souci de simplification, un coût d'achat du GNL en m³ constant a également été pris en compte pour toutes les technologies étudiées, quel que soit le volume de GNL acheté et géré par l'infrastructure. Il s'agit évidemment d'une hypothèse irréaliste et en tout cas triviale, mais indispensable en raison du niveau de complexité déjà élevé associé aux processus d'estimation et d'évaluation réalisés dans le cadre des activités techniques T2.3 du projet TDI RETE-GNL.

Comme approximation du coût variable par m³ de matière première de GNL, comme indiqué par le partenaire du projet OTC (et son consultant externe) dans le rapport "Outil de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de soutage/stockage de GNL", le prix des 5 dernières années du PEG Nord LNG a été pris comme référence, c'est-à-dire le prix du GNL négocié au point d'échange de gaz (PEG Nord), communément appelé PEG Nord, qui est l'un des trois points d'échange virtuels pour la vente, l'achat et l'échange de gaz naturel et de GNL en France.

Le 6 août, il est apparu que 1 m³ de GNL dans le PEG Nord Hub s'échangeait à 7 € par MWh¹¹. Si l'on considère que 1 m³ de GNL équivaut à 6,933 MWh, le prix en août 2020 était de près de 50 € par m³. Ce prix est historiquement très bas, en raison de la réduction de la consommation et de la baisse consécutive des prix des matières premières énergétiques par rapport à la pandémie de COVID19, et n'est donc pas représentatif du prix réel du marché et du prix futur éventuel de cette matière première.

Par conséquent, comme l'a également décidé le groupe de travail OTC, le groupe de travail ESA srl a choisi d'utiliser comme approximation du prix d'achat par m³ de GNL, le prix moyen du PEG des 5 dernières années, qui est de 20€/MWh. À des fins prudentielles, il a également été décidé d'ajouter un supplément de sécurité de 2 euros par MWh (GNL = PEG + 2€/MWh).

En conclusion, en utilisant un prix par m³ de GNL de 22 euros par MWh, la valeur marchande du m³ de GNL s'est avérée être de 150 euros par m³.

Après avoir identifié ce chiffre, il a été possible d'estimer le coût annuel total par m³ de capacité de production annuelle des technologies de soutage de GNL analysées en incluant le coût variable de la matière première, qui est essentiel pour réaliser l'analyse "mark up multi scénario" comme paramètre pour identifier la fourchette de prix finale du service de soutage de GNL. Le coût total par m³ de chaque technologie de soutage de GNL analysée est indiqué ci-dessous, Tableau 25 et Figure 168.

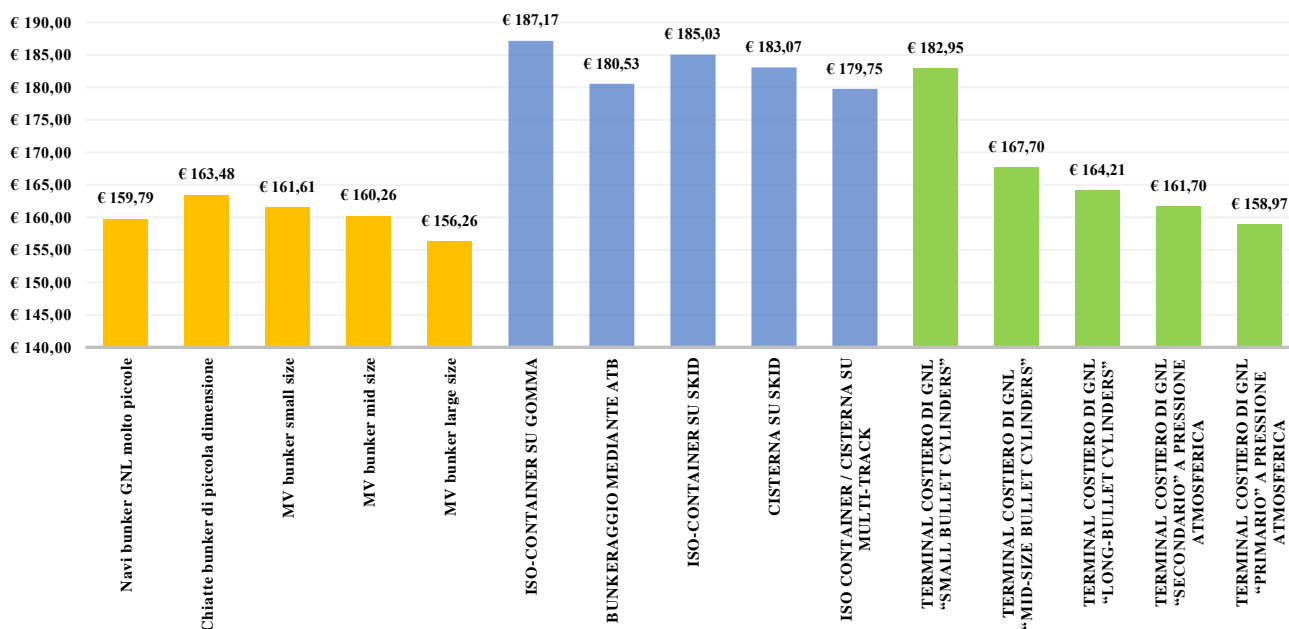
¹¹ L'abréviation MWh, qui signifie mégawattheure (MWh), est une unité d'énergie dérivée, définie comme l'énergie totale fournie lorsqu'une puissance d'un million de watts (W) est maintenue pendant une heure (h).

Tableau 25: Coût annuel total par m³ de capacité de production, y compris le coût variable de la matière première, des différentes solutions de soutirage de GNL analysées

	CAPEX ANNUO + OPEX ANNUO/ Capacité impianto	Costo per m ³ di GNL acquistato	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacité impianto
Navi Bunker GNL très Petites	€ 9,79	€ 150,00	€ 159,79
Péniches Bunker de Petite dimension	€ 13,48	€ 150,00	€ 163,48
MV Bunker Small Size	€ 11,61	€ 150,00	€ 161,61
MV Bunker Mid Size	€ 10,26	€ 150,00	€ 160,26
MV Bunker Large Size	€ 6,26	€ 150,00	€ 156,26
Iso-Container par Route	€ 37,17	€ 150,00	€ 187,17
Bunkeraggio à travers Atb	€ 30,53	€ 150,00	€ 180,53
Iso-Container Sur Skid	€ 35,03	€ 150,00	€ 185,03
Citerne Sur Skid	€ 33,07	€ 150,00	€ 183,07
Iso Container / Citerne Sur Multi-Track	€ 29,75	€ 150,00	€ 179,75
Terminal Côtier de GNL "Small Bullet Cylinders"	€ 32,95	€ 150,00	€ 182,95
Terminal Côtier de GNL "Mid-Size Bullet Cylinders"	€ 17,70	€ 150,00	€ 167,70
Terminal Côtier de GNL "Long-Bullet Cylinders"	€ 14,21	€ 150,00	€ 164,21
Terminal Côtier de GNL "Secondaire" A Pression Atmosphérique	€ 11,70	€ 150,00	€ 161,70
Terminal Côtier de GNL "Primario" A Pression Atmosphérique	€ 8,97	€ 150,00	€ 158,97

Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI et OTC P4

Figure 168: Coût annuel total par m³ de capacité de production, y compris le coût variable de la matière première



Source: Nt. élaboration à partir report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI et OTC P4

En ce qui concerne les solutions STS, le coût total du service de soutage, y compris l'achat de la matière première GNL, se situe entre 156,26 et 163,48 euros par m³ ; pour les solutions TTS, la fourchette va de 179,75 à 185,17 euros par m³ et pour les solutions PTS de 158,97 à 182,95 euros par m³ de capacité de production annuelle de l'installation.

En procédant de cette manière, après avoir identifié le coût variable par m³ de matière première, une analyse multiscénario a été réalisée sur la base des trois niveaux de marge suivants, basés sur ce coût:

- ✓ scénario low: Prix final du service = Coût total des matières premières + 10% (165 euros par m³)
- ✓ scénario de base : Prix final du service = Coût total des matières premières + 20% (180 euros par m³)
- ✓ scénario haut : Prix final du service = Coût total des matières premières + 30% (195 euros par m³)

Après la définition des trois différents scénarios, après avoir identifié la fourchette de prix finale hypothétique du service de soutage de GNL, l'analyse des flux de trésorerie actualisés (DCFA - Discounted Cash Flow Analysis) qui sous-tend chacune des hypothèses d'investissement dans les installations de soutage de GNL analysées a été réalisée.

À cette fin, outre l'hypothèse d'une utilisation maximale des installations et d'un coût constant pour l'achat de la matière première indépendant des volumes achetés, 5 hypothèses de fonctionnement ont été établies comme base pour les tableaux des flux de trésorerie élaborés pour chaque solution de soutage de GNL étudiée, énumérées et expliquées ci-dessous :

- ✓ un taux d'inflation de 2 % par an ;
- ✓ la durée de vie économique des technologies : STS = 25 ans ; TTS = 20 ans ; PTS = 30 ans ;
- ✓ Pas d'opérations de maintenance extraordinaires (hypothèse extrêmement simplificatrice) ;
- ✓ Valeur finale de l'infrastructure égale à 0 (les analyses futures devraient plutôt considérer le risque probable d'avoir une valeur finale négative de l'infrastructure en raison des coûts de son démantèlement) ;
- ✓ Coût pondéré du capital (WACC) = 5,77% (voir détails ci-dessous);

Le taux d'inflation de 2% par an, c'est-à-dire le taux d'intérêt appliqué à l'évolution future des coûts/recettes et non le taux d'inflation utilisé pour calculer le taux d'actualisation, a été appliqué pour décrire l'effet de l'obsolescence technologique et l'effet du développement des systèmes économiques.

En fait, il a été supposé qu'à partir de la sixième année de vie des installations, les coûts d'exploitation augmentent du fait que les technologies de soutage du GNL commencent à nécessiter plus de maintenance et de main-d'œuvre.

En outre, comme l'indique la BCE, le taux d'inflation de 2 % par an décrit un système économique en développement, et l'on suppose donc que les matériaux utilisés pour l'entretien, la réparation et le remplacement, principalement des pièces métalliques, augmenteront également leur valeur de revient.

Il convient de noter que le taux d'inflation en question n'a pas été appliqué au coût de la matière première du GNL car, comme décrit, le coût par m³ de GNL acheté est dérivé du coût moyen du PEG LNG au cours des 5 dernières années, qui est à ce jour de +300% par rapport à la valeur actuelle de la matière première du GNL. En outre, étant donné que le prix final est lié au prix d'achat de la matière première, l'application du taux d'inflation au coût de la matière première n'aurait aucune incidence en termes de flux de trésorerie¹²

En outre, dans les tableaux des flux de trésorerie établis pour chaque solution de soutage du GNL étudiée, une valeur finale de l'infrastructure n'a pas été définie, qui, dans le cas des solutions STS, est généralement positive et est donnée soit par la valeur de revente, soit par la valeur de démolition, c'est-à-dire la valeur du fer présent dans l'infrastructure, alors que, pour les solutions PTS et TTS, elle est généralement négative, ce qui implique des coûts de démantèlement de ces technologies à la fin de leur vie économique. Cette hypothèse a été appliquée car le groupe de

¹² C'est pourquoi le taux d'inflation a été appliqué uniquement aux coûts d'exploitation et non aux revenus.

travail ne disposait pas des données sur les coûts de maintenance extraordinaires des technologies en question¹³.

Enfin, afin de développer les modèles de flux de trésorerie et d'estimer la VAN (valeur actuelle nette des flux de trésorerie) des différentes options analysées, il a été nécessaire d'identifier le coût pondéré du capital utilisé (WACC¹⁴).

Grâce à la mise en œuvre des hypothèses décrites dans le présent document et à la mise en place conséquente des modèles de trésorerie visant à identifier la faisabilité économique des solutions de soutage de GNL analysées, les indicateurs économiques et financiers suivants de l'investissement ont été identifiés :

- ✓ ROI de l'investissement : retour sur investissement ;
- ✓ BEP de l'investissement : seuil de rentabilité exprimé en années ;
- ✓ VAN de l'investissement : valeur actuelle nette de l'investissement
- ✓ TIR (taux de rendement interne) de l'investissement : taux de rendement interne de l'investissement

En partant de l'analyse des flux de trésorerie des solutions TTS, Tableau 26, Tableau 27 et Tableau 28, il en ressort que l'investissement n'est économiquement et financièrement rentable qu'en cas de prix de vente du service de soutage de +30% par rapport au coût de la matière première et donc pour un prix de vente final de 195 euros par m3. La seule technologie TTS qui n'est pas rentable à ce prix est le conteneur ISO sur patin, pour lequel une majoration du prix d'achat d'au moins 40 % est exigée.

¹³ Pour les solutions STS étudiées, dans l'arc de leur durée de vie économique, des opérations de maintenance extraordinaires sont généralement prévues tous les 2,5 ans (dry dock costs). Dans le cas spécifique, les hypothèses de valeur finale nulle et de coûts extraordinaires d'entretien égaux à zéro sont partiellement compensées, la valeur finale de l'actif étant positive et consistante..

¹⁴ Le WACC, acronyme de Weighted Average Cost of Capital (coût moyen pondéré du capital), est conçu comme le coût que la société/l'investisseur doit supporter pour obtenir des ressources financières des actionnaires et des tiers prêteurs. Il s'agit d'une moyenne pondérée entre le coût des capitaux propres et le coût de la dette, les "poids" étant représentés par les capitaux propres et la dette financière totale. Ce chiffre est tiré des analyses annuelles effectuées par le professeur Damodaran de l'université d'économie de New York, qui estime le coût du capital pour les investissements dans les infrastructures et les technologies du secteur "maritime" à 5,77%, en supposant un coût des capitaux propres de 10,49%, un coût des capitaux d'emprunt de 3,37%, un levier financier de 47%, un bêta sectoriel de 1,43 et un taux d'inflation attendu de 0,2% pour l'euro et de 1,5% pour le dollar.

Dans le cas présent, puisque le WACC rapporté par Damodaran est exprimé en dollars, pour le convertir en WACC sur une base d'euros, il est nécessaire de multiplier le WACC en dollars par le ratio de l'inflation prévue de l'euro par rapport au dollar.

Le WACC est donc le taux d'actualisation des flux de trésorerie utilisé pour étudier la VAN. Afin de comprendre si un investissement est rentable, nous devons acheter le taux du WACC au taux du TIR; si le taux du TIR est supérieur au WACC, alors l'investissement est rentable.

Tableau 26: Entrées et sorties d'argent de différentes solutions de soutage de GNL de type TTS ; scénario low-base-high

T	ISO-CONTAINER PAR ROUTE				SOUTAGE PAR ATB				ISO-CONTAINER SUR SKID				CITERNE SUR SKID				ISO CONTAINER / CITERNE SUR MULTI-TRACK			
	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)
0	1.721				2.157				2.296				2.598				4.928			
1	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.759	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
2	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.861	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
3	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.963	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
4	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.065	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
5	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.167	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
6	16.261	14.355	15.660	16.965	19.635	17.985	19.620	21.255	19.338	16.830	18.360	19.890	21.180	19.140	20.880	22.620	41.770	38.445	41.940	45.435
7	16.325	14.355	15.660	16.965	19.700	17.985	19.620	21.255	19.510	16.830	18.360	19.890	21.256	19.140	20.880	22.620	41.906	38.445	41.940	45.435
8	16.390	14.355	15.660	16.965	19.767	17.985	19.620	21.255	19.684	16.830	18.360	19.890	21.333	19.140	20.880	22.620	42.045	38.445	41.940	45.435
9	16.457	14.355	15.660	16.965	19.836	17.985	19.620	21.255	19.860	16.830	18.360	19.890	21.411	19.140	20.880	22.620	42.187	38.445	41.940	45.435
10	16.525	14.355	15.660	16.965	19.905	17.985	19.620	21.255	20.037	16.830	18.360	19.890	21.492	19.140	20.880	22.620	42.332	38.445	41.940	45.435
11	16.595	14.355	15.660	16.965	19.976	17.985	19.620	21.255	20.215	16.830	18.360	19.890	21.574	19.140	20.880	22.620	42.480	38.445	41.940	45.435
12	16.666	14.355	15.660	16.965	20.049	17.985	19.620	21.255	20.395	16.830	18.360	19.890	21.657	19.140	20.880	22.620	42.630	38.445	41.940	45.435
13	16.738	14.355	15.660	16.965	20.123	17.985	19.620	21.255	20.576	16.830	18.360	19.890	21.742	19.140	20.880	22.620	42.784	38.445	41.940	45.435
14	16.812	14.355	15.660	16.965	20.198	17.985	19.620	21.255	20.760	16.830	18.360	19.890	21.829	19.140	20.880	22.620	42.941	38.445	41.940	45.435
15	16.887	14.355	15.660	16.965	20.275	17.985	19.620	21.255	20.944	16.830	18.360	19.890	21.918	19.140	20.880	22.620	43.100	38.445	41.940	45.435
16	16.964	14.355	15.660	16.965	20.354	17.985	19.620	21.255	21.131	16.830	18.360	19.890	22.008	19.140	20.880	22.620	43.263	38.445	41.940	45.435
17	17.042	14.355	15.660	16.965	20.434	17.985	19.620	21.255	21.319	16.830	18.360	19.890	22.100	19.140	20.880	22.620	43.430	38.445	41.940	45.435
18	17.122	14.355	15.660	16.965	20.516	17.985	19.620	21.255	21.508	16.830	18.360	19.890	22.194	19.140	20.880	22.620	43.599	38.445	41.940	45.435
19	17.203	14.355	15.660	16.965	20.599	17.985	19.620	21.255	21.700	16.830	18.360	19.890	22.290	19.140	20.880	22.620	43.772	38.445	41.940	45.435
20	17.287	14.355	15.660	16.965	20.684	17.985	19.620	21.255	21.893	16.830	18.360	19.890	22.388	19.140	20.880	22.620	43.949	38.445	41.940	45.435
TOT	333.985	287.100	313.200	339.300	402.059	359.700	392.400	425.100	405.979	336.600	367.200	397.800	434.499	382.800	417.600	452.400	855.299	768.900	838.800	908.700

Source: Nt. élaboration

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

Tableau 27: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type TTS ; scenario low-base-high

T	ISO-CONTAINER PAR ROUTE			SOUTAGE PAR ATB			ISO-CONTAINER SUR SKID			CITERNE SUR SKID			ISO CONTAINER / CITERNE SUR MULTI-TRACK		
	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-1.929	-399	1.131	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
2	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.031	-501	1.029	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
3	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.133	-603	927	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
4	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.235	-705	825	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
5	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.337	-807	723	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
6	-1.906	-601	704	-1.650	-15	1.620	-2.508	-978	552	-2.040	-300	1.440	-3.325	170	3.665
7	-1.970	-665	640	-1.715	-80	1.555	-2.680	-1.150	380	-2.116	-376	1.364	-3.461	34	3.529
8	-2.035	-730	575	-1.782	-147	1.488	-2.854	-1.324	206	-2.193	-453	1.287	-3.600	-105	3.390
9	-2.102	-797	508	-1.851	-216	1.419	-3.030	-1.500	30	-2.271	-531	1.209	-3.742	-247	3.248
10	-2.170	-865	440	-1.920	-285	1.350	-3.207	-1.677	-147	-2.352	-612	1.128	-3.887	-392	3.103
11	-2.240	-935	370	-1.991	-356	1.279	-3.385	-1.855	-325	-2.434	-694	1.046	-4.035	-540	2.955
12	-2.311	-1.006	299	-2.064	-429	1.206	-3.565	-2.035	-505	-2.517	-777	963	-4.185	-690	2.805
13	-2.383	-1.078	227	-2.138	-503	1.132	-3.746	-2.216	-686	-2.602	-862	878	-4.339	-844	2.651
14	-2.457	-1.152	153	-2.213	-578	1.057	-3.930	-2.400	-870	-2.689	-949	791	-4.496	-1.001	2.494
15	-2.532	-1.227	78	-2.290	-655	980	-4.114	-2.584	-1.054	-2.778	-1.038	702	-4.655	-1.160	2.335
16	-2.609	-1.304	1	-2.369	-734	901	-4.301	-2.771	-1.241	-2.868	-1.128	612	-4.818	-1.323	2.172
17	-2.687	-1.382	-77	-2.449	-814	821	-4.489	-2.959	-1.429	-2.960	-1.220	520	-4.985	-1.490	2.005
18	-2.767	-1.462	-157	-2.531	-896	739	-4.678	-3.148	-1.618	-3.054	-1.314	426	-5.154	-1.659	1.836
19	-2.848	-1.543	-238	-2.614	-979	656	-4.870	-3.340	-1.810	-3.150	-1.410	330	-5.327	-1.832	1.663
20	-2.932	-1.627	-322	-2.699	-1.064	571	-5.063	-3.533	-2.003	-3.248	-1.508	232	-5.504	-2.009	1.486
TOT	-46.885	-20.785	5.315	-42.359	-9.659	23.041	-69.379	-38.779	-8.179	-51.699	-16.899	17.901	-86.399	-16.499	53.401
ROI	-2725%	-1208%	309%	-1964%	-448%	1068%	-3022%	-1689%	-356%	-1990%	-651%	689%	-1753%	-335%	1084%
TIR			42,41%			77,72%						57,45%			76,71%
BEP			3			2						2			2

Source: Nt. élaboration

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

Tableau 28: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage du GNL de type TTS ; scenario low-base-high

T	ISO-CONTAINER PAR ROUTE			SOUTAGE PAR ATB			ISO-CONTAINER SUR SKID			CITERNE SUR SKID			ISO CONTAINER / CITERNE SUR MULTI-TRACK		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.742	-508	725	-1.499	47	1.593	-1.824	-377	1.070	-1.859	-214	1.431	-3.017	287	3.592
2	-1.647	-481	686	-1.417	45	1.506	-1.815	-448	920	-1.757	-202	1.353	-2.853	272	3.396
3	-1.557	-454	648	-1.340	42	1.424	-1.802	-509	784	-1.661	-191	1.279	-2.697	257	3.210
4	-1.472	-430	613	-1.267	40	1.346	-1.786	-563	659	-1.571	-181	1.210	-2.550	243	3.035
5	-1.392	-406	580	-1.197	38	1.273	-1.765	-609	546	-1.485	-171	1.144	-2.411	229	2.870
6	-1.361	-429	503	-1.178	-10	1.157	-1.791	-698	394	-1.457	-214	1.028	-2.375	121	2.618
7	-1.330	-449	432	-1.158	-54	1.050	-1.810	-777	256	-1.429	-254	921	-2.337	23	2.383
8	-1.299	-466	367	-1.138	-94	950	-1.822	-846	131	-1.400	-289	822	-2.299	-67	2.164
9	-1.269	-481	306	-1.117	-130	857	-1.829	-905	18	-1.371	-321	729	-2.259	-149	1.960
10	-1.239	-494	251	-1.096	-163	770	-1.830	-957	-84	-1.342	-349	644	-2.218	-224	1.771
11	-1.209	-504	200	-1.074	-192	690	-1.826	-1.001	-175	-1.313	-374	565	-2.177	-291	1.594
12	-1.179	-513	153	-1.053	-219	615	-1.818	-1.038	-258	-1.284	-396	491	-2.135	-352	1.431
13	-1.149	-520	109	-1.031	-243	546	-1.807	-1.069	-331	-1.255	-416	423	-2.093	-407	1.279
14	-1.120	-525	70	-1.009	-264	482	-1.792	-1.094	-396	-1.226	-433	361	-2.050	-456	1.137
15	-1.092	-529	34	-987	-283	422	-1.774	-1.114	-454	-1.197	-447	303	-2.007	-500	1.006
16	-1.063	-531	0	-965	-299	367	-1.753	-1.129	-506	-1.169	-460	249	-1.964	-539	885
17	-1.035	-533	-30	-944	-314	316	-1.730	-1.140	-550	-1.141	-470	200	-1.921	-574	773
18	-1.008	-533	-57	-922	-326	269	-1.704	-1.147	-590	-1.113	-479	155	-1.878	-605	669
19	-981	-532	-82	-900	-337	226	-1.677	-1.150	-623	-1.085	-486	114	-1.835	-631	573
20	-955	-530	-105	-879	-346	186	-1.649	-1.151	-652	-1.058	-491	76	-1.792	-654	484
VAN	-26.821	-11.570	3.682	-24.328	-5.220	13.889	-37.900	-20.018	-2.137	-29.770	-9.434	10.902	-49.793	-8.947	31.900
ROI	-1559%	-672%	214%	-1128%	-242%	644%	-1651%	-872%	-93%	-1146%	-363%	420%	-1010%	-182%	647%
TIR			34,64%			68,03%			7,07%			48,86%			67,07%

Source: Nt. élaboratione

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

Toutefois, en ce qui concerne les solutions de type STS, contrairement aux solutions TTS, l'investissement est réalisable à la fois dans le cas d'un prix de vente du GNL supérieur de 10 % au prix d'achat de la matière première et dans le cas d'un prix supérieur de 20 % et 30 % à la matière première.

Les deux seules options technologiques STS pour lesquelles l'investissement n'est pas rentable à un niveau de prix de vente du GNL supérieur de 10 % au coût de la matière première sont la "barge de petite taille" et la "MV bunker small size".

A un prix de vente de +10% par rapport au prix d'achat du GNL, les différentes solutions analysées et pour lesquelles l'investissement est rentable, présentent les indicateurs économiques et financiers suivants, comme le montrent le Tableau 29, le Tableau 30 et le Tableau 31.

Tableau 29: Entrées et sorties de trésorerie des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scenario low-base-high

T	Navires bunker GNL très petits				barge bunker de petite taille				MV bunker small size				MV bunker mid size				MV bunker large size			
	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	2.102				12.250				21.188				35.337				86.056			
1	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.192	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
2	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.712	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
3	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.232	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
4	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.752	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
5	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	85.272	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
6	23.272	24.090	26.280	28.470	37.817	38.610	42.120	45.630	85.896	85.800	93.600	101.400	123.717	128.700	140.400	152.100	484.405	514.800	561.600	608.400
7	23.299	24.090	26.280	28.470	37.871	38.610	42.120	45.630	86.522	85.800	93.600	101.400	123.852	128.700	140.400	152.100	484.734	514.800	561.600	608.400
8	23.327	24.090	26.280	28.470	37.927	38.610	42.120	45.630	87.150	85.800	93.600	101.400	123.989	128.700	140.400	152.100	485.068	514.800	561.600	608.400
9	23.356	24.090	26.280	28.470	37.983	38.610	42.120	45.630	87.780	85.800	93.600	101.400	124.129	128.700	140.400	152.100	485.410	514.800	561.600	608.400
10	23.385	24.090	26.280	28.470	38.041	38.610	42.120	45.630	88.412	85.800	93.600	101.400	124.271	128.700	140.400	152.100	485.758	514.800	561.600	608.400
11	23.414	24.090	26.280	28.470	38.100	38.610	42.120	45.630	89.047	85.800	93.600	101.400	124.417	128.700	140.400	152.100	486.113	514.800	561.600	608.400
12	23.445	24.090	26.280	28.470	38.160	38.610	42.120	45.630	89.684	85.800	93.600	101.400	124.565	128.700	140.400	152.100	486.475	514.800	561.600	608.400
13	23.476	24.090	26.280	28.470	38.221	38.610	42.120	45.630	90.323	85.800	93.600	101.400	124.716	128.700	140.400	152.100	486.845	514.800	561.600	608.400
14	23.507	24.090	26.280	28.470	38.283	38.610	42.120	45.630	90.965	85.800	93.600	101.400	124.871	128.700	140.400	152.100	487.222	514.800	561.600	608.400
15	23.539	24.090	26.280	28.470	38.347	38.610	42.120	45.630	91.609	85.800	93.600	101.400	125.028	128.700	140.400	152.100	487.606	514.800	561.600	608.400
16	23.572	24.090	26.280	28.470	38.412	38.610	42.120	45.630	92.256	85.800	93.600	101.400	125.189	128.700	140.400	152.100	487.998	514.800	561.600	608.400
17	23.605	24.090	26.280	28.470	38.478	38.610	42.120	45.630	92.905	85.800	93.600	101.400	125.352	128.700	140.400	152.100	488.398	514.800	561.600	608.400
18	23.640	24.090	26.280	28.470	38.546	38.610	42.120	45.630	93.556	85.800	93.600	101.400	125.519	128.700	140.400	152.100	488.806	514.800	561.600	608.400
19	23.674	24.090	26.280	28.470	38.614	38.610	42.120	45.630	94.211	85.800	93.600	101.400	125.690	128.700	140.400	152.100	489.222	514.800	561.600	608.400

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

20	23.710	24.090	26.280	28.470	38.685	38.610	42.120	45.630	94.868	85.800	93.600	101.400	125.864	128.700	140.400	152.100	489.647	514.800	561.600	608.400
21	23.746	24.090	26.280	28.470	38.756	38.610	42.120	45.630	95.528	85.800	93.600	101.400	126.041	128.700	140.400	152.100	490.080	514.800	561.600	608.400
22	23.783	24.090	26.280	28.470	38.830	38.610	42.120	45.630	96.190	85.800	93.600	101.400	126.222	128.700	140.400	152.100	490.521	514.800	561.600	608.400
23	23.821	24.090	26.280	28.470	38.904	38.610	42.120	45.630	96.855	85.800	93.600	101.400	126.406	128.700	140.400	152.100	490.972	514.800	561.600	608.400
24	23.859	24.090	26.280	28.470	38.980	38.610	42.120	45.630	97.524	85.800	93.600	101.400	126.594	128.700	140.400	152.100	491.431	514.800	561.600	608.400
25	23.898	24.090	26.280	28.470	39.058	38.610	42.120	45.630	98.195	85.800	93.600	101.400	126.786	128.700	140.400	152.100	491.900	514.800	561.600	608.400
TOT	589.653	602.250	657.000	711.750	969.078	965.250	1.053.000	1.140.750	2.281.823	2.145.000	2.340.000	2.535.000	3.156.482	3.217.500	3.510.000	3.802.500	12.265.083	12.870.000	14.040.000	15.210.000

Source: Nt. élaboration

Tableau 30: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scénario low-base-high

T	Navires bunker GNL très petits			barge bunker de petite taille			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	Flux U/E (MARK UP 20%)	Flux U/E (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.608	10.408	18.208	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
2	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.088	9.888	17.688	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
3	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.568	9.368	17.168	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
4	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.048	8.848	16.648	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
5	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	528	8.328	16.128	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
6	818	3.008	5.198	793	4.303	7.813	-96	7.704	15.504	4.983	16.683	28.383	30.395	77.195	123.995
7	791	2.981	5.171	739	4.249	7.759	-722	7.078	14.878	4.848	16.548	28.248	30.066	76.866	123.666
8	763	2.953	5.143	683	4.193	7.703	-1.350	6.450	14.250	4.711	16.411	28.111	29.732	76.532	123.332
9	734	2.924	5.114	627	4.137	7.647	-1.980	5.820	13.620	4.571	16.271	27.971	29.390	76.190	122.990
10	705	2.895	5.085	569	4.079	7.589	-2.612	5.188	12.988	4.429	16.129	27.829	29.042	75.842	122.642
11	676	2.866	5.056	510	4.020	7.530	-3.247	4.553	12.353	4.283	15.983	27.683	28.687	75.487	122.287
12	645	2.835	5.025	450	3.960	7.470	-3.884	3.916	11.716	4.135	15.835	27.535	28.325	75.125	121.925
13	614	2.804	4.994	389	3.899	7.409	-4.523	3.277	11.077	3.984	15.684	27.384	27.955	74.755	121.555
14	583	2.773	4.963	327	3.837	7.347	-5.165	2.635	10.435	3.829	15.529	27.229	27.578	74.378	121.178
15	551	2.741	4.931	263	3.773	7.283	-5.809	1.991	9.791	3.672	15.372	27.072	27.194	73.994	120.794
16	518	2.708	4.898	198	3.708	7.218	-6.456	1.344	9.144	3.511	15.211	26.911	26.802	73.602	120.402
17	485	2.675	4.865	132	3.642	7.152	-7.105	695	8.495	3.348	15.048	26.748	26.402	73.202	120.002

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

18	450	2.640	4.830	64	3.574	7.084	-7.756	44	7.844	3.181	14.881	26.581	25.994	72.794	119.594
19	416	2.606	4.796	-4	3.506	7.016	-8.411	-611	7.189	3.010	14.710	26.410	25.578	72.378	119.178
20	380	2.570	4.760	-75	3.435	6.945	-9.068	-1.268	6.532	2.836	14.536	26.236	25.153	71.953	118.753
21	344	2.534	4.724	-146	3.364	6.874	-9.728	-1.928	5.872	2.659	14.359	26.059	24.720	71.520	118.320
22	307	2.497	4.687	-220	3.290	6.800	-10.390	-2.590	5.210	2.478	14.178	25.878	24.279	71.079	117.879
23	269	2.459	4.649	-294	3.216	6.726	-11.055	-3.255	4.545	2.294	13.994	25.694	23.828	70.628	117.428
24	231	2.421	4.611	-370	3.140	6.650	-11.724	-3.924	3.876	2.106	13.806	25.506	23.369	70.169	116.969
25	192	2.382	4.572	-448	3.062	6.572	-12.395	-4.595	3.205	1.914	13.614	25.314	22.900	69.700	116.500
TOT	12.597	67.347	122.097	-3.828	83.922	171.672	-136.823	58.177	253.177	61.018	353.518	646.018	604.917	1.774.917	2.944.917
ROI	599%	3204%	5809%	-31%	685%	1401%	-646%	275%	1195%	173%	1000%	1828%	703%	2063%	3422%
TIR	39,30%	144,37%	248,58%		35,16%	64,12%		43,16%	82,92%	12,21%	47,41%	80,65%	35,35%	90,04%	144,45%
BEP	3	2	1		3	2		3	2	7	3	2	3	2	1

Source: Nt. élaboration

Tableau 31: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage de GNL de type STS; scénario low-base-high

T	Navires bunker GNL très petits			barge bunker de petite taille			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	799	2.870	4.940	800	4.119	7.437	2.466	9.840	17.215	4.835	15.897	26.959	29.041	73.288	117.535
2	756	2.713	4.671	757	3.894	7.032	1.866	8.839	15.811	4.571	15.030	25.488	27.456	69.290	111.123
3	714	2.565	4.416	715	3.682	6.648	1.325	7.917	14.509	4.322	14.210	24.098	25.959	65.510	105.061
4	675	2.425	4.175	676	3.481	6.285	837	7.070	13.302	4.086	13.435	22.783	24.542	61.936	99.329
5	639	2.293	3.947	639	3.291	5.942	399	6.291	12.183	3.863	12.702	21.540	23.204	58.557	93.911
6	584	2.149	3.713	567	3.073	5.580	-68	5.502	11.073	3.559	11.915	20.271	21.708	55.133	88.558
7	534	2.013	3.492	499	2.869	5.239	-487	4.780	10.046	3.274	11.174	19.074	20.302	51.904	83.505
8	487	1.885	3.283	436	2.677	4.918	-862	4.118	9.097	3.008	10.477	17.946	18.981	48.859	78.736
9	443	1.765	3.087	378	2.497	4.616	-1.195	3.513	8.221	2.759	9.821	16.883	17.740	45.987	74.235
10	402	1.652	2.902	325	2.328	4.331	-1.491	2.960	7.411	2.527	9.204	15.881	16.573	43.280	69.987
11	365	1.546	2.728	275	2.169	4.063	-1.752	2.456	6.665	2.311	8.623	14.936	15.477	40.727	65.977
12	329	1.446	2.563	230	2.020	3.811	-1.981	1.998	5.976	2.109	8.077	14.045	14.448	38.321	62.193
13	296	1.352	2.409	188	1.880	3.573	-2.181	1.580	5.342	1.921	7.564	13.206	13.482	36.052	58.622
14	266	1.264	2.263	149	1.749	3.350	-2.355	1.201	4.758	1.746	7.081	12.415	12.575	33.913	55.252
15	237	1.181	2.126	113	1.627	3.140	-2.504	858	4.221	1.583	6.627	11.670	11.723	31.898	52.072

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

16	211	1.104	1.996	81	1.511	2.942	-2.631	548	3.727	1.431	6.200	10.968	10.924	29.998	49.072
17	187	1.031	1.874	51	1.403	2.756	-2.738	268	3.274	1.290	5.798	10.307	10.174	28.207	46.241
18	164	962	1.760	23	1.302	2.581	-2.826	16	2.858	1.159	5.421	9.684	9.470	26.520	43.570
19	143	897	1.652	-2	1.207	2.416	-2.897	-210	2.476	1.037	5.067	9.097	8.810	24.930	41.050
20	124	837	1.550	-24	1.119	2.262	-2.953	-413	2.127	924	4.734	8.544	8.191	23.432	38.672
21	106	780	1.454	-45	1.036	2.116	-2.995	-593	1.808	819	4.421	8.023	7.611	22.020	36.429
22	89	727	1.364	-64	958	1.980	-3.024	-754	1.517	721	4.127	7.533	7.067	20.690	34.313
23	74	677	1.280	-81	885	1.851	-3.043	-896	1.251	631	3.851	7.071	6.558	19.438	32.317
24	60	630	1.200	-96	817	1.730	-3.050	-1.021	1.009	548	3.592	6.636	6.081	18.258	30.435
25	47	586	1.125	-110	753	1.617	-3.049	-1.130	788	471	3.349	6.227	5.634	17.146	28.659
VAN	6.631	35.249	63.867	-5.768	40.099	85.966	-58.378	43.549	145.476	20.169	173.060	325.950	287.673	899.236	1.510.798

Source: Nt. élaboration

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

Enfin, de l'analyse économique et financière des solutions de type PTS, il ressort que l'investissement est rentable pour un niveau de prix de vente final du GNL de +20 et +30% par rapport au prix d'achat pour l'ensemble des technologies analysées, sauf dans le cas de la technologie "Terminal côtier GNL primaire à pression atmosphérique" pour laquelle l'investissement est durable même à un prix de vente de +10% par rapport au prix d'achat de la matière première.

En ce qui concerne ce dernier cas, le niveau des indicateurs économique-financiers de l'investissement est indiqué dans le Tableau 32, le Tableau 33 et le Tableau 34.

Tableau 32: Entrées et sorties de trésorerie des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scenario low-base-high

T	TERMINAL CÔTIER DE GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"				TERMINAL CÔTIER DE GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"				TERMINAL CÔTIER DE GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"				TERMINAL CÔTIER DE GNL "SECONDAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE				TERMINAL CÔTIER DE GNL "PRIMAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE			
	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)	Flux U	Flux E (MARK UP 10%)	Flux E (MARK UP 20%)	Flux E (MARK UP 30%)
0	11.143				84.910				155.590				109.308				171.920			
1	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	250.982	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
2	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	252.542	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
3	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	254.102	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
4	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	255.662	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
5	42.402	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	257.222	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
6	42.551	38.445	41.940	45.435	128.198	128.700	140.400	152.100	259.121	257.400	280.800	304.200	248.905	257.400	280.800	304.200	490.708	514.800	561.600	608.400
7	42.703	38.445	41.940	45.435	128.422	128.700	140.400	152.100	261.028	257.400	280.800	304.200	249.203	257.400	280.800	304.200	491.162	514.800	561.600	608.400
8	42.858	38.445	41.940	45.435	128.651	128.700	140.400	152.100	262.941	257.400	280.800	304.200	249.507	257.400	280.800	304.200	491.626	514.800	561.600	608.400
9	43.016	38.445	41.940	45.435	128.884	128.700	140.400	152.100	264.862	257.400	280.800	304.200	249.817	257.400	280.800	304.200	492.098	514.800	561.600	608.400
10	43.178	38.445	41.940	45.435	129.122	128.700	140.400	152.100	266.789	257.400	280.800	304.200	250.133	257.400	280.800	304.200	492.580	514.800	561.600	608.400
11	43.342	38.445	41.940	45.435	129.364	128.700	140.400	152.100	268.724	257.400	280.800	304.200	250.456	257.400	280.800	304.200	493.072	514.800	561.600	608.400
12	43.510	38.445	41.940	45.435	129.611	128.700	140.400	152.100	270.667	257.400	280.800	304.200	250.785	257.400	280.800	304.200	493.573	514.800	561.600	608.400
13	43.681	38.445	41.940	45.435	129.863	128.700	140.400	152.100	272.617	257.400	280.800	304.200	251.121	257.400	280.800	304.200	494.084	514.800	561.600	608.400
14	43.856	38.445	41.940	45.435	130.121	128.700	140.400	152.100	274.575	257.400	280.800	304.200	251.463	257.400	280.800	304.200	494.606	514.800	561.600	608.400
15	44.034	38.445	41.940	45.435	130.383	128.700	140.400	152.100	276.541	257.400	280.800	304.200	251.812	257.400	280.800	304.200	495.138	514.800	561.600	608.400
16	44.216	38.445	41.940	45.435	130.651	128.700	140.400	152.100	278.515	257.400	280.800	304.200	252.169	257.400	280.800	304.200	495.681	514.800	561.600	608.400
17	44.401	38.445	41.940	45.435	130.924	128.700	140.400	152.100	280.497	257.400	280.800	304.200	252.532	257.400	280.800	304.200	496.235	514.800	561.600	608.400
18	44.590	38.445	41.940	45.435	131.202	128.700	140.400	152.100	282.488	257.400	280.800	304.200	252.903	257.400	280.800	304.200	496.799	514.800	561.600	608.400
19	44.783	38.445	41.940	45.435	131.486	128.700	140.400	152.100	284.487	257.400	280.800	304.200	253.281	257.400	280.800	304.200	497.375	514.800	561.600	608.400
20	44.980	38.445	41.940	45.435	131.776	128.700	140.400	152.100	286.495	257.400	280.800	304.200	253.666	257.400	280.800	304.200	497.963	514.800	561.600	608.400
21	45.180	38.445	41.940	45.435	132.072	128.700	140.400	152.100	288.512	257.400	280.800	304.200	254.060	257.400	280.800	304.200	498.562	514.800	561.600	608.400
22	45.385	38.445	41.940	45.435	132.373	128.700	140.400	152.100	290.539	257.400	280.800	304.200	254.461	257.400	280.800	304.200	499.173	514.800	561.600	608.400
23	45.593	38.445	41.940	45.435	132.681	128.700	140.400	152.100	292.574	257.400	280.800	304.200	254.870	257.400	280.800	304.200	499.797	514.800	561.600	608.400
24	45.806	38.445	41.940	45.435	132.994	128.700	140.400	152.100	294.619	257.400	280.800	304.200	255.287	257.400	280.800	304.200	500.433	514.800	561.600	608.400
25	46.023	38.445	41.940	45.435	133.314	128.700	140.400	152.100	296.674	257.400	280.800	304.200	255.713	257.400	280.800	304.200	501.081	514.800	561.600	608.400
26	46.245	38.445	41.940	45.435	133.640	128.700	140.400	152.100	298.739	257.400	280.800	304.200	256.147	257.400	280.800	304.200	501.743	514.800	561.600	608.400
27	46.471	38.445	41.940	45.435	133.973	128.700	140.400	152.100	300.814	257.400	280.800	304.200	256.590	257.400	280.800	304.200	502.418	514.800	561.600	608.400
28	46.701	38.445	41.940	45.435	134.313	128.700	140.400	152.100	302.899	257.400	280.800	304.200	257.042	257.400	280.800	304.200	503.106	514.800	561.600	608.400
29	46.936	38.445	41.940	45.435	134.659	128.700	140.400	152.100	304.994	257.400	280.800	304.200	257.503	257.400	280.800	304.200	503.808	514.800	561.600	608.400
30	47.176	38.445	41.940	45.435	135.012	128.700	140.400	152.100	307.101	257.400	280.800	304.200	257.973	257.400	280.800	304.200	504.525	514.800	561.600	608.400
TOT	1.339.787	1.153.350	1.258.200	1.363.050	4.008.494	3.861.000	4.212.000	4.563.000	8.493.911	7.722.000	8.424.000	9.126.000	7.679.768	7.722.000	8.424.000	9.126.000	15.050.582	15.444.000	16.848.000	18.252.000

Source: Nt. élaboration

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

Tableau 33: Total des flux de trésorerie, ROI, TIR et BEP des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scenario low-base-high

T	TERMINAL CÔTIER DE GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "SECONDAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE			TERMINAL CÔTIER DE GNL "PRIMAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE		
	Flux U/E (MARK UP 10%)	FluxU/E (MARK UP 20%)	FluxU/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	FluxU/E (MARK UP 20%)	FluxU/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	FluxU/E (MARK UP 20%)	FluxU/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	FluxU/E (MARK UP 20%)	FluxU/E (MARK UP 30%)	Flux U/E (MARK UP 10%)	FluxU/E (MARK UP 20%)	FluxU/E (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	6.418	29.818	53.218	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
2	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	4.858	28.258	51.658	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
3	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	3.298	26.698	50.098	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
4	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	1.738	25.138	48.538	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
5	-3.957	-462	3.033	721	12.421	24.121	178	23.578	46.978	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
6	-4.106	-611	2.884	502	12.202	23.902	-1.721	21.679	45.079	8.495	31.895	55.295	24.092	70.892	117.692
7	-4.258	-763	2.732	278	11.978	23.678	-3.628	19.772	43.172	8.197	31.597	54.997	23.638	70.438	117.238
8	-4.413	-918	2.577	49	11.749	23.449	-5.541	17.859	41.259	7.893	31.293	54.693	23.174	69.974	116.774
9	-4.571	-1.076	2.419	-184	11.516	23.216	-7.462	15.938	39.338	7.583	30.983	54.383	22.702	69.502	116.302
10	-4.733	-1.238	2.257	-422	11.278	22.978	-9.389	14.011	37.411	7.267	30.667	54.067	22.220	69.020	115.820
11	-4.897	-1.402	2.093	-664	11.036	22.736	-11.324	12.076	35.476	6.944	30.344	53.744	21.728	68.528	115.328
12	-5.065	-1.570	1.925	-911	10.789	22.489	-13.267	10.133	33.533	6.615	30.015	53.415	21.227	68.027	114.827
13	-5.236	-1.741	1.754	-1.163	10.537	22.237	-15.217	8.183	31.583	6.279	29.679	53.079	20.716	67.516	114.316
14	-5.411	-1.916	1.579	-1.421	10.279	21.979	-17.175	6.225	29.625	5.937	29.337	52.737	20.194	66.994	113.794
15	-5.589	-2.094	1.401	-1.683	10.017	21.717	-19.141	4.259	27.659	5.588	28.988	52.388	19.662	66.462	113.262
16	-5.771	-2.276	1.219	-1.951	9.749	21.449	-21.115	2.285	25.685	5.231	28.631	52.031	19.119	65.919	112.719
17	-5.956	-2.461	1.034	-2.224	9.476	21.176	-23.097	303	23.703	4.868	28.268	51.668	18.565	65.365	112.165
18	-6.145	-2.650	845	-2.502	9.198	20.898	-25.088	-1.688	21.712	4.497	27.897	51.297	18.001	64.801	111.601
19	-6.338	-2.843	652	-2.786	8.914	20.614	-27.087	-3.687	19.713	4.119	27.519	50.919	17.425	64.225	111.025
20	-6.535	-3.040	455	-3.076	8.624	20.324	-29.095	-5.695	17.705	3.734	27.134	50.534	16.837	63.637	110.437
21	-6.735	-3.240	255	-3.372	8.328	20.028	-31.112	-7.712	15.688	3.340	26.740	50.140	16.238	63.038	109.838
22	-6.940	-3.445	50	-3.673	8.027	19.727	-33.139	-9.739	13.661	2.939	26.339	49.739	15.627	62.427	109.227
23	-7.148	-3.653	-158	-3.981	7.719	19.419	-35.174	-11.774	11.626	2.530	25.930	49.330	15.003	61.803	108.603
24	-7.361	-3.866	-371	-4.294	7.406	19.106	-37.219	-13.819	9.581	2.113	25.513	48.913	14.367	61.167	107.967
25	-7.578	-4.083	-588	-4.614	7.086	18.786	-39.274	-15.874	7.526	1.687	25.087	48.487	13.719	60.519	107.319

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

26	-7.800	-4.305	-810	-4.940	6.760	18.460	-41.339	-17.939	5.461	1.253	24.653	48.053	13.057	59.857	106.657
27	-8.026	-4.531	-1.036	-5.273	6.427	18.127	-43.414	-20.014	3.386	810	24.210	47.610	12.382	59.182	105.982
28	-8.256	-4.761	-1.266	-5.613	6.087	17.787	-45.499	-22.099	1.301	358	23.758	47.158	11.694	58.494	105.294
29	-8.491	-4.996	-1.501	-5.959	5.741	17.441	-47.594	-24.194	-794	-103	23.297	46.697	10.992	57.792	104.592
30	-8.731	-5.236	-1.741	-6.312	5.388	17.088	-49.701	-26.301	-2.901	-573	22.827	46.227	10.275	57.075	103.875
TOT	-186.437	-81.587	23.263	-147.494	203.506	554.506	-771.911	-69.911	632.089	42.232	744.232	1.446.232	393.418	1.797.418	3.201.418
ROI	-1673%	-732%	209%	-174%	240%	653%	-496%	-45%	406%	39%	681%	1323%	229%	1045%	1862%
TIR			25,79%		13,17%	28,03%			30,68%	3,42%	29,08%	50,75%	12,74%	41,33%	68,67%
BEP			4		7	4			4		4	2	8	3	2

Source: Nt. élaboration

Tableau 34: Valeur actuelle nette des flux de trésorerie totaux des différentes solutions de soutage de GNL de type PTS; scénario low-base-high

T	TERMINAL CÔTIER DE GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL CÔTIER DE GNL "SECONDAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE			TERMINAL CÔTIER DE GNL "PRIMAIRE" A PRESSION ATMOSPHERIQUE		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.603	-299	3.006	682	11.744	22.805	6.068	28.191	50.315	8.308	30.432	52.555	23.199	67.446	111.692
2	-3.407	-282	2.842	645	11.103	21.561	4.343	25.259	46.176	7.855	28.772	49.688	21.933	63.766	105.599
3	-3.221	-267	2.687	609	10.497	20.385	2.787	22.563	42.338	7.427	27.202	46.978	20.737	60.288	99.839
4	-3.045	-252	2.540	576	9.925	19.273	1.389	20.086	38.782	7.021	25.718	44.415	19.605	56.999	94.392
5	-2.989	-349	2.291	545	9.383	18.222	135	17.811	35.488	6.638	24.315	41.992	18.536	53.889	89.243
6	-2.933	-436	2.060	358	8.714	17.071	-1.230	15.483	32.195	6.067	22.780	39.492	17.207	50.632	84.057
7	-2.875	-515	1.845	187	8.088	15.988	-2.450	13.351	29.152	5.535	21.336	37.137	15.961	47.563	79.164
8	-2.817	-586	1.645	31	7.501	14.970	-3.538	11.401	26.340	5.039	19.978	34.917	14.795	44.672	74.550
9	-2.759	-650	1.460	-111	6.951	14.013	-4.504	9.620	23.744	4.577	18.701	32.825	13.703	41.950	70.198
10	-2.701	-706	1.288	-241	6.436	13.113	-5.358	7.995	21.349	4.147	17.500	30.854	12.680	39.387	66.093
11	-2.642	-757	1.129	-358	5.954	12.267	-6.110	6.515	19.140	3.747	16.371	28.996	11.723	36.973	62.223
12	-2.584	-801	982	-465	5.503	11.471	-6.767	5.169	17.105	3.374	15.310	27.247	10.828	34.700	58.573
13	-2.525	-840	846	-561	5.081	10.724	-7.339	3.946	15.231	3.028	14.313	25.598	9.990	32.560	55.131
14	-2.467	-874	720	-648	4.687	10.022	-7.831	2.838	13.508	2.707	13.376	24.046	9.208	30.546	51.885
15	-2.409	-903	604	-726	4.318	9.362	-8.251	1.836	11.923	2.409	12.496	22.583	8.476	28.651	48.825

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
Contribution du partenaire du projet

16	-2.352	-928	497	-795	3.973	8.742	-8.606	931	10.468	2.132	11.669	21.206	7.792	26.866	45.941
17	-2.295	-948	398	-857	3.651	8.160	-8.900	117	9.134	1.876	10.893	19.909	7.154	25.187	43.221
18	-2.239	-965	308	-912	3.351	7.613	-9.140	-615	7.910	1.638	10.163	18.688	6.558	23.608	40.658
19	-2.183	-979	225	-960	3.070	7.100	-9.330	-1.270	6.790	1.419	9.479	17.539	6.002	22.121	38.241
20	-2.128	-990	148	-1.002	2.808	6.618	-9.475	-1.855	5.766	1.216	8.836	16.456	5.483	20.723	35.964
21	-2.074	-998	78	-1.038	2.564	6.166	-9.579	-2.375	4.830	1.028	8.233	15.437	4.999	19.408	33.817
22	-2.020	-1.003	15	-1.069	2.337	5.742	-9.646	-2.835	3.977	856	7.667	14.478	4.549	18.172	31.795
23	-1.967	-1.005	-44	-1.095	2.124	5.344	-9.680	-3.240	3.200	696	7.136	13.576	4.129	17.009	29.889
24	-1.915	-1.006	-97	-1.117	1.927	4.971	-9.684	-3.596	2.493	550	6.638	12.727	3.738	15.915	28.093
25	-1.864	-1.005	-145	-1.135	1.743	4.621	-9.661	-3.905	1.851	415	6.171	11.928	3.375	14.888	26.401
26	-1.814	-1.001	-188	-1.149	1.572	4.293	-9.615	-4.172	1.270	291	5.734	11.176	3.037	13.922	24.806
27	-1.765	-996	-228	-1.160	1.413	3.986	-9.546	-4.401	745	178	5.324	10.469	2.723	13.014	23.305
28	-1.716	-990	-263	-1.167	1.266	3.698	-9.459	-4.594	271	74	4.939	9.804	2.431	12.161	21.890
29	-1.669	-982	-295	-1.171	1.128	3.428	-9.355	-4.756	-156	-20	4.579	9.179	2.160	11.359	20.558
30	-1.623	-973	-324	-1.173	1.001	3.176	-9.236	-4.888	-539	-107	4.242	8.591	1.910	10.607	19.304
VAN	-83.746	-34.430	14.886	-100.185	64.906	229.996	-335.158	-4.976	325.206	-19.185	310.997	641.179	122.699	783.062	1.443.426

Source: Nt. Élaboration

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

6. Mécanismes d'incitation aux investissements dans les technologies du type "green"

Après avoir souligné au chapitre 5 les options technologiques de soutage du GNL pour lesquelles les investissements ne sont pas rentables pour les différents niveaux de prix final supposés, nous avons signalé dans ce chapitre certains mécanismes d'incitation aux investissements dans les technologies "green" qui permettent de réduire les coûts d'exploitation et d'investissement des solutions analysées ou en tout cas d'augmenter l'attractivité de l'investissement du point de vue des investisseurs privés potentiels intéressés.

Parmi les options incitatives, étant donné qu'il s'agit d'investissements "green-oriented", les options réalisables envisagées d'un point de vue théorique sont:

- ✓ Mise en œuvre de PPP (partenariats public-privé), contributions non remboursables et octroi de prêts à faible taux d'intérêt.
- ✓ Certificats "green" et incitations fiscales (taxes portuaires différenciées).
- ✓ Subventions de fonctionnement pour les investissements dans les technologies "green".

Parmi les divers instruments financiers et économiques mis en place dans le secteur maritime pour encourager l'utilisation de combustibles "green" et la construction de nouvelles infrastructures "green", développés à ce jour principalement en Europe du Nord, on peut citer à titre d'exemple:

- ✓ Taxes de "fairway" selon le modèle suédois (droits différentiels dans le port).
- ✓ Le fonds NOX norvégien.
- ✓ Des Accords volontaires tels que le "Green Award Certificate" et le système ESI (Environmental Ship Index).
- ✓ Programme CEF (connecting europe facility)

Ces exemples d'incitations s'adressent principalement aux personnes qui gèrent et possèdent des navires fonctionnant au GNL et non à celles qui investissent dans des infrastructures de GNL. Néanmoins, ils représentent des modèles qui pourraient raisonnablement être reproduits et appliqués également pour ceux qui construisent et exploitent des infrastructures de soutage de GNL.

Les taxes différenciées sur les "fairways" du modèle suédois, un modèle introduit en 1998, représentent des incitations financières à l'achat de carburant à faible teneur en soufre et à l'investissement dans des technologies visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote.

L'administration maritime suédoise, l'association suédoise des autorités portuaires et des dockers et l'association suédoise des armateurs ont été les premiers promoteurs de ces mesures d'incitation à la réduction des émissions de SOX et de NOX dans les voies navigables et les ports suédois.

Les taxes "fairway" différenciées se composent de deux éléments de coût : l'un lié à la jauge brute du navire et l'autre basé sur la quantité de cargaison. Seul le premier élément de coût est différencié en fonction de critères environnementaux.

Le fonctionnement de ce système est présenté dans la Figure 169.

Figure 169: Le modèle suédois de la taxe "fairway"

Selected ports	Discounts			Penalty
	< 2 g/kWh	2-6 g/kWh	6-12 g/kWh	
Port of Gothenburg	0.20	0.10	0.05	
Port of Helsingborg	0.10	0.06- 0.09	0.01- 0.05	
Port of Malmoe	0.15	0.15	0.05	
Port of Stockholm	0.20	0.15	0.05	0.10

Source

:<http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>

Si les émissions, à 75 % de la charge du moteur, sont inférieures à 12 g/kWh, le propriétaire de l'actif alimenté au GNL peut bénéficier d'une réduction sur la redevance d'intensité variable en fonction des grammes d'émissions par kWh.

À titre d'exemple, en dessous du seuil de 2 g/kWh d'émissions, le rabais sur les redevances portuaires s'élève à 0,18 € par GT (tonnage brut, mesure de la jauge brute du navire). Cela signifie qu'un ferry alimenté par du GNL bénéficie d'une remise totale de 0,28 € par GT.

Si, en revanche, les émissions à 75 % de la charge du moteur sont supérieures à 12 g/kWh, il ne bénéficie pas de la réduction sur les redevances portuaires pour les NO_x.

Ce modèle, appliqué aux sociétés d'armateurs, peut être facilement reproduit comme modèle d'incitation également aux différentes solutions de soutage de GNL analysées, en appliquant la réduction sur les taxes portuaires et/ou sur les redevances de concession des terminaux GNL.

En ce qui concerne les stratégies d'incitation aux investissements verts en Norvège, on se réfère plutôt à la Convention sur la pollution transfrontière à longue distance et au Protocole de Göteborg qui traite des mesures de réduction de l'acidification, de l'eutrophisation et de l'ozone troposphérique pour lutter contre les émissions de soufre, d'oxydes d'azote, de particules et de composés organiques volatils (COV).

En 2007, une taxe sur les NO_x a été introduite en Norvège, s'élevant à environ 2 euros par kilo par No_x émis.

Comme initiative complémentaire, un accord environnemental pour le fonds NO_x a été signé entre 14 organisations d'entreprises et le ministère de l'environnement. Les acteurs économiques norvégiens qui émettent du NO_x peuvent désormais choisir de payer la taxe de 2 euros ou de devenir membres du fonds et de ne payer qu'environ 25 % de la taxe pour les non-membres.

L'accord a été signé le 14 mai 2008 pour couvrir les années 2008-2010. En 2011, cet accord a été prolongé pour durer jusqu'en 2017. Le Fonds NO_x applique une taxe sur les émissions d'oxydes d'azote (NO_x), lors de la production d'énergie, aux sources d'énergie suivantes:

TDI RETE-GNL

Produit T2.3.1 "Outils de gestion pour l'évaluation des investissements dans les installations de ravitaillement / stockage de GNL dans la zone portuaire"
 Contribution du partenaire du projet

- ✓ des machines de propulsion d'une capacité totale installée de plus de 750 kW,
- ✓ des moteurs, des chaudières et des turbines d'une puissance installée totale supérieure à 10 MW,
- ✓ les fusées sur les installations offshore et les structures onshore.

En s'inscrivant au fonds NO_x pour le secteur des entreprises, une entreprise peut bénéficier d'un taux réduit par kg de NO_x émis. Être membre signifie également qu'il est possible de demander une aide financière pour des investissements qui réduisent les émissions de NO_x en Norvège. Un membre peut obtenir jusqu'à 75 % de l'investissement requis pour de telles mesures.

Le Fonds NO_x apporte un soutien aux réductions de NO_x dans les domaines suivants:

- ✓ Construction neuve et modernisation de propulseurs à gaz ;
- ✓ Stations de ravitaillement en essence ;
- ✓ De nouvelles mesures prometteuses de réduction des NO_x ;
- ✓ Réduction catalytique à l'aide d'urée ;
- ✓ Propulsion par batterie des ferries de voitures et de passagers ;
- ✓ Le gaz dans l'industrie terrestre ;
- ✓ Modifications et mise à niveau des moteurs ;
- ✓ Autres mesures de réduction des NO_x

Le modèle d'incitation norvégien brièvement résumé ici représente une réelle opportunité d'obtenir des fonds pour les investissements dans les technologies "vertes", à des taux subventionnés et/ou non remboursables et, de plus, il implique la possibilité pour les terminaux portuaires de GNL d'offrir des prix plus compétitifs par rapport aux concurrents à fortes émissions de NO_x.

Si l'on considère plutôt le modèle d'incitation fiscale présenté par le port de Rotterdam, le programme de certification Green Award, similaire au modèle suédois, offre la possibilité d'obtenir des réductions sur les droits portuaires pour les navires certifiés.

Conformément à la nouvelle pratique de gestion interne des grandes entreprises, la responsabilité sociale des entreprises (CSR) contribue à une meilleure image du navire et de la compagnie maritime ainsi qu'à une réduction des coûts fiscaux.

Pour être certifié, le navire doit être conforme aux lois et règlements internationaux et nationaux.

Un autre type d'incitation basé sur des accords volontaires est l'Environmental Ship Index (ESI), un indice qui mesure les émissions d'un navire en fonction de la quantité d'oxyde d'azote (NO_x), d'oxyde de soufre (SO_x) et de particules (PM) qu'il rejette. L'indice ESI est utilisé comme une bonne indication de la performance environnementale des navires.

À ce jour, les ports discutent et envisagent d'offrir une incitation aux navires présentant une ESI élevée.

Bien qu'il s'agisse d'un programme entièrement volontaire, les ports espèrent que les incitations motiveront la communauté portuaire mondiale à assumer son rôle dans l'amélioration de l'environnement.

Ces types d'incitations basées sur des accords volontaires, bien qu'appliquées aux navires, peuvent être appliquées à toute infrastructure qui produit de l'énergie verte, en paramétrant les incitations fiscales à la consommation en fonction des émissions de cette dernière.

Outre les incitations fiscales et les modèles de financement à faible taux d'intérêt constitués de fonds nationaux, il convient de noter qu'au niveau européen, il existe de nombreux programmes et fonds de financement pour soutenir les projets dits "verts".

Par exemple, l'un des derniers exemples de financement par un programme de l'UE, en juillet 2020, a été le financement à faible taux d'intérêt de 11 millions d'euros accordé par le programme Connecting Europe Facility (CEF) 15 de l'UE au fournisseur européen de Bio-GNL "Titan LNG".

Le projet Bio2Bunker de Titan LNG, financé par le CEF, vise à développer et à étendre la chaîne d'approvisionnement en soutage de GNL (BIO-LNG) des ports de Zeebrugge (Belgique), Rotterdam (Pays-Bas) et Lübeck (Allemagne) par l'introduction sur le marché de trois nouvelles barges de soutage de GNL.

Comme le montrent les différentes études de cas présentées ici, il existe différents modèles d'incitation au développement d'infrastructures de type "vert" qui permettent une réduction significative des coûts d'investissement, par le recours à des financements subventionnés ou par la participation d'entités publiques.

En outre, en appliquant certains principes des modèles d'incitation fiscale brièvement résumés ici, les services de soutage du GNL peuvent potentiellement être plus pratiques et plus attrayants en termes

¹⁵ Connecting Europe Facility (CEF, connue en italien come "mécanisme pour connecter l'Europe") fournit une assistance financière aux réseaux transeuropéens afin de soutenir des projets d'infrastructure d'intérêt commun dans les domaines des transports, de l'énergie et des télécommunications et d'exploiter les synergies potentielles entre ces secteurs. Il remplace les programmes TEN-T, TEN-E et Marco Polo II existant dans la période de programmation précédente (2007-2013).

Le CEF encourage la mise en œuvre de projets d'intérêt commun pour le développement, la construction ou l'adaptation de nouveaux transports, de l'énergie et de la communication

les infrastructures de transport, d'énergie et de communication, en donnant la priorité aux chaînons manquants, aux projets à valeur ajoutée européenne et aux avantages importants pour la société qui ne reçoivent pas de financement adéquat du marché.

Le CEF est un instrument particulièrement technique et s'adresse principalement aux professionnels des infrastructures ou du numérique et aux pouvoirs publics intéressés par le développement d'infrastructures particulièrement pertinentes au niveau européen.

Le programme "Connecting Europe Facility" fournit principalement les types de soutien suivants:

sovvenzioni per la realizzazione di studi specifici negli ambiti desiderati

- ✓ les subventions pour la réalisation de travaux (subventions d'investissement non remboursables)
- ✓ les appels d'offres pour des actions de soutien spécifiques
- ✓ faciliter l'accès à des instruments financiers innovants, développés en collaboration avec la Banque européenne d'investissement

de prix d'achat pour les clients des terminaux, donnant ainsi aux opérateurs de terminaux GNL un avantage concurrentiel sur les opérateurs de terminaux de bunker traditionnels.

ANNEXE I

Lignes directrices sur les alternatives de soutage de GNL

Pour le

TDI RETE GNL



Interreg



UNION EUROPÉENNE
UNIONE EUROPEA

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

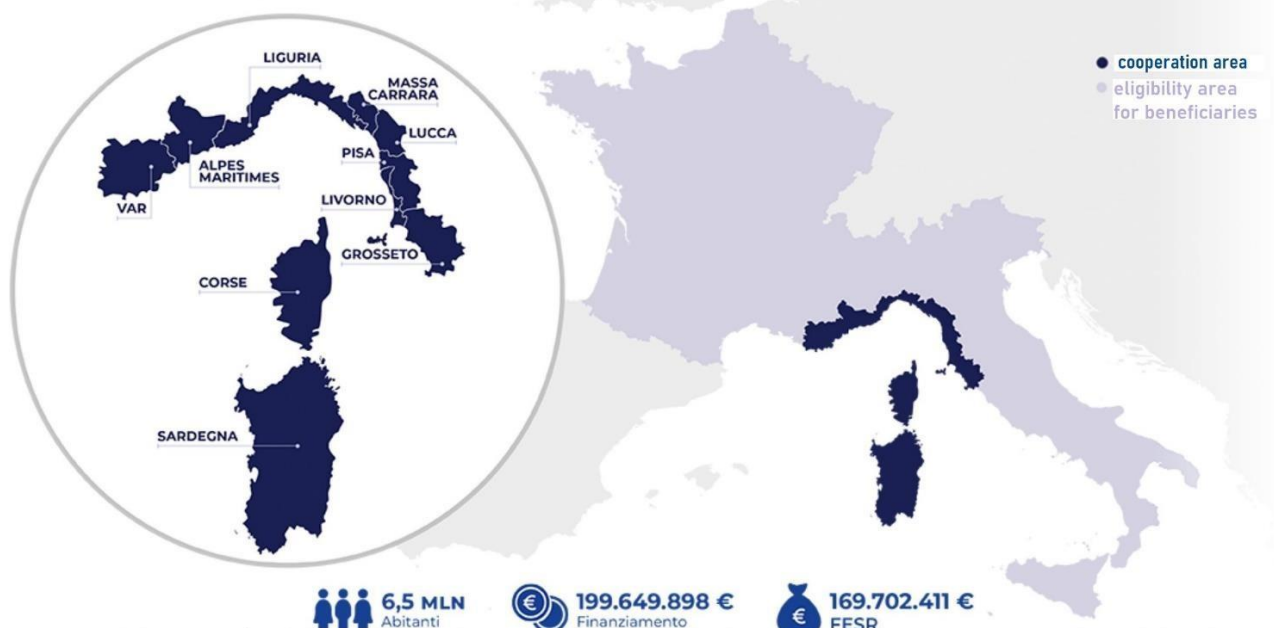


Ports interrégionaux franco-italiens du Région de la Méditerranée du Nord-Ouest



MARITTIMO-IT FR-MARITIME
Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

Cooperation at the Hearth of the Mediterranean Sea



Écrit par Antonio Nicotra – Juin 2020

Pour Assocostieri Servizi / Rome – UNIGE-CIELI / Genoa

SOMMAIRE:

1. Introduction- champ d'application	3
2. MÉTHODOLOGIE	6
3. DESCRIPTION DES MÉTHODES DE BUNKERING GNL ET DES OPTIONS CHOISIE	7
3.1. T-t-S	7
A. SOUTAGE PAR ATB	10
B. ISO-CONTENEUR SUR SKID	11
C. RISÉROIR SUR SKID	13
D. CONTENEUR- ISO / RÉSERVOIR SUR MULTI-RACK	14
3.1. P-T-S:	16
E. TERMINAL GNL COTIER "SMALL BULLET CYLINDERS"	17
F. TERMINAL COSTAL GNL "CYLINDRES DE BULLET DE TAILLE MOYENNE"	18
G. TERMINAL GNL COTIER "CYLINDRES À LONGUE BULLET"	19
H. TERMINAL COTIER DE GNL "SECONDAIRE" À PRESSION ATMOSPHÉRIQUE	21
I. TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	22
3.2. S-T-S:	24
J. TRÉS PETIT S BATEAUX BUNKER – 150-300m ³	24
K. BARRES POUR LE PETIT SOUTAGE – 1,000-3,000m ³	25
L. Bateaux à moteur GNL Soutage de "Petite Taille" – 1,000-5,000m ³	27
M. Bateaux à Moteur Soutage GNL "Taille Moyenne" – 6,000-10,000m ³	28
N. Bateaux à Moteur GNL Soutage "Grande Taille" – 15,000-30,000 m ³	29
4. AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ – CLARIFICATIONS DU TABLEAUX DE COMPARAISON – SOLUTION DE SOUTAGE DE GNL UTILISÉES	31
4.1. AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ	31
4.2. CLARIFICATION DU TABLEAUX DE COMPARAISON	31
4.2.1. INDICE TECHNOLOGIQUE	31
4.2.2. INDICE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	33
4.2.3. INDICE CAPEX	33
4.2.4. INDICE OPEX	35
4.2.5. INDICE DES COÛTS TOTAUX (CAPEX AMORTI EN 10 ANS)	36
5. BIOGRAPHIE DE L'AUTEUR	38
6. BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES	38
7. TABLEAU DE COMPARAISON DU MODE ET DE L'OPTION D'APPUI DU GNL	39
7.1. Les technologies	39
7.2. CAPEX	40
7.3. OPEX	41

Lignes directrices sur les alternatives de soutage de GNL

1. INTRODUCTION- CHAMP D'APPLICATION

L'objet du document est de fournir un examen des profils économique-financiers liés à l'élaboration des solutions technico-productives les plus adaptées pour le « Soutage et le stockage » du GNL dans la zone portuaire (pour les bateaux propulsés au GNL) à travers la rédaction de directives techniques / économique pour la sélection, la mise en œuvre et la gestion, parmi les différentes options disponibles, des technologies les plus appropriées pour le soutage du GNL vers les bateaux et navires alimentés au GNL. Conformément aux réglementations de l'OMI (fortement soutenues par la Commission européenne) pour la prévention de la pollution atmosphérique et marine par les navires :

- <http://www.imo.org/en/Publications/Documents/Newsletters%20and%20Mailers/Mailers/I666E.pdf>,
- <https://www.epa.gov/enforcement/marpol-annex-vi-and-act-prevent-pollution-ships-apps>,
- <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=IT>:

Directive 2014/94 / UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 concernant la construction d'une infrastructure pour les carburants alternatifs et d'installations de ravitaillement en GNL dans les ports centraux du RTE-T au plus tard le 31 décembre 2025,

Les flottes de navires au GNL se développent rapidement, notamment avec l'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2020, des restrictions sur la teneur en soufre des carburants pour les zones «SECA» et les mers du monde entier.

Les coûts de ravitaillement en GNL comme carburant de soute sont attribuables à deux facteurs principaux:

- 1) Le prix du GNL au hub d'approvisionnement, qui peut être un terminal GNL d'importation primaire ou directement un terminal de production et d'exportation de GNL.
- 2) Les coûts de l'infrastructure nécessaire au transport, au stockage et à la livraison du GNL au navire alimenté au GNL.

Les opérations de soutage sont normalement effectuées alors que le navire se trouve à l'intérieur de l'un de ses ports de transit, amarré pour les opérations IN / OUT et le ravitaillement est généralement effectué là où le soutage est moins cher. Alternativement, il est également possible de réaliser des opérations d'avitaillement en mer (ce n'est pas une solution optimale compte tenu du timing du secteur maritime).

Le transport du GNL, de l'infrastructure de stockage de GNL au navire propulsé au GNL, peut être effectué par un navire de soutage ou d'alimentation «à petite échelle» ou par un pétrolier / conteneur ISO (voie rail / route).

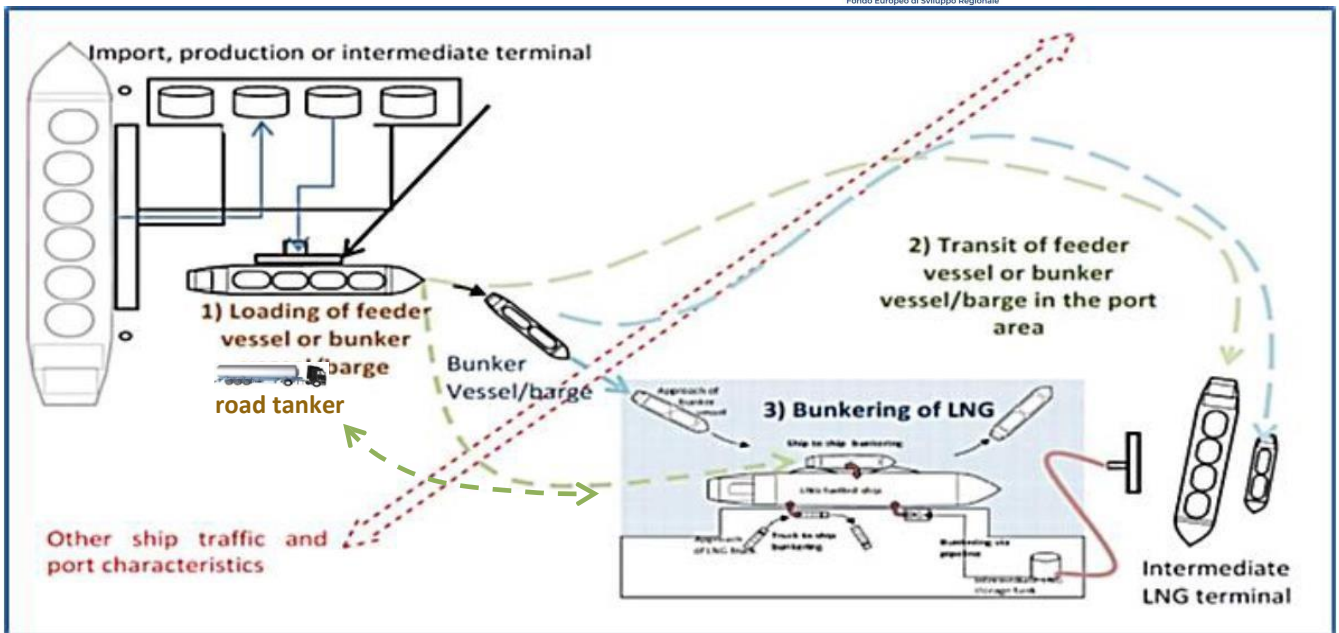


Figure1 - Schéma des opérations de soutage de GNL

Les coûts d'infrastructure associés dépendent notamment de la méthode de soutage choisie. Dans cette optique, les différentes options technologiques actuellement retenues pour les opérations de soutage de GNL ont été divisées en 3 grandes catégories:

- T-t-S- Option "Camion à Navire": le soutage de GNL s'effectue en transférant le GNL directement d'un pétrolier (ou conteneur ISO), temporairement stationné à côté des quais, vers le réservoir de GNL du navire destinataire.
- P-t-S - Option «Port / Pipeline to Ship»: le soutage de GNL s'effectue en transférant le GNL directement d'un terminal côtier, installé en permanence dans le port, dans le réservoir de GNL du navire par pipeline.
- S-t-S- Option «Ship to Ship»: l'avitaillement est réalisé par le transfert de GNL d'un soutage de GNL (ou barge / ponton), qui fait la navette entre le terminal côtier et le navire à ravitailler; en outre, il est possible de faire du soutage en mer.

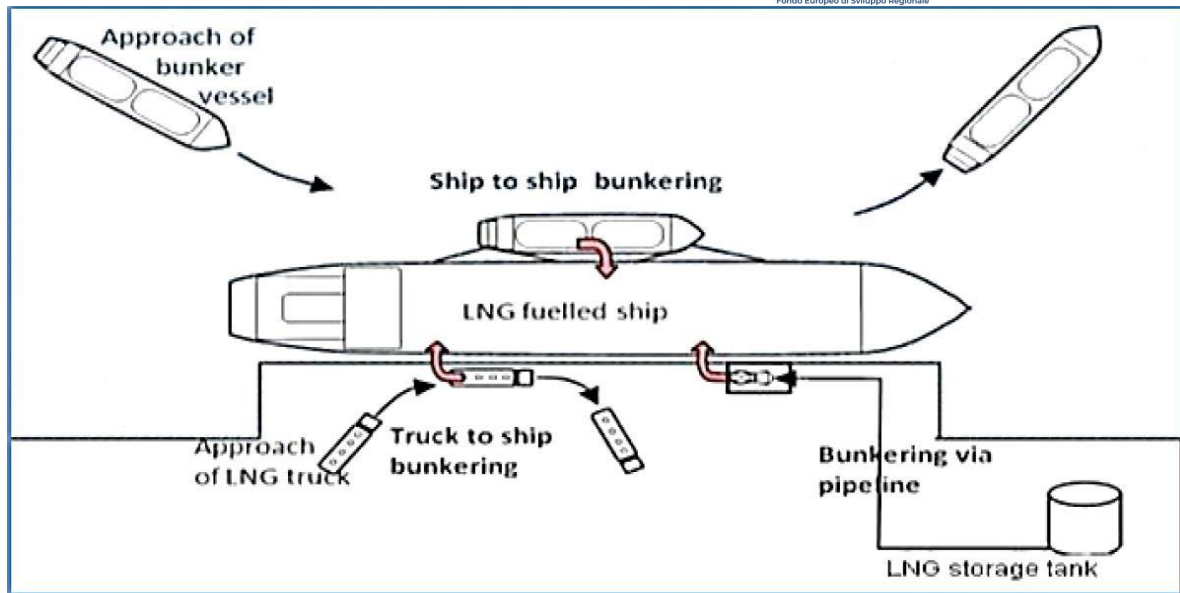


Figure 2 - Options de soutage de GNL

Chacun des 3 modes peut être divisé en différentes solutions alternatives, en fonction des besoins des navires à soutirer, des besoins du port de s'équiper d'infrastructures d'avitaillement en GNL, ou en fonction de la demande de soutage actuelle ou prévue et des différentes technologies disponibles.

Sur la base des hypothèses ci-dessus, l'étude, en cohérence avec les objectifs du TDI RETE-GNL (Activité T2.3; produit T2.3.1), analyse à la fois les aspects techniques et économique-financiers de 5 options de soutage retenues pour chacune des 3 modes d'avitaillement mentionnés ci-dessus, choisis logiquement après examen des développements actuels et de la croissance des navires au GNL.

Le rapport fournit une gamme complète de données et d'informations détaillées relatives aux dépenses d'investissement (CAPEX) et aux dépenses opérationnelles (OPEX) liées à la conception, à la construction et à l'exploitation de diverses infrastructures alternatives pour le stockage et l'avitaillement de GNL dans le secteur maritime et Port.

Tableau 1 - Options et méthodes de soutage analysées dans le présent travail

MODE DE SOUTAGE GNL	T-T-S	P-T-S	S-T-S
OPTION SÉLECTIONNÉE POUR CHAQUE MODE DE SOUTAGE	CONTENEUR ISO SUR CAOUTCHOUC	TERMINAL CÔTIER DE GNL "PETITS BOUTEILLES"	TRÈS PETITS BATEAUX SOUTAGE GNL – 150-300M ³
	SOUTAGE PAR ATB	TERMINAL COASTAL GNL "CYLINDRES BULLET DE TAILLE MOYENNE"	BARRE POUR LE PEITI SOUTAGE – 1.000-3.000M ³
	ISO-CONTENEUR SUR SKID	TERMINAL COASTAL GNL "CYLINDRES À LONGUE BULLET"	BATEAUX À MOTEUR POUR SOUTAGE GNL "PETITE TAILLE" – 1.000-5.000M ³
	RÉSERVOIR SUR SKID	TERMINAL CÔTIER DE GNL «SECONDAIRE» À PRESSION ATMOSPHÉRIQUE	BATEAUX À MOTEUR POUR SOUTAGE GNL "TAILLE MOYENNE" – 6.000-10.000M ³
	CONTENEUR ISO / RÉSERVOIR SUR MULTI-RACK	TERMINAL CÔTIER DE GNL «PRIMAIRE» À PRESSION ATMOSPHÉRIQUE	BATEAUX À MOTEUR POUR SOUTAGE GNL "GRANDE TAILLE" – 15.000-30.000M ³

Remarque: l'option T-t-S «ON SKID» peut prévoir l'installation du système «ON-SKID» à la fois dans le port et sur le navire lui-même.

Les technologies actuellement adoptées pour le stockage et l'avitaillement des navires et quelques exemples de certains systèmes des différentes catégories déjà en service sont examinés dans le document ci-joint intitulé "Examen de la documentation de référence pour TDI RETE GNL".

Chaque option de soutage de GNL sélectionnée doit être conforme aux normes de sécurité EMSA et SIGTTO bien décrites dans le document «EMSA Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations» du 31-01-2018.

2. MÉTHODOLOGIE

La méthodologie adoptée pour la préparation de ce document est basée sur les hypothèses de base suivantes:

- Pour chaque solution, les coûts d'investissement (CAPEX) et opérationnels (OPEX) sont analysés et, bien que toutes les solutions puissent prévoir la location à un tiers spécialisé, minimisant ainsi les CAPEX et augmentant tous les OPEX (puisque'un opérateur spécialisé peut être plus efficace dans la mise en œuvre et la gestion du service associé), dans ce document les coûts «d'investissement» sont imputés en CAPEX et sont dissociés d'éventuels services tels que OPEX.
- L'encadrement du service de soutage de GNL dans chaque solution prend en compte non seulement le GNL qu'elle reçoit, stocke et transfère pour les opérations navales, mais aussi la chaîne logistique d'approvisionnement en GNL à partir du terminal GNL «primaire» le plus proche; où un terminal GNL est défini comme «primaire» s'il reçoit du GNL directement des grands navires et des grands terminaux de liquéfaction et d'exportation de GNL, fournissant du GNL aux meilleurs prix disponibles.
- La logistique émise dans ce document fait référence à une distance d'environ 500 km entre le terminal primaire d'approvisionnement en GNL et l'infrastructure d'avitaillement en GNL mentionnée ci-dessus, dont 500 km sont les itinéraires qui pourraient être parcourus en une journée à partir de un camion en poste de chauffeur (à une vitesse moyenne de 60 à 65 km / h) ou d'un navire (à environ 12 nœuds). En supposant des distances doubles, des infrastructures logistiques GNL doubles seraient nécessaires ainsi que les coûts associés.
- Les CAPEX et OPEX de chaque solution étudiée sont répartis entre les coûts spécifiquement liés au stockage du GNL et les opérations IN / OUT associées et les coûts attribuables aux services spécifiques du Terminal GNL pour le soutage. Les autres services GNL possibles que le Terminal pourrait fournir, tels que, par exemple: le chargement de pétroliers ou la vaporisation du gaz utilisé à des fins énergétiques, industrielles ou civiles, et les CAPEX et OPEX associés ne sont pas pris en compte dans ce rapport.

3. DESCRIPTION DES MÉTHODES DE BUNKERING GNL ET DES OPTIONS CHOISIE

Les méthodes d'avitaillement en GNL vont des systèmes les plus simples et les moins chers, c'est-à-dire le ravitaillement du navire directement à partir de pétroliers ou de conteneurs ISO placés à côté du quai ou sur une petite barge / ponton qui ravitaillent généralement de petites quantités de GNL, à des systèmes plus complexes et coûteux, par exemple ceux qui sont capables de ravitailler de gros navires relativement rapidement lors de leur escale dans le port.

Les caractéristiques physiques du GNL qui doivent être prises en compte par rapport au diesel, aux fins de cette étude, sont les suivantes :

- La densité du GNL est inférieure (environ la moitié) à celle du HFO (Heavy Fuel Oil) ou du diesel et sa masse a un pouvoir calorifique supérieur d'environ 15%.
- Les réservoirs de GNL ne doivent pas être remplis à plus de 85 à 90% de leur capacité de stockage, pour laisser de la place à la détente du gaz qui s'évapore à la pression prévue sans dégazage dans l'atmosphère.
- Le réservoir de stockage doit être isolé afin de maintenir les températures cryogéniques en occupant un espace supplémentaire (10% supplémentaires du volume du réservoir)
- Les navires au GNL, par rapport aux navires au diesel, ont donc presque le double du volume de stockage de GNL pour pouvoir parcourir les mêmes distances, ou parcourraient environ 54% de la distance avec un réservoir de GNL de même taille qu'un réservoir de carburant. Gas-oil. Le tableau suivant fournit quelques exemples de dimensionnement des réservoirs de stockage de GNL requis pour différentes classes de navires :

Tableau 2 - Dimensionnement des réservoirs de stockage de GNL pour les différentes classes de navires

Classe de navires – dimensionnement des réservoirs de GNL par rapport au diesel	Réservoir diesel - m ³		Réservoir GNL équivalent - m ³	
	(Taux de conversion du réservoir de GNL 54%)			
Petit hors-bord (12–20 pieds)	0.025	0.075	0.050	0.140
Yacht à voile (33–45 pieds)	0.100	0.500	0.200	0.900
Yacht à moteur (40–60 pieds)	0.750	4.5	1	8
Petit remorqueur (30–60 pieds)	15	100	30	190
Petit ferry Ro-Ro (200-300 pieds)	25	50	50	90
Remorqueur océanique (90–150 pieds)	350	700	650	1,300
Ro-Ro/Ro-Pax Ferries (400-700 pieds)	1,000	3,000	2,000	6,000
Vraquier, céréale/charbon (500–700 pieds)	1,500	3,000	3,000	6,000
Grand bateau de croisière (900–1,100 pieds)	3,500	7,500	6,000	14,000
Barge-citerne intérieur (200–300 pieds)	1,500	4,500	3,000	8,000
Porte-conteneurs Panamax (960 pieds) 5,000TEU	5,500	7,500	10,000	14,000
Nouveau Panamax cont.navire (1,200pieds) 13,000TEU	10,000	15,000	19,000	28,000

3.1. T-t-S

La solution TRUCK-TO-SHIP représente la technologie la plus simple, la moins chère et la plus rapide pour le soutage de GNL aux bateaux de plaisance et aux petits navires, en particulier dans les phases initiales de «transition technologique», qui nécessitent éventuellement des solutions temporaires au sein des usines. les ports existants et le passage du système de propulsion navale existant au GNL.

Les limites de la solution T-t-S sont la petite taille de l'infrastructure de soutage de GNL et la vitesse de chargement relativement faible, qui limite l'utilisation de ce type de structures au soutage de petits bateaux et ferries, avec un stockage maximum d'environ 200 m³.

- Une petite portion de terrain à côté du quai est suffisante pour le groupage, qui doit être clôturée pour éviter les intrusions et respecter les distances de sécurité minimales.
- Des tuyaux et des bras de chargement manuels / semi-automatiques sont utilisés pour le raccordement du navire.
- Des équipements de sécurité doivent également être en place, notamment: des systèmes de déverrouillage d'urgence (ERS) (EN ISO 20519, section 4.3) avec couplage de déverrouillage d'urgence (ERC) et arrêt d'urgence (ESD), détecteurs de fuite de gaz et système d'alarme lutte contre l'incendie, barrières d'eau et équipement de lutte contre l'incendie.

Cinq options pour le mode T-t-S sont explorées ci-dessous :

A. ISO-CONTENEUR SUR CAOUTCHOUC :

Un conteneur ISO cryogénique de 40 pieds est l'unité la plus flexible et la plus économique pour le transport de GNL par route, rail, ferry ou conteneur, du hub d'origine à l'installation de soutage de GNL, et peut également être utilisé comme réservoir de stockage. stockage pour les opérations de soutage de GNL ou comme réservoir de stockage pour le navire lui-même (principalement en cas de reconversion du système de propulsion au GNL).

- Un conteneur ISO 40 'de bonne qualité se compose d'un cylindre à pression interne résistant à la cryogénie en Nickel-9% / AISI-304 (premier confinement) avec un volume brut de liquide d'environ 45.000 litres, inclus dans un cylindre pression externe en carbone ou acier inoxydable (deuxième confinement), avec une isolation intermédiaire (généralement plusieurs couches de feuilles d'aluminium sous vide), capable de maintenir les basses températures du GNL pendant une période d'au moins deux mois après chargement (éventuellement pression atmosphérique et -162 ° C), pendant le transport et l'utilisation, jusqu'à ce que la température et la pression atteignent les conditions d'équilibre (généralement 8 bar et -130 ° C) après quoi les soupapes de sécurité commencent à se dégager. L'équipement auxiliaire comprend des tuyaux et des vannes IN / OUT, des systèmes de condensation et de vaporisation, des PC, des dispositifs de sécurité LC (éventuellement avec un système distant SCADA).

Une pompe de service et un débitmètre peuvent être installés en option

- Une pompe de service et un débitmètre peuvent être installés en option

- La capacité nette de stockage de GNL d'un conteneur ISO de 40 pieds est :

45.000 m³ x 89% ≈ 40,000m³ ≈ 17,600 t GNL

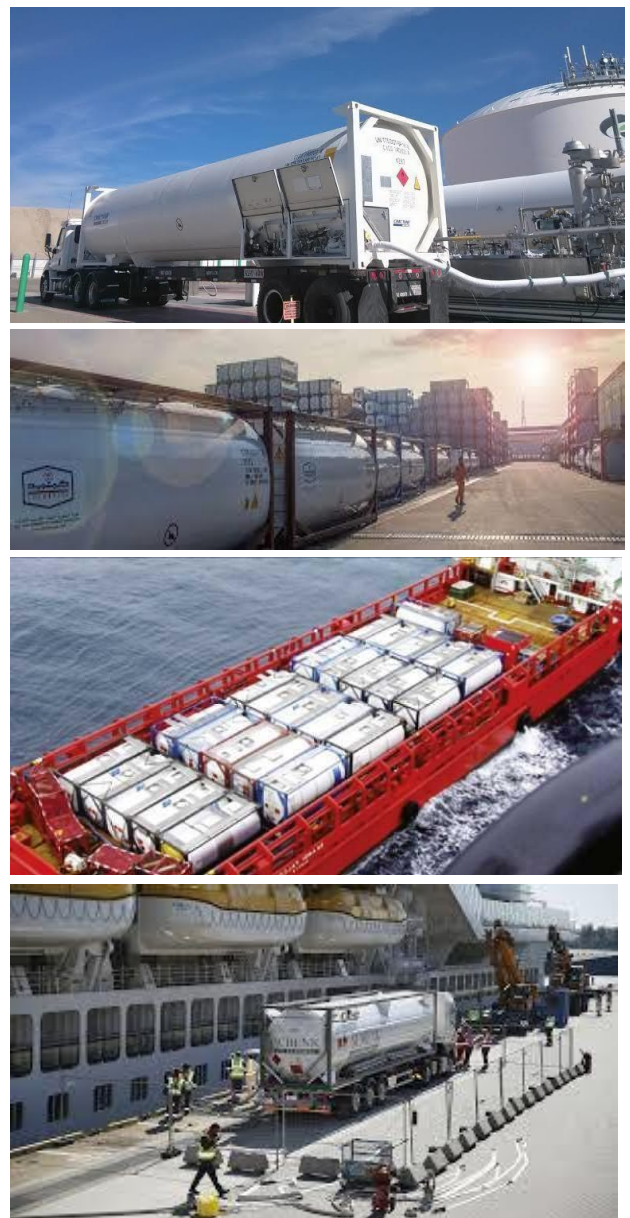


Figure 1 - Conteneur ISO

La solution T-t-S la plus basique et la plus flexible comprend les phases suivantes qui peuvent être mises en œuvre sur les quais où le navire à bunker est amarré :

- Sélectionner et fermer la zone de sécurité dans laquelle le soutage de GNL est effectué (généralement un rectangle d'au moins 15 m x 30 m).
- Installation des équipements de sécurité et de soutage de GNL: pompe et débitmètre (si nécessaire), tuyau flexible (avec bras de chargement manuel ou semi-automatique) pour le transfert du GNL et la conduite de retour BOG pour l'équilibrage du pression (si nécessaire); tous les tuyaux équipés de systèmes de déverrouillage d'urgence (ERS), de couplage de déverrouillage d'urgence (ERC) et d'arrêt d'urgence (ESD). Toute la zone doit être protégée par des détecteurs de fuite de gaz, des alarmes incendie, des barrières d'eau et des équipements de lutte contre l'incendie.
- Le conteneur ISO de 40 pieds sur caoutchouc est connecté à l'équipement de soutage du navire et, par conséquent, un réservoir fixe n'est pas nécessaire pour le stockage du GNL.
- Le soutage de GNL peut être effectué à une vitesse maximale d'environ 50 m³ / h pour permettre un équilibrage sûr de la pression du BOG et éviter le rejet de gaz dans l'atmosphère. Lorsque le conteneur ISO est vide, il s'éloigne et est remplacé par une autre unité remplie de GNL au même endroit ou, si nécessaire, déplacé vers un autre emplacement pour soutirer un autre navire.

CAPACITÉ DE SOUTAGE:

- DANS cette option, on suppose qu'environ six conteneurs ISO 40 'de GNL peuvent avitailler au port tous les jours (déplacer l'équipement de soutage sur patins et roues vers d'autres quais toutes les 4 heures, ou amarrer et désamarrer six navires dans le même emplacement).
- En conséquence, ce système peut avoir une capacité maximale de soutage de GNL d'environ **87.000 m³/an (40m³ x 6u/j x 7j/s x 52s/an)¹**



FIGURE 4 - AVITAILLEMENT AIDAPRIMA DANS LE PORT DE HAMBOURG, 2016

CAPEX – TERMINAL DI SOUTAGE

- **LE** coût d'un conteneur 40 'ISO-GNL, avec les raccords nécessaires (sans pompe ni débitmètre), équipé de normes de qualité et de sécurité, est d'environ 100.000 euros (la pompe et le débitmètre peuvent coûter environ 15.000 Euros chacun).
- Le coût de l'équipement pour le soutage du GNL (y compris la pompe et le débitmètre, sur bordereau pour les transferts), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 90.000 euros.
- 30.000 euros supplémentaires de frais généraux sont nécessaires pour la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, **soit un CAPEX total d'environ 220.000 euros (dont un ISO- Conteneur 40 'GNL sur site).**

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- CHACUN des six conteneurs ISO fournissant des soutes dans le port peut effectuer un aller-retour par jour :
 - Un quart de 8 heures avec un conducteur parcourant 500 km (vitesse moyenne de 60 à 65 km / h)
 - Remplissage du conteneur ISO au terminal d'alimentation principal (environ 1 heure plus temps d'arrêt)
 - 2^{ème} chauffeur de retour sur le site de soutage du port dans 8 heures supplémentaires, (3^{ème} pilote de secours).
 - Les conteneurs ISO sont garés sur le site de soutage et déchargent le GNL jusqu'à ce qu'il soit vide.

- PAR conséquent (ajout d'une unité de rechange / supplémentaire) 6 conteneurs ISO doivent être achetés à 600.000 euros pour la chaîne logistique; 6 tracteurs sont également nécessaires (à 135.000 euros chacun) et 6 remorques de 15.000 euros chacun, **pour un CAPEX total d'environ 1,5 million d'euros pour la chaîne logistique GNL.**

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- Les coûts d'exploitation de la solution TtS / ISO Container sur route s'élèvent à environ 1,30 million d'euros par an, plus de 1,85 million d'euros par an pour le ravitaillement en GNL, pour un OPEX total de 3,15 millions d'euros par an.

B. SOUTAGE PAR ATB

Le même schéma de soutage de GNL et d'approvisionnement en GNL décrit dans la précédente Option-A avec des conteneurs ISO de 40 pieds, peut être appliqué avec des réservoirs de GNL sur ATB.

- Le réservoir de GNL ATB est plus long et légèrement plus large qu'un conteneur ISO de 40 pieds, avec une capacité brute de volume de liquide d'environ 56.000 litres. Il a des spécifications techniques cryogéniques et de sécurité similaires et ses accessoires standard incluent une pompe d'entraînement de GNL et un débitmètre.



- Techniquement, le système d'approvisionnement en GNL et d'approvisionnement en GNL est également similaire à l'Option-A avec conteneur ISO. Cependant, comme toutes les remorques de GNL ont une pompe de sortie et un débitmètre à bord, ces deux pièces ne sont pas nécessaires dans les installations de soutage sur place.



FIGURE 2- SOUTAGE PAR ATB

- Techniquement, le système d'approvisionnement en GNL et d'approvisionnement en GNL est également similaire à l'Option-A avec conteneur ISO. Cependant,

comme toutes les remorques de GNL ont une pompe de sortie et un débitmètre à bord, ces deux pièces ne sont pas nécessaires dans les installations de soutage sur place

La capacité nette d'un ATB GNL est :

$$56.000\text{m}^3 \times 89\% \approx 50.000\text{m}^3 \approx 22.000 \text{ t GNL}$$

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- LORS de l'analyse de cette option, il a été supposé qu'un maximum de six ATB GNL peuvent être utilisés pour l'avitaillement au port (déplacement du système d'avitaillement sur des patins et des roues sur d'autres quais toutes les 4 heures, ou par amarrage et détachement six navires au même endroit)
 - En conséquence, ce système a une capacité annuelle de soutage de GNL d'environ **109.000 m³ (50m³ x 6ATB/j x 7j/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- LE coût d'un ATB GNL, avec les équipements nécessaires, y compris la pompe et le débitmètre, équipé de normes de qualité et de sécurité, est d'environ 180.000 euros (environ 80% de plus qu'un conteneur ISO de GNL).
- Le coût de l'équipement de soutage de GNL (sans pompe et débitmètre, sur Skid pour les transferts), avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 60.000 euros.
- 30.000 euros supplémentaires sont nécessaires pour la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les dépenses éventuelles, résultant en un CAPEX total d'environ 270.000 euros (y compris un ATB GNL sur site).

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Chacun des six ATB fournissant des soutes dans le port peut effectuer un aller-retour par jour :
 - Un quart de 8 heures avec un conducteur parcourant 500 km (vitesse moyenne de 60 à 65 km /h)
 - Ravitaillement ATB au terminal d'approvisionnement en GNL (environ 1 heure plus temps d'arrêt)
 - 2^{ème} chauffeur de retour sur le site de soutage du port dans 8 heures supplémentaires, (3^{ème} chauffeur de réserve)
 - Parking ATB sur le site pour l'avitaillement, le déchargement du GNL jusqu'à la vidange et ainsi de suite
- Par conséquent (en ajoutant une unité de rechange) 6 semi-remorques et 6 tracteurs (à 315.000 euros chacun) doivent être achetés avec un résultat **d'environ 1,9 million d'euros de CAPEX pour la chaîne logistique GNL.**

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- L'OPEX du système T-t-S / ATB s'élève à environ 1,36 million d'euros par an, soit plus de 1,86 million d'euros par an pour la fourniture de GNL, ce qui porte l'OPEX global à 3,22 millions d'euros / an.

Les CAPEX et OPEX plus élevés de l'option ATB par rapport à l'option «conteneur ISO» sont imputables aux coûts plus élevés des équipements (pompes – compteurs).

Ces coûts sont bien compensés par une capacité accrue.

C. ISO-CONTENEUR SURSKID

Si un site de soutage de GNL a été identifié dans le port pour les navires de trafic local tels que les petits navires de service, les bateaux de pêche et les bateaux de tourisme, un stockage fixe de GNL peut être fourni dans l'installation de soutage de GNL, plutôt que d'utiliser l'ISO. -conteneur "shuttling" sur caoutchouc des deux caisses précédents.

- Encore une fois, le système de stockage de GNL le plus simple et le moins cher consiste à utiliser un conteneur ISO cryogénique de 40 pieds sur SKID



FIGURE 3 - ISO-CONTENEUR SUR SKID

- Tout l'équipement de soutage reste le même que la première option.
- L'avantage de cette option est la possibilité d'effectuer l'avitaillement en GNL en continu, sans interruptions dues au découplage et au départ du conteneur ISO vide et à l'arrivée et au recouplage de la prochaine unité pleine, même si un certain l'inactivité sera inévitable car le récepteur a le même volume que le bloc d'alimentation.

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé que l'installation de stockage de GNL peut être ravitaillée par jusqu'à sept conteneurs ISO-LNG de 40 pieds fournissant des soutes à différents navires amarrés quotidiennement dans la même position.

- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **102.000 m³ (40m³ x 7u/j x 7j/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL DE SOUTAGE

- LE coût d'un conteneur ISO 40 'sur SKID, avec les raccords nécessaires (sans pompe ni débitmètre), avec un équipement standard de qualité et de sécurité, est d'environ 100.000 Euros.
- coût de l'équipement pour le soutage de GNL comprenant la pompe et le débitmètre, également sur SKID, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, est d'environ 90.000 euros
- Un montant supplémentaire de 75.000 euros est estimé nécessaire pour l'achat / la concession du terrain et 30.000 euros pour la construction de l'usine de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les dépenses éventuelles, résultant en un **CAPEX total d'environ 300.000 euros**

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Chacun des sept conteneurs ISO fournissant des soutes dans le port peut effectuer un aller-retour par jour :
 - Un quart de 8 heures avec un conducteur parcourant 500 km (vitesse moyenne de 60 à 65 km / h)
 - Le réapprovisionnement du conteneur ISO au terminal d'approvisionnement (environ 1 heure de temps d'inactivité).
 - 2^{ème} chauffeur de retour sur le site de soutage du port dans 8 heures supplémentaires, (3^{ème} chauffeur de secours).

Par conséquent (en ajoutant une unité de rechange) il est nécessaire d'acheter 8 conteneurs ISO pour un besoin de 800.000 euros pour la chaîne logistique; 8 tracteurs (135.000 euros chacun) et 8 remorques (15.000 euros chacun) sont également nécessaires, ce qui représente 2,0 millions d'euros de CAPEX total pour la chaîne logistique GNL.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- L'OPEX de l'option TtS / ISO-Container sur Skid s'élève à environ 1,37 million d'euros par an, plus de 2,09 millions d'euros / an pour le ravitaillement en GNL, pour un OPEX total de 3,46 millions d'euros /an.

Les CAPEX et OPEX plus élevés de l'option fixe sur SKID par rapport à l'option routière sont attribuables au coût du terrain et à une consommation d'énergie plus élevée. Ces coûts sont bien compensés par l'augmentation de la capacité pouvant être obtenue.

D. RISÉROIR SURSKID

Pour améliorer l'option C précédente, un réservoir de stockage de GNL horizontal ou vertical plus grand peut être installé dans le système de soutage.

- Tous les équipements de soutage restent similaires aux options précédentes.

- L'avantage de cette option est la possibilité de soutage en continu, sans interruptions dues au découplage du conteneur ISO vide et au recouplage du prochain conteneur plein; de plus,

grâce à la capacité des réservoirs de stockage, plus de 50% de volume en plus par rapport aux conteneurs ISO, il est possible d'optimiser les temps de déchargement des unités de réception.



FIGURE 7 - RÉSERVOIR DE SOUTAGE À SAMSOE (DANEMARK)

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé qu'un maximum de huit conteneurs ISO de 40 pieds sont capables de remplir l'unité de stockage de GNL en fournissant chaque jour des soutes dans le port à plusieurs navires amarrés au même endroit.
- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **116.000 m³ (40m³ x 8u/j x 7j/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL DE SOUTAGE

- Le coût d'un réservoir de GNL de 60 m³, avec le système de réception GNL nécessaire et les équipements de qualité et de sécurité, s'élève à environ 145.000 euros.
- Le coût des équipements de soutage de GNL, y compris la pompe et le débitmètre également sur SKID, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 90.000 euros.
- 75.000 euros supplémentaires sont nécessaires pour le sol et 30.000 euros pour la création des installations de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, soit un CAPEX total d'environ 350.000 euros.

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Chacun des huit réservoirs fournissant des soutes dans le port peut effectuer un aller-retour par jour :
 - Un quart de 8 heures avec un conducteur parcourant 500 km (vitesse moyenne de 60 à 65 km / h)
 - Le réapprovisionnement du conteneur ISO au terminal d'approvisionnement (environ 1 heure de temps d'inactivité).
 - 2^{ème} chauffeur de retour sur le site de soutage du port dans 8 heures supplémentaires (3^{ème} chauffeur de secours).
- Par conséquent, en ajoutant une unité de recharge, il est nécessaire d'acheter 9 réservoirs qui nécessitent 900.000 euros pour la chaîne logistique; 9 camions sont également nécessaires (135.000 euros chacun) et 9 remorques (15.000 euros chacun), pour un CAPEX total de 2,25 millions d'euros pour la chaîne logistique.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- L'OPEX de l'option TtS / Réservoir sur Skid s'élève à environ 1,38 million d'euros par an, plus de 2,33 millions d'euros par an pour le ravitaillement en GNL, pour un OPEX total de 3,71 millions d'euros par an.

Les CAPEX et OPEX plus élevés de cette option avec réservoir fixe (éventuellement sur skid) par rapport aux précédents sont dus à un coût plus élevé du sol, des volumes plus élevés et une consommation d'énergie plus élevée.

Ces coûts sont bien compensés par l'augmentation de la capacité pouvant être obtenue

E. CONTENEUR-ISO / RÉSERVOIR SUR MULTI-RACK

La principale limitation du soutage de GNL directement à partir d'un conteneur ISO de 40 pieds, d'un ATB ou d'un réservoir de stockage de GNL avec une capacité de volume similaire, est la faible vitesse de soutage - environ 50-60 m³ / heure - nécessaire pour éviter la formation de BOG avec une libération indésirable de gaz dans l'environnement.

Cela limite le service d'avitaillement de GNL aux navires «locaux», tels que les bateaux de service, les petits ferries, les bateaux de pêche et de tourisme, avec un réservoir de stockage de GNL à bord d'environ 50 à 60 m³.

La vitesse d'avitaillement en GNL peut être augmentée jusqu'à environ 150 m³ / heure en installant un bloc multi-rack, connecté et recevant simultanément du GNL à partir de 4 ou 6 conteneurs ou réservoirs ISO dans un collecteur commun, en utilisant des équipements plus grands (pompes, conduites, bras de chargement, etc ...) pour alimenter des réservoirs de navires plus gros d'environ 200 m³.

- Un bloc de conteneurs ISO multi-racks peut également être installé à bord (sur le pont ouvert) d'un navire comme solution pour alimenter les moteurs afin de basculer le système de propulsion au GNL (éventuellement moteurs bicarburant) sans modifier la coque existante, les réservoirs diesel et la salle des machines.

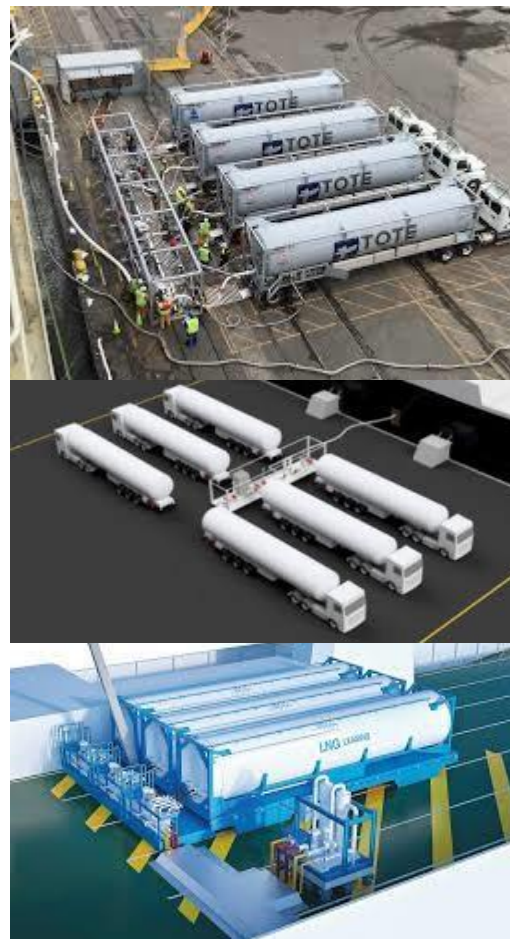


FIGURE 4 – CONTENEUR-ISO /RÉSERVOIRS SUR MULTI-RACK

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé qu'environ six conteneurs ISO de 40 pieds se connectent simultanément au bloc multi-rack, dont cinq fournissent le bunker de GNL et un est déconnecté et remplacé toutes les 90 minutes par un conteneur ISO complet de GNL.

- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **233.000 m³ (40m³ x 16u/j x 7j/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL DE SOUTAGE

- Le coût de six conteneurs ISO 40 'sur roues, avec les raccords nécessaires (sans pompe ni débitmètre), aux normes de qualité et de sécurité, est d'environ 600.000 euros.
- Le coût des équipements de soutage de GNL, y compris la pompe et le débitmètre également sur skid, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 200.000 euros.
- 120.000 euros supplémentaires peuvent être nécessaires pour les frais généraux liés à la construction de l'usine de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, soit un **CAPEX total d'environ 920.000 euros.**

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Chacun des sept conteneurs ISO qui alimentent les soutes du port peut effectuer un aller-retour quotidien :
 - Avec un conducteur parcourant 500 km en 8 heures (vitesse moyenne de 60 à 65 km / h)
 - Ravitaillement du réservoir au terminal d'alimentation (environ 1 heure nécessaire plus temps d'arrêt)
 - Retour au site de soutage du port dans 8 heures supplémentaires avec le 2^{ème} chauffeur.
 - 4-6 conteneurs ISO restent stationnés sur le site pour le soutage, déchargent le GNL jusqu'à ce qu'il soit vide et ainsi de suite.
- Par conséquent, avec l'ajout de 3 unités de réserve / réserve, 16 conteneurs ISO (19-6 + 3) doivent être achetés avec un besoin de 1.600.000 euros pour la chaîne logistique; avec l'ajout de 16 camions (135.000 euros chacun) et 16 remorques (15.000 euros chacun), un CAPEX total de 4,0 millions d'euros est obtenu pour la chaîne logistique.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- Les OPEX de l'option TtS / Multi-rack sur Skid s'élèvent à environ 1,88 million d'euros par an, plus de 4,81 millions d'euros par an pour le ravitaillement en GNL, pour **un OPEX total de 6,69 millions d'euros par an.**
- Ces coûts plus élevés sont bien compensés par la capacité réalisable plus élevée.

3.1. P-T-S:

La solution PORT / PIPELINE-TO-SHIP est la plus adaptée pour le soutage rapide du GNL vers les navires transocéaniques qui nécessitent des réservoirs de volume et de capacité de chargement de GNL considérables, voire pour l'approvisionnement en GNL des barges et des navires de type «bunkerine» de GNL. Ce type de terminal méthanier côtier comprend:

Installations de réception et de stockage de GNL: où le GNL peut arriver par voie terrestre (en voiture / camion-citerne ou en conteneur ISO dans les petits terminaux) ou par mer (par barges / navires de GNL, dans les grands terminaux) Le GNL peut être soit des «bouteilles à pression» capables de traiter du GNL «chaud» à une pression de 4 à 8 bars, soit des «réservoirs atmosphériques» qui gèrent du GNL «froid» à pression atmosphérique et à une température de -160 ° C.

- Les gazoducs de GNL envoient le bunker (avec des installations auxiliaires sur le quai) au navire récepteur.
- Habituellement, un terminal méthanier côtier ne limite pas ses services au soutage uniquement, car il peut également disposer d'une installation de chargement ATB pour acheminer le GNL vers l'intérieur des terres et d'une unité de regazéification pour envoyer du GAZ aux réseaux loc.
- Une limitation de la solution PtS est que le pipeline du terminal doit atteindre le navire amarré aux quais et fournir le bunker aux navires pendant leur période de service régulière, de sorte que le navire alimenté au GNL ne prenne pas de temps supplémentaire dans le port pour accoster / désancrer. et faire le plein dans un quai séparé du terminal GNL.

Comme exemples possibles de terminal côtier à petite échelle de GNL, cinq options sont examinées ci-dessous :

- 3 options «pression» (petite / 1.000 m³, moyenne / 9.000 m³, grande / 20.000 m³) sont liées aux solutions de stockage de GNL «chaud», utilisant un ou plusieurs cylindres «balle» capables de chauffer le GNL à -145 / -130 degrés centigrades et les pressions BOG augmentant aux valeurs de conception de 4-8 bar (avant la purge des soupapes de sécurité).
- 2 options "atmosphériques" ("secondaire" /20.000 m³, "primaire" /50.000 m³) sont liées aux solutions de stockage "LNG froid", utilisant généralement un seul réservoir "atmosphérique" maintenant le GNL froid à -162 / - 160 degrés centigrades et à pression atmosphérique (1 bar - 100 kPa), extraire et recondenser le BOG ou le comprimer et l'envoyer pour des applications énergétiques.

NOTE:

- Normalement, des solutions à cylindres à balles sont utilisées pour le stockage de GNL jusqu'à 10.000 m³, au-delà, pour des raisons techniques et économiques, des réservoirs atmosphériques uniques d'une taille maximale de 150.000 à 200.000 m³ par réservoir sont préférables.
- Un terminal d'importation de GNL est défini comme «primaire» s'il peut recevoir du GNL directement des terminaux d'exportation des producteurs via des pétroliers océaniques aux meilleurs prix du marché. Habituellement, la taille minimale, pour un terminal «primaire», comprend un réservoir de stockage de 50.000 m³ s'il peut recevoir du GNL directement des producteurs aux meilleurs prix du marché, même en vidant une seule cuve d'un méthanier transocéanique.
- Un terminal d'importation de GNL est défini comme «secondaire» s'il reçoit le GNL via un hub intermédiaire d'approvisionnement en GNL, des wagons-citernes ATB ou GNL ou des navires de soutage / feeder, avec des surcoûts inévitables.
- Les infrastructures logistiques nécessaires à la fourniture de GNL au terminal de soutage depuis le hub d'approvisionnement en GNL (louées à une distance d'environ 500 km pouvant être parcourues par voie terrestre ou maritime en une journée) sont généralement louées à des sociétés spécialisées

(propriétaires de camions / navires), ajoutant ainsi OPEX aux opérations du terminal méthanier. Dans ce document, les CAPEX liés à la chaîne d'approvisionnement sont également pris en compte

- Le document ci-joint "Examen de la documentation de référence pour TDI RETE GNL" fournit des détails supplémentaires sur les technologies actuellement adoptées pour le stockage et l'avitaillement des navires.

F. TERMINAL GNL COTIER “SMALL BULLET CYLINDERS”

Un exemple de petit terminal GNL côtier est le terminal GNL de Halhjem près de Bergen, en Norvège, l'un des premiers terminaux construits par Gasnor en 2007-2008.

Il se compose de 2 cuves de stockage de type bullet de 500 m³ fonctionnant à un maximum de 4,0 bars, recevant du GNL des navires de ravitaillement ou des pétroliers (au module de ravitaillement). Le soutage de GNL a lieu à une vitesse de 100 m³ / heure, via un pipeline de 250 m qui atteint un ferry amarré à l'embarcadere voisin

Un terminal GNL typique de cette taille nécessite une superficie d'environ 2.900 m² (45mx65m), avec un module de réception / ravitaillement en GNL (par route / rail / mer) et des pipelines reliant les installations de soutage de GNL supposés à distance de 250 m.



FIGURE 5 - TERMINALE DE GNL HALHJEM, NORVÈGE

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, on a supposé que le réservoir de stockage pouvait être ravitaillé par un maximum de 16 conteneurs ISO 40 '(un toutes les 1,5 h, pour un total de 640 m³ / jour, - le même que l'option précédente E), et cette même quantité est envoyée aux navires pour l'avitaillement (service de soutage de huit heures pour une moyenne de 80 m³ / h).
- Alternativement, les mêmes 640 m³ de GNL peuvent être ravitaillés dans le Terminal à l'aide d'une barge GNL reliée aux mêmes bras de chargement et conduites du terminal lorsqu'elle n'est pas en service pour l'avitaillement.
 - En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **233.000 m³ (40m³ x 16u/j x 7j/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL DE SOUTAGE

- Le coût des installations de réception et de stockage de GNL, pour un stockage de 1000 m³, avec l'équipement aux normes de qualité et de sécurité, s'élève à environ 3,3 millions d'euros.
- Le coût des équipements de soutage de GNL, dont 250 m de canalisations (pour l'expédition, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 1,9 million d'euros.
- Pour l'achat du terrain, la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, 1,2 million d'euros supplémentaires sont nécessaires, soit un CAPEX total d'environ 6,4 millions d'euros.

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Pour la chaîne logistique terrestre, 19 conteneurs ISO doivent être achetés: 16 unités pour l'aller-retour quotidien et 3 unités de rechange, ce qui nécessite 4,75 millions d'euros supplémentaires. La solution maritime nécessiterait le service quotidien d'une barge de 750 à 1.000 m³ à plus ou moins le même coût

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'OPEX de l'option PtS / Terminal côtier avec Small-Bullets s'élève à environ **2,47 M € par an**, plus de **4,84 M € par an** pour la fourniture de GNL, pour un **OPEX total de 7,31 M € /an**

L'option Coastal Terminal avec Small-Bullets a une capacité de traitement GNL et OPEX similaire aux options ISO-container / tanker sur Multi-Rack mais avec un CAPEX bien plus élevé !

Le CAPEX plus important permet et garantit des conditions de sécurité plus élevées dans les opérations de ravitaillement (les réservoirs de GNL permettent plus d'une journée de stockage de GNL sur site au lieu des quelques heures de rotation continue des réservoirs).

G. TERMINAL COSTAL GNL “CYLINDRES DE BULLET DE TAILLE MOYENNE”

Les terminaux méthaniers de 9.000 à 10.000 m³ actuellement en construction à Göteborg (Suède), Rauma (Finlande) et Oristano (Italie) sont des exemples de terminaux méthaniers côtiers de taille moyenne.

Ils sont constitués de réservoirs à balles (6 de 1.500 m³ ou 9 de 1.100 m³) fonctionnant à une pression maximale de 4,0 bar, recevant du GNL des navires de ravitaillement ou ATB (au module de ravitaillement), et du GNL de soute à vitesse maximale. de 1.000 m³ / h, aux navires amarrés à l'embarcadère voisin avec environ 1 km de pipeline.

Une solution typique pour un terminal GNL de cette taille nécessite une surface au sol minimale d'environ 15000 m² (100m x 150m), avec un module de réception / ravitaillement en GNL (par route / rail / mer) et des pipelines reliant les installations de soutage de GNL louées. à une distance de 1 km.

CAPACITÉ DE TERMINAL ET DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé que chaque semaine un maximum de 2 navires de ravitaillement de 7.500 m³ alimentent le terminal, occupant les bras de chargement / déchargement et les canalisations du terminal environ 13 heures pour chaque opération; dans le temps restant, le terminal est libre pour les opérations de soutage.

- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **780.000 m³ (7.500m³ x 2u/s x 52s/an)**



FIGURE 6 - TERMINAL GNL DE RAUMA, FINLANDE (CI-DESSUS) ET PROJET DE TERMINAL GNL D'ORISTANO, ITALIE (CI-DESSOUS)

CAPEX - TERMINAL ET USINE DE SOUTAGE

- **LE** coût des installations de réception et de stockage de GNL pour le stockage présumé de : 9.000/10.000 m³ avec les équipements nécessaires aux normes de qualité et de sécurité, s'élève à environ 33 millions d'euros.
- Le coût des équipements de soutage de GNL, dont 1 km de canalisations (pour l'envoi, le retour et le BOG) pompe et débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 8 millions d'euros.
- **POUR** l'achat du terrain, la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, l'assurance et les charges éventuelles, 9 millions d'euros supplémentaires pourraient être nécessaires, soit un CAPEX total d'environ 50 millions d'euros

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Un navire de ravitaillement en GNL de 7.500 m³ est capable de fournir la quantité de GNL nécessaire au terminal en effectuant 2 allers-retours par semaine entre le terminal de ravitaillement en GNL et le terminal de soutage, situé à une distance présumée 500 km; chaque aller-retour nécessite 2 trajets de 18 heures de navigation (à 15 nœuds), 2 opérations de 9 heures de chargement / déchargement (à 900 m³ / heure), 4 opérations de 2 heures d'amarrage / connexion et déconnexion / départ laissant 22 heures restantes d'inactivité.
- Le CAPEX requis pour les navires «feeder» de 7.500 m³ est d'environ 35 millions d'euros, nécessaire à la chaîne logistique.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- Les OPEX de l'option PtS / Terminal côtier «Mid-Bullets» sont d'environ 6,7 millions d'euros par an, plus de 4,2 millions d'euros par an pour le ravitaillement en GNL, pour un OPEX total de 10,9 M € par an.

Le terminal côtier de GNL Mid-Bullets est le dépôt à petite échelle typique développé pour une demande annuelle de GNL inférieure à 1 million de m³, une demande qui peut être satisfaite avec une capacité de stockage de GNL de 10.000 m³, combinant le soutage avec ravitaillement en GNL par route et regazéification pour les réseaux locaux.

Le CAPEX plus élevé fournit et garantit de meilleures conditions de sécurité dans les approvisionnements.

H. TERMINAL GNL COTIER “CYLINDRES À LONGUE BULLETT”

Généralement, pour des besoins de stockage supérieurs à 10.000 m³, l'installation d'un seul réservoir atmosphérique pour le stockage de GNL est préférable et moins chère que les solutions multi-balles

Cependant, en Italie, les terminaux méthaniers de Cagliari et Crotona de 22.000 m³ ont été présentés pour autorisation avec une solution de 18 cylindres balles de GNL d'environ 1.250 m³ bruts (1.100 nets) chacun

Une solution typique pour un terminal GNL de cette taille nécessite une surface au sol minimale d'environ 50.000 m² (180m x 280m), avec des pipelines se connectant aux structures de quai, à la fois pour le soutage de GNL et pour la réception des navires de ravitaillement de 7.500-15.000. m³, supposé à une distance de 1 km.



FIGURE 7 - PROJET POUR LE TERMINAL DE CAGLIARI, ITALIE

CAPACITÉ DU TERMINAL ET DU SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé que chaque semaine un maximum de 2 navires de ravitaillement de 15.000 m³ alimentent le terminal, occupant les bras de chargement / déchargement et les canalisations du terminal environ 18 heures pour chaque opération; le reste de la semaine, le terminal est gratuit pour le soutage.
 - En conséquence, ce système peut avoir une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **1,56 mln m³ (15.000 m³ x 2u/s x 52s/an)**

CAPEX - TERMINAL ET SOUTAGE

- Le coût des installations de réception et de stockage de GNL pour un prétendu stockage de 20.000 m³ avec les équipements nécessaires aux normes de qualité et de sécurité, s'élève à environ 67 millions d'euros.
- Le coût de l'usine de soutage de GNL, comprenant 1 km de gazoduc (pour l'envoi, le retour et le BOG) de la pompe et du débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 9 millions d'Euro.
- Pour l'achat du terrain, la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, 19 millions d'euros supplémentaires sont nécessaires, soit un CAPEX total d'environ 95 millions d'Euro.

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Un navire «feeder» de GNL de 15.000 m³ est en mesure de fournir la quantité de GNL nécessaire au terminal en effectuant 2 allers-retours par semaine entre le Hub d'approvisionnement en GNL et le terminal, situé à une distance estimée de 500 km ; chaque trajet aller-retour nécessite 2 trajets de 18h de navigation (à une vitesse de 15 nœuds), 2 opérations de 14h pour le chargement / déchargement (1.200 m³ / h), 4 de 2h pour l'amarrage / connexion et déconnexion / débarquement laissant 12h d'inactivité.

Le CAPEX requis pour les navires de ravitaillement de 15.000 m³ est d'environ 61 millions d'euros pour la chaîne logistique.

Les OPEX (Voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- L'OPEX de l'option P-t-S / terminal côtier «Long-Bullets» s'élève à environ 11,5 millions d'euros par an, en plus de 5,4 millions d'euros par an pour le ravitaillement en GNL, avec un OPEX total de 17,0 millions d'euros par an.

L'option de terminal méthanier côtier «Long-Bullets» de 20.000 m³ est uniquement envisagée pour comparer les CAPEX et OPEX d'un terminal GNL à petite échelle à un seul réservoir typique de 20.000 m³ développé pour répondre à la demande de GNL de 1 à 2 millions de m³ / an, qui nécessite une capacité de stockage supérieure à 10.000 m³, et qui combine généralement le soutage avec le ravitaillement en GNL par route et la regazéification des réseaux locaux.

Par rapport à la solution à réservoir unique, la solution à réservoir multiple est plus complexe, avec plus de matériaux et de machines, doublant pratiquement le CAPEX et augmente l'OPEX de 40%. Le ravitaillement en GNL s'effectue via un navire d'alimentation en GNL de 7.500 m³, exactement comme dans la solution à réservoir unique correspondante.

I. TERMINAL CÔTIER DE GNL «SECONDAIRE» À PRESSION ATMOSPHÉRIQUE

Le premier exemple en Europe de terminal côtier de GNL à réservoir unique de petite taille est le terminal AGA de 20 000 m³, construit à Nimègue, près de Stockholm (Suède), qui est entré en service en 2011

Par la suite, quatre terminaux de 30.000 m³ ont été construits :

Pori (Finlande - lancé en 2016), Turku et HaminaKotka (Finlande), Gavle et Oxelosund (Suède).

En Italie, Edison et PIR prévoient de construire deux réservoirs atmosphériques de 10.000 m³ dans le port de Ravenne. DECAL a un projet de 30.000 m³ à Marghera

Un terminal GNL «atmosphérique» typique de 20.000 m³ (comparable aux «cylindres à pression» correspondants de l'option précédente), dispose d'un réservoir de confinement en béton plein mesurant 36 m de diamètre et 31 m de hauteur) qui peut être partiellement / totalement souterrain si nécessaire.

Cette solution nécessite une surface au sol minimale d'environ 15.000 m² (90mx165m), avec des tuyaux de raccordement aux structures de la jetée, à la fois pour l'expédition et la réception des soutes de GNL par des navires de ravitaillement de 7.500 à 15.000 m³. , supposé à une distance de 1 km.

CAPACITÉ DU TERMINAL ET DU OUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé que le réservoir du terminal est ravitaillé deux fois par semaine par un navire d'alimentation de 15.000 m³, occupant les bras de chargement / déchargement et les pipelines du terminal environ 18 heures pour chaque opération, pendant dont il ne sera pas possible d'effectuer des opérations de soutage.

- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ **1,56 mln m³ (15.000 m³ x 2/s x 52s/an)**

CAPEX – TERMINAL ET SOUTAGE

- Le coût des installations de réception et de stockage de GNL, dans l'hypothèse d'un réservoir atmosphérique de la taille de 20.000 m³, avec les équipements nécessaires aux normes de qualité et de sécurité, s'élève à environ 32 millions d'euros.

- Le coût des équipements de soutage de GNL, comprenant 1 km de gazoducs (pour l'envoi, le retour et le BOG), la pompe et le débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 8,5 millions d'Euro.

- Pour l'achat du terrain, la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, l'assurance et les dépenses éventuelles, un



FIGURE 12 - TERMINAL GNL (DE HAUT EN BAS): NIJMEGEN, SUÈDE, PORI, FINLANDE, PROJET TURKU, FINLANDE, PROJET OXELUND, SUÈDE, PROJET RAVENNA, ITALIE

montant supplémentaire de 8,5 millions d'euros pourrait être nécessaire, entraînant un CAPEX total à un montant d'environ 48 millions d'euros.

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Un navire «feeder» GNL de 15.000 m³ est capable de fournir la quantité de GNL nécessaire au terminal avec 2 allers-retours par semaine entre le terminal et le Hub, hypothétiquement à une distance d'environ 500 km; chaque aller-retour qui nécessite 2 trajets de 18h de navigation (à 15 nœuds), 2 opérations de 14h pour le chargement / déchargement (1.200 m³ / h), 4 opérations de 2h pour l'amarrage / connexion et déconnexion / sortie laissant 12h d'inactivité.

Le CAPEX requis pour les navires de ravitaillement de 15.000 m³ est d'environ 61 millions d'euros pour la chaîne logistique.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- Les coûts estimés pour l'exploitation d'un terminal côtier P-t-S / réservoir atmosphérique «secondaire» (unique) sont estimés à 9,2 millions d'euros / an, plus 5,4 millions / an pour la fourniture de GNL, pour un OPEX total de 14,6 millions d'euros par an.

Ce petit dépôt à réservoir atmosphérique unique de 20.000 m³ peut répondre à une demande annuelle de GNL de 1 à 2 millions de m³, généralement en combinant le soutage des navires avec l'approvisionnement routier et la regazéification pour l'approvisionnement des réseaux locaux. (Cette solution coûte environ la moitié d'une solution multi-balles).

J. TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA

Un petit terminal côtier est défini comme «PRIMAIRE» s'il reçoit du GNL directement d'un terminal d'un producteur / exportateur (à des prix inférieurs), alors qu'il est «SECONDAIRE» lorsqu'il reçoit du GNL d'un terminal «intermédiaire» (avec des coûts supplémentaires conséquents).

Le premier exemple en Europe d'un terminal côtier à petite échelle à réservoir unique est le terminal MANGA de 50.000 m³, à Tornio, en Finlande, qui est entré en service en novembre 2019.

Un terminal GNL «atmosphérique» typique de 50.000 m³ a un réservoir de 49 m de diamètre et 42 m de hauteur avec confinement en béton, qui peut être partiellement / totalement enterré si nécessaire. Cette solution nécessite une surface au sol minimale d'environ 20.000 m² (120mx165m), avec des canalisations reliées aux structures de la jetée, tant pour le transport de soutage GNL que pour la réception par des navires de ravitaillement de 30.000 m³, supposés à une distance de 1 km.



Tornio LNG Terminal, Finland

CAPACITÉ DU TERMINAL ET DU SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, on a supposé que chaque semaine le dépôt est alimenté par 2 navires de ravitaillement de 30.000 m³, occupant les bras de chargement / déchargement et les canalisations du terminal environ 22 heures pour chaque opération; pendant le reste de la semaine, le terminal est disponible pour les opérations de soutage.
- Par conséquent, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 3,12 millions de m³ (30.000 m³ x 2u / s x 52s / an)

CAPEX - TERMINAL ET SOUTAGE

- Le coût des installations de réception et de stockage de 50.000 m³ de GNL avec les équipements nécessaires aux normes de qualité et de sécurité, s'élève à environ 63 millions d'euros.
- Le coût des équipements de soutage de GNL, comprenant 1 km de canalisations (pour l'envoi, le retour et le BOG) pompe et débitmètre, avec les dispositifs de sécurité et d'urgence associés, s'élève à environ 9 millions d'euros.
- Pour l'achat du terrain, la construction des usines de soutage de GNL, y compris la conception et le contrôle de l'installation, les assurances et les charges éventuelles, 14 millions d'euros supplémentaires peuvent être nécessaires, soit **un CAPEX total d'environ 86 millions d'euros.**

CAPEX ET SCHÉMA - CHAÎNE LOGISTIQUE DU GNL

- Un navire «feeder» GNL de 30.000 m³ est en mesure de fournir le GNL nécessaire au terminal en effectuant 2 allers-retours par semaine entre le hub d'approvisionnement en GNL et le terminal, sur une distance de 500 km; chaque aller-retour nécessite 2 trajets de 17h de navigation (à une vitesse de 16 nœuds), 2 opérations de 18h pour le chargement / déchargement (1.800 m³ / h), 4 opérations de 2h pour l'amarrage / connexion et déconnexion / départ avec 6 heures d'inactivité restantes.

Le CAPEX des 30.000 m³ de navires «feeder» est d'environ 86 millions d'euros nécessaires à la chaîne logistique.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

- Les OPEX du terminal côtier P-t-S / «Primaire» (unique) sont estimés à 15,6 millions d'euros / an, auxquels s'ajoutent 6,6 millions d'euros / an pour la fourniture de GNL, pour un OPEX total de 22,2 millions d'euros /an.

3.2. S-T-S:

La solution S-T-S intègre tous les composants du service d'avitaillement: le navire de soutage charge du GNL directement au hub d'approvisionnement (éventuellement un terminal «primaire» à l'échelle mondiale pour obtenir des prix compétitifs pour le GNL), stocke et livre le GNL directement au navire à approvisionner.

Cinq options possibles de terminaux S-T-S à petite échelle avec des navires de soutage / "feeder" sont analysées ci-dessous:

K. TRÈS PETIT S BATEAUX BUNKER – 150-300M³

Le premier exemple en Europe de soutage de GNL à partir d'un très petit navire GNL est le SEAGAS de 180 m³ d'AGA qui opère depuis 2013 dans le port de Stockholm, approvisionnant Viking Grace.

- Le Seagas est un ancien navire de soutage de 1974 qui a été adapté au GNL en 2012, avec les principales dimensions suivantes :

Tableau 3 - SEAGAS - dimensions principales

DWT	ton	129
LOA	m	49.6
FAISCEAU	m	11.3
BROUILLON	m	3.1
VITESSE	Noeuds	12.5

Le stockage du GNL à bord du navire peut être constitué d'un seul réservoir cryogénique de 160-220 m³, de 2 réservoirs de 100 m³ ou encore de plusieurs conteneurs ISO de 40 '(40 m³ chacun).

Cette option suppose un navire de soutage de GNL typique de 200 m³, avec des taux de ravitaillement de 150 m³ / h.



FIGURE 9 - NAVIRE GNL SEAGAS DE 180M³

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé que le navire de soutage de GNL de 200 m³ effectue deux opérations d'avitaillement (deux aller-retour) par jour si la distance entre le terminal et le navire à soutirer est d'environ 50 km (chaque aller-retour nécessite 2x2h (à 12,5 nœuds), 2x1,5h pour les opérations de chargement / déchargement (à 150 m³ / h), 4x1h pour les opérations d'amarrage / raccordement et de déconnexion / sortie avec 2h d'inactivité résiduelle.
 - En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 146.000 m³ (200 m³x 2u / j x 7j / s x 52s / an).

SOUTAGE «INTÉGRÉ»- CAPEX

LE CAPEX requis pour un nouveau navire ravitailleur / soutage de 200 m³ s'élève à environ 2 millions d'euros.

- Souvent, pour ce type de solution, un ancien navire est modernisé en installant à bord les installations GNL correspondantes (avec des coûts inférieurs de 50% à ceux d'un nouveau navire).

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'opex prévu pour ce petit navire, avec un équipage d'environ 6 marins et une navigation d'environ 42.000 miles nautiques par an, s'élève à environ 1,3 million d'euros / an - (le même navire pourrait être affrété pour 3.000 – 4.000 € par jour).

L. BARRES POUR LE PETIT SOUTAGE – 1.000-3.000M³

Les premiers exemples en Europe et aux États-Unis de soutage de GNL avec des barges fluviales sont les suivants (2018-2019):

Tableau 4 - Barges fluviales principales pour le soutage de GNL

Nom du Bateau		Flexfueler 001	Clean Jacksonville	LNG London
ANNÉ		2019	2018	2019
Cargo GNL	m ³	1,500	2,200	3,000
Type	SS	Type-C (4.bar)	GTT mark III	Type-C (4.bar)
DWT	ton	1,600	2400	n.a.
LOA	M	76.0	64.62	110.0
Fisceau	M	11.4	14.8	15.0
Brouillon	M	2.4	2.5	2.7
Vitesse	noeuds	7.0	9.0	9.0

Le stockage du GNL à bord de la barge peut être constitué de 2 ou 4 cylindres sous pression de 750 m³ (capables de contenir du GNL "chaud") ou même de chambres atmosphériques GTT simples ou multiples (avec uniquement du GNL "a du froid"). Dans cette solution, nous avons émis l'hypothèse d'un navire de soutage de GNL typique de 1.500 m³, avec une capacité de décharge de 600 m³/h.

Les avantages de cette option, par rapport au précédent navire de soutage de 200 m³, sont la capacité de soutirer du GNL vers des navires plus grands, une plus grande capacité de stockage, un faible tirant d'eau, d'autre part, il a une vitesse inférieure. Actuellement, 5 barges de ce type sont en service, principalement en Europe du Nord; la barge Clean Jacksonville navigue entre la Floride et Porto Rico.



FIGURE 15 - DE HAUT EN BAS: FLEXFUELER - 1.500 M³, CLEAN JACKSONVILLE - 2.200 M³, LNG LONDON - 3,000 M³

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé qu'un navire de soutage de GNL de 1.500 m³ effectue une opération de soutage (un aller-retour) par jour si la distance entre le hub d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer est d'environ 50 km (chaque aller-retour nécessitant des temps de navigation de 2x4 h (à 7 nœuds), 2x3h pour les opérations de chargement / déchargement (à 600 m³ / h), 4x1h amarrage / connexion et déconnexion / départ avec temps d'arrêt 6 heures.
 - En conséquence, ce système peut avoir une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 234.000 m³ (1500 m³x 3u / d x 7j / s x 52s / an)

SOUTAGE «INTÉGRÉ»- CAPEX

Le CAPEX requis pour une nouvelle barge / feeder de 1.500 m³ est d'environ 12 millions d'euros.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'OPEX prévu pour cette barge fluviale / marine, avec un équipage d'environ 12 marins et naviguant environ 28.000 miles nautiques / an, s'élève à environ 2,7 millions d'euros / an - (la même barge pourrait être affrété au coût de 7.500 -10.000 euros par jour).

M. BATEAUX À MOTEUR GNL SOUTAGE DE “PETITE TAILLE” – 1,000-5,000M³

Le premier exemple de soutage de GNL à petite échelle en Europe est le MV Knutsen Pioneer de 1.000 m³ qui navigue dans les fjords norvégiens depuis 2004.

Tableau 5 - Petits navires à moteur de soutage

Nom de Bateau		Pionnier de Knusten	Skangas Coralius
ANNÉ		2004	2018
Cargo GNL	m ³	1,000	5,000
Type	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	817	3,000
LOA	M	69.0	99.6
Fisceau	M	11.8	18.0
Brouillon	M	3.5	5.7
Vitesse	noeuds	13.0	13.5



FIGURA 10 - PIONEER LNG - 1,000M³, CORALIUS - 5,000M³

Dans cette solution, nous avons émis l'hypothèse d'un navire de soutage de GNL typique de 5.000 m³, avec une capacité d'enfouissement de 600 m³/h. Le système de stockage de GNL à bord du navire peut être constitué de 2 bouteilles de pression de 2.500 m³ (capables de contenir du GNL "chaud" à une pression de 4 bars). Les avantages de cette option, par rapport au précédent navire barge / soutage de 1.500 m³, sont la possibilité de ravitailler des navires plus grands, de plus grandes capacités de stockage et une plus grande vitesse. Une quinzaine de navires de ce type sont actuellement en service, principalement au Japon, mais aussi en Europe et aux Etats-Unis.

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, on a supposé qu'un navire de soutage de 5.000 m³ peut effectuer deux opérations d'avitaillement (deux aller-retour) par semaine si la distance entre le hub d'approvisionnement en GNL et le navire à soutirer est environ 500 km (chaque aller-retour nécessitant 2x22h de navigation (13 noeuds), 2x10h pour les opérations de chargement / déchargement (600 m³/h), 4x2h pour les opérations d'amarrage / connexion et de déconnexion / départ avec 12h d'inactivité.
 - Par conséquent, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 520.000 m³ (5.000 m³ x 2u / s x 52s / an).

SOUTAGE «INTÉGRÉ» - CAPEX

Le CAPEX requis pour un navire de ravitaillement de 5.000 m³ est d'environ 21 millions d'euros.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'OPEX attendu pour ce navire de soutage, avec un équipage d'environ 24 marins et une navigation d'environ 56.000 miles nautiques par an, est d'environ 5,2 millions d'euros / an - (le même navire pourrait être affrété – 12.500-17.500 Euro par jour.

N. BATEAUX À MOTEUR SOUTAGE GNL “TAILLE MOYENNE” – 6,000-10,000m³

Le premier exemple en Europe de soutage de GNL à petite échelle avec des navires à moteur de taille moyenne a été le Coral Methane d'Anthony Veder de 7.500 m³, en service depuis 2008.

Compte tenu de la phase initiale de l'industrie du soutage de GNL, ce navire a un potentiel multi-cargaison (également adapté au GPL, ETH, NH3 ou CO2) avec l'ajout d'équipements et de coûts pertinents.

Il y a actuellement une vingtaine de navires de ce type, en service d'ici fin 2020, dont la moitié de 7.500 m³

- 4 navires de 7.500 m³ sont pour Avenir / Oristano

Tableau 6 - Navires à moteur de soutage de taille moyenne

Nom de Bateau		Méthane de Corail	TBN – Stolt Nielsen
ANNÉ		2008	2020 (x4)
Cargo GNL	m ³	7,500	7,500
TYPE	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	6,018	4,500
LOA	M	117.8	116.0
FISCEAU	M	18.6	19.0
BROUILLON	M	5.8	6.0
Vitesse	Noeuds	15.5	13.5



FIGURE 17 - MÉTHANE CORALLIEN 7500 M3, STOLT NIELSEN / AVENIR 4x 7500 M3

Dans cette solution, nous avons supposé un navire de soutage de GNL typique de 7.500 m³, avec une capacité de livraison de 900 m³ / h de produit. Le stockage de GNL à bord peut être constitué de 2 réservoirs sous pression cylindriques de 3.000 / 4.000 m³ (capables de contenir du GNL «chaud» à une pression de 4 bars).

Les avantages de cette option, par rapport au navire de soute précédent de 5.000 m³, sont la possibilité de fournir des soutes aux navires plus grands, de plus grandes possibilités de stockage et une vitesse plus élevée.

CAPACITÉ DE BUNKER

- Dans l'analyse de cette option, il a été supposé qu'un navire de soutage de 7.500 m³ de GNL peut effectuer deux opérations d'avitaillement (deux aller-retour) par semaine si la distance entre le hub d'approvisionnement en GNL et le navire à souter est environ 500 km (chaque aller-retour nécessitant 2x22h de navigation (à 13 nœuds), 2x10h pour les opérations de chargement / déchargement (900 m³ / h), 4x2h pour les opérations d'amarrage / connexion et de déconnexion / sortie avec 12 heures d'inactivité restantes.

- Par conséquent, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 780.000 m³ (7.500 m³ x 2u / s x 52s / an) BUNKERAGE «INTÉGRÉ» - CAPEX Le CAPEX requis pour un navire soute / feeder de 7.500 m³ est d'environ 35 millions d'euros.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'OPEX attendu pour ce navire de ravitaillement / soutage, avec un équipage d'environ 24 marins et une navigation d'environ 56.000 miles nautiques par an, est d'environ 6,6 millions d'euros / an - (le même navire pourrait être affrété pour environ 15.000 - 25.000 euros par jour).

O. BATEAUX À MOTEUR GNL SOUTAGE “GRANDE TAILLE” – 15,000-30,000M³

Le premier exemple en Europe de soutage de GNL à petite échelle avec de grands navires était Coral Energy d'Anthony Veder, en service avec le GNL depuis 2012 dans la Baltique.

Actuellement, environ 30 navires de ce type devraient être en service d'ici la fin de 2020:

- JS Ineos dispose de 8 bateaux de 27.500 m³ qui transportent du GNL des États-Unis vers l'Europe.
- Stolt Nielsen / Avenir a 4 bateaux de 20.000 m³ livrés en 2021.
- Edison affrète un navire de 30.000 m³ MV de Knutsen pour Ravenne.

Tableau 7 - Grands navires à moteur de soutage

Nom de Bateau		Corail Énergie	TBN Stolt Nielsen	Corail Encanto
ANNÉE		2012	2021 (2+2)	2018
Cargo GNL	m ³	15,600	20,000	30,000
Type	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	12,268	12,500	18,637
LOA	M	155.6	159.9	181.3
FISCEAU	M	22.7	24.0	36.0
BROUILLO N	M	7.5	8.2	7.7
Vitesse	noeuds	15.5	15.5	16.0



FIGURE 18 - CORAL ENERGY - 15 000M³, JS INEOS - 8x 20 000 M³, CORAL ENCANTO - 30 000 M³

Le GNL est stocké à bord au moyen de 6 réservoirs cylindriques de 5.000 / 6.500 m³ ou 4 de 7.500 m³ contenant du GNL «chaud». Cette option suppose un navire de soutage de GNL typique de 30.000 m³, avec une capacité de livraison de 1.800 m³ / h.

L'avantage de cette option, par rapport aux navires de soutage précédents, est la possibilité de fournir le soutage de GNL aux navires plus grands, les plus grandes possibilités de stockage et la vitesse plus élevée.

CAPACITÉ DE SOUTAGE

- Dans l'analyse de cette option, on a supposé qu'un navire de soutage de GNL de 30.000 m³ effectue deux opérations d'avitaillement (deux aller-retour) par semaine, si la distance entre le centre d'approvisionnement en GNL et le navire à le bunker fait environ 500 km (avec chaque aller-retour nécessitant 2x18h de navigation (à 16 nœuds), 2x16h pour les opérations de chargement /

déchargement (à 600 m³ / h), 4x2h pour l'amarrage / connexion et déconnexion / départ avec 8h les résidus d'inactivité.

- En conséquence, ce système a une capacité annuelle maximale de soutage de GNL d'environ 3,12 millions de m³ (30.000 m³x 2u / s x 52s / an)

SOUTAGE «INTÉGRÉ» - CAPEX

Le CAPEX requis pour un nouveau navire de soute / approvisionnement de 30.000 m³ est d'environ 86 millions d'euros.

Les OPEX (voir tableau ci-joint) sont les suivants :

L'OPEX attendu pour ce navire de ravitaillement, avec un équipage d'environ 24 marins et une navigation d'environ 56.000 miles nautiques par an, est d'environ 16 millions d'euros par an - (le même navire pourrait être affrété pour environ 35.000 à 50.000 euros par an).

4. AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ – CLARIFICATIONS DU TABLEAUX DE COMPARAISON – SOLUTION DE SOUTAGE DE GNL UTILISÉES

4.1. AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

L'ensemble des élaborations, prix et coûts rapportés dans ce document et son tableur joint doivent être considérés comme des valeurs indicatives capables de fournir une comparaison économique des options examinées.

Les différents indices proviennent de benchmarks industriels réalisés dans le cadre de projets achevés, d'estimations issues de projets déjà achevés et d'une comparaison réalisée au sein des principaux associés d'Assocostieri. Cependant, aucun nouveau devis n'a été demandé aux entrepreneurs ou aux fabricants des installations, machines et équipements concernés.

4.2. CLARIFICATION DU TABLEAUX DE COMPARAISON

La feuille de calcul jointe à cet ouvrage a pour objectif de fournir une comparaison technico-économique des différentes options de soutage de GNL examinées, donnant, en fin d'analyse, des indices spécifiques qui montrent les performances et les avantages / inconvénients de chaque solution.

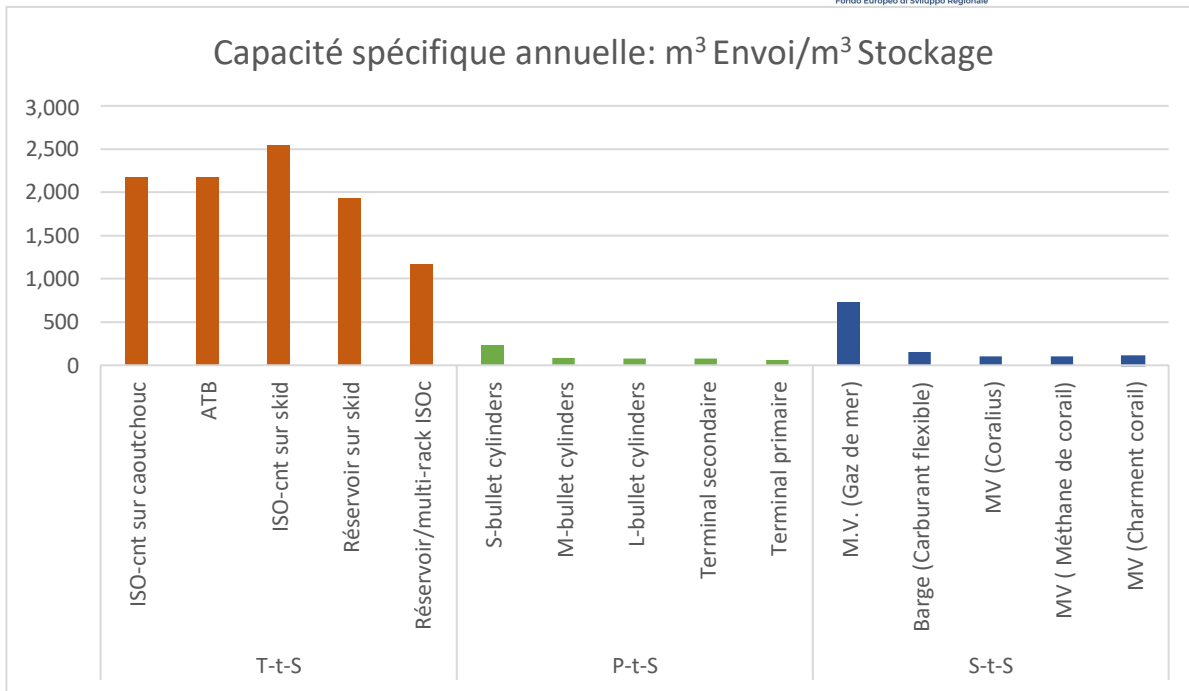
Tout d'abord, les caractéristiques techniques des différents types de soutage de GNL sont alignées, mettant en évidence pour chacun les paramètres et capacités de stockage et d'envoi de GNL, le personnel et les utilisateurs nécessaires et séparément les caractéristiques techniques de la chaîne logistique nécessaire correspondante.

Par la suite, les coûts d'investissement (CAPEX), pour la mise en œuvre de chaque option de soutage de GNL, ont été élaborés sur la base de facteurs industriels alignés, y compris le CAPEX de la chaîne logistique GNL de chaque option, afin de mettre en évidence le CAPEX global (même si la chaîne logistique GNL est généralement louée / sous-traitée à des entreprises spécialisées).

Enfin, les coûts d'exploitation (OPEX) de chaque option de soutage de GNL ont été élaborés sur la base des normes de l'industrie, y compris séparément l'OPEX de chaque chaîne logistique GNL relative à l'option, afin de mettre en évidence l'OPEX total.

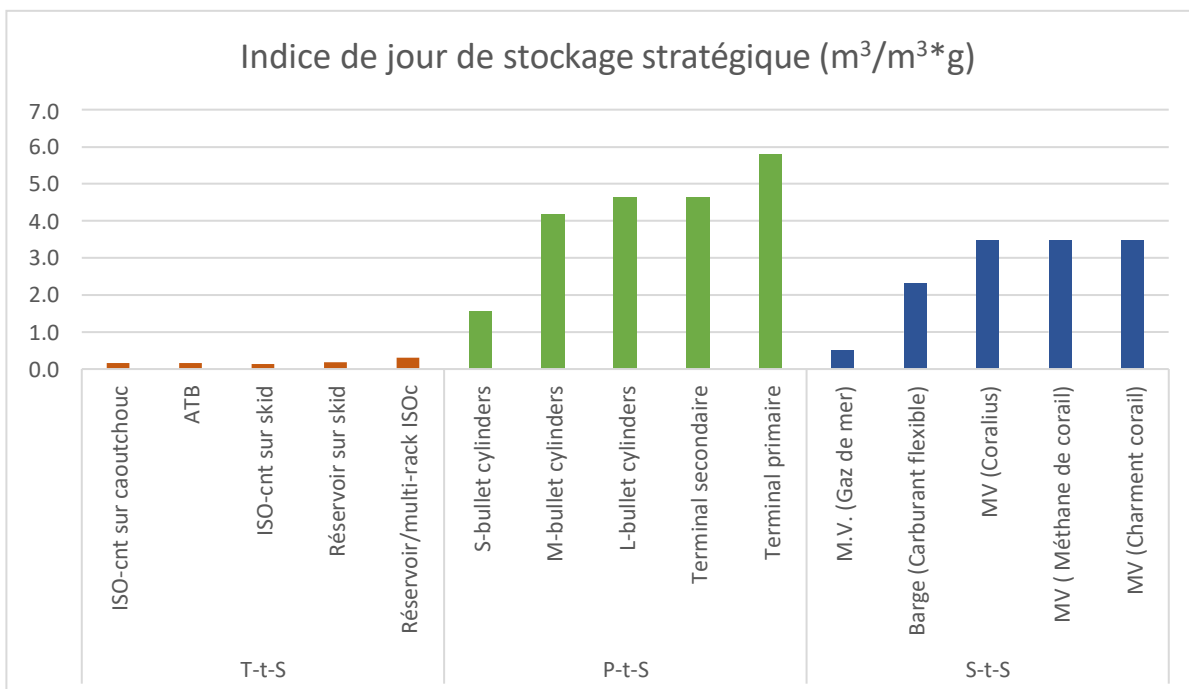
4.2.1. INDICE TECHNOLOGIQUE

- Le premier indice spécifique qui se dégage de cette comparaison est la très forte capacité de livraison du produit par rapport à la capacité de stockage (m^3 envoyé / m^3 stocké) des solutions T-t-S par rapport aux P-t-S et S-t-S
 - Avec les options TtS, il est possible de fournir 1.000 – 2.000 m^3 de GNL par m^3 de produit stocké chaque année, tandis que les solutions P-t-S peuvent fournir de 60 à 90 m^3 par m^3 de stockage et le S-t-S seulement 100-150 m^3 par m^3 de stockage (pour sauf pour ceux de très petite taille qui ont des performances inférieures).



- Cependant, les meilleures performances des options T-s-S sont obtenues au détriment de la possibilité d'un stockage stratégique en quelques heures de livraison, du fait de la rotation continue de la chaîne logistique GNL; Les modes P-t-S offrent une plus grande fiabilité et les modes S-t-S offrent une plus grande flexibilité.

- Les options TtS permettent une autonomie seulement de 3 à 7 heures de capacité de stockage de GNL, tandis que les options StS de 2 à 4 jours et PtS de 4 à 6 jours (sauf pour les très petits qui ont des performances inférieures)



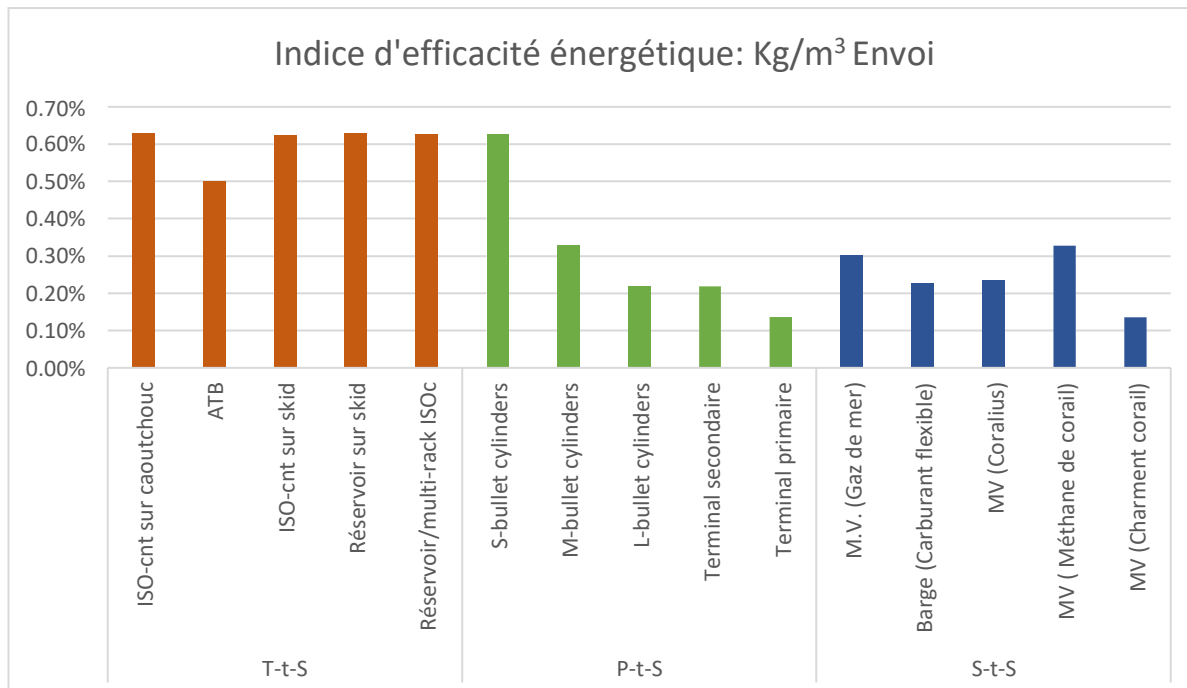
4.2.2. INDICE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Un aspect important est celui de la consommation de carburant de la chaîne logistique d'approvisionnement en GNL, qui peut se faire par route avec des pétroliers / conteneurs ISO ou par voie maritime avec des navires de ravitaillement ou des barges.

Des options alternatives pour le ravitaillement en GNL pourraient être le transport de conteneurs ISO par chemin de fer ou par ferry / porte-conteneurs.

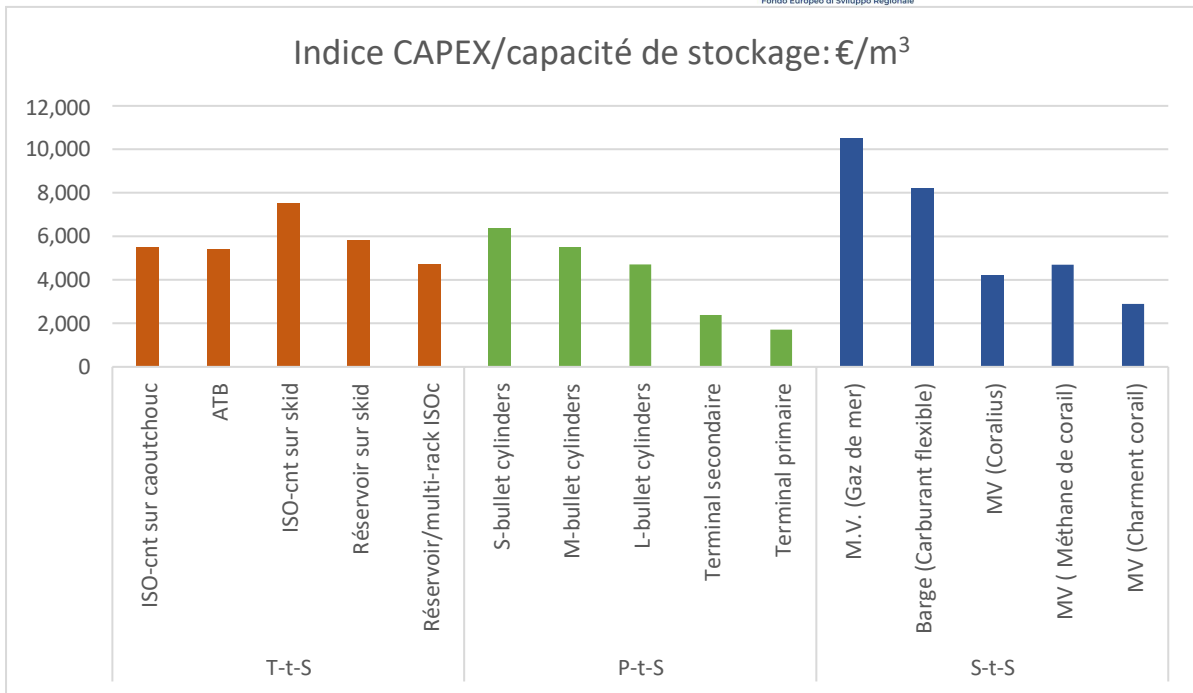
Dans ce document, on suppose que les camions et les bateaux utilisés sont alimentés au GNL afin de réduire les émissions.

- Les options S-t-S et P-t-S ont de meilleures performances, avec une consommation de 0,1% -0,3% de GNL pour la chaîne logistique GNL, tandis que dans le transport routier, T-t-S a un besoin d'environ 0,6%.

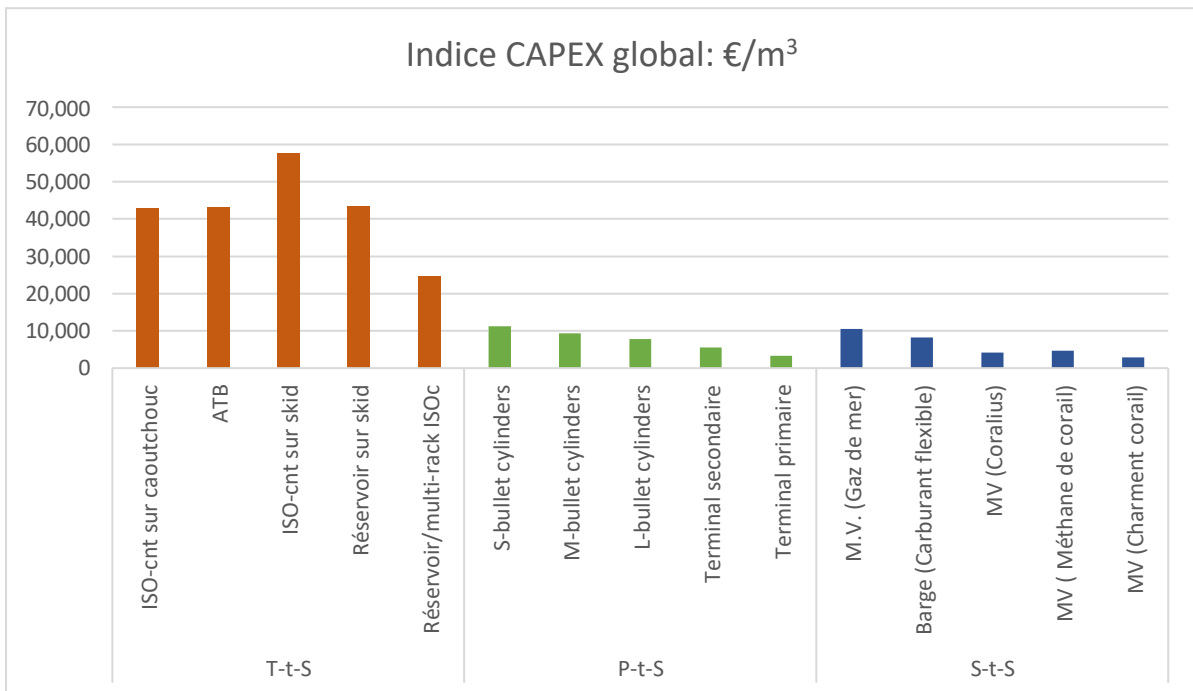


4.2.3. INDICE CAPEX

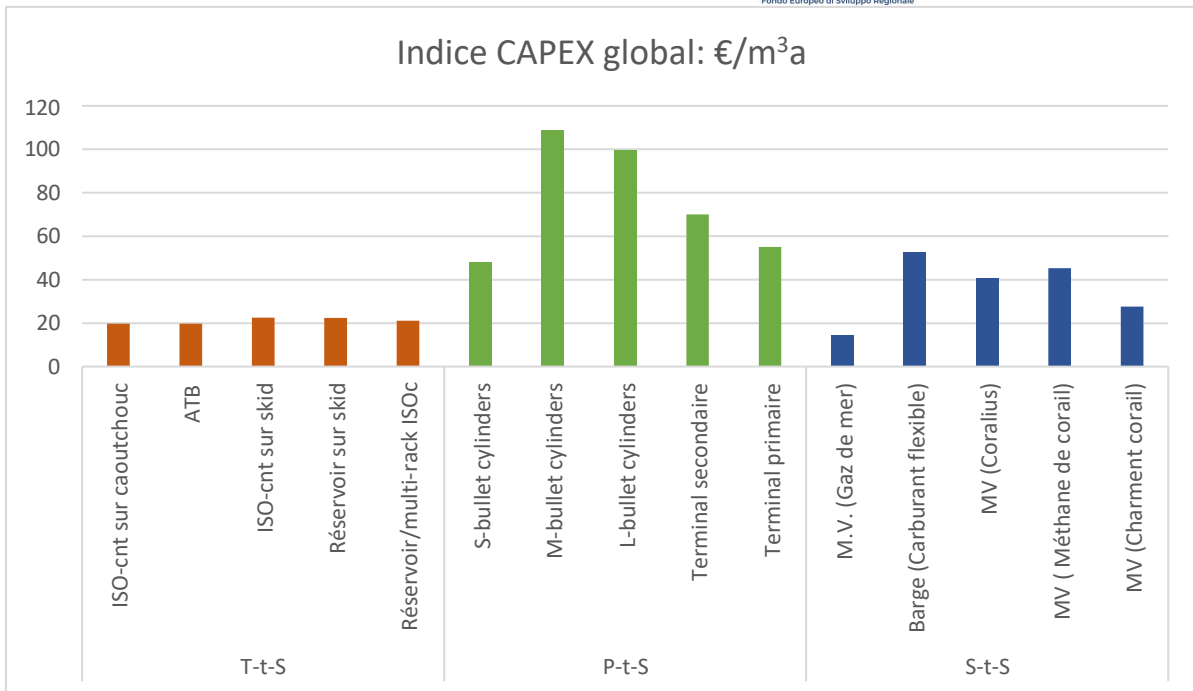
- **Les options P-t-S ont le meilleur rapport entre CAPEX et capacité de stockage:** 1.700 -6.400 euros / m³, avec la possibilité d'améliorer les performances avec de nouvelles économies d'échelle. Les options S-t-S et T-t-S suivent à 2.900 et 10.500 euros / m³



- Les options StS offrent de meilleures performances que PtS si toute la chaîne logistique du bunker GNL est incluse (dans les options PtS, le coût est d'environ 2.900 à 10.500 euros /m³, tandis que dans les options PtS, elles s'élèvent à 3.400-11.200 euros / m³ et Les options TSS atteignent 24.700 - 43.000 euros/ m³

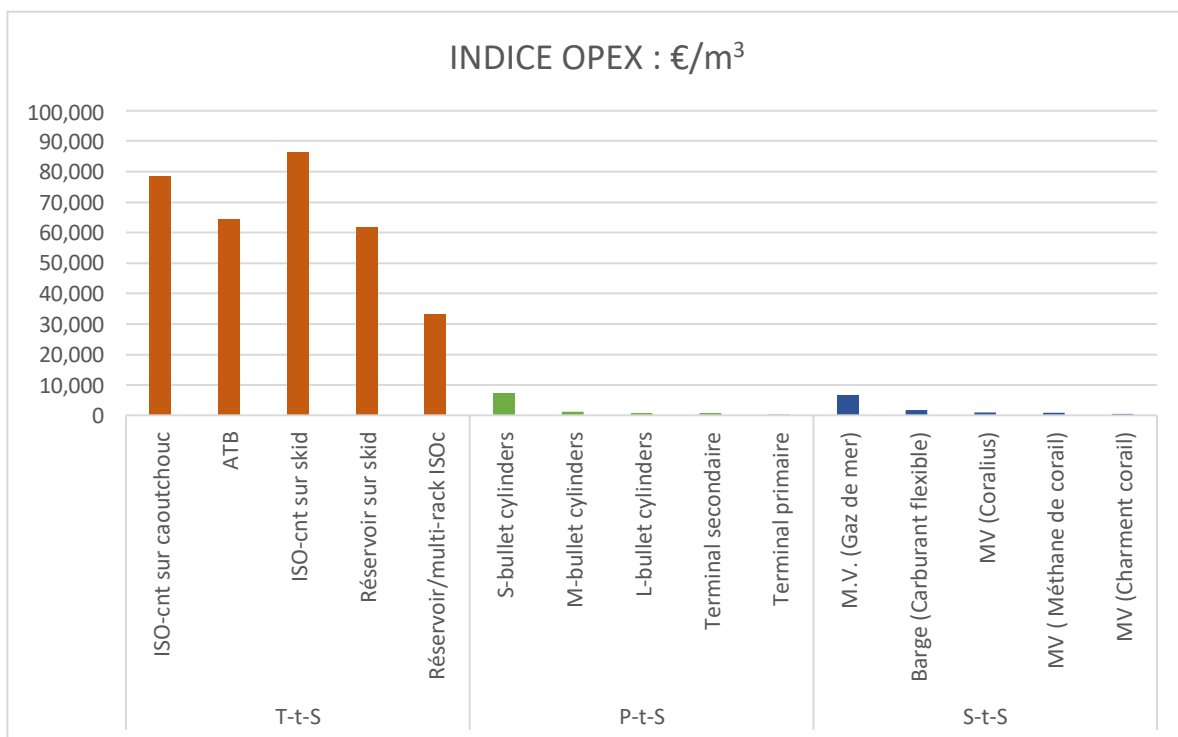


- **Cependant, si un stockage adéquat du GNL sur site et une certaine sécurité d'approvisionnement ne sont pas jugés essentiels, les options TtS offrent le meilleur ratio entre CAPEX et GNL fourni: 20-23 Euro / m³ par an, alors que les options P-t-S ont entre 30 et 50 euros / m³ par an et les options P-t-S entre 55 et 110 euros / m³ par an.**



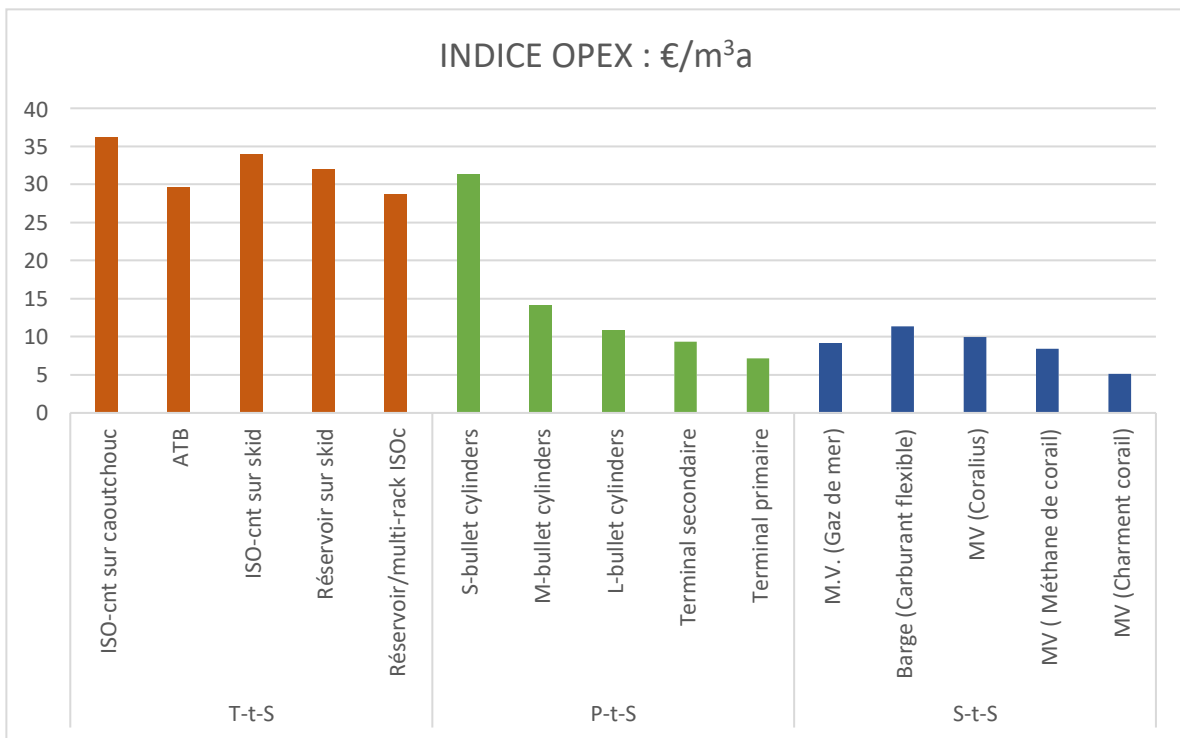
4.2.4. INDICE OPEX

- Les options **P-t-S** et **S-t-S** ont l'**OPEX le plus bas par rapport à la capacité de stockage**, avec un taux de 300 - 6.000 euros par m³ de capacité de stockage, avec la possibilité d'améliorer les performances avec de nouvelles économies d'échelle. Les options **T-t-S** ont des performances bien inférieures à 31.000-80.000 euros / m³ de capacité de stockage de GNL.



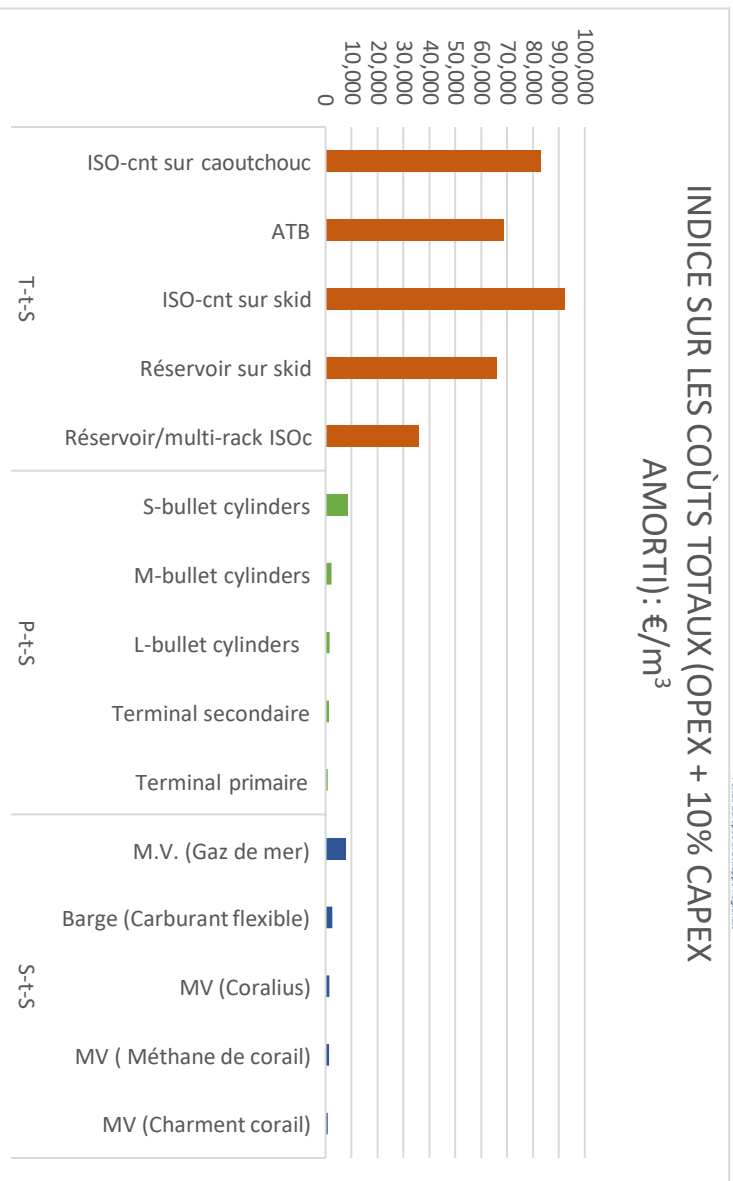
- Les options **S-t-S** affichent les meilleures performances également en ce qui concerne les volumes de GNL manutentionnés sur OPEX (si toute la chaîne logistique du bunker GNL est incluse) avec 3-10 Euro / m³ de produit manutentionné par an.

Les options P-t-S ont un indice de 5 à 12 euros / m³ par an. Les options T-t-S ont un indice de 27-34 Euro / m³ par an

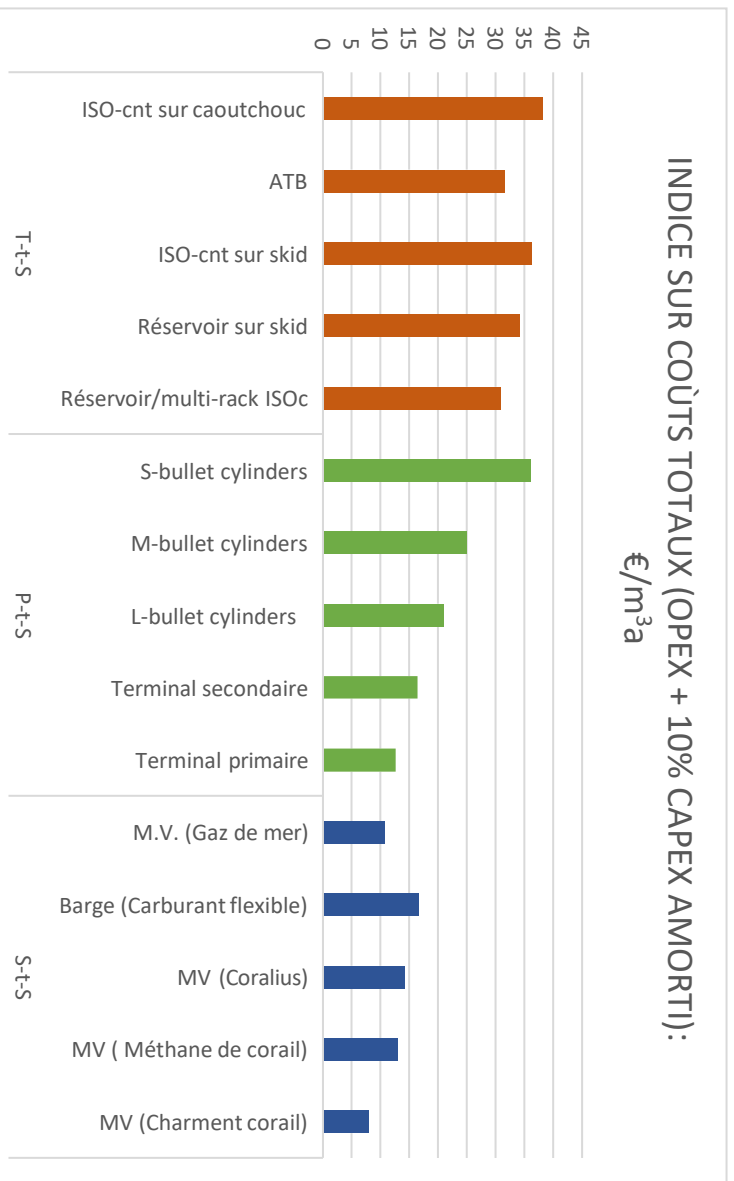


4.2.5. INDICE DES COÛTS TOTAUX (CAPEX AMORTI EN 10 ANS)

- **Le soutage de GNL StS** a les meilleures performances par rapport aux coûts totaux par rapport à la fois à la capacité de stockage du GNL et aux volumes envoyés (en ajoutant l'amortissement CAPEX sur 10 ans à l'OPEX) avec une fourchette de 325 à 6.600 euros / m³ respectivement et de 6 à 15 euros / m³ par an, avec une amélioration des performances pouvant être obtenue grâce aux économies d'échelle et en particulier si le GNL est acheté à des prix plus compétitifs auprès d'un terminal primaire; dans les options P-t-S, les OPEX sont similaires, allant de 650 à 7.900 euros / m³ et, respectivement, 10 - 23 - 34 euros / m³ par an, mais les deux nécessitent des investissements en capital importants.



- L'option T-t-S reste la meilleure option à faible coût pour la flexibilité du soutage de GNL pour les petits navires et les ferrées avec des ratios de coût final, respectivement 33.400-77.000 Euro / m³ de capacité de stockage de GNL et 29-36 Euro respectivement / m³ de GNL manutentionné annuellement.



5. BIOGRAPHIE DE L'AUTEUR



Antonio Nicotra (1950, docteur en chimie organique, Université de Catane 1973) est un spécialiste indépendant en pétrole et gaz, avec plus de 45 ans d'activité dans le secteur des combustibles fossiles et renouvelables, visant toujours à optimiser la durabilité énergétique sur un « du puits à la roue » et le remplacement progressif des énergies fossiles par les molécules correspondantes d'origine biologique / renouvelable pour atteindre l'objectif de réduction « neutre en carbone » des émissions de gaz à effet de serre.

Avant de prendre sa retraite en 2017, AN était responsable des activités «LNG for Transport» du groupe Gasfin, holding privée luxembourgeoise, principal actionnaire de TGE Gas Engineering GmbH et TGE Marine Gas Engineering SA, spécialisée dans les technologies GNL et promoteur de solutions innovantes pour la production, le transport et l'utilisation de GNL pour les petits centres énergétiques

inaccessibles depuis le réseau méthane et pour tous les types de mobilité: maritime, terrestre par route ou ferroviaire et aérienne.

AN a également été Président et Associé de Liquimet S.p.A., société du Groupe Gasfin créée en 2016 en Italie pour développer et construire un réseau d'infrastructures GNL au service du transport dans les nœuds stratégiques (Ports et Interports) des corridors RTE-T italiens. La première réalisation a été la station de ravitaillement en LCNG de l'Interporto di Padova, qui reçoit le GNL dans des conteneurs ISO de 40 pieds par train directement depuis Rotterdam

Auparavant, AN a occupé différentes fonctions dans les groupes Suez-Tractebel, Enimont et ENI, en Italie et à l'étranger.

AN a également été membre de plusieurs institutions et associations liées au GNL :

- Délégué ILNAS (Institut luxembourgeois de normalisation) pour le CEN-TC 326 (Comité technique européen pour: "Véhicules au gaz naturel - Ravitaillement et exploitation" pour la mise en œuvre des normes européennes pour la station de ravitaillement et l'exploitation des véhicules au GN et coordinateur du 5e groupe de travail relatif l'utilisation et l'exploitation des véhicules GNL).
- Membre de l'UGI WOC5.3 (International Gas Union, 5.3 Working Committee for Use of Gas in Natural Gas Vehicles)
- Coordinateur de NGVA Europe pour le «Groupe de travail Stations GNL et L-CNG»

Consultant du Consortium 906, bras opérationnel du Ministère des Transports pour la mise en œuvre de l'initiative GAINN_IT (Infrastructure GNL pour le transport en conformité.

6. BIBLIOGRAPHIE ET RÉFÉRENCES:

Les informations et images de cet ouvrage sont disponibles gratuitement en ligne.

Principales références:

- EMSA *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations, 31-01-2018*
- DNV GL *Global Status and Outlook of LNG Fuelled Ship & LNG Bunkering, December 2019*
- IMO *Studies on the feasibility and use of LNG as a fuel for shipping, 2016*
- EU COM *Follow-up study to the LNG and storage strategy - EUR 2017.2497 EN*
- EU COM *Study on the Completion of an EU Framework on LNG-fuelled Ships and its Relevant Fuel Provision Infrastructure Lot 3 - revised November 2017/2*

7. TABLEAU DE COMPARAISON DU MODE ET DE L'OPTION D'APPUI DU GNL:

7.1. Les technologies:

MOD. SOUTAGE GNL		T-t-S					P-t-S					S-t-S				
Option de soutage		ISO-cnt sur caoutchouc	ATB	ISO-cnt sur skid	Réservoir sur skid	Réservoir multi-rack ISOc	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondaire	Terminal primaire	M.V. (Gaz de mer)	Barge (Carburant flexible)	MV (Coralius)	MV (Méthane de corail)	MV (Charment corail)
Capacité de stockage nette	m³	40	50	40	60	200	1000	9 000	20 000	20 000	50 000	200	1 500	5 000	7 500	30 000
Diamètre de réservoir (extérieur)	m	2,50	2,60	2,50	2,75	6x 2.5	2x 5.0	6x 10	18 x 6	36,0	48,0	4,00	2x 5.0	2x 12.5	2x 12.5	3x 19
Longueur/hauteur du réservoir	m	12,2	14,0	12,2	15,0	12,2	38,0	28,5	60,0	30,0	41,0	24,0	57,0	30,2	45,8	51,8
Pression	kPa	800	800	800	800	800	400	400	400	15	15	800	400	400	400	400
Capacité de traitement du GNL	m³/h	50	50	50	60	150	100	1 000	1 500	1 500	2 500	150	600	600	900	1 800
Surface de sol minimale requise	m²	500	500	500	500	1 000	2 900	15 000	50 000	15 000	20 000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
DWT	t	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	129	1652	3000	6018	18637
LOA	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	49,7	76,0	99,6	117,8	181,3
FAISCEAU	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	11,3	11,4	18,0	18,6	36,0
BROUILLON	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	3,1	2,4	5,0	5,8	6,0
la vitesse	knots	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	12,5	7,0	13,5	15,5	16,0
Quantité de GNL par ravitaillement	m³	40	50	40	40	40	40	7 500	15 000	15 000	30 000	200	1 500	5 000	7 500	30 000
Nbre de fournitures/semaine	Nr.	42	42	49	56	112	112	2	2	2	2	14	3	2	2	2
Consommation d'énergie/carburant	1,0% t/a	1 270	1 490	1 520	1 560	2 930	2 974	9 955	19 909	19 909	39 819	1 863	2 986	6 636	9 955	39 819
Indice d'efficacité énergétique	Envoi Kg/m³	14,6	13,7	14,9	13,4	12,6	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
		1,5%	1,4%	1,5%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Capacité d' "Envoi"	m³/a	87 000	109 000	102 000	116 000	233 000	233 000	780 000	1 560 000	1 560 000	3 120 000	146 000	234 000	520 000	780 000	3 120 000
Capacité spécifique annuelle: m³ Envoi/m³ Stockage		2 175	2 180	2 550	1 933	1 165	233	87	78	78	62	730	156	104	104	104
Index des jours de stockage stratégique	m³/m³*g	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	1,6	4,2	4,6	4,6	5,8	0,5	2,3	3,5	3,5	3,5
Personnel	Total	10	10	10	10	10	15	24	30	24	24	7	13	25	25	25
Directeur /Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Assist.Manager/Officier	n	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	2	4	8	8	8
Travail posté/équipage	n	6	6	6	6	6	10	15	20	15	15	4	8	16	16	16
Travail diurne	n	2	2	2	2	4	2	5	6	5	5	0	0	0	0	0
Chaîne logistique GNL	m³/a	87 000	109 000	102 000	116 000	233 000	233 000	780 000	1 560 000	1 560 000	3 120 000	146 000	234 000	520 000	780 000	3 120 000
Distance de la borne d'alimentation	Km	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	50	250	500	500	500
Distance parcourue par an	Km/anno	2 184 000	2 184 000	2 548 000	2 912 000	5 824 000	5 824 000	104 000	104 000	104 000	104 000	72 800	78 000	104 000	104 000	104 000
Camions/bateaux nécessaires	Nr.	6,0	6,0	7,0	8,0	19,0	19,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,5	1,0	1,0	1,0
Consommation de carburant	t/anno	546	546	637	728	1 456	1 456	2 558	3 403	3 403	4 248	440	529	1 222	2 558	4 248
Indice d'efficacité énergétique	Kg/m³ Envoi	6,3	5,0	6,2	6,3	6,2	6,2	3,3	2,2	2,2	1,4	3,0	2,3	2,3	3,3	1,4
		0,63%	0,50%	0,62%	0,63%	0,62%	0,62%	0,33%	0,22%	0,22%	0,14%	0,30%	0,23%	0,23%	0,33%	0,14%
Indice d'eff. en. TOTAL	Kg/m³ Envoi	2,1%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,6%	1,5%	1,5%	1,6%	1,4%
		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Personnel- Chaîne logistique	Totale	21	21	24	27	60	60	25	25	25	25	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Directeur/Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Assist.Manager/Officier	n	2	2	2	2	2	2	8	8	8	8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pilotes/équipage	n	18	18	21	24	57	57	16	16	16	16	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

7.2. CAPEX

MOD. SOUTAGE GNL			T-t-S					P-t-S					S-t-S					
Option de soutage			ISO-cnt sur caoutchouc	ATB	ISO-cnt sur skid	Réservoir sur skid	Réservoir/ multi-rack ISOc	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondaire	Terminal primaire	M.V. (Gaz de mer)	Barge (Carburant flexible)	MV (Coralius)	MV (Méthane de corail)	MV (Charment corail)	
A) Stockage de GNL ENTRÉE/SORTIE																		
Facteur de surface du réservoir		f.	106	125	106	141	634	2 011	6 314	21 375	5 429	9 801	327	2 262	2 728	4 091	10 977	
Facteur de pression du réservoir		f.	7,1	7,4	7,1	7,8	7,1	8,0	20,0	12,0	13,9	18,6	11,3	12,0	12,0	12,5	19,0	
LME Ni 9%	54 000	k€	72,6	89,3	72,6	89,3	435,6	1 563	12 275	24 932	7 357	17 711	539	3 957	4 773	7 455	30 408	
Facteur de structure réservoir/ coque	2 000	k€	16,0	44,7	16,0	19,7	95,8	469	11 048	22 438	18 392	38 079	258	1 652	6 000	12 036	37 274	
B.O.P. (pompes, conduites, compteurs, ...)		k€	11,6	44,7	11,6	35,7	69,7	1 251	9 820	19 945	5 886	7 063	431	3 166	3 818	5 964	5 964	
A) Coût de construction du stockage de GNL		k€	100	179	100	145	601	3 283	33 143	67 315	31 635	62 852	1 228	8 775	14 591	25 456	73 646	
B) Invoi du GNL pour le soutage																		
Distance de stockage de l'usine		m	10	10	10	10	10	250	1000	1000	1000	1000	10	10	10	10	10	
Pipelines et systèmes	54 000,0	k€	36,8	36,8	36,8	36,8	82,4	1 265	5 360	5 610	5 610	6 110	124	349	349	499	949	
B.O.P.		k€	55,2	25,8	55,2	55,2	123,6	633	2 680	2 805	2 805	3 055	31	87	87	125	237	
B) Coût d'envoi de GNL pour le soutage		k€	92	63	92	92	206	1 898	8 040	8 415	8 415	9 165	155	436	436	623	1 186	
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL																		
Sol	150	k€	0	0	75	75	0	435	2 250	7 500	2 250	3 000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Gestionnaire de projet & Ingénieur	8%	k€	15	15	15	19	65	414	3 295	6 058	3 204	5 761	443	1 474	3 606	5 216	5 987	
Coût du système sol et start-up	3%	k€	6	6	6	7	24	155	1 235	2 272	1 202	2 161	166	829	1 352	1 956	2 245	
Assurance	1%	k€	2	2	2	2	8	52	412	757	401	720	28	184	301	522	748	
Divers et possibles	3%	k€	6	7	6	7	24	155	1 235	2 272	1 202	2 161	83	553	902	1 565	2 245	
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL		k€	29	31	104	111	121	1 212	8 427	18 860	8 258	13 803	719	3 040	6 161	9 258	11 225	
CAPEX TOTAL POUR LE SOUTAGE GNL			k€	220	270	300	350	930	6 400	49 600	94 600	48 300	85 800	2 100	12 300	21 200	35 300	86 100
Indice CAPEX/capacité de Stockage:		€/m ³	5 500	5 400	7 500	5 800	4 700	6 400	5 500	4 700	2 400	1 700	10 500	8 200	4 200	4 700	2 900	
Camions et semi-remorques	135	15	900	810	1 200	1 350	2 400	2 850	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
D) Chaîne logistique		k€	1 500	1 884	2 000	2 250	4 000	4 750	35 300	61 000	61 000	86 100	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
CAPEX Compl. bunker et bûche à chaîne.		k€	1 720	2 154	2 300	2 600	4 930	11 150	84 900	155 600	109 300	171 900	2 100	12 300	21 200	35 300	86 100	
Indice CAPEX global		€/m ³	43 000	43 100	57 500	43 300	24 700	11 200	9 400	7 800	5 500	3 400	10 500	8 200	4 200	4 700	2 900	
		€/m ³ _a	20	20	23	22	21	48	109	100	70	55	14	53	41	45	28	

7.3. OPEX

MOD. SOUTAGE GNL			T-t-S					P-t-S					S-t-S					
Option de soutage			ISO-cnt sur caoutchouc	ATB	ISO-cnt sur skid	Réservoir sur skid	Réservoir/multi-rack ISOc	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondaire	Terminal primaire	M.V. (Gaz de mer)	Barge (Carburant flexible)	MV (Coralius)	MV (Méthane de corail)	MV (Charment corail)	
E) STOCKAGE ET ENVOI DE GNL																		
Directeur/Capitaine	110	k€/a	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
Assist.Manager/Officier	90	k€/a	90	90	90	90	90	180	270	270	270	270	270	180	360	720	720	
Travail posté/équipage	60	k€/a	360	360	360	360	360	600	900	1 200	900	900	240	480	960	960	960	
Travail diurne	45	k€/a	90	90	90	90	180	90	225	270	225	225	0	0	0	0	0	
Coût total du travail		k€/a	650	650	650	650	740	980	1 505	1 850	1 505	1 505	530	950	1 790	1 790	1 790	
Maintenance et services techniques	2%	k€/a	4,4	5,4	6,0	7,0	18,6	128	992	1 892	966	1 716	42	246	424	706	1 722	
Énergie et utilisateurs	200	50	318	373	380	390	733	744	2 489	4 977	4 977	9 955	466	747	1 659	2 489	9 955	
Frais généraux et assurances	50%	1%	329	330	331	332	389	618	1 745	2 817	1 719	2 469	307	721	1 319	1 601	2 617	
Stockage OPEX total et envoi		k€/a	1 301	1 358	1 367	1 379	1 880	2 470	6 730	11 536	9 167	15 644	1 345	2 664	5 192	6 586	16 084	
F) CHAÎNE LOGISTIQUE																		
Directeur/Capitaine	110	k€/a	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Assist.Manager/Officier	90	k€/a	180	180	180	180	180	180	720	720	720	720	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Pilotes/équipage	45	k€/a	810	810	945	1 080	2 565	2 565	720	720	720	720	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Frais total du travail		k€/a	1 100	1 100	1 235	1 370	2 855	2 855	1 550	1 550	1 550	1 550	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Maintenance et services techniques	2%	k€/a	30,0	37,7	40,0	45,0	80,0	95,0	706	1 220	1 220	1 722	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Énergies et utilisateurs	200	50	137	137	159	182	364	364	512	681	681	850	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Frais généraux et assurances	50%	1%	580	588	658	730	1 508	1 523	1 481	1 995	1 995	2 497	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
Tot. OPEX chaîne logistique		k€/a	1 847	1 862	2 092	2 327	4 807	4 837	4 249	5 446	5 446	6 619	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
OPEX Compl. Bunker et journal de la chaîne		k€	3 148	3 220	3 459	3 706	6 686	7 306	10 979	16 982	14 612	22 263	1 345	2 664	5 192	6 586	16 084	
INDICE OPEX			€/m³	78 700	64 400	86 500	61 800	33 400	7 300	1 200	800	700	400	6 700	1 800	1 000	900	500
			€/m³a	36	30	34	32	29	31	14	11	9	7	9	11	10	8	5
INDICE DU COÛTS TOTAUX (OPEX + 10% CAPEX AMORTI)			€/m³	82 995	68 711	92 219	66 100	35 896	8 421	2 163	1 627	1 277	789	7 774	2 596	1 462	1 349	823
			€/m³a	38	32	36	34	31	36	25	21	16	13	11	17	14	13	8

INDICE DE FIGURE

Page 4 - Figure1 - Schéma des opérations de soutage de GNL

PAGE 5 - Figure 2 - Options de soutage de GNL

PAGE 8 - Figure 3 - Conteneur ISO

PAGE 9 - FIGURE 4 - AVITAILLEMENT AIDAPRIMA DANS LE PORT DE HAMBOURG, 2016

PAGE 10 - FIGURE 5- SOUTAGE PAR ATB

PAGE 11 - FIGURE 6 - ISO-CONTENEUR SUR SKID

PAGE 13 - FIGURE 7 - RÉSERVOIR DE SOUTAGE À SAMSOE (DANEMARK)

PAGE 14 - FIGURE 8 – CONTENEUR –ISO /RÉSERVOIRS SUR MULTI-RACK

PAGE 17 - FIGURE 9 - TERMINALE DE GNL HALHJEM, NORVÈGE

PAGE 18 - FIGURE 10 - TERMINAL GNL DE RAUMA, FINLANDE (CI-DESSUS) ET PROJET DE TERMINAL GNL D'ORISTANO, ITALIE (CI-DESSOUS)

PAGE 19 - FIGURE 11 - PROJET POUR LE TERMINAL DE CAGLIARI, ITALIE

PAGE 21 - FIGURE 12 - TERMINAL GNL (DE HAUT EN BAS): NIJMENGEN, SUÈDE, PORI, FINLANDE, PROJET TURKU, FINLANDE, PROJET OXELUND, SUÈDE, PROJET RAVENNA, ITALIE

PAGE 22 - FIGURE 13 - TERMINAL DE TORNIO, FINLANDE

PAGE 24 - FIGURE 14 - NAVIRE GNL SEAGAS DE 180M³

PAGE 25 - FIGURE 15 - DE HAUT EN BAS: FLEXFUELER - 1.500 M³, CLEAN JACKSONVILLE - 2.200 M³, LNG LONDON - 3,000M³

PAGE 27 - FIGURA 16 - PIONEER LNG – 1.000M³, CORALIUS – 5.000M³

PAGE 28 - FIGURE 17 - MÉTHANE CORALLIEN 7.500 M³, STOLT NIELSEN / AVENIR 4X 7.500 M³

PAGE 29 - FIGURE 18 - CORAL ENERGY – 15.000M³, JS INEOS - 8x 20.000 M³, CORAL ENCANTO – 30.000 M³

INDICE DE TABLEAUX

Page 5 - Tableau 1 - Options et méthodes de soutage analysées dans le présent travail

Page 7 - Tableau 2 - Dimensionnement des réservoirs de stockage de GNL pour les différentes classes de navires

Page 24 - Tableau 3 - SEAGAS - dimensions principales

Page 25- Tableau 4 - Barges fluviales principales pour le soutage de GNL

Page 27 - Tableau 5 - Petits navires à moteur de soutage

Page 28 - Tableau 6 - Navires à moteur de soutage de taille moyenne

Page 29- Tableau 7 - Grands navires à moteur de soutage

ANNEXE II

Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità

Progetto Interreg: “TDI Rete GNL – dimensionamento di impianti per la rete di distribuzione primaria di GNL nei porti dell’area transfrontaliera”

Il presente documento è stato realizzato a cura di Tommaso Franci (Studio Tommaso Franci – STF) per conto dell’Università di Pisa - DESTEC, nell’ambito della consulenza a supporto delle attività scientifiche relative al Progetto TDI Rete GNL Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell’area transfrontaliera”, co-finanziato dall’Unione Europea nel quadro del Programma Italia-Francia Marittimo 2014-2020.

INDICE

- 1. I depositi costieri SSLNG e il mercato degli usi finali del GNL**
 - 1.1 Il mercato degli usi finali del GNL e il ruolo depositi costieri SSLNG**
 - 1.2 Il ruolo dei depositi costieri SSLNG nel caso italiano**

- 2. Depositari costieri SSLNG**
 - 2.1 Introduzione alla rassegna**
 - 2.2 Depositari costieri SSLNG in Italia autorizzati o con procedimento autorizzativo in corso**
 - 2.2.1 Oristano – Higas Srl**
 - 2.2.2 Oristano – Edison Spa**
 - 2.2.3 Oristano – Ivi petrolifera Spa**
 - 2.2.4 Cagliari - ISGAS Spa**
 - 2.2.5 Ravenna - IVI Depositari Italiani GNL Spa**
 - 2.2.6 Porto Marghera – Venice LNG Spa**
 - 2.3 Altre iniziative senza procedimento autorizzativo nell'area di cooperazione**
 - 2.3.1 Livorno – Livorno LNG Terminal**
 - 2.3.2 Genova**
 - 2.3.3 Porto Torres – CIP Sassari**
 - 2.4 Depositari costieri SSLNG nel Mediterraneo**
 - 2.4.1 Gibilterra**
 - 2.4.2 Patrasso (Grecia)**
 - 2.5 Depositari costieri SSLNG nel Nord Europa**
 - 2.5.1 Tornio (Finlandia)**
 - 2.5.2 Pori (Finlandia)**
 - 2.5.3 Lysekil (Svezia)**
 - 2.5.4 Øra (Norvegia)**
 - 2.5.5 Risavika (Norvegia)**

- 3. Normativa e regolazione per i depositi costieri SSLNG in Italia**
 - 3.1 La direttiva 2014/94/UE, il Dlgs n. 256/2017 e il Quadro Strategico Nazionale per il GNL**
 - 3.1.1 La direttiva 2014/94/UE**
 - 3.1.2 I depositi costieri SSLNG nel Quadro Strategico Nazionale per il GNL**
 - 3.1.3 I depositi costieri SSLNG nel Dlgs n. 257/2016**
 - 3.2 La regolazione dell'ARERA per i depositi costieri SSLNG**
 - 3.2.1 Il processo di definizione della regolazione per i depositi e i servizi SSLNG**

La delibera 141/2017/R/gas di avvio del procedimento

Il DCO 590/2018/R/gas con orientamenti per la consultazione
 - 3.2.2 La regolazione per i depositi SSLNG**

La regolazione dei servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 Dlgs. N. 257/2016

La regolazione dei servizi di rigassificazione presso i depositi ex art. 9 Dlgs. N. 257/2016

La regolazione per i depositi SSLNG ex art. 10 del Dlgs n. 257/2016

- 4. Analisi e caratterizzazione dei depositi costieri SSLNG**
 - 4.1 Caratteristiche strutturali e modalità di approvvigionamento**
 - 4.2 Servizi presso i depositi SSLNG**
 - 4.2 Regolazione e tariffe presso i depositi SSLNG**
 - 4.4 Costi di investimento per i depositi SSLNG**

1. I depositi costieri SSLNG e il mercato degli usi finali del GNL

1.1 Il mercato degli usi finali del GNL e il ruolo depositi costieri SSLNG

In Italia si è iniziato a parlare delle infrastrutture per la distribuzione e vendita del GNL come combustibile diretto per i trasporti e altre attività, in sostituzione dei derivati petroliferi, nella primavera del 2013, quando la Direttiva DAFI (Development Alternative Fuel Infrastructure) muoveva i primi passi presso Commissione e Parlamento Europei.

All'epoca era già in funzione da tre anni una stazione di servizio, alimentata da un deposito satellite di GNL, che riforniva di gas compresso la automobili in una area della Provincia di Cuneo non servita da gasdotti. Il GNL, ad opera di due operatori indipendenti, era stato scelto per superare le difficoltà di approvvigionamento dalla rete del gas naturale.

Nel frattempo il settore prendeva slancio nel Nord Europa nel settore marittimo, spinto dall'istituzione di vaste aree marine SECA (Sulphur Emission Controlled Area), con limiti al tenore di zolfo dei combustibili marittimi che sono passati dal primo gennaio 2015 dallo 0,5% allo 0,1%, per ridurre le emissioni di anidride solforosa.

L'istituzione delle aree SECA deriva da decisioni dell'IMO (International Maritime Organization) agenzia dell'ONU che regola il settore marittimo mondiale, compreso l'impatto ambientale. Il limite dello 0,5% è entrato in vigore in tutto il mondo, ad eccezione delle aree SECA e delle riserve marine, lo scorso primo gennaio 2020. In precedenza era del 3,5%

Lo sviluppo atteso dell'alimentazione delle navi con il GNL in conseguenza di queste nuove normative, anche in riferimento ai maggiori costi del gasolio marino con tenore di zolfo 0,5%, e soprattutto dello 0,1%, è stato in parte frustrato dallo sviluppo degli scrubber, sistema di filtri che permette alle navi di condensare lo zolfo e di scaricarlo in mare o nei porti, e continuare ad usare i combustibili ad alto tenore di zolfo.

La forte discesa del prezzo del petrolio e dei suoi derivati, in conseguenza dell'emergenza sanitaria, sta rallentando dallo scorso mese di aprile gli ordini e le installazioni degli scrubber. Torna competitivo il gasolio marino con 0,1 di tenore di zolfo e anche il metano liquido che ha seguito lo stesso trend in discesa anche se meno marcato rispetto al petrolio.

La scelta del GNL si è concentrata soprattutto nell'armatoria crocieristica, più sensibile in generale agli aspetti ambientali delle attività, e nel settore dei traghetti, sia pure meno di quanto inizialmente previsto, fatte salve iniziative di strategia industriale complessiva ad opera di Governi e grandi operatori del settore oil & gas.

Oltre all'anticipazione dell'introduzione dei limiti ambientali, le marinerie del nord Europa hanno goduto anche del vantaggio di avere a terra, lungo le coste, un significativo numero di rigassificatori, che si sono rapidamente attrezzati costruendo punti di carico per le autobotti di GNL. Queste provvedono ai rifornimenti da bordo molo delle navi traghetto e delle altre imbarcazioni di minori dimensioni.

Successivamente, a partire dal 2014, si è manifestata la necessità di realizzare una serie di depositi costieri di minori dimensioni per sviluppare la metanizzazione delle fasce costiere e interne, in particolare di Norvegia, Svezia e Finlandia, sostituendo derivati petroliferi e gas di petrolio liquefatti.

Si stava intanto diffondendo l'uso del GNL per i camion, le industrie e aumentava il numero delle navi alimentate con questo combustibile. In quel periodo vengono anche avviate le prime esperienze di uso del biometano, prodotto da rifiuti organici e scarti agricoli.

Alcuni rigassificatori si sono attrezzati per il rifornimento diretto delle navi cisterna che approvvigionano nelle acque portuali le navi di maggiori dimensioni. Queste imbarcazioni sono poi state utilizzate per il rifornimento dei piccoli depositi costieri.

Il sistema con autobotti da bordo molo è adatto per rifornimenti di centinaia di metri cubi di GNL, quello con le navi cisterna per le migliaia come richiesto dalle navi da crociera e altre tipologie di imbarcazioni di grande stazza.

La diffusione del GNL di piccola taglia è frutto di precise decisioni di strategia industriale, coordinate tra i governi dei Paesi interessati e attuate dai principali operatori nazionali del settore che a loro volta hanno chiamato a realizzare le opere le principali società internazionali di ingegneria e costruzioni.

L'evoluzione della logistica per i rifornimenti marittimi è un aspetto fondamentale per la progettazione e gestione dei depositi costieri di GNL.

Al contrario dei mari del nord Europa, nel Mediterraneo ed in particolare in Italia, che non dispone di rigassificatori a terra da poter usare per rifornimenti diretti delle autobotti, l'esigenza iniziale ha riguardato soprattutto la domanda di GNL per il trasporto pesante terrestre.

La previsione della Direttiva DAFI per depositi costieri in tutti i principali porti europei entro il 2025, non sembra al momento essere stata una valida indicazione. Non si è tenuto conto in modo adeguato della prevalenza, soprattutto nel Mediterraneo, di città-porto rispetto ai porti più prettamente industriali e commerciali del nord Europa.

Connesso al problema della disponibilità dei siti, è quello dell'evoluzione delle navi e la loro domanda di rifornimento. Il traghetto Elio dell'armatore Caronte, con base a Messina, richiede 300 m³ di GNL, la più grande e recente nave da crociera, Costa Smeralda, ne richiede 3.600. Per l'uso delle autobotti sono stati predisposti dei kit che permettono il travaso di GNL anche con 4 mezzi contemporaneamente, riducendo in modo significativo i tempi del rifornimento.

L'aumentata capacità dei serbatoi delle navi più grandi ha di conseguenza imposto come standard minimo delle navi cisterna una capacità intorno ai 7.500 m³ di GNL. In precedenza si ipotizzavano anche bettoline da 100 o 500 m³.

Per l'economicità di queste imbarcazioni è opportuno lo svolgimento di almeno due rifornimenti per ogni viaggio, pur restando l'imbarcazione di dimensioni adeguate alla movimentazione agile nei porti. Una regolamentazione molto utile permette in alcuni porti di effettuare i rifornimenti anche con i passeggeri a bordo o nelle fasi delle loro discesa e salita.

L'esempio più evidente di questa problematica è il caso di Genova, dove si discute dal 2014 di dove posizionare un deposito costiero di GNL senza riuscire trovare un sito adatto. Tra l'altro, città-porto come il capoluogo ligure sopportano già la presenza di numerosi insediamenti industriali e depositi di altri combustibili a diretto contatto con quartieri residenziali e popolari, la cui domanda è di ridurre le presenze industriali, non di aggiungerne altre.

Da tenere presente che Genova è il porto di riferimento della MSC Crociere, che ha chiesto alle amministrazioni locali di provvedere per i rifornimenti in porto delle sue prossime navi a GNL, mentre la vicinissima Savona, altra città-porto, lo è per la flotta Costa Crociere.

Un altro esempio della ristrettezza degli spazi portuali è anche il caso di Barcellona, che pur avendo un rigassificatore proprio nel porto, ha difficoltà nel rifornire direttamente le navi cisterna per mancanza di attracchi dedicati. Gli slot dell'impianto sono spessissimo occupati dalle manovre di scarico delle grandi metaniere.

Anche i due rigassificatori nel retroporto di Marsiglia, pur dichiarandosi adeguati, non hanno fino ad ora effettuato alcun rifornimento di navi cisterna.

L'impostazione della DAFI, oggi in fase di revisione a livello europeo per essere poi trasposta nelle legislazioni nazionali, ha avuto come seguito numerosissimi studi di fattibilità che non hanno prodotto significativi risultati industriali.

Tra l'altro all'inizio si pensava possibile il rifornimento delle navi direttamente presso i depositi nei porti, cosa irrealizzabile, mentre l'evoluzione del mercato ha fatto prevalere l'attenzione sull'uso delle navi cisterna.

Oggi qualsiasi progetto di deposito costiero prevede direttamente o tramite soggetti terzi l'accoppiamento con mezzi navali dedicati allo scopo. Nel caso della Edison, ad esempio, il deposito di Ravenna da 20.000 m³ di capacità prevede due navi cisterna, una da 30.000 metri cubi per l'alimentazione del deposito stesso ed una da 7.500 per il rifornimento delle grandi navi.

Un altro esempio è quello della Coral Methane, la nave cisterna utilizzata dalla Shell che rifornisce con un contratto decennale, le navi della Costa Crociere nel porto di Barcellona, provenendo dal Nord Europa. Più recentemente la Coral Methane ha iniziato a rifornirsi presso il rigassificatore spagnolo di Huelva, sulla costa atlantica.

Lungo il viaggio verso il Medietarraneo la nave cisterna approvvigiona anche il deposito costiero di GNL di Gibilterra, asservito ad una centrale elettrica costruita di recente.

Queste evoluzioni fanno prevedere che i futuri depositi costieri non necessariamente saranno collocati in aree portuali, in favore di aree periferiche o comunque dove è più facile trovare zone sgombre da altri insediamenti.

In un contesto di questo tipo, che potrebbe essere smentito in considerazione della fase ancora iniziale in cui si trova il settore, diventano importanti i tempi di ammortamento del costo delle navi cisterna, che potranno man mano allungare le distanze delle proprie destinazioni.

Per tornare al caso ligure, è evidente la convenienza di un deposito le cui navi cisterna possano rifornire sia il porto di Genova sia quello vicino di Savona. Almeno fino a quando non sarà operativo per il rifornimento delle navi cisterna il rigassificatore OLT al largo di Livorno, annunciato da tempo ma che ancora non ha concluso l'iter autorizzativo, le due città potranno essere rifornite, se sarà avviata questa attività, dai rigassificatori di Marsiglia.

Altro esempio è il porto di Napoli, dove l'Autorità portuale ha lanciato nel 2017 una richiesta di manifestazione di interesse, poi superata dalla presentazione di un progetto della Edison, che ipotizzava un deposito costiero posizionato su di una grande chiatta accostata ad un molo.

Anche in questo caso è ipotizzabile una collocazione in aree periferiche in modo che le navi cisterna possano agevolmente operare sia nel porto partenopeo sia in quello di Salerno. Va peraltro notato che quasi tutte le coste italiane sono estremamente antropizzate.

Tra le ipotesi di lavoro, l'introduzione di depositi galleggianti in aree di mare sgombre, o in generale l'uso di piattaforme petrolifere in disuso riadattate.

In questi casi viene sacrificato il ruolo dei depositi costieri per l'alimentazione delle autocisterne dedicate ai trasporti terrestri. In molti casi, è anche complesso ipotizzare intensi traffici di autobotti di GNL all'interno delle aree delle città-porto italiane ma anche altre mediterranee.

Un caso internazionale interessante è quello di Jacksonville, in Florida, che ha posizionato il deposito costiero di Jax Lng sul fiume canale che collega la città al mare, dedicato soprattutto ai rifornimenti marittimi. Da qui le chiatte e le navi cisterna arrivano ad operare fino al porto crocieristico di Cape Canaveral, nel sud dello Stato, base per le crociere nell'area dei Caraibi.

Un secondo deposito, l'Eagle LNG Plant, sempre in posizione periferica rispetto a Jacksonville, ma all'interno, è dedicato prevalentemente ai rifornimenti delle autobotti per i trasporti terrestri. I due depositi sono dotati di piccoli liquefatori alimentati di gas naturale con gasdotti.

Un esempio analogo di deposito costiero alimentato da gasdotto con un liquefatore, è attivo dal 2016 sulla costa della Norvegia, alimentato direttamente da un gasdotto che proviene dai grandi giacimenti nel Mare del Nord.

Situazioni analoghe si potrebbero replicare (valutando i costi) anche nell'Europa centrale e meridionale. In ogni caso la logistica del GNL nelle aree periferiche della città di Jacksonville, rivela un impegno strategico concretizzato dalle iniziative imprenditoriali.

Decisione politica e strategia industriale possono riscontrarsi anche nella politica francese del GNL di piccola taglia. La Francia è dotata di quattro terminali di GNL, due nei pressi di Marsiglia, Fos Caveau e Fos Tonkin, sul Mediterraneo, e due nel nord del paese, Montoir de Bretagne, sul Golfo di Biscaglia, e Dunkerque, sul Canale della manica.

Nel 2016 l'Associazione francese del gas ha raccomandato al governo di predisporre una piattaforma nazionale del GNL di piccola taglia, mentre a Montoir e a FOS si sviluppava il rifornimento delle autocisterne. Da Montoir, destinate all'interno del Paese e per il rifornimento dal molo delle piccole navi, e da Marsiglia, per il sud ma soprattutto per le esportazioni verso l'Italia, soppiantando nel tempo i rifornimenti iniziati da Barcellona.

Successivamente è entrato in funzione il rigassificatore di Dunkerque attrezzato soprattutto per rifornimenti marittimi, ma anche per quelli terrestri. Le banchine del terminal possono ospitare navi di tutte le dimensioni.

Dopo poco la Francia ha formalizzato presso il Consiglio Europeo la proposta per fare del Mediterraneo un'area SECA, cui si sono associate la Spagna e l'Italia. Fino ad ora la proposta non ha avuto seguito, ma la scelta politica è stata chiara.

Coerentemente, la compagnia petrolifera francese Total e Engie (ex Gas de France) si sono divisi le attività, con la prima impegnata nei rifornimenti di GNL di grande e piccola taglia e la seconda nelle attività di gestione degli impianti e dei rifornimenti per autocisterne e navi cisterna, oltre che per la costruzione di stazioni di servizio a GNL.

Nel 2018 CMA CGM, il principale armatore commerciale francese, ha avviato la costruzione di 20 portacontainer di grandi dimensioni a GNL, e la Total si è impegnata a rifornirle per 10 anni nel porto di Marsiglia. Allo scopo è stata ordinata una nave cisterna da 18.000 m³ per quelle che opereranno nel Mediterraneo.

Più recentemente Total ha comunicato l'ordine per due petroliere di grandissime dimensioni che saranno alimentate anch'esse con GNL.

Della strategia francese nel GNL di piccola taglia è parte integrante l'attività nel settore della Edison, controllata dalla EDF, principale utility elettrica del Paese, con una partecipazione nel terminal di Dunkerque.

La Edison ha in costruzione un deposito costiero da 20.000 m³ di GNL a Ravenna, uno da 10 mila autorizzato nel porto di Santa Giusta-Oriстано, in Sardegna, ed ha lanciato due progetti per altrettanti depositi a Napoli e Brindisi. Il deposito di Ravenna ha l'obiettivo immediato di intercettare il mercato del GNL per i trasporti pesanti lungo la costa adriatica e ionica, con influenza da Brindisi fino alla Sicilia.

Il posizionamento su Napoli è centrale rispetto alla costa tirrenica, e il deposito sardo potrà partecipare alla metanizzazione dell'isola. Dal punto di vista marittimo Ravenna e Brindisi potranno coprire tutto il Mare Adriatico e lo Ionio, mentre da Napoli e Santa Giusta-Oriстано potranno servire tutto il Mediterraneo occidentale.

Allo scopo la Edison si è garantita una nave cisterna da 30.000 m³ che potrà servire tutti questi depositi prelevando il GNL anche a grande distanza. La Edison è stata attiva per molti anni con attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas in Egitto, ed è impegnata nel commercio del GNL a livello internazionale.

Edison è anche titolare della commercializzazione del gas naturale rigassificato presso il terminale Adriatic LNG, posto al largo di Rovigo. Il rigassificatore è stato costruito congiuntamente da Edison, Exxon Mobil e Qatar Gas. Edison ha poi ceduto le sue quote nell'impianto. La società di Qatar Gas è stata fino a poco fa, quando è stato superato dagli Stati Uniti, il principale produttore ed esportatore mondiale di GNL.

1.2 Il ruolo dei depositi costieri SSLNG nel caso italiano

L'Italia, sebbene sia stata tra i primissimi Paesi europei ad affrontare le tematiche dello sviluppo degli usi diretti del GNL, sviluppando tavoli di lavoro fin dal 2014 e la pubblicazione di un libro bianco in materia ad opera del Ministero dello sviluppo economico, ed abbia recepito tempestivamente la DAFI, non è stata capace di sviluppare una coerente strategia industriale.

La sua posizione al centro del Mediterraneo, fa dell'Italia una piattaforma ideale e un potenziale hub del GNL. In particolare per la vicinanza con potenziali fornitori di GNL come l'Algeria e prossimamente l'Egitto, considerata anche la posizione rispetto al Canale di Sicilia, in grande sviluppo di traffico marittimo grazie al raddoppio del Canale di Suez.

Non secondaria la presenza in Italia di operatori industriali di medie e grandi dimensioni leader mondiali nei loro ambiti, ed una cultura della motorizzazione e degli altri usi del gas naturale sviluppata fin dagli anni 50 del secolo scorso.

Opportunità del GNL per l'Italia anche la disponibilità di nuovi mercati per i propri prodotti e servizi su tutta la costa sud del Mediterraneo, in rapida crescita economica e con problematiche ambientali.

I depositi costieri, centrali per l'Italia che non può utilizzare i rigassificatori per il rifornimento primario di GNL, sono stati proposti, per posizionamento e dimensionamento, al di fuori di una coerente pianificazione logistica. Ne è un esempio la Sardegna, dove insistono tre progetti nello stesso sito, sia pure interessante per il posizionamento centrale nell'isola.

Nell'isola, uno sviluppo coerente avrebbe dovuto indirizzare le imprese verso una pluralità di siti, tra nord, centro e sud. Sul sito più interessante, quello di Porto Torres, a ridosso della più importante area industriale della Sardegna, non si è riusciti ad esprimere una credibile iniziativa.

In ritardo il progetto su Cagliari, nonostante l'opportunità iniziale di poter rifornire con il gas naturale rigassificato le reti locali già esistenti, fornite oggi con aria propanata.

Da aggiungere la vicinanza con l'Algeria e il Canale di Sicilia oltre all'attività portuale, che con il GNL potrebbe attirare un maggiore traffico crocieristico. La metanizzazione rapida della Sardegna sarebbe anche occasione di rinnovo di buona parte del comparto industriale con l'introduzione della cogenerazione.

Non secondario anche il mercato del GNL per i traghetti, principale sistema di collegamento con l'Italia continentale.

I depositi costieri in costruzione, in fase autorizzativa e in fase progettuale, sono proposti da aziende di medie e piccole dimensioni con capitalizzazione inadeguata, anche se molto capaci, a parte il caso Edison. Già ne sono esempio l'ingresso di grandi armatori e trader mondiali di GNL nei progetti Higas a Santa Giusta-Oristano e Isgas a Cagliari. Aspetto positivo, forse non secondario, è l'internazionalizzazione delle imprese nazionali.

Nel continente italiano, come già accennato, il traino del settore viene dal trasporto terrestre, anch'esso promosso spontaneamente da aziende di medie e piccole dimensioni con residuali aiuti pubblici. Di fatto il posizionamento delle stazioni di servizio con GNL si è sviluppato sulle grandi dorsali del centro-nord, Torino – Mestre, e Piacenza – Bologna – Pesaro

Se lo spontaneismo imprenditoriale testimonia della vivacità degli operatori, appare il rischio di un eccessivo affollamento di impianti in determinate aree, che non permette la giusta remunerazione che, sia pure temporanea, può indurre disaffezione.

Lo sviluppo degli impianti di rifornimento non appare allineato con la crescita del numero dei camion circolanti, nonostante sia urgente, anche per motivi ambientali, il rinnovo del parco circolante in Italia.

Nell'intera regione Liguria, oltre a non essere riusciti ad avviare alcun solido progetto di deposito costiero, non è stato ancora realizzato neanche nessun impianto stradale a GNL. Nonostante Genova e la regione siano il ponte naturale nazionale tra Mediterraneo ed Europa. Simile a Genova la situazione di Livorno, dove si parla di GNL da lungo tempo ma non si riesce a sciogliere il nodo della scelta del sito.

Molti ritardi sono imputabili, soprattutto per il settore marittimo, alla mancanza di regolamentazioni. In Italia non sono ancora autorizzati i rifornimenti di GNL alle navi, né con il servizio da camion a nave, né con quello da nave a nave. In altri casi sono le società proponenti a favorire i ritardi, in attesa che cresca la domanda.

Nel frattempo il GNL non riesce a scendere verso il Mezzogiorno perché il punto di approvvigionamento più vicino per le autobotti è a Marsiglia, da dove proviene la quasi totalità dei rifornimenti. Antieconomico scendere oltre l'Abruzzo, nonostante i prezzi del GNL siano particolarmente favorevoli.

Cresce l'attesa per il deposito di Ravenna, che dovrebbe intercettare il mercato terrestre soprattutto verso sud e quello di Marghera, che dovrebbe guardare verso nord e nord-est.

Nello stretto di Messina opera già da 17 mesi un moderno traghetto a GNL, già citato, che deve però continuare ad usare il gasolio perché non è possibile fare rifornimento né in Sicilia né in Calabria. Come per il settore dei camion, anche quello dei traghetti, di cui l'Italia possiede il maggior numero al mondo, richiederebbe un profondo rinnovo delle flotte.

Nonostante questa situazione infrastrutturale non soddisfacente, la partenza industriale in ritardo e senza far ricorso ai depositi costieri di GNL, nel settore dei trasporti pesanti l'Italia ha superato lo scorso anno tutti gli altri Paesi europei. Stazioni di servizio sono state inaugurate anche durante la crisi epidemica, e oggi sono vicine al traguardo dei 100 impianti, mentre i camion a GNL che circolano sono più di 2.600.

2. Depositi costieri SSLNG

2.1 Impostazione rassegna depositi costieri SSLNG

Il capitolo 2 di rassegna su depositi costieri SSLNG esistenti, in costruzione, o in progetto; è strutturato in sezioni contenenti un breve testo descrittivo di inquadramento dell'infrastruttura e una scheda di rilevazione (vedi schema nella **Tabella 1**) delle principali caratteristiche rilevanti ai fini dell'analisi del costo delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale. Le infrastrutture considerate sono costituite dai depositi costieri SSLNG (con capacità di stoccaggio compresa tra 3.000 e 50.000 m³) con particolare riferimento all'area di cooperazione transfrontaliera interessata dal programma Interreg marittimo Italia - Francia.

L'analisi dei dati economici sulle iniziative per i depositi costieri SSLNG, a partire da quelli sui costi di investimento per la realizzazione di questo tipo di infrastrutture, deve tenere conto di vari fattori come: 1) la tecnologia costruttiva utilizzata per l'involucro del deposito, 2) le opzioni adottate per la gestione del boil-off gas (BOG), 3) la necessità o meno di investimenti per la realizzazione o adeguamento delle banchine di approdo delle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento di GNL, 4) Il tipo di servizi (e relative facilities) presenti o previste presso il deposito.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento di GNL si considera la capacità operativa delle facilities di scarico dalle metaniere SSLNG negli stoccaggi dei depositi costieri. Questo aspetto è connesso alle informazioni sulle metaniere che opereranno per l'approvvigionamento dei depositi che in molti casi sono gestite in modo integrato dagli stessi operatori delle infrastrutture di stoccaggio ma non necessariamente. Viene contemplato anche il caso in cui l'approvvigionamento, in alternativa, è garantito da un impianto di liquefazione che utilizza il gas proveniente da giacimenti di estrazione collegati.

I servizi presenti o previsti presso i depositi SSLNG vengono ripartiti in due gruppi i "servizi SSLNG" e "altri tipi di servizi" legati alla filiera del gas naturale basata sulla supply chain del GNL.

Tra i servizi "SSLNG" vengono considerati quelli di: "Truck-loading" (carico delle autocisterne criogeniche per la distribuzione del GNL), carico di Iso-container con serbatoi criogenici GNL che possono essere successivamente movimentati per la distribuzione, carico di vagoni cisterna con serbatoi criogenici per il GNL nel caso in cui sia presso i depositi SSLNG sia accessibile la rete ferroviaria, il servizio di "Ship loading" presso gli approdi del deposito costiero SSLNG che può esser finalizzato sia al rifornimento diretto dei serbatoi di navi alimentate a GNL (Terminal to Ship bunkering) che al carico di bettoline con serbatoi criogenici utilizzate per successive operazioni di bunkeraggio del GNL (Ship to ship bunkering) nell'area portuale. Si considerano quindi anche le informazioni sulla presenza negli ambiti portuali dei depositi costieri SSLNG, di bettoline per il bunkeraggio che possono essere realizzate e gestite da operatori diversi da quelli dei depositi. Si considera infine la presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNL realizzati presso il deposito costiero SSLNG. Il gruppo degli "altri servizi" presso i depositi costieri SSLNG, diversi da quelli di distribuzione o fornitura di GNL, comprendono: quelli di forniti dalla presenza di un impianto di rigassificazione per l'alimentazione della rete di trasporto; quelli di rigassificazione o alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale; e quelli di erogazione del metano in forma gassosa per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC).

Il tema dei costi dei depositi costieri SSLNG è correlato anche al fatto che anche questo tipo di infrastruttura può ricadere nell'ambito di interventi regolatori che ne disciplinano le condizioni di accesso, la formazione delle tariffe dei servizi, e in alcuni casi anche la modalità di copertura dei costi come verrà in particolare illustrato per la realtà italiana nel capitolo 3.

Sulla base delle informazioni raccolte su questi parametri tecnico-economici verrà condotta nel capitolo 4 un'analisi comparativa delle caratteristiche dei diversi depositi costieri SSLNG tramite la elaborazione di tabelle sinottiche sulle infrastrutture considerate (vedi capitolo 4.).

Tabella 1. Schema tabella di raccolta informazioni su depositi costieri SSLNG

Operatore	
Localizzazione	
Stato infrastruttura	
Stato area di insediamento deposito	
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	
Capacità utile di stoccaggio (m3)	
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	
Infrastruttura di approdo	
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	
Impianto di liquefazione	
Capacità (t/a)	
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	
Baie di carico	
Capacità di carico (m3/h)	
Carico Vagoni cisterna	
Carico di isocontainer di GNL	
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	
Facility di ship-loading	
Capacità di carico (m3/h)	
Bettoline per bunkeraggio GNL**	
Capacità (m3)	
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	
Capacità di rigassificazione (m3/h)	
Rigassificazione per rete di distribuzione	
Capacità di rigassificazione (m3/h)	
Distributore GNC	
Infrastruttura regolata	
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	
Truck-Loading (€/carico)	
Ship-unloading (€/scarico)	
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	
Costo di investimento complessivo (M€)	

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2 Depositi costieri SSLNG in Italia

La prima parte della rassegna sui depositi costieri nel paragrafo 2.2 è dedicata alle iniziative italiane formalizzate con l'attivazione dei procedimenti autorizzativi, a quelle che hanno già ottenuto l'autorizzazione e in alcuni casi sono già in costruzione il cui quadro di insieme è mostrato dalla **Figura 1**. Questo quadro è costituito da due progetti autorizzati e già in costruzione (Higas nel Porto di S. Giusta (Oristano) e Depositi Italiani GNL nel porto di Ravenna), uno autorizzato ma non in costruzione (Edison nel Proto di S. Giusta), e tre in corso di autorizzazione (Ivi Petrolifera nel Porto di s. Giusta, Isgas Multiutilities nel Porto canale di Cagliari e Venice Lng a Porto Marghera). Per queste sei iniziative sono disponibili significative informazioni che i promotori hanno riportato negli elaborati resi pubblici nell'ambito delle procedure di valutazione di impatto ambientale a cui sono stati sottoposti i relativi progetti. Ai fini del presente studio nel paragrafo 2.2 si esaminano anche i casi di iniziative per depositi costieri che non hanno ancora attivato il procedimento autorizzativo ricadenti nell'area di cooperazione transfrontaliera interessata dal programma Interreg marittimo Italia- Francia. Si tratta del progetto del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIP SS) a Porto Torres, di quello di Livorno LNG Terminal nel Porto di Livorno, e delle iniziative in corso di elaborazione nel Porto di Genova.

La **Figura 1** mostra anche lo stato delle iniziative per la realizzazione di facilities per servizi SSLNG presso i grandi terminali di importazione di GNL nell'area di cooperazione, che sono quella prevista presso la FSRU di OLT al largo di Livorno per il carico di metaniere SSLNG, e quella presso il terminale di GNL Italia (SNAM) a Panigaglia per il servizio di truck-loading.

Figura 1. Iniziative per depositi costieri SSLNG in Italia al 30 aprile 2020.



Fonte: REF-E

2.2.1 Higas – S. Giusta (Oristano)

Il progetto della società Higas per un deposito costiero di GNL nel porto di Santa Giusta-Oristano, nell'area centrale della costa Ovest della Sardegna, con capacità operativa di 9.000 m³, è stato presentato a inizio 2015 alla Regione Sardegna, ottenendo nel mese di giugno l'assenso della Regione anche per gli aspetti di impatto ambientale. Nello stesso anno è stata avviata la Richiesta di autorizzazione al Ministero per lo sviluppo economico (MISE) nell'ambito di una procedura unificata prevista per questo tipo di impianti.

La società di scopo Higas Srl è stata fondata a Pisa nel 2014 da due soci paritari, la Gas and Heat di Livorno, attiva nella progettazione, costruzione e installazione di serbatoi criogenici per il trasporto marittimo di gas liquefatti, e la CPL Concordia, società cooperativa specializzata nella realizzazione e gestione di infrastrutture energetiche, specialmente di gas naturale. Il progetto è stato il primo presentato in Italia.

Obiettivo della società la progettazione e la realizzazione di un'infrastruttura dedicata al rifornimento di navi, camion, stazioni di servizio stradali e l'alimentazione delle reti cittadine limitrofe nell'area di Oristano. L'impianto prevede 6 serbatoi principali identici con capacità nominale di 1.800 m³ di GNL. In prospettiva non era esclusa la possibilità di fornire gas rigassificato anche alle restanti le reti di distribuzione della Sardegna.

Il progetto va inquadrato nel contesto energetico dell'Isola, l'unica regione italiana non metanizzata. Nel 2014 era ancora in discussione la realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento di gas naturale dalla Toscana, dopo il tramonto della possibilità di un rifornimento diretto dall'Algeria.

Nell'ottobre dello stesso anno entra nella società, con il 10% del capitale, l'armatore norvegese Stolt-Nielsen, leader globale per il trasporto e stoccaggio di prodotti chimici liquidi.

Nel gennaio 2017 si conclude l'iter autorizzativo presso il MISE, il primo del suo genere in Italia, che ha richiesto l'assenso di 15 diverse amministrazioni. L'attività di rigassificazione prevista dal progetto è limitata alla alimentazione delle sole reti locali di distribuzione, Santa Giusta ed Oristano, di cui era stata annunciata la realizzazione da parte delle Istituzioni interessate.

A quel punto la società ha proceduto ad un aumento di capitale di 5,6 milioni di euro, sottoscritto da Stolt Nielsen, che è salita al 66,25% del capitale, con Gas and Heat e CPL nelle restanti quote paritetiche. Contemporaneamente il nuovo azionista di riferimento ha comunicato l'avvio delle procedure per l'acquisizione di due navi cisterna gemelle da 7.500 metri cubi di GNL, su disegno dell'italiana MES, una delle quali destinata al rifornimento dell'impianto e al bunkeraggio. La costruzione è stata poi affidata al cantiere Keppel di Singapore.

Sempre nel 2017 Higas procede all'acquisto dell'area dell'impianto, circa 17 mila m³ nel porto canale di Santa Giusta, nei pressi di Oristano in posizione centrale sulla costa Ovest della Sardegna. Nel mese di dicembre viene comunicato al MISE l'inizio attività. Gas and Heat fornirà i servizi di ingegneria, procurement e costruzione, in particolare dei 6 serbatoi criogenici previsti dal progetto.

Nell'aprile 2018 Higas procede anche all'acquisto da CPL dell'impianto di GNL da 80 m³ che alimenta le caldaie dell'azienda lattiero-casearia 3A di Arborea, nei pressi Oristano. L'impianto, il primo del suo genere

in Sardegna, era approvvigionato con autobotti via traghetto dalla Spagna e in seguito da Livorno. Nel frattempo la Gas and Heat ha realizzato e consegnato alla Keppel i serbatoi per le due navi cisterna in costruzione.

Nell'ottobre 2018, mentre si concludevano i lavori di bonifica e preparazione dell'area del cantiere, Stolt Nielsen ha raggiunto un accordo con la Golar LNG e la Hoegh LNG Holding, operatori mondiali nello sviluppo, proprietà e gestione di impianti galleggianti di GNL, per il loro ingresso (con il 25% ciascuna) nella società Avenir LNG, fondata da Stolt l'anno precedente (cui resta il 50%). Obiettivo di Avenir diventare leader globale nella fornitura di GNL per i mercati dell'energia, del bunkeraggio, dell'autotrasporto e delle industrie. L'investimento complessivo, di 182 milioni di dollari, prevede la costruzione di altre 4 navi cisterna di GNL e la costruzione del terminale Higas, di cui Avenir ha acquisito l'80% del capitale.

Grazie a questo assetto societario, il deposito costiero viene proiettato con un rilevante ruolo nella logistica mediterranea del GNL, potendosi rifornire su distanze simili dall'Algeria (Skidda), dalla Spagna (Barcellona), dalla Francia (Marsiglia) e dall'Italia (Livorno, La Spezia).

Il 29 novembre 2018 sono stati avviati i lavori nel cantiere, presso il quale nel 2019 sono stati consegnati e ed è stato avviato il montaggio dei sei serbatoi criogenici, cui è seguita la realizzazione delle infrastrutture di servizio. Prosegue la costruzione delle navi cisterna di Avenir, una già operativa e l'altra varata da poco, destinate al mercato asiatico e del Sud America, mentre la terza in costruzione dovrebbe essere destinata al Mediterraneo. Sia pur con i rallentamenti determinati dalla crisi epidemica, l'impianto è in via di completamento con la consegna prevista entro l'estate del 2020 e l'inizio delle operazioni entro l'anno. Considerando lo stato di avanzamento degli altri progetti di depositi costieri, l'impianto Higas sarà il primo del suo genere nel Mediterraneo e potrà avviare l'uso del GNL nei trasporti e nelle industrie oltre alla metanizzazione delle aree limitrofe. La costruzione delle reti locali non è però ancora stata avviata.

Figura 2. Progetto di deposito costiero Higas – Porto di S. Giusta Oristano



Fonte: Higas S.r.l.

Tabella 2. Deposito Costiero Higas - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Higas S.r.l
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	In costruzione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.800
Capacità utile di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	300.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità nominale da 1.800 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	600
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	??
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	30

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline di bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.2 Edison – Porto di S. Giusta (Oristano)

Anche la Edison, storica società energetica italiana, attiva nella produzione e vendita di elettricità e gas naturale, oggi controllata dalla Francese EDF, ha scelto il sito di Santa Giusta-Oristano per la realizzazione di un deposito costiero di GNL con qualche mese di ritardo rispetto alla Higas.

Nel 2015 il progetto, previsto con una capacità complessiva di 10.000 m³ di GNL in configurazione modulare con 7 serbatoi di 1.430 m³, è stato presentato alle autorità locali e successivamente, nel dicembre dello stesso anno, è stata avviata la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'ambiente.

La procedura nazionale è stata necessaria per gli interventi previsti sul molo di attracco delle navi cisterna per le operazioni di scarico e ricarica del GNL per le attività di ship to ship, di competenza statale. L'area dell'impianto è sulla sponda Est del Canale Sud del Porto canale di Santa Giusta. Presentato per secondo, il progetto è il primo da parte di un grande operatore internazionale già attivo nella filiera del GNL nel Mediterraneo.

Con Qatar Gas e Exxon, Edison è stata tra i promotori del rigassificatore Adriatic LNG, posizionato al largo di Rovigo, sull'Adriatico, e dopo aver dismesso le attività gestionali e venduto la quota di proprietà, ha mantenuto il diritto all'utilizzo dell'80% della capacità dell'impianto. Altre attività di Edison hanno riguardato produzione di gas naturale in Egitto e commercializzazione di GNL.

Il progetto prevedeva approvvigionamenti con navi cisterna di dimensioni tra 7.500 e 15.600 m³ di GNL, l'effettuazione di 70 approvvigionamenti all'anno e 52 ricaricamenti per operazioni di bunkeraggio ship to ship. I ricarichi erano ipotizzati per il 20% della capacità di stoccaggio, e non è prevista attività di rigassificazione per l'alimentazione diretta delle reti.

Obiettivo del progetto la fornitura delle utenze industriali e civili della Regione, oltre che delle navi. Le operazioni di carico delle autocisterne possono essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico o di carico delle navi cisterna per il rifornimento delle navi.

L'iter presso il Ministero dell'ambiente ha richiesto 23 mesi di tempo e si è concluso nell'ottobre 2017, cui è seguita l'intesa della Regione Sardegna, nel dicembre dello stesso anno, e quelle del MISE e delle altre istituzioni interessate nel febbraio 2018. Tra le prescrizioni della VIA è previsto un limite di 5 anni per la realizzazione dell'impianto, termine oltre il quale sarà necessaria la reiterazione della VIA, con la possibilità di richiedere proroghe .

Nel frattempo, come si vedrà meglio nell'ambito del progetto di deposito costiero di Edison in JV con P.I.R. Sp.a. a Ravenna (vedi paragrafo 2.2.5), la società ha deciso di dotarsi di una nave cisterna da 27.000 m³, che dovrebbe servire anche questo impianto oltre agli altri in progetto in Italia. La capogruppo EDF partecipa nell'importante rigassificatore di Dunkerque, nel Canale della Manica.

Il 13 luglio 2018 il progetto ha ottenuto una concessione demaniale marittima da parte dell'Autorità portuale del Mare di Sardegna della durata di 50 anni. In precedenza le autorità locali dell'area hanno richiesto alla Regione Sardegna di rivedere la classificazione del porto di Santa Giusta, per poter accogliere navi da crociera, anche in previsione della crescita dell'uso del GNL in questo settore.

Nel luglio del 2019 Edison ha chiesto e ottenuto dal MISE una proroga di sei mesi dei termini per la costruzione dell'impianto, motivandolo con l'incertezza regolatoria e tariffaria del gas naturale che sarà distribuito in Sardegna, di competenza dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Anche i successivi provvedimenti regolatori di ARERA (si veda il paragrafo 3.2) non sono stati giudicati da Edison sufficientemente chiarificatori per dare avvio ai lavori.

Figura 3. Progetto di deposito costiero Edison – S. Giusta (Oristano)



Fonte: Edison S.p.a.

Tabella 3. Deposito costiero Edison - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Edison s.p.a
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Autorizzata
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	520.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina da realizzare
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500 - 15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	4
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	1.000-2.000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.3 Oristano – Ivi petrolifera Spa

Nel febbraio 2015, la società IVI Petrolifera ha comunicato l'avvio di uno studio di pre-fattibilità per un deposito costiero di GNL, anch'essa nell'ambito dell'area industriale del porto di Santa Giusta-Oristano. Alla base del progetto la disponibilità di un pontile che permette l'attracco di navi fino a 50 mila ton. di capacità e lunghezza fino a 190 metri, ristrutturato l'anno precedente.

La società IVI petrolifera, posseduta dalla famiglia De Valle, ha avviato le attività in Sardegna dal 1960 per concentrarsi nel 1976 nell'area costiera di Oristano dove ha rilevato una raffineria che ha prodotto bitume fino al 1993. Smantellata la raffineria, trasformata in deposito costiero di prodotti petroliferi, l'attività di stoccaggio si è trasferita nel 2001 nell'area portuale ex Enichem di Santa Giusta, con capacità di stoccaggio di 50 mila m3 di prodotti petroliferi.

Primo obiettivo dichiarato da IVI è stato il rifornimento di GNL del sistema industriale locale e non solo, target di riferimento per l'azienda grazie alle attività storiche.

Dal punto di vista autorizzativo l'iter, non ancora concluso, è stato particolarmente complicato, ed è iniziato con una richiesta nel mese di aprile 2015 al Demanio competente per l'ampliamento della superficie di concessione demaniale per il deposito che nella prima proposta prevedeva una capacità complessiva di 12 mila m3 di GNL.

Nel gennaio 2017 la IVI ha presentato la richiesta di autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico ridimensionando il progetto ad una capacità di 9 mila m3 di GNL con 9 serbatoi modulari di 1.000 m3 ciascuno. Capacità annua prevista di approvvigionamento annuo è dichiarata dalla società in soli 60.000 m3, con l'arrivo di 12 navi cisterna di capacità compresa tra 4 mila e 5 mila m3 all'anno.

L'impianto sarà operativo per 25 anni e prevede attività di rifornimento di GNL per autobotti e navi cisterna, ma non ancora per l'attività di rigassificazione.

Ne è seguita una richiesta di parere del Ministero al Comune di Santa Giusta, che si è espresso negativamente nell'aprile 2017 per motivi urbanistici e incertezza sulla disponibilità dell'area demaniale. Il Comune ha peraltro rimarcato di non avere contrarietà in merito alla tipologia d'impianto, essendo già stato favorevole per quelli di Higas e Edison.

Sempre nel 2017 la Società ha richiesto la valutazione di assoggettabilità alla Valutazione d'impatto ambientale da parte della Regione Sardegna che, dopo aver valutato le risposte alle integrazioni progettuali richieste, si è espressa per la non assoggettabilità nel mese di aprile 2018, prevedendo un periodo di 5 anni per la costruzione dell'impianto dalla data di avvio lavori.

Ulteriori integrazioni sono state richieste anche da altre Amministrazioni nell'ambito della procedura unificata del MISE. Nell'agosto 2018 la IVI ha avviato la procedura di Valutazione d'impatto ambientale a livello nazionale presso il Ministro dell'Ambiente. Il progetto per la VIA è stato implementato con la previsione della rigassificazione del GNL, tramite 12 vaporizzatori, e l'immissione del gas nelle reti del gas naturale dell'isola.

Integrazioni sono state anche richieste dal Comitato tecnico regionale dei Vigili del Fuoco, che ha concesso il Nulla osta di fattibilità nell'aprile 2019. Nel mese di agosto la IVI ha risposto alle richieste di integrazione da parte del Ministero dell'ambiente, ma al momento la procedura di VIA non è ancora conclusa e di conseguenza neanche quella dell'autorizzazione del MISE.

Figura 4. Progetto di deposito costiero IVI Petrolifera – Porto di S. Giusta (Oristano)



Fonte: IVI Petrolifera (SIA)

Tabella 4. Deposito costiero IVI Petrolifera - S. Giusta (Oristano)

Operatore	IVI Petrolifera S.p.a.
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	8000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	880.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	450
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	4.000 - 5.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	105
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	60000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	50

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.4 Cagliari - ISGAS Spa

Il progetto per un deposito costiero nel Porto canale di Cagliari è stato lanciato nel febbraio 2017 con una serie di incontri preliminari tra la Società ISGAS Energit Multiutility, società concessionaria del servizio di distribuzione di aria propanata a Cagliari, Nuoro e Oristano, con l’Autorità Portuale della Sardegna per la concessione dell’area demaniale dove dovrebbe sorgere l’impianto.

Obiettivo di Isgas, prima utility specializzata nella distribuzione di gas ad entrare nella filiera del GNL di piccola scala, sostituire in tutte le sue concessioni l’aria propanata con il gas naturale. La capacità prevista dell’impianto 22 mila m³ di GNL.

In precedenza esponenti regionali avevano ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di più ampie dimensioni nell’area Cagliariitana rispetto agli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano, in occasione dell’inserimento del progetto della dorsale sarda nel piano nazionale dei gasdotti. La dorsale, che dovrebbe attraversare tutta l’isola da Cagliari fino a Porto Torres, con una deviazione verso Olbia, era stata proposta dalla Società Gasdotti Italia poi affiancata da Snam in una società congiunta.

La dorsale dovrebbe basarsi su due principali punti di immissione del gas naturale, uno a Sud e uno a Nord, con l’integrazione mediana degli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano. Negli anni seguenti la realizzabilità economica della dorsale, messa in dubbio da esponenti politici nonostante un finanziamento già previsto dal Governo nazionale di circa 600 milioni di euro, ha condizionato e sta tuttora condizionando le prospettive del mercato sardo del gas naturale, ed in particolare dei soggetti come Isgas, vocati maggiormente all’attività di distribuzione tramite gasdotti cittadini.

La decisione finale per la realizzazione della dorsale non è stata ancora assunta. Un’analisi costi/benefici è in corso presso l’Autorità per l’energia, ARERA, cui competono le decisioni tariffarie sia per la dorsale che per le reti cittadine a carico dell’utenza finale. L’esito è stato annunciato per giugno 2020.

Nel mese di giugno 2017 Isgas ha presentato al Ministero dell’Ambiente l’istanza per l’avvio della Valutazione di impatto ambientale dell’impianto, costituito da 18 serbatoi da 1.226 m³ di GNL, 40 vaporizzatori ad aria, 9 gruppi di pompaggio, un gasdotto criogenico per il trasferimento del GNL dalla banchina di scarico all’impianto di circa 1.000 m. Capacità annua di stoccaggio valutata a 720.000 m³. L’attività, oltre alla distribuzione del gas naturale rigassificato, prevede anche il rifornimento delle autobotti e delle navi cisterna per lo ship to ship.

A luglio Isgas ha chiesto formalmente all’Autorità portuale la concessione demaniale di 50 anni per un’area di 78 mila mq. Nell’aprile 2018 il progetto Isgas ha ottenuto il Nulla osta di fattibilità da parte dei Vigili del fuoco. Nello stesso periodo è stata costituita la Società Sardinia LNG, che vede, attraverso la joint venture Vitaly, la partecipazione di due soggetti internazionali attivi sui mercati del GNL, la Vitol trader mondiale di idrocarburi, e la svizzera Comoil, specializzata nei finanziamenti di attività energetiche, che contribuiranno alla realizzazione dell’impianto. Costo ipotizzato dell’impianto 78 milioni di euro.

Nel resto del 2018, fino a giugno 2019, l’attenzione è stata dedicata soprattutto alle discussioni in merito alla realizzazione della dorsale, mentre proseguivano gli iter autorizzativi per la nuova Società Sardinia LNG, complicati non poco dagli interventi della Soprintendenza e del Ministero dei beni ambientali e culturali,

contrari ad ogni modifica del vincolo paesaggistico che ha bloccato tutti i progetti di sviluppo del Porto di Cagliari, incluso il deposito costiero di GNL, cui si sono aggiunte associazioni locali contrarie all'impianto (per la prima volta in Italia per questo tipo di progetti).

Nel mese di dicembre 2019 Isgas 33 s.r.l. partecipata da Isgas Energit Multiutilities S.p.a. ha ottenuto l'autorizzazione per l'installazione di un deposito satellite di GNL da 60 m³ per l'alimentazione della rete di distribuzione che serve il bacino regionale n. 33 nel cagliaritano, confermando la volontà di proseguire con la sostituzione dell'aria propanata con il gas naturale. A gennaio 2020 è stato aperto il cantiere che dovrebbe terminare i lavori entro l'estate. Al rifornimento del GNL provvederanno delle autocisterne che arriveranno via traghetto. Da Livorno su Olbia arrivano già le autobotti che riforniscono di GNL l'impianto della Cooperativa Casearia 3 A di Arborea.

Per quanto riguarda il deposito costiero di Sardinia LNG la procedura di VIA è ancora in corso.

Figura 5. Progetto di deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari



Fonte: Isgas (SIA)

Tabella 5. Deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari

Operatore	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.
Localizzazione	Porto canale di Cagliari
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (Greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	22.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	22000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	1.440.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	42
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	100000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	84

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.5 Ravenna - Depositi Italiani GNL Spa

Il progetto di deposito costiero nel porto di Ravenna della Edison, storica società energetica italiana, attiva nella produzione e vendita di elettricità e gas naturale, oggi controllata dalla Francese EDF, prende avvio con la richiesta del Nulla Osta di Fattibilità nel 2016 al Comitato tecnico regionale dei Vigili del Fuoco dell'Emilia Romagna. Associata all'iniziativa di Edison la Società Petrolifera Italo Rumena (PIR), attiva nello stoccaggio e nella logistica di rinfuse liquide in vari porti italiani oltre che in quello di Ravenna.

Acquisito il NOF, nel marzo del 2017 è stata presentata la richiesta di Valutazione d'impatto ambientale alla Regione. Il progetto, per una capacità complessiva di 20.000 m³, prevedeva una realizzazione in due fasi, un primo serbatoio criogenico di 10.000 m³ di GNL e la successiva installazione di un secondo identico, nei temi richiesti dal mercato.

Nel maggio seguente, in occasione dell'evento internazionale ConferenzaGNL a Napoli, Edison ha precisato la propria strategia annunciando la ricerca di altri due siti nel Sud d'Italia per altrettanti depositi costieri di GNL. Nel mese di settembre la società ha avviato una gara per acquisire una metaniera con capacità di circa 27 mila metri cubi di GNL per l'approvvigionamento dei depositi di Ravenna con PIR e di Oristano (v. scheda) e degli altri depositi in progetto.

Del dicembre 2017 il parere positivo del Comune di Ravenna, che ha riconosciuto il valore strategico dell'opera, ed ha espresso il parere deliberando anche una deroga al regolamento urbanistico, a causa dell'altezza dell'opera, 24 metri, il doppio di quanto in precedenza previsto nell'area del sito. A fine dicembre il via libera della Regione e l'avvio della procedura presso il Ministero dello sviluppo economico per l'autorizzazione unica finale. Nel febbraio 2018 si è conclusa la procedura presso il Mise, dopo aver ottenuto la Valutazione di impatto positiva dal Ministero dell'Ambiente. Un comunicato della PIR ha annunciato l'avvio dei lavori prima dell'estate per una durata di circa tre anni, ad un costo complessivo dell'opera di circa 80 milioni di euro. 23.000 i metri quadrati della superficie interessata, posta lungo il porto vicino alla centrale elettrica dell'ENEL. 30/40 gli occupati previsti per la gestione dell'impianto.

Nel corso dell'anno è stata anche perfezionata la compagine societaria, con la costituzione da parte della PIR della società Depositi Italiani GNL, controllata al 51% da PIR e al 49% da Edison. Alla fine di novembre 2018, in una apposita conferenza stampa, Edison ha annunciato la sottoscrizione di un contratto di affitto con l'armatore norvegese Knutsen Shipping di 12 anni (rinnovabile per altri 8) di una nave cisterna di GNL da 30.000 m³. La costruzione della nave è stata assegnata ai cantieri Hyundai Heavy Industries in Corea del Sud, con consegna prevista a metà del 2021, ad alimentazione principale a GNL e dotata di rigassificatore per il boil off. Nello stesso periodo è prevista la conclusione dei lavori nel cantiere, per un costo complessivo lievitato a 100 milioni di euro.

Nelle previsioni di Edison il deposito a regime potrà movimentare oltre un milione di m³ di GNL, potendo rifornire almeno 12.000 camion, grazie alle 6 baie di carico previste, e fino a 48 navi traghetto all'anno, con l'utilizzo di una bettolina, da acquisire, di circa 7.500 m³. Edison si occuperà della costruzione del deposito e utilizzerà l'85% della capacità dell'impianto, mentre il resto sarà venduto a terzi dalla società congiunta Depositi Italiani GNL. Edison dispone di numerosi contratti internazionali di approvvigionamento di GNL, ed inoltre la controllante EDF possiede una quota rilevante nella gestione del rigassificatore di Dunkerque, nel canale della manica, dove è possibile rifornire navi cisterna di GNL di piccole e grandi dimensioni. Escluso al

momento per motivi tecnici il rifornimento presso il rigassificatore Adriatic LNG di cui Edison possiede l'esclusiva di commercializzazione dell'80% della capacità.

A differenza del Progetto Higas – Avenir di Oristano, ben inserito nella logistica mondiale del GNL di piccola taglia, ma che per motivi geografici non potrà avere un ruolo rilevante al di fuori della Sardegna (ma potrà svolgere rifornimenti ship to ship almeno nel Mediterraneo occidentale), quello di Ravenna è ben posizionato per intercettare i rifornimenti terrestri pesanti continentali in Italia e marittimi nei mari Adriatico e Ionio.

Oltre il 90% del GNL importato in Italia tramite autocisterne criogeniche per alimentare i depositi satellite dei distributori proviene dal rigassificatore di Marsiglia Fos e da quello di Barcellona. Facendo riferimento solo a Fos, il deposito di Ravenna dista da Genova circa 380 km, rispetto ai 390 del tragitto da Marsiglia al capoluogo ligure, mentre per i rifornimenti sulla dorsale tirrenica verso sud il risparmio per le autobotti provenienti da Ravenna, sempre rispetto a Marsiglia, è di circa 480 km al nodo di Firenze. La convenienza geografica resterà a favore di Marsiglia per la Liguria Ovest e per il Piemonte. La posizione geografica di Ravenna potrà così aprire la strada, a molto minori costi di trasporto rispetto ad oggi, all'uso del GNL nel Mezzogiorno d'Italia, almeno fin quando non sarà operativo il quarto deposito costiero progettato da Edison (con Ravenna, Oristano, e Napoli), recentemente localizzato nel Porto di Brindisi. Durante l'emergenza Coronavirus il cantiere di Ravenna ha subito alcune settimane d'interruzione, poi i lavori sono ripresi a fine marzo, ed è confermata l'operatività entro il 2021.

Figura 6. Progetto di deposito costiero Depositi Italiani GNL – Porto di Ravenna



Fonte: Depositi Italiani GNL (SIA)

Tabella 6. Deposito costiero Depositi Italiani GNL - Porto di Ravenna

Operatore	Depositi Italiani GNL S.p.a.
Localizzazione	Porto di Ravenna
Stato infrastruttura	In costruzione
Stato area di insediamento deposito	Area dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	20.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	1.040.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile ciascuno di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	30.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	6
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	2
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	4000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	100

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metanieri SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.6 Porto Marghera – Venice LNG Spa

L'idea di realizzare un deposito costiero di GNL nell'area del polo industriale di Marghera, contiguo con il porto Crociere di Venezia, nell'ambito della trasformazione dell'area portuale, era stata avanzata da Eni e dall'Autorità portuale di Venezia a fine 2014. Le ipotesi dei due soggetti facevano riferimento al masterplan per il Gnl nel Mar Adriatico promosso dall'Unione Europea nell'ambito dell'iniziativa Poseidon Med, per la promozione di nuove infrastrutture per la movimentazione e lo stoccaggio di GNL, ma l'intento non ha avuto seguito.

Nel dicembre 2016 la società San Marco Petroli, attiva a Marghera dal 1960 nel commercio di idrocarburi, ha affidato alla DITS s.r.l., spin off dell'Università la Sapienza di Roma, attiva in analisi economiche e finanziarie di servizi logistici, una analisi costi benefici della realizzazione nell'area industriale di Porto Marghera di un deposito di GNL.

Nel mese di aprile l'iniziativa si amplia con il coinvolgimento della Decal, altra società attiva a Marghera nel commercio di idrocarburi e si amplia il progetto, che triplica la capacità di stoccaggio di GNL previsto in 32.000 m3. Nell'impostazione iniziale un terzo del GNL avrebbe dovuto essere commercializzato da San Marco Petroli e il resto come attività di stoccaggio da parte di Decal.

Il progetto ha partecipato al bando di gara europeo Multi-annual work programme 2014-2020 nell'ambito dell'iniziativa CEF Transport 2017 Blending Call-General envelope. L'analisi costi/benefici ha rispettato le guide predisposte dalla Commissione Europea. Per il rifornimento di GNL è previsto l'arrivo di navi cisterna fino a 30 mila m3 di capacità.

Nel mese di aprile una nota della Decal informa sull'esito positivo dell'analisi economica e precisa la previsione di tre serbatoi, uno da 30 mila m3 e due da 1000 m3 ciascuno. L'accosto delle navi è previsto tra 7.500 e 30.000 m3, con possibilità di ricevere navi fino a 65 mila m3. Previsto l'accosto di barge di taglia indicativa di 1000 m3 per i rifornimenti ship to ship e 5 boe di carico per le autobotti.

L'impianto prevede la connessione con la rete di trasporto del gas naturale ai soli fini della gestione del boil-off nelle modalità disciplinate dall'Arera e dal Codice della rete di trasporto (vedi paragrafo 3.2.2).

Nel gennaio 2018 il progetto è stato presentato ufficialmente dalla nuova società Venice LNG, costituita da Decal (65%) e dalla San Marco Gas (35%), controllata della San Marco Petroli. Il sito prescelto è un'area già a disposizione di Decal lungo il Canale Industriale Sud di Porto Marghera. Le previsioni di consumo per il trasporto pesante prevedono il rifornimento di 15.000 camion all'anno.

Un mese dopo Venice LNG ha avviato le procedure per l'autorizzazione unica presso il Ministero dello sviluppo economico e la Valutazione di Impatto Ambientale presso quello dell'Ambiente. Nel mese di luglio la San Marco Gas ha deciso di uscire dal progetto cedendo la propria quota societaria alla Decal, pur confermando l'interesse per lo sviluppo del GNL con la realizzazione di stazioni di servizio e l'auspicio per future collaborazioni.

Nell'ottobre del 2018 la Commissione Europea ha annunciato il finanziamento del progetto con 12,1 milioni di euro, che si somma 6,4 milioni ottenuti con un precedente bando, per un totale di 18,5 milioni. In precedenza il progetto era stato presentato all'Autorità portuale che, come comunicato con una nota congiunta, l'ha accolto positivamente. Prevista la movimentazione annuale di circa 900 mila m³ di GNL. Uno studio dell'Autorità ha previsto al 2030 una domanda di 873 mila t/anno per usi stradali (73%), marittimi (19,7%) e portuali/locali (7,3%).

Nel giugno del 2019 il progetto ha ricevuto il parere favorevole, con prescrizioni, dal Ministero dell'Ambiente, e nel mese di ottobre quello dell'assessorato per l'ambiente della regione. Nel mese di novembre Venice LNG ha superato anche la VIA nazionale, e ha ricevuto il parere favorevole del Ministero dei beni ambientali e culturali.

Al momento la procedura autorizzativa finale del MISE non è ancora conclusa.

Figura 7. Progetto di deposito costiero Venice LNG – Porto di Marghera



Fonte: Venice LNG (SIA)

Tabella 7. Deposito costiero Venice LNG - Porto Marghera

Operatore	Venice LNG S.p.a.
Localizzazione	Porto Marghera
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area industriale dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	32.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	900.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	2130
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	30.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	5
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	SI
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	400
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	4000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	100

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metanieri SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.3 Iniziative per depositi costieri SSLNG senza procedimento autorizzativo nell'area di cooperazione

2.3.1 Livorno – Livorno LNG Terminal

Nel 2013 l'Autorità portuale di Livorno ha avviato uno studio di fattibilità, concluso nel gennaio 2014, per la realizzazione di un deposito costiero di GNL nel porto della città. Per identificare la soluzione migliore lo studio si concentrava sulla previsione della domanda, ipotizzando a seconda dei volumi, il trasporto di GNL dal Terminale galleggiante di rigassificazione OLT, a 22 km dalla costa, con una bettolina o in alternativa il rifornimento tramite autobotti. Nel gennaio 2015 si affaccia l'ipotesi di utilizzare l'area nella quale sorge il deposito di GPL della società Costiero Gas Livorno, posseduta da Eni per il 65% e da Liquigas per il 35%. All'epoca, prima della pubblicazione della strategia nazionale sul GNL curata dal Ministero dello sviluppo economico, Eni prevedeva consumi di GNL al 2030 per 3 Mtep, l'80% per i trasporti terrestri e il 20% per quelli marittimi. In quel periodo il vantaggio di prezzo del GNL stradale del 30% (nel 2019 salito oltre 40%). Considerata la relativa vicinanza, le ipotesi di sviluppo di un deposito costiero a Livorno hanno sempre preso in considerazione il possibile rifornimento dal rigassificatore OLT, che nel dicembre 2015 ha comunicato l'interesse ad adeguare l'impianto per poter rifornire delle bettoline tra i 1000 e i 7.500 m³ di GNL. Previsti uno-due anni di tempo e l'avvio di uno studio finanziato in parte dal progetto Connecting European Facility (CEF).

Nella stessa occasione, Costiero Gas Livorno ha da parte sua annunciato la partecipazione ad un bando di finanziamento europeo per l'ingegnerizzazione del progetto di deposito. Lo studio sarebbe dovuto terminare entro novembre 2016 e il deposito essere operativo entro il 2019. Previsti un impianto modulare con serbatoi da 1500 m³ fino ad una capacità complessiva di 9.000 m³. L'investimento previsto era di circa 11 milioni di euro per i primi 1500 m³. Successivamente ulteriori difficoltà sono emerse per la localizzazione dell'impianto e l'ottenimento della concessione demaniale dall'Autorità portuale.

Nel mese di giugno 2016 si è svolto un incontro tra i rappresentanti della Società Higas e l'Autorità portuale, alla quale è stato segnalato l'ordine per due bettoline di GNL che potranno prelevare il GNL da OLT per alimentare il deposito di Santa Giusta-Oristano ma anche per rifornire altri depositi lungo la costa tirrenica. Nell'ottobre Costiero Gas ha confermato la previsione per il completamento del proprio progetto entro il 2019. Nel 2017 sono proseguite le difficoltà per l'identificazione del sito nel Porto di Livorno. Nel mese di maggio 2017 la società Liquigas ha annunciato un progetto di joint venture con Costiero Gas, il Gruppo Neri, che fornisce servizi marittimi e la Vulcangas, attiva nella logistica del GNL, per il deposito di Livorno. Indiscrezioni si erano avute già nel mese di marzo. Entro l'anno era prevista la definizione del progetto esecutivo.

Nel febbraio 2018 è stata formalizzata la costituzione della società Livorno LNG Terminal cui partecipano con quote paritarie Costiero Gas Livorno (con Eni e Liquigas) e Neri Vulcangas Investimenti (partecipata dalle due società). La Livorno LNG Terminal ha come ragione sociale la realizzazione del deposito costiero ed è stata confermata la capacità complessiva di 9 mila m³ da realizzare in due fasi per 4.500 m³ di capacità ciascuna. Il progetto prevede un investimento di 50 milioni di euro. Confermata l'attività di rifornimento di autocisterne e bettoline.

Una conferma della volontà di proseguire con il progetto si è avuta nel luglio 2019 dal Gruppo Neri, che ha previsto l'inizio della costruzione del deposito nel primo semestre 2020 per completarlo entro il 2021, in

modo che sia operativo a inizio 2022. Al momento non risultano ancora avviati i procedimenti autorizzativi presso il Ministero dello Sviluppo Economico e la procedura di Valutazione di impatto ambientale presso il Ministro dell'Ambiente.

Tabella 8. Deposito costiero Livorno LNG Terminal - Porto di Livorno

Operatore	Livorno LNG Terminal S.p.a.
Localizzazione	Porto di Livorno
Stato infrastruttura	In corso di progettazione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	120.000 -170.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	500-7.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	3
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	SI
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	1.000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	40

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.3.2 Genova

Nel settembre 2013 nel capoluogo ligure si era svolto un evento con le principali associazioni del settore marittimo e dei Ministeri interessati per discutere dell'uso del GNL nelle navi e delle necessarie infrastrutture logistiche. In quel periodo iniziava l'iter europeo della Direttiva DAFI, per lo sviluppo di infrastrutture per combustibili alternativi, tra i quali il GNL.

Da notare la rilevanza della disponibilità di GNL per i trasporti marittimi nel Porto di Genova, il principale d'Italia. In quegli anni la logistica del GNL marittimo e la navigazione con GNL si andava sviluppando nei porti del Nord Europa, punti di riferimento dello scalo ligure. Da allora ad oggi l'argomento è stato ripetutamente affrontato, senza che nascesse una iniziativa industriale in grado di ottenere il necessario consenso per essere attuata.

Una proposta per un deposito da 10 mila m³ con possibilità di raddoppio fu presentata nel corso del 2014 all'Autorità portuale dall'armatore Ottavio Novella in associazione con Autogas Nord, come si è appreso a luglio 2019. L'investimento previsto era di 50 milioni di euro per l'impianto e altri 50 per una nave cisterna.

Idee e studi di fattibilità lanciati nel 2016 con vari strumenti finanziari dalla Commissione Europea hanno coinvolto anche Genova, senza però avere un seguito. Nel luglio dell'anno seguente, l'Autorità portuale ha avviato una consultazione con i principali operatori energetici nazionali già attivi nel porto, per verificare la disponibilità di aree e volontà imprenditoriale. Dal sondaggio dell'Autorità sono emerse due possibili localizzazioni, Porto Petroli a Ponente della Città e la Calata oli minerali, all'ingresso ovest del Porto Antico.

Nello stesso periodo la MSC Crociere, che ha in Genova il porto di riferimento, aveva annunciato la costruzione di alcune navi da crociera a GNL ed aveva manifestato la necessità di fare rifornimento in loco. In precedenza Costa Crociere, che ha come base il porto ligure di Savona, aveva annunciato un programma di costruzione di navi da crociera a GNL.

A settembre 2017 è stata presentata una proposta dalle società Carmagnani, attiva dal 1904 nel commercio e stoccaggio di prodotti chimici, e dalla Superba del Gruppo PIR, che gestisce depositi petrolchimici, per un deposito di GNL da 50 mila m³ di GNL con annessa struttura di bunkeraggio per un investimento di 40 milioni di euro. Sono state identificate due possibili aree, quella della centrale Enel a carbone in dismissione e secondariamente nell'area di Ponte San Giorgio, entrambe alla base della storica Lanterna della città.

A fine 2017 si apprende che l'Eni starebbe lavorando su uno studio di fattibilità su richiesta dell'Autorità portuale. Tra le varie soluzioni prospettate lo scoglio maggiore sembra restare la scelta del sito. Nel frattempo venivano avviati progetti e cantieri in altre aree del Paese (vedi schede su Higas a Oristano e Depositi Italiani GNL a Ravenna).

Nel settembre 2018 e in altre occasioni successive alcuni rilevanti operatori marittimi e forze sociali hanno lanciato l'allarme sul ritardo del porto di Genova rispetto alla capacità di rifornire il GNL, mentre aumentava il numero di navi che lo utilizzeranno e alcuni ordini di traghetti previsti con alimentazione a GNL, operativi da Genova, sono stati rivisti tornando alla motorizzazione tradizionale .

Nel febbraio 2019 tutte le Amministrazioni pubbliche liguri interessate al deposito e allo sviluppo dell'uso del GNL anche nei trasporti terrestri pubblici e privati oltre che nelle attività portuali si sono accordate su un documento congiunto che auspica, in collaborazione congiunta e reciproca, la promozione e l'utilizzo del GNL in Liguria per la trazione come opportunità sia ambientale sia di sviluppo dell'intero territorio regionale.

Una localizzazione alternativa a quelle emerse negli anni sarebbe stata identificata alla foce del fiume Polcevera, tra Sanpiederarena e Cornigliano, a Ponente del centro città, come comunicato ad inizio ottobre 2019 dalle società Carmagnani e Superba, utilizzando 35 mila metri quadrati di un deposito container; la proposta non ha però avuto seguito.

Nel mese di dicembre 2019 viene rilanciato il progetto delle società Ottavio Novella e Autogas Nord con la costituzione di una società di scopo denominata GNLMed cui partecipa anche la società Fratelli Cosulich, attiva nei servizi marittimi. Le tre società partecipano con una quota del 33% ciascuna. Primo obiettivo la costruzione di una bettolina da 7.500 m³ di GNL. Prima di ordinare la nave, la GNLMed ha però richiesto che sia decisa la localizzazione del deposito costiero per poter servire gli scali di Genova e Savona.

Al momento nessun progetto ha avviato gli iter autorizzativi

2.3.3 Porto Torres – CIP Sassari

Tra il 2014 e il 2015 il Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIPS), competente per lo sviluppo del polo industriale di Porto Torres, ha ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di capacità inferiore a 10 mila m³. A favore del progetto la possibilità di utilizzare per le operazioni di scarico e carico di GNL un pontile sottoutilizzato, posto al centro del porto industriale, con ampie possibilità di movimentazione delle navi.

Nel mese di dicembre del 2015 il CIPS ha siglato un'intesa con la Presidenza del Consiglio nell'ambito del Contratto d'area per le aree del Nord della Sardegna, per un totale di 7,5 milioni di euro. 3 milioni saranno utilizzati per il terminale modulare di GNL di 10 mila m³. Nel 2016 è stata richiesta all'Autorità portuale la concessione demaniale per l'area nella quale dovrebbe essere realizzato il deposito, con esito positivo.

L'ipotesi di metanizzare la Sardegna attraverso la realizzazione di un rigassificatore a Porto Torres ha attraversato tutti gli anni '90 del secolo scorso. La forte richiesta delle autorità locali per l'uso del metano anche nell'isola, mentre si andava completando la metanizzazione dell'Italia continentale, ha visto a lungo contrapporsi l'ipotesi di un gasdotto e quella di un rigassificatore. Entrambe le ipotesi non sembravano però economicamente sostenibili in considerazione degli scarsi consumi sardi.

Alla fine prevalse l'idea di un gasdotto dall'Algeria, che avrebbe attraversato la Sardegna da sud a nord per poi proseguire fino a Piombino. In questo caso sarebbe stata la domanda dell'Italia continentale a sostenere l'opera. Nel frattempo si erano sviluppate le prime reti cittadine alimentate con i gas tecnici, prodotti dalla raffineria di Sarroch. Dovendo estendere l'uso anche al resto dell'isola, in attesa della realizzazione del gasdotto, si è diffuso l'uso del GPL e dell'aria propanata.

Nell'ipotesi del rigassificatore Porto Torres era stato indicato sia per la presenza di un significativo polo industriale sia perché si prevedeva una conversione della contigua centrale elettrica a carbone di Fiume Santo dell'Enel. Con il tramonto dell'ipotesi gasdotto Galsi dall'Algeria, dovuto alla discesa dei consumi di gas dopo la crisi economica del 2008-2012, e dell'ipotesi del rigassificatore collegata, si è estesa la costruzione di reti cittadine alimentate con il GPL e l'aria propanata.

Le ipotesi formulate per la realizzazione di alcuni depositi costieri di GNL di piccole dimensioni per la metanizzazione delle reti sarde fin dal 2014 si sono dovute confrontare con le insistenti pressioni per la realizzazione di un gasdotto dalla Toscana. Dopo un paio di anni di valutazioni il Ministero dello sviluppo economico ha scartato l'ipotesi sia per motivi di sicurezza degli approvvigionamenti sia per il costo.

Nel luglio 2017 il MISE ha annunciato il prossimo avvio della procedura autorizzativa per Porto Torres dopo quelli di Santa-Giusta Oristano e Cagliari. Nel mese di ottobre la regione Sardegna ha autorizzato la realizzazione di una bioraffineria ad opera congiunta di Novamont e Versalis, nell'area industriale di Porto Torres, ipotizzando un'alimentazione dell'impianto con gas naturale derivato da GNL o con GPL.

Per l'approvvigionamento del gas naturale della Sardegna l'ENI ha manifestato, nel marzo 2018, la disponibilità a mettere a disposizione di un soggetto terzo proprie strutture e aree per la realizzazione di un terminale di rigassificazione nell'area di Porto Torres, oltre ad impegnarsi per fornire per due anni al mercato sardo GNL a un prezzo in linea con quello italiano.

Nell'aprile 2018 il MISE ha precisato la proposta dell'ENI su Porto Torres, dimensionato a 900 milioni di metri cubi di gas naturale valutandolo però sovradimensionato, e non coerente con la gradualità prevista per la metanizzazione della Sardegna.

Il CIPS nel giugno 2018 ha bandito una gara per la fornitura dei bracci di carico e scarico del GNL presso il pontile ASI nel porto industriale di Porto Torres, del valore di due milioni di euro. Annunciato contemporaneamente un successivo bando per la realizzazione dell'impianto di stoccaggio del GNL.

Nel mese di luglio 2019 l'Autorità portuale della Sardegna ha avviato l'iter il rinnovo della concessione demaniale per il terminal GNL di Porto Torres, confermando il parere favorevole già espresso sulla richiesta del 2016. Il progetto illustrato all'Autorità portuale prevede un partenariato pubblico-privato per la sia per la parte stoccaggio sia per i condotti criogenici per il trasferimento del GNL dal pontile all'impianto.

Nel febbraio del 2019 il Consorzio ha aggiudicato la gara per la fornitura dei tre bracci di carico e scarico del GNL al prezzo di 1.720 mila euro alla società Flexa, unico partecipante.

Al momento non risultano avviate le procedure autorizzative presso il Ministero dello sviluppo economico e presso il Ministero dell'Ambiente o presso la Regione Sardegna per la procedura di valutazione di impatto ambientale.

Figura 8. Porto Torres ipotesi di localizzazione del progetto di deposito costiero di C.I.P. Sassari



Fonte: C.I.P. Sassari

Tabella 9. Deposito costiero C.I.P. Sassari - Porto Torres

Operatore	C.I.P. Sassari
Localizzazione	Porto Torres
Stato infrastruttura	In corso di progettazione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	7500
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	64.100
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici, in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	750
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	20.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	90
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	1.260
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.4 Depositi costieri SSLNG nel Mediterraneo

2.4.1 Gibilterra

A fine agosto 2016 con un comunicato congiunto del Governo di Gibilterra e della compagnia petrolifera Shell, è stato ufficializzato l'accordo per la costruzione di un deposito di GNL per la rigassificazione del gas naturale e il rifornimento di una nuova centrale termoelettrica, già in costruzione di 80 MW, per fornire l'elettricità a tutta la regione.

L'accordo ha previsto anche la costruzione del terminal per la logistica del GNL. L'entrata in servizio dell'impianto era prevista per la seconda metà del 2017. Il rifornimento, lo stoccaggio e la rigassificazione sono operati da Gasnor, la società controllata da Shell specializzata nel GNL di piccola scala, all'epoca attiva nel Nord Europa già da 10 anni.

Prevista nell'accordo anche la possibilità di rifornire navi. Nel mese di marzo 2015 si erano già svolte due operazioni di rifornimento ship to ship nel porto di Gibilterra..

La capacità prevista dell'impianto di stoccaggio era di 5 mila metri cubi di GNL, divisi in 5 serbatoi da mille m3 ciascuno. Il terminale prevedeva circa due rifornimenti al mese, in funzione delle necessità della centrale. Deciso anche che i rifornimenti si sarebbero svolti solo di notte, per non disturbare l'attività del porto ed del vicino aeroporto.

L'impianto è stato completato e inaugurato solo nella primavera del 2019, sostituendo la produzione elettrica a Diesel. Il primo rifornimento di GNL è stato effettuato nel gennaio dello stesso anno per i test e l'avvio dell'impianto ad opera della nave cisterna Coral Methane. La nave, costruita nel 2009 per il trasporto del GPL, è stata modificata per il bunkeraggio di GNL nel 2018. In affitto a Shell ed operata dall'armatore Anthony Vender.

In coincidenza, nello stesso mese di gennaio 2019, la Coral Methane, proveniente dal mare del Nord, ha iniziato i rifornimenti ship to ship della nave da Crociera Aida Nova, del Gruppo Aida Cruisers controllato dal Gruppo Carnival, nel porto Santa Cruz de Tenerife, nelle Isole Canarie.

Da allora, la Coral Methane ha svolto con regolarità il rifornimento quindicinale di GNL a Gibilterra, proseguendo nella rotta verso le Canarie e poi verso il porto di Barcellona, dove ha rifornito prima la Aida Nova, entrata nel Mediterraneo nell'aprile 2019, poi sostituita a fine anno dalla Costa Smeralda, nuova ammiraglia di Costa Crociere.

Figura 9. Deposito costiero Gasnor – Porto di Gibilterra



Fonte: Gasnor

Tabella 10. Deposito costiero Gasnor - Porto di Gibilterra

Operatore	Gasnor AS
Localizzazione	Gibilterra
Stato infrastruttura	Operativa dal 2019
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	5.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	340.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 5 serbatoi serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	8.500
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	NO
Baie di carico	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.4.2 Patrasso (Grecia)

L'ipotesi di un deposito costiero nel porto di Patrasso, in Grecia, sul Mar Ionio, è stata formulata nel 2015 nell'ambito del Programma Poseidon Med II, cofinanziato dalla Commissione Europea, sviluppato per la promozione dell'uso del GNL in ambito marittimo.

Il programma, ha coinvolto tre paesi: Grecia, Italia e Cipro, sei porti europei (Pireo, Patrasso, Limassol, Venezia, Heraklion, Igoumenitsa) e il terminal GNL greco di Revithoussa, ad ovest di Atene. La Commissione ha stanziato 53 milioni di euro e le attività dovranno concludersi entro il 2020.

Nell'ambito del progetto europeo sono state analizzate le navi traghetto che svolgono servizio sulle rotte tra il greco e i porti italiani di Ancona e Bari, per valutare le necessità di GNL, in modo da quantificare la capacità di stoccaggio. Nello studio, al quale ha collaborato il Lloyd Register, è stata anche valutata la domanda potenziale di gas naturale per le industrie e i consumi civili.

Nel luglio 2016 il Ministero dell'ambiente e dell'energia greco, dopo l'analisi ambientale, di sicurezza ed economica, ha dato un primo assenso alla costruzione dell'impianto nell'area sud del porto, in una area di 25 mila metri quadrati all'estuario del fiume Glafkos. La capacità di stoccaggio è stata prevista in 3 mila m³ di GNL.

Nell'aprile 2018 è stato annunciato l'inizio della costruzione nel 2020, finanziato al 50% dalla Commissione Europea e il restante a carico dei partner privati. Prevista anche la costruzione di una nave cisterna per le operazioni di rifornimento ship to ship, che si rifornirà presso il rigassificatore di Revithoussa. I consumi industriali e civili riguarderanno anche le città di Agrinio e Pyrgos oltre a Patrasso.

Nel mese di luglio 2019 il Governo greco ha dato l'assenso finale all'iniziativa, con previsione di entrata in funzione dell'impianto entro il 2022 e la possibilità di ampliarlo se aumentasse la domanda di GNL per gli usi previsti.

Nel marzo 2020 la società greca DEPA, operatore del trasporto di gas in Grecia e del rigassificatore di Revithoussa, partecipata dall'italiana Snam, ha annunciato la costruzione di una nave cisterna di 3000 m³ di capacità di GNL, in grado di servire il porto del Pireo ma anche altri porti, come Patrasso.

Al momento la costruzione del deposito non è ancora iniziata.

2.5 Depositi costieri SSLNG nel Nord Europa

Per un termine di paragone significativo, nello scenario europeo, delle iniziative italiane per la realizzazione di depositi costieri SSLNG, è necessario considerare la realtà dello sviluppo di questo tipo di infrastrutture nel Nord Europa e in particolare nei paesi scandinavi, dove la filiera SSLNG è già operativa da tempo. In particolare si sono considerati come rappresentativi i casi di cinque depositi costieri SSLNG: due in Finlandia (Pori e Tornio), Due in Norvegia (Øra e Risavika) e uno in Svezia (Lysekil) le cui localizzazioni sono mostrate nella **Figura 10**.

Figura 10. Depositi costieri SSLNG nei paesi scandinavi



Fonte: elaborazione STF

2.5.1 Tornio (Finlandia)

Nel gennaio 2014 la società finlandese Warstila, attiva in tutta la filiera industriale del GNL, incluso lo small scale, ha presentato alle autorità il progetto per un deposito costiero a Tornio, in località Röyttä, nella Finlandia settentrionale, da realizzare “chiavi in mano”. Nel settembre il progetto ottiene l’impegno del Ministero dell’economia per un finanziamento statale, come per l’impianto di Pori (vedi paragrafo successivo 2.5.2).

La fornitura dell’impianto, primo terminal di importazione di GNL elaborato dalla Società, prevedeva le attrezzature complete per lo scarico, lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL. La capacità di stoccaggio di GNL era di 50 mila metri cubi con un accordo di manutenzione della durata di 10 anni. Capacità di ricezione del GNL si 3.000 m3 all’ora.

Nel dicembre 2014 Wartsila ha ottenuto la piena autorizzazione d’inizio lavori, prevedendo l’avvio del cantiere nel gennaio 2015. Investimento complessivo previsto in 110 milioni di euro.

Contraente dell’incarico del terminal di importazione del gas naturale è la Manga LNG Oy, joint venture tra le società industriali Outokumpu e SSAB Europe, la compagnia energetica EPV Energy e la Gasum, compagnia energetica leader nel settore del gas naturale e del biogas in Finlandia, Svezia e Norvegia, oltre che principale importatore di GNL.

L’impianto prevedeva attività di rifornimento di GNL per le navi e per ogni altro tipo di utenze, comprese le miniere, le fabbriche e altri clienti industriali in Finlandia settentrionale e nella confinante Svezia. Tra le principali utenze la locale acciaieria Outokumpu, che sarà collegata da un gasdotto, ma saranno anche disponibili trasporti su gomma e rotaia. Sarà servita l’intera regione della baia di Botnia, nell’estremità settentrionale del Mar Baltico, che non è raggiunta da gasdotti.

Nel novembre 2017 il deposito ha ricevuto il primo carico di GNL per la fase di test e avvio delle attività, scaricato dalla nave cisterna Coral Energy costruita nel 2012 dall’armatore olandese Antony Vender ed è operata dalla Skangas, del gruppo Gasum. La capacità di carico è di 15.600 m3 di GNL. Attualmente opera nei mari dei Caraibi.

Nel mese di giugno 2019 il Tornio Manga LNG Terminal ha iniziato le attività a pieno regime. L’impianto è il secondo in Finlandia, e anche se di dimensioni maggiori alla media dei depositi costieri small scale come capacità, risponde in pieno alla logica dello sviluppo del GNL per servire ogni tipo di utenze in condizioni off grid. E’ un caso analogo allo sviluppo del GNL per la metanizzazione della Sardegna (vedi paragrafo 2.2.1), anche se in questo caso sono previsti più depositi di minore capacità.

Figura 11. Deposito costiero Manga LNG – Tornio (Finlandia) e metaniera SSLNG “Coral Energy”



Fonte: Gasum

Tabella 11. Deposito costiero Manga LNG - Tornio (Finlandia)

Operatore	Manga LNG Oy
Localizzazione	Tornio (Finlandia)
Stato infrastruttura	Operativa da giugno 2019
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità utile di stoccaggio (m3)	50000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	n.d.
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	3000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	18.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	75
Carico Vagoni cisterna	SI
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	SI
Capacità di carico (m3/h)	300
Bettoline per bunkeraggio GNL**	n.d.
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	54.500
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	97,9

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.2 Pori (Finlandia)

Nel settembre del 2014 il Ministro dell'Economia finlandese ha concesso un finanziamento pubblico per un progetto di deposito costiero di GNL a Pori, in località Tahkoluoto, nella Finlandia occidentale nel Golfo di Botnia, presentato dalla Skangass, società controllata di Gasum specializzata nel GNL fondata nel 2007. Analogo impegno per il progetto di Tornio (vedi paragrafo precedente 2.5.1)

Obiettivo del progetto rifornire di gas naturale un ampio tratto di costa dalla città di Hanko fino a Kokkola, dove arriva la competenza del deposito di Tornio, in costruzione quasi contemporanea. Il deposito di Pori prevede una capacità di stoccaggio di 30 mila metri cubi di GNL, e il completamento dell'impianto entro l'autunno del 2016.

Nel mese di novembre 2014 Skangass precisa la compagine operativa, con principale operatore la società petrolifera pubblica Neste Jacobs, e partner KVL-Tekniikka Oy, per i lavori di costruzione e preparazione del sito e FCC Industrial, per il serbatoio di stoccaggio con subappaltatori Destia Ltd e Rudus Oy.

Con Tornio e Pori saliranno a tre i depositi costieri di Skangass, che nell'estate dello stesso anno ha avviato l'operatività dell'impianto di Lysekil, in Svezia (vedi paragrafo successivo 2.5.3). Per rifornire questi impianti Skangass ha a disposizione 2 navi cisterna e un contratto di approvvigionamento di lungo termine con il liquefatore di Risavika, nell'estremo nord della Norvegia.

Nell'aprile 2015 è stata completata la parte strutturale dell'impianto, che ha rispettato le tempistiche previste. L'area del terminale comprende il serbatoio di stoccaggio del GNL, alto 35 metri e diametro esterno di 42 m, le banchine di carico e scarico per il rifornimento di navi e tre boe per le autocisterne di GNL.

A metà febbraio 2016 è stato completato anche l'impianto di rigassificazione che fornirà gas naturale per le utenze civili e industriali più vicine, sostituendo petrolio e GPL con la posa di gasdotti anche offshore (12 km) per raggiungere il parco industriale di Kaanaa e altri insediamenti industriali.

Nel mese di luglio 2016 è arrivato al terminal di Pori il primo carico di GNL, portato dalla nave cisterna Coral Energy dall'Europa nord-occidentale. Dopo una fase di prove, le consegne commerciali ai clienti inizieranno a settembre.

Grazie al rispetto dei tempi di costruzione e messa in opera, quello di Pori è stato il primo deposito costiero multiservizio ad entrare in funzione. L'investimento totale del progetto è ammontato a 81 milioni di euro con un contributo di 23 milioni di euro dal Governo, approvato dalla Commissione Europea come aiuto di stato legittimo, perché destinato a ridurre l'impatto ambientale.

Pori è l'unico deposito di GNL nel Golfo di Botnia in cui le navi possono rifornirsi direttamente da un terminal. Prevista l'apertura di alcune stazioni di rifornimento di GNL nell'estate del 2017, mentre nei progetti futuri dell'impianto il passaggio al biogas liquefatto (LBG) senza ulteriori investimenti.

Il deposito di Pori è un'infrastruttura regolata dall'Autorità per l'energia finlandese che stabilisce condizioni di accesso e tariffe dei servizi che vengono descritti nel paragrafo 4.3.

Figura 12. Deposito costiero Gasum – Pori (Finlandia)



Fonte: Gasum

Tabella 12. Deposito costiero Gasum - Pori (Finlandia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Pori (Finlandia)
Stato infrastruttura	Operativa da settembre 2016
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	27000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	n.d.
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio, cilindrico verticale fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza di circa 35 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1.000-1500
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	5.000-18.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	SI
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	30.000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	SI
Truck-Loading (€/carico)	750
Ship-unloading (€/scarico)	12000
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	270
Costo di investimento complessivo (M€)	81

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.3 Lysekil (Svezia)

Il deposito costiero di GNL di Gasum a Lysekil, sulla parte settentrionale della costa occidentale della Svezia, a circa 100 km da Stoccolma, è dotato di un impianto di stoccaggio di 30 mila metri cubi di capacità. Il terminal è attrezzato per rifornire le navi cisterna, le autobotti e con GNL rigassificato le industrie dell'area. L'impianto è autorizzato a trattare 250 mila tonnellate all'anno di GNL.

Nel novembre 2012 la società tedesca The Linde Group comunica l'incarico della per costruire un terminal di importazione di GNL di medie dimensioni. Il contratto (ingegneria, costruzione e installazione) ha un valore di circa 44 milioni di euro. I lavori includono l'integrazione delle strutture del serbatoio criogenico, che sarà realizzato da una terza parte. Il nuovo terminal è programmato per iniziare le attività entro due anni.

L'incarico di realizzare il serbatoio criogenico in soluzione unica, con diametro di 34 metri e 27 di altezza. metri, impianto unico è stato poi assegnato alla tedesca Caverion.

Inaugurato nell'ottobre 2014, con Scangas ha collaborato al progetto la raffineria Preem, che ne è anche il maggior cliente, rifornito con un gasdotto di circa 10 km. Un altro importante cliente è la SSAB di Borlange, che dista 420 km, rifornito da autocisterne settimanali.

Nel novembre 2014 Gasum raggiunge un accordo con l'italiana ENI per la fornitura di GNL dall'impianto di rigassificazione di Zeebrugge, in Belgio, con la nave cisterna Coral Energy. Il fornitore principale sarà comunque l'impianto di liquefazione di Risavika, in Norvegia (vedi paragrafo 2.5.5).

Gasum ha comunicato nell'ottobre 2017 di aver effettuato il primo rifornimento di GNL dal rigassificatore Statoil nell'isola di Melkøya, fuori Hammerfest, in Norvegia, con la nave cisterna Coral Energy per essere consegnato a Lysekil.

Figura 13. Deposito costiero Gasum – Lysekil (Svezia)



Fonte: Gasum

Tabella 13. Deposito costiero Gasum - Lysekil (Svezia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Llysekil (Svezia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2014
Stato area di insediamento deposito	n.d.
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	250.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	n.d.
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	n.d.
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	27.000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	70 – 85

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metanieri SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.4 Øra (Norvegia)

Il terminal di Gasum di Øra, si trova nella periferia industriale di Fredrikstad, nella Norvegia meridionale, vicino al confine con la Svezia. Ha una capacità di 5.900 metri cubi 3 di GNL, contenuti in 9 serbatoi di stoccaggio di diverse dimensioni. La costruzione è iniziata nel 2010 e si è conclusa alla fine del 2011, per fornire sia GNL alle autobotti e alle navi sia gas compresso per le altre utenze, anche nella parte orientale del Paese.

Tra i principali obiettivi del deposito, al cui finanziamento ha contribuito la società pubblica Enova, il rifornimento, attraverso una rete locale, realizzata durante la costruzione dell'impianto, delle industrie presenti nell'area che utilizzano olio combustibile e propano.

Di rilievo l'alimentazione della Gyproc, produttrice di prodotti per l'edilizia, del gruppo Saint-Gobain con consumi di gas di circa 76 GW/h. il deposito rifornisce tra le 15 e le 20 autobotti al giorno.

Tra i clienti dell'impianto anche industrie sulle coste nel fiordo della capitale Oslo, collegata da canali marini naturali, oltre ad imprese svedesi di oltreconfine. La costruzione è avvenuta in parallelo con la realizzazione dell'impianto di Risavika (vedi paragrafo successivo 2.5.5) destinato a rifornire quello di Øra.

Nel settembre 2017 l'impianto ha iniziato ad essere rifornito dalla nave cisterna Coralius, con capacità di 5.800 m³, una petroliera modificata dall'armatore Furetank Rederi, proveniente dall'impianto di liquefazione di Rasavika. La Coralius ha anche effettuato il primo rifornimento da nave a nave in acque internazionali tra Frederikstad, la Danimarca e Göteborg, Svezia.

Nel dicembre 2018 il Terminal ha subito una fuga di gas che ha portato alla messa in sicurezza dell'area, senza però conseguenze e l'attività è ripresa in poco tempo.

Figura 14. Deposito Costiero Gasum - Øra (Norvegia)



Fonte: Gasum

Tabella 14. Deposito costiero Gasum - Øra (Norvegia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Øra (Norvegia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	n.d.
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	6.400
Capacità utile di stoccaggio (m3)	5.900
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	170.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	15.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	n.d.
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.5 Risavika (Norvegia)

Il deposito costiero di Risavika (Gasum 51%, Lyse 49%), nel comune di Sola, vicino alla città di Stavanger, si caratterizza per essere collegato un impianto di piccola taglia che provvede alla liquefazione del gas naturale in GNL. Il gas arriva con condotte sottomarine della Lyse dall'impianto di ricezione di petrolio e gas di Kårstø a nord di Stavanger. A Kårstø arrivano il petrolio e il gas del giacimento Statfjord nel Mare del Nord.

L'impianto di stoccaggio di GNL di Risavika, denominato LNG Production SA, attivo dal 2011, ha una capacità nominale di 30 mila metri cubi, in serbatoio unico in cemento armato e rivestimento interno di piastre di acciaio ed è in grado di trattare 300 mila tonnellate di GNL all'anno. Si tratta di un serbatoio unico. L'impianto non svolge attività di rigassificazione e la sua funzione principale è fornire il GNL direttamente da terra alle navi utilizzatrici, alle navi cisterna e alle autobotti..

Nel 2014 è stato implementato il sistema per la fornitura del GNL alle banchine, con la posa di circa 750 metri di condotte criogeniche. L'intervento è stato necessario per rifornire le navi traghetto a GNL che fanno la spola tra Norvegia e Danimarca.

Le tre banchine sono lunghe complessivamente oltre 360 metri, con 10 di profondità. Le navi cisterna che fanno scalo a Risivika vanno prevalentemente a rifornire gli altri depositi costieri di Gasum, oltre che in Norvegia, come quello di Ora (vedi paragrafo precedente 2.5.4), ma anche in Svezia e Finlandia.

Nel 2015 sono iniziati i rifornimenti dei traghetti con l'uso di bracci di carico simili a quelli impiegati per le grandi metaniere ma progettati specificamente per le operazioni di rifornimento delle navi di tutti i tipi. I bracci di carico garantiscono maggiore velocità e sicurezza delle operazioni.

Nell'aprile 2016 Gasum ha acquistato l'intera capacità di produzione dell'impianto di liquefazione rafforzando la propria posizione di operatore leader del GNL nel mercato del Mare del Nord.

Figura 15. Deposito costiero e impianto di liquefazione Gasum - Risavika



Fonte: Gasum

Tabella 15. Deposito costiero Gasum - Risavika (Norvegia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	Area industriale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	28000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	700.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1.000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	n.d.
Impianto di liquefazione	SI
Capacità (t/a)	300.000
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	65
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	3
Capacità di carico (m3/h)	200-1.000
Bettoline per bunkeraggio GNL**	n.d.
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Rigassificazione per rete di distribuzione	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

3. Normativa e regolazione per i depositi costieri SSLNG in Italia

3.1 La direttiva 2014/94/UE, il Dlgs n. 256/2017 e il Quadro Strategico Nazionale per il GNL

3.1.1 Il GNL nella direttiva 2014/94/UE

La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo nelle zone di controllo delle emissioni, come previsto dalla direttiva 2012/33/UE¹, e indica l'obiettivo dello sviluppo di una rete centrale europea di punti di rifornimento per le navi alimentate a GNL che includa: terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne, e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio.

Per il trasporto su strada l'uso del GNL viene individuato come tecnologia efficace ed economica per consentire ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI, di cui al regolamento (CE) n. 595/2009², e viene indicato l'obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra gli impianti di stoccaggio intermedio e le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL.

Rilevante l'obiettivo secondo cui, lungo la rete centrale delle direttrici individuate dal programma TEN-T, gli Stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di stazioni di rifornimento aperte al pubblico. La distanza indicativa tra le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL non dovrebbe superare i 400 Km.

Viene affrontato anche il problema cruciale della disponibilità e dell'omogeneità delle norme tecniche. Tra le finalità generali vi è quindi quella di stabilire specifiche tecniche comuni per le infrastrutture necessarie alla diffusione dei combustibili alternativi. Viene stabilito che l'UE persegue l'elaborazione da parte degli organismi competenti a livello europeo delle norme tecniche necessarie sia per la filiera del trasporto marittimo che terrestre. Inoltre, in assenza di norme tecniche rese disponibili dagli organismi competenti, viene conferita anche la delega alla Commissione per l'adozione di atti che definiscano i requisiti tecnici comuni, in particolare per le interfacce degli impianti di bunkeraggio delle navi alimentate a GNL per gli aspetti di sicurezza nello stoccaggio terrestre e le procedure di bunkeraggio, sempre con riferimento ai punti di rifornimento delle imbarcazioni alimentate a GNL.

La direttiva 2014/94/UE prevede che ogni Paese si doti di un quadro strategico nazionale (QSN) che comprenda i seguenti elementi:

- valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo;
- obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per il GNL;
- misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali.

¹ Direttiva 2012/33/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre 2012, che modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 327 del 27.11.2012).

² Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2009, relativo all'omologazione dei veicoli a motore e dei motori riguardo alle emissioni dei veicoli pesanti (euro VI) e all'accesso alle informazioni relative alla riparazione e alla manutenzione del veicolo e che modifica il regolamento (CE) n. 715/2007 e la direttiva 2007/46/CE e che abroga le direttive 80/1269/CEE, 2005/55/CE e 2005/78/CE (GU L 188 del 18.7.2009).

In particolare, la direttiva prevede che, anche attraverso il quadro strategico nazionale, in ogni Paese membro:

- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi, per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi e della navigazione interna per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- i porti marittimi e della navigazione interna con punti di rifornimento di GNL nella rete TEN-T vengano designati nel quadro strategico nazionale;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete stradale centrale TEN-T per i veicoli pesanti alimentati a GNL;
- venga garantita la disponibilità di un sistema di distribuzione del GNL, comprese le strutture di carico per veicoli cisterna di GNL, per rifornire i punti di rifornimento presso i porti e la rete stradale.

Gli Stati membri dovevano notificare alla Commissione i rispettivi quadri strategici nazionali entro il 18 novembre 2016, in corrispondenza della data fissata per il recepimento della direttiva. Successivamente è prevista una procedura di monitoraggio che prevede una relazione da parte di ogni Paese dovrà documentare lo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi e in particolare, per il GNL, i punti di rifornimento nei porti e le stazioni di rifornimento accessibili al pubblico per i mezzi su gomma. La direttiva 2014/94/UE prevede anche che i quadri strategici nazionali “possano consistere di diversi piani, strategie o altra documentazione sulla pianificazione elaborata separatamente o in modo integrato”.

3.1.2 Il Quadro Strategico Nazionale per il GNL (QSN-GNL) e i depositi costieri SSLNG

L'Italia ha adottato il proprio QSN come allegato al Dlgs n. 256/2017 di recepimento della direttiva 2014/94/UE. Il documento ha la forma di atto di indirizzo delegificato, che può essere modificato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) su proposta del MIT di concerto con il MSE, il MATT e il MEF, (art. 3, comma 5 del Dlgs n. 257/2016), e deve essere aggiornato con cadenza triennale. Il QSN ha il compito di formulare organicamente a livello nazionale le politiche di promozione per ogni tipologia di combustibile alternativo, partendo da una valutazione sullo stato attuale congiunta agli sviluppi futuri dei rispettivi mercati. Sulla base di questa formulazione devono essere definiti gli obiettivi nazionali di sviluppo delle relative infrastrutture e devono essere formulate misure per la semplificazione delle procedure amministrative, nonché misure di promozione e sostegno come specificato ai commi 7 e 8 dell'articolo 3 del Dlgs n. 257/2016.

La prima sottosezione della Sezione C è la parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al GNL (QSN-GNL) che, oltre al campo degli usi finali del GNL per i trasporti, include anche “altri usi” costituiti dalle applicazioni della filiera dello SSLNG circa la fornitura di gas naturale alle utenze industriale e civili *off-grid*.

L'articolo 6 del Dlgs n.257/2016 richiama i contenuti fondamentali del QSN-GNL, costituiti da:

- le indicazioni per la realizzazione di punti di rifornimento per le imbarcazioni alimentate a GNL dei porti marittimi (entro il 2025) e per la navigazione interna (entro il 2030) lungo la rete centrale TEN-

T con l'individuazione di tre "macroaree" costituite: 1) dall'area mar Tirreno e mar Ligure, 2) dall'area mari del sud Italia; e 3) e dall'area mare Adriatico;

- le indicazioni per la realizzazione dei punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico per i mezzi stradali pesanti lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T, con almeno un punto accessibile ogni 400 km dei circa 3,300 km complessivi, divisi in 3 principali corridoi:
 - Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero;
 - Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce;
 - Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste

Ne risulterebbero, secondo una prima ipotesi semplificata, un numero non inferiore a 10, numero ampiamente superato dall'attuale sviluppo della rete di distributori a GNL.

- Le indicazioni per il sistema di distribuzione per la fornitura del GNL, comprese le strutture di carico delle autocisterne di GNL. Le previsioni di mercato, riportate nella Tabella 11, indicano in particolare per il 2030 la realizzazione di almeno 10 punti di carico per autocisterne criogeniche e 20 punti rifornimento per i mezzi navali alimentati a GNL.

Il QSN-GNL prevede, per le infrastrutture di base della catena logistica di distribuzione primaria del GNL, la presenza in Italia nel 2030 di 5 terminali dotati di stoccaggio e *facilities* SSLNG, nonché di 30 depositi costieri intermedi (con taglie tra i 1,500 ei 10,000 mc), che sarebbero in grado consentire il funzionamento dei 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e dei 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna. Tale dotazione infrastrutturale dovrebbe consentire la distribuzione del GNL richiesto dai diversi settori di usi finali, stimato pari a 5,3 milioni di tonnellate annue nello scenario minimo e a 7,1 in quello massimo (vedi Tabella x). In questo scenario ogni terminale movimenterebbe mediamente 1,2 milioni di tonnellate annue, e ogni deposito intermedio circa 200,000 t/a.

Gli indirizzi e gli obiettivi del QSN-GNL adottato a fine 2016 sono stati confermati e ricompresi nei successivi principali atti di indirizzo della politica energetica nazionale italiana, costituiti dalla Strategia Energetica nazionale approvata a fine 2017 (SEN 2017) e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC), notificato in via definitiva alla Commissione UE nel gennaio del 2020.

Tabella 16. Previsioni infrastrutturali e di mercato per SSLNG al 2020, 2025 e 2030 del Quadro Strategico Nazionale

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	Depositi da 30.000-50.000 m ³
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	Taglie da 1.500 a 10.000 m ³
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL- veicoli nuovi			12% - 15% (30-35.000)	% del parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (t/a)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			500.000	(Min.)
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			1.000.000	(Max.)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			1.000.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			2.000.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			300.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			600.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL <i>bunker</i> (t/a)		800.000	1.000.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
N. di punti rifornimento stradale accessibili al pubblico lungo la rete TEN-T	3	5	7	
Punti rifornimento di GNL per mezzi navali che operano nei porti marittimi e per la navigazione interna	10	12	20	

Fonte: Allegato III dello Schema di Dlgs n. 257/2016

3.1.3 La normativa per i depositi costieri SSLNG nel Dlgs 257/2016

Un intero capo del Dlgs 257/2016 è dedicato a disposizioni per le infrastrutture di GNL (articoli da 9 a 14), dove vengono affrontati temi che vanno molto oltre l'ambito infrastrutturale trattato per gli altri combustibili alternativi, che si limita principalmente alla rete distributiva per i veicoli stradali.

Per il GNL la normativa coinvolge: terminali di rigassificazione, depositi costieri SSLNG, reti di trasporto e reti di distribuzione del gas naturale connesse al downstream del GNL.

L'articolo 9 prevede "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale", nel quale viene disciplinato il procedimento autorizzativo per la realizzazione e l'esercizio degli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa; infrastrutture che vengono considerate strategiche ai sensi

della lettera i, comma 7 dell'art 4 della L. n. 239/2004 e s.m.i.. In questo comma il richiamo alla realizzazione di parti isolate della rete nazionale di trasporto del gas si riferisce alla situazione della Sardegna.

Il comma 2 dell'art 9 stabilisce che i gestori di tali infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'ARERA. Il procedimento autorizzativo viene attribuito al MSE. L'articolo 9 introduce una norma per la pubblicità dei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto SSLNG destinate all'alimentazione di reti del gas naturale, stabilendo che prima dell'avvio del procedimento il proponente deve avere avviato le procedure di consultazione pubblica previste dalle normative in materia di valutazione di impatto ambientale e/o di prevenzione dal rischio di incidente rilevante. Infine viene previsto che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi-benefici, con il coinvolgimento dell'ARERA per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi.

L'articolo 10 è dedicato a "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale". In questo caso viene stabilito che la competenza del MSE nel procedimento autorizzativo gli impianti di stoccaggio del GNL sia limitata agli impianti di stoccaggio di GNL con capacità uguale o superiore a 200 tonnellate. Il comma 2 dell'articolo 10 stabilisce che i terminali di importazione di GNL possono realizzare modifiche agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna; tali modifiche devono essere autorizzate dal MSE. Il comma 3 dell'articolo stabilisce che queste attività dei terminali di rigassificazione non siano regolate, ma debbano essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, e attribuisce all'ARERA il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. Con il comma 4 dell'articolo 10 viene inoltre stabilito che per gli impianti di stoccaggio e trasporto di GNL non destinati alla rete di trasporto nazionale, di capacità inferiore a 200 e uguale o superiore alle 50 tonnellate, il procedimento autorizzativo sia di competenza delle regioni.

L'articolo 11 è dedicato a "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni", che disciplinano gli stoccaggi di GNL e gli impianti di liquefazione con capacità inferiore alle 50 tonnellate, per i quali viene prevista una procedura amministrativa semplificata, di competenza comunale, analoga a quella prevista per la Segnalazione certificata di attività. Il comma 7 dell'articolo 11 stabilisce che per gli stoccaggi di GNL di capacità inferiore alle 50 tonnellate e gli impianti connessi al servizio di distributori di GNL per autotrazione, si applichino le procedure autorizzative relative agli impianti di distribuzione di gas naturale compresso. Nel caso degli impianti di liquefazione, il riferimento dovrebbe essere a quelli richiamati nel paragrafo 5.16 del QSN-GNL, che vengono considerati di "piccola taglia" se hanno capacità di liquefazione compresa tra le 4,000 e le 20,000 tonnellate all'anno.

3.2 La regolazione dell'ARERA per i depositi costieri SSLNG

3.2.1 Il processo di definizione della regolazione per i servizi e i depositi SSLNG

L'ARERA ha dato attuazione agli interventi regolatori previsti dagli articoli 9 e 10 del Dlgs n. 257/2016 con le proprie modalità di formazione dei provvedimenti che in questo caso hanno visto un percorso con due tappe preliminari, costituite: 1) dalla delibera di avvio del procedimento **141/2017/R/gas (16/3/2017)**, e 2) dal documento per la consultazione (**DCO**) **590/2018/R/gas (20/11/2018)** "*Orientamenti per la regolazione dei depositi di stoccaggio di GNL e dei servizi di Small Scale LNG forniti da infrastrutture regolate – Inquadramento generale e linee di intervento*".

La delibera 141/2017/R/gas di avvio del procedimento

Nel marzo 2017 l'ARERA con la **delibera 141/2017/R/gas (16/3/2017)**, ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti previsti dal Dlgs n. 257/2016 in materia di: regolazione delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL finalizzate allo sviluppo della rete di trasporto nazionale (art 9); e per la disciplina di separazione contabile delle attività per il downstream per gli usi finali del GNL presso i terminali di rigassificazione regolati (art. 10);

Per gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale previsti dall'articolo 9 del Dlgs, con la delibera 141/2017/R/gas l'ARERA si era orientata per definire una prima regolazione delle condizioni di accesso. Su questo ambito il regolatore richiamava l'articolo 9, commi 1 e 2, ed evidenziava che ciò "comporta, innanzi tutto, che le condizioni di accesso e di erogazione, anche economica, dei servizi offerti mediante tali infrastrutture, sono sottoposte alle funzioni di regolazione di ARERA, anche ai sensi dell'articolo 23 e 24, del decreto legislativo 164/00.»

Per le attività di *downstream* del GNL dei terminali di rigassificazione, l'ARERA con la delibera 141/2017/R/gas aveva avviato anche il procedimento per la formazione dei provvedimenti per disciplinare la separazione contabile dei servizi SSLNG e determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. La delibera evidenziava che: "i servizi di *Small Scale* LNG possono incidere sull'operatività dei servizi regolati dall'Autorità offerti dai terminali di GNL, e le condizioni contrattuali dei servizi *Small Scale* LNG possono interferire sulle condizioni di accesso ed erogazione dei servizi regolati definite dall'Autorità e declinate dall'impresa nell'ambito del proprio codice di rigassificazione; in merito a tali possibili profili di interferenza, l'Autorità è tenuta a esercitare le sue funzioni di regolazione per garantire un efficace coordinamento tra i servizi, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione, della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di GNL". L'ARERA, alla luce di questa premessa, ha deliberato di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *Small Scale* LNG forniti dai terminali di GNL, sia al fine di adottare un'adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile, sia al fine di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra tali servizi e quelli regolati dall'Autorità nella prospettiva della promozione dell'efficienza, della concorrenza e della tutela del cliente finale. L'ARERA, oltre a quanto indicato dal legislatore ai commi 2 e3 dell'articolo 10, aveva quindi stabilito anche di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra i servizi regolati e i nuovi servizi.

Il DCO 590/2018/R/gas con gli orientamenti per la consultazione

Nella prima parte del DCO 590/2018/R/gas (20/11/2018) inerente l'oggetto della consultazione e l'inquadramento procedurale il regolatore formula gli obiettivi specifici dell'intervento e formula una propria definizione dei servizi SSLNG.

Gli obiettivi specifici dei provvedimenti previsti dal regolatore a conclusione del procedimento sono:

- l'individuazione del perimetro e delle attività riconducibili ai servizi *SSLNG* forniti dai terminali di Gnl al fine di adottare una adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile;
- lo sviluppo efficiente delle infrastrutture strategiche di stoccaggio di Gnl connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, mediante la definizione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti da tali infrastrutture, in un'ottica di non discriminazione e di selettività degli investimenti;
- la neutralità regolatoria, adottando un approccio che non ostacoli lo sviluppo del Gnl di piccola taglia ma che, al contempo evitati sussidi incrociati a carico dei servizi infrastrutturali regolati del settore del gas naturale, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione,

della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di Gnl.

Le definizioni dell'ARERA per la filiera e i servizi SSLNG

In questa parte del documento viene quindi proposta una definizione dei servizi SSLNG specificando che l'espressione "SSLNG" viene utilizzata per distinguere le attività connesse al trasporto, alla distribuzione e alla fornitura di Gnl su piccola scala rispetto alle attività di trasporto su larga scala del Gnl per la successiva rigassificazione nei terminali connessi con le reti di trasporto del gas naturale. Viene quindi proposta una articolazione dei segmenti della "filiera SSLNG" e dei "servizi SSLNG".

A questo proposito si può osservare, rispetto alla definizione proposta di "nave bunker", che parrebbe più opportuno parlare di "metaniere SSLNG" per le navi con cisterne criogeniche per trasporto di GNL con capacità tra 500 e 30.000 m³ e successivamente distinguere tra queste quelle denominate "bunkership" che posso effettuare anche il servizio di bunkeraggio (bunkering) direttamente da nave a nave (ship-to-ship), rispetto a quelle che possono effettuare solo il trasporto presso depositi costieri di stoccaggio del GNL. Inoltre nella gamma dei servizi "SSLNG" viene inserito il servizio di "re-loading" correttamente definito come "l'operazione con la quale il Gnl, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali", ma che appare come una definizione non specifica della filiera SSLNG se non viene specificato che si tratta del caricamento di metaniere SSLNG.

Infine vengono introdotti tra i servizi SSLNG i "servizi aggiuntivi" (limitatamente ai terminali a terra) definiti come: "servizi che permettono la fornitura di Gnl attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi di terminali di rigassificazione o dei depositi di stoccaggio di Gnl e ad essi direttamente collegate, quali il servizio di caricamento del Gnl su navi bunker, il caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale o il servizio di rifornimento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione dedicata collegata direttamente al terminale".

Inquadramento delle infrastrutture di rigassificazione regolate

La seconda parte del DCO 590/2018/R/gas, sempre di carattere introduttivo, illustra i principali aspetti normativi e regolatori rilevanti partendo dalla assunzione che, sia nel caso dei servizi SSLNG dei terminali dei terminali di rigassificazione che delle infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa; il quadro comune di riferimento è quello già definito per terminali di rigassificazione. Sulla base di questa impostazione vengono ripercorse le attuali disposizioni regolatorie in materia di: accesso ai terminali di GNL, separazione contabile, e regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione; che vengono presentate come quadro di riferimento generale nel quale inserire le specifiche esigenze di intervento regolatorio previste dal Dlgs 257/2016. Vengono inoltre descritti sommariamente alcuni casi di regolazione dei servizi SSLNG forniti dai terminali di rigassificazione in altri paesi.

Con riferimento alla regolazione in materia di separazione contabile (TIUC) oggi già definita dall'ARERA per le "attività diverse" da quella di rigassificazione dei terminali GNL viene affermato che: "discende in ossequio al principio di correlazione tra costi e ricavi, che alle Attività oggetto di separazione contabile debbano essere attribuiti oltre ai ricavi di competenza anche i costi che hanno contribuito a generare tali ricavi".

La sezione 8 del DCO 590/2018/R/gas individua le "infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale". Viene affermato che preliminarmente è necessario distinguere tra infrastrutture connesse o funzionali all'allacciamento e quelle non connesse alla rete di trasporto. Viene poi affermato che la regolazione dell'autorità considera solo i depositi di stoccaggio connessi alla rete di trasporto e che svolgono l'attività di rigassificazione. Mentre i depositi pur considerati strategici ai sensi dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016 che non sono connessi alla rete di

trasporto non sono sottoposti a regolazione tariffaria fino a quando non venga effettivamente realizzato l'allacciamento.

Con riguardo alla individuazione delle infrastrutture di stoccaggio disciplinate dall'articolo 9 del Dlgs affronta il tema del riconoscimento della loro strategicità che, in base alla norma, deve essere preceduta da una analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.

A questo proposito l'autorità ritiene che i requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi/benefici proposti con il DCO 347/2018/R/gas per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto, possano costituire un efficace riferimento anche ai fini della valutazione delle infrastrutture di stoccaggio di Gnl ex art. 9 del Dlgs 257/2016, ferma restando l'opportunità per il promotore di valorizzare eventuali ulteriori specificità di tali infrastrutture attraverso l'elaborazione di benefici monetizzati non rappresentati nell'ambito dei suddetti criteri.

Viene anche specificato che non rientrano nel campo di applicazione dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016, né i depositi di Gnl connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione, né i depositi di Gnl che hanno come finalità prevalente l'erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l'immissione in rete del boil-off gas che si produce nei serbatoi criogenici.

Orientamenti per i depositi di GNL connessi alla rete di trasporto per la sola gestione del Boil-Off

A proposito di quest'ultima casistica il documento specifica che qualora un impianto di stoccaggio del Gnl necessiti di essere allacciato alla rete di trasporto nazionale del gas naturale al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al boil-off generato dall'impianto stesso, appare possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Ed inoltre l'Autorità afferma che anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del Gnl possono, analogamente alle disposizioni per l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

Orientamenti sulla separazione contabile dei servizi SSLNG nelle infrastrutture di rigassificazione regolate

Seguendo l'impostazione generale adottata, l'orientamento proposto dall'Autorità nel DCO è quello di modificare il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e in cui includere anche quelle delle infrastrutture ex articolo 9 del Dlgs 257/2016, e quelle che non vi sono incluse come i servizi SSLNG che ricadrebbero nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC. Secondo l'Autorità la classificazione tra attività di rigassificazione e "attività diverse" utilizzando le regole del TIUC consente di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Il documento riferisce inoltre che nella fase di istruttoria gli operatori interessati hanno osservato che per non pregiudicare la competitività dei servizi SSLNG erogabili dai terminali esistenti sarebbe auspicabile che la separazione contabile fosse attuata in modo da imputare a questi servizi i soli costi di investimento incrementali derivanti dalla realizzazione degli adeguamenti impiantistici necessari e i costi di esercizio addizionali. Gli operatori interessati hanno inoltre osservato che gli adeguamenti dei terminali necessari per erogare i servizi SSLNG comportano in molti casi investimenti in infrastrutture comuni con i servizi di rigassificazione per quali sarebbe difficile la separazione contabile.

A fronte di questo tipo di osservazioni l'Autorità replica ribadendo di ritenere necessario che le informazioni riportate in rendiconti separati per i due tipi di attività consentendo una rappresentazione accurata, garantendo una puntuale allocazione alle attività dei costi diretti e assicurando criteri trasparenti per

l'allocazione alle attività dei costi comuni o congiunti, in ossequio al principio sopra esposto, previsto dal TIUC, di separazione delle attività come se queste fossero svolte da imprese separate e all'esigenza di una rappresentazione veritiera delle attività svolte dagli operatori, al fine di evitare il rischio di sussidi incrociati tra attività.

Al contempo l'autorità, in relazione ai costi comuni o congiunti dei servizi SSLNG presso i terminali esistenti afferma di essere orientata ad individuare uno o più criteri utili alla separazione contabile delle poste di natura patrimoniale come i nuovi investimenti, che di quelle di natura economica come i costi di esercizio addizionali. Tra questi criteri l'Autorità contempla quello della "capacità effettiva conferita" dell'impianto, un indicatore che se sistematicamente rilevato consentirebbe di ripartire investimenti o costi di esercizio comuni sia ai servizi regolati che a quelli liberi come i servizi SSLNG.

Anche per la separazione contabile dei servizi SSLNG da quelli di rigassificazione nel caso delle infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse alla rete nazionale di trasporto del gas naturale previste dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016, l'autorità propone quindi di introdurre nel TIUC gli aggiustamenti necessari per contemplare le specificità di questo tipo di infrastruttura mantenendo inalterate le regole generali di separazione contabile già definite.

Orientamenti sull'accesso ai servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

Il tema dell'accesso alle infrastrutture di rigassificazione in caso di erogazione di servizi SSLNG viene affrontato dall'Autorità ribadendo che sotto questo profilo non vi è distinzione tra terminali GNL e depositi di stoccaggio ex articolo 9 del Dlgs 257/2016 e che per l'accesso ai servizi di rigassificazione si applica ad entrambi quanto già previsto dal TIRG.

Per inquadrare il tema dell'accesso ai servizi SSLNG, sia dei terminali regolati che delle infrastrutture ex articolo 9 del 257/2016, l'Autorità parte dal fatto che la capacità del terminale, in termini di volumi di Gnl che possono essere consegnati al terminale, che alimenta i servizi SSLNG possa essere assicurata tramite due modalità distinte una nel caso della presenza di una facility esclusivamente dedicata a tali servizi, oppure che si tratti della medesima capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione regolato.

Secondo il Regolatori nel caso di capacità dedicata, il terminale di rigassificazione offre la possibilità di ricevere volumi di Gnl, destinati al solo servizio di SSLNG, in aggiunta alla originale capacità di rigassificazione del terminale. In questo caso l'accesso al servizio di SSLNG potrà avvenire sulla base di procedure definite in autonomia dalle imprese di rigassificazione, nel rispetto di condizioni che non pregiudichino la disponibilità delle capacità di rigassificazione né comportino effetti negativi sull'erogazione del servizio di rigassificazione, senza quindi compromettere i diritti e livelli di prestazione degli utenti del servizio di rigassificazione. In questo caso dovrà comunque essere previsto un riconoscimento economico per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura per l'accesso al terminale condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG.

Nel caso di servizi SSLNG che impegnano parte della capacità di rigassificazione, l'Autorità ritiene che, ai fini dell'accesso ai servizi SSLNG, i soggetti interessati debbano disporre di capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG. In questo caso i servizi SSLNG erogati si configurano come servizi aggiuntivi al servizio regolato di rigassificazione, cui si può accedere nei limiti delle capacità di rigassificazione disponibile. Nei codici di rigassificazione dovrà, quindi, essere definita l'entità dei servizi aggiuntivi (SSLNG) a cui l'utente può accedere in funzione della capacità di rigassificazione nella sua disponibilità.

Sulle condizioni di accesso ai servizi SSLNG l'Autorità conclude che questi non rientrando nel perimetro delle attività regolate, l'accesso alle relative infrastrutture non necessita di alcuna disposizione di raccordo con i criteri di regolazione dell'accesso definiti dall'Autorità, purché venga fatto salvo il principio di servizio

aggiuntivo rispetto al servizio di rigassificazione, la cui erogazione non deve quindi subire una compressione dei diritti degli utenti e dei livelli di prestazione.

Orientamenti su servizi SSLNG e costi riconosciuti presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

La sezione 12 del documento l’Autorità affronta il tema dei criteri tariffari da adottare per i servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate dotate di stoccaggi di Gnl connessi alla rete di trasporto del gas introducendo criteri di regolazione che possano contemperare altresì gli obiettivi di selettività degli investimenti e di neutralità regolatoria.

A questo proposito viene sottolineato che qualora vi siano impianti o servizi condivisi tra l’attività regolata di rigassificazione e le attività svolte in regime di libero mercato, emerge il problema di come allocare i costi comuni o congiunti tra tali attività, e quindi viene evidenziato che in relazione ai servizi SSLNG erogati dalle infrastrutture regolate, l’articolo 8 della RTRG prevede già la possibilità, per le imprese di rigassificazione, di offrire in maniera non discriminatoria, sulla base dei costi sottostanti il servizio offerto, eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione. I costi di tali servizi devono essere enucleati dai costi di capitale e operativi riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

Tale orientamento per il riconoscimento dei costi dei servizi SSLNG comuni o congiunti alle attività regolate di rigassificazione deve però confrontarsi con due casi distinti e concreti: quello del potenziamento di terminali GNL esistenti e quello dei nuovi futuri impianti come quelli previsti dall’articolo 9 del Dlgs 257/2016. Nel caso del potenziamento o ammodernamento di un terminale esistente per consentire l’erogazione di servizi SSLNG come previsto dall’articolo 10 del Dlgs 257/2016 il documento affronta il problema delle possibili modalità di allocazione dei costi condivisi con l’attività di rigassificazione e prospetta due possibili soluzioni: una basata su logiche di tipo contabile convenzionali e una alternativa basata su un approccio di *netback pricing* con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG dai costi delle attività di rigassificazione. Il regolatore sarebbe orientato a seguire questa seconda opzione che incentiverebbe i terminali esistenti a offrire i nuovi servizi SSLNG alleviando gli oneri del sistema gas, ma evidenzia anche possibili criticità connesse a questo approccio che potrebbe introdurre distorsioni concorrenziali tra forniture di gas naturale tramite la filiera SSLNG e quelle tramite rete di trasporto, e nell’ambito della filiera SSLNG tra terminali esistenti e nuove infrastrutture.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate l’Autorità intende utilizzare un approccio coerente con quello per i terminali esistenti.

Su questi aspetti l’Autorità, al fine di favorire uno sviluppo infrastrutturale efficiente, intende comunque valutare la possibilità di introdurre costi standard per la determinazione del costo riconosciuto di capitale ascrivibile al servizio di rigassificazione, e valuterà l’avvio di una raccolta di dati e informazioni sulle caratteristiche tecniche e sui costi dei depositi e dei terminali di rigassificazione che offrono anche servizi SSLNG, al fine di verificare se sussistano le condizioni per l’introduzione di un sistema di costi standard efficace, anche in relazione alla numerosità di tali infrastrutture e alle relative caratteristiche di omogeneità.

Orientamenti su tariffe per i servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

In linea generale l’Autorità ritiene che i gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate siano tenuti a pubblicare, in maniera trasparente, le condizioni tecniche ed economiche per l’erogazione degli ulteriori servizi SSLNG, determinate sulla base dei costi sottostanti e ad offrire tali servizi in maniera non discriminatoria tra utenti, ai sensi dell’articolo 8 della RTRG.

Nel caso in cui l’infrastruttura di rigassificazione metta a disposizione capacità dedicata, distinta dalla capacità di rigassificazione del terminale, per i servizi SSLNG, l’Autorità ritiene opportuno prevedere la possibilità di definire corrispettivi specifici per i servizi connessi sia all’utilizzo della quota parte dell’infrastruttura di

accesso al terminale comune al servizio di rigassificazione sia all'utilizzo delle infrastrutture specifiche per i servizi SSLNG, da fissare in funzione delle caratteristiche dei servizi SSLNG.

Nel caso in cui invece servizi SSLNG siano offerti impegnando una parte della capacità di rigassificazione, l'Autorità è orientata a prevedere che per l'utilizzo delle infrastrutture comuni al servizio di rigassificazione siano applicate le medesime condizioni economiche di accesso previste per il servizio di rigassificazione, ossia la tariffa di cui all'articolo 6 della RTRG o, in caso di procedure concorsuali per il conferimento delle capacità espletate ai sensi del TIRG, il prezzo risultante dalla procedura concorsuale.

Orientamenti su meccanismi di garanzia dei ricavi per le attività di rigassificazione presso i depositi costieri SSLNG ex art. 9 del dlgs n. 257/2016

L'ultima sezione del DCO formula gli orientamenti dell'Autorità circa l'eventuale introduzione di meccanismi di garanzia dei ricavi o di natura perequativa per le infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse alla rete nazionale di trasporto del gas naturale, di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016. Anche in questo caso l'Autorità parte dagli attuali meccanismi di garanzia vigenti per i terminali di rigassificazione regolati e sottolinea che anche questi vengono oggi applicati solo nel caso che gli impianti siano considerati strategici per il sistema nazionale gas ai sensi dell'articolo 3 del Dlgs 93/2011.

Tale carattere di strategicità applicato ai terminali regolati non è estendibile tout court, secondo l'Autorità, ai depositi di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016, in quanto: *“infrastrutture di dimensioni limitate rispetto a quelle di un terminale di rigassificazione, che contribuiscono solo marginalmente al raggiungimento degli obiettivi strategici di diversificare delle fonti di approvvigionamento del Gnl ai fini della sicurezza nazionale delle forniture di gas e di sviluppo della concorrenza che giustificano una misura di socializzazione degli oneri quale quella fattore di copertura dei ricavi”*.

Al contempo l'Autorità conclude però non escludendo la possibilità di introdurre, per un limitato periodo di avviamento, un meccanismo di garanzia per le infrastrutture di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016, per la sola capacità di rigassificazione e comunque entro i limiti di sostegno già definiti per i terminali di rigassificazione. Secondo il regolatore, un tale meccanismo potrebbe creare condizioni favorevoli per lo sviluppo di nuovi investimenti infrastrutturali ma la durata limitata garantirebbe il sostegno solo alle infrastrutture che possano assicurare nel medio-lungo periodo un equilibrio economico-finanziario della gestione. Anche se non viene menzionata esplicitamente questa parte del documento è riferita alle problematiche che si sono aperte con la prospettiva della metanizzazione della Sardegna basata sull'approvvigionamento di gas naturale tramite gli stoccaggi costieri di GNL introdotti con l'art. 9 del Dlgs 257/2016. Qui il problema dell'equilibrio economico-finanziario della metanizzazione della Sardegna, basata su una parte isolata della rete nazionale di trasporto costituita dal progetto di dorsale sarda, si collega ad altri profili regolatori in parte indeterminati, come quelli inerenti la collocazione delle reti distribuzione collegate alla dorsale in termini di ambito tariffario ai fini della perequazione dei costi distribuzione.

3.2.2 Regolazione per i depositi costieri SSLNG

Regolazione servizi SSLNG presso depositi ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019

La delibera 168/2019/R/gas ha definito i **criteri di regolazione per la separazione contabile** dei servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas e

introducendo modifiche al TIUC (Testo Integrato Umbundling Contabile)³ e al TIRG (Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto)⁴.

L'Autorità ha modificato il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e ha incluso i **servizi SSLNG nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC**. Secondo l'Autorità la classificazione le attività denominate "attività diverse", utilizzando le regole del TIUC, consentirà di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Per l'**accesso ai servizi SSLNG**, l'Autorità distingue **due casi** riferiti alla modalità di gestione della capacità funzionale all'erogazione dei servizi SSLNG :

- 1) quello in cui servizi SSLNG vengano assicurati dalla capacità una **facility esclusivamente dedicata** a tali servizi,
- 2) quello in cui i servizi SSLNG vengano offerti impegnando una parte della **capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione** regolato.

Sulla base di questa distinzione l'Arera ha stabilito le regole di accesso ai servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016 (valide anche per l'accesso ai servizi SSLNG presso i terminali di rigassificazione regolati):

- Nel caso di **capacità dedicata**, l'accesso ai servizi SSLNG sarà basato su **procedure non discriminatorie** definite dai gestori, evitando però che venga compromessa la capacità di *rigassificazione*.
- Nel caso di servizi SSLNG **che impegnano parte della capacità di rigassificazione**, l'Autorità ha definito che i soggetti interessati debbano disporre di capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle **procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG**.

I gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate dovranno **rendere pubbliche le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi SSLNG**, e offrire tali servizi in modo non discriminatorio.

Infine La delibera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019 ha demandato la definizione delle tariffe per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016, alla disciplina sulla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL (RTRG) di cui era già in corso il procedimento di periodica revisione.

Criteria di regolazione tariffaria dei servizi SSLNG presso i depositi ex art 9 Dlgs 257/2016

L'Arera ha definito la regolazione tariffaria per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 Dlgs 257/2016 con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019, che ha approvato il nuovo testo integrato della "Regolazione Tariffaria per il servizio di Rigassificazione del Gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione 2020-3023" (RTRG)⁵

In materia di regolazione tariffaria, l'Autorità ha adottato un **approccio di netback pricing**, con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG per la **copertura dei costi comuni**. La valorizzazione della retrocessione dei ricavi viene quindi determinata **in base alla modalità di gestione della capacità adottata**:

- Nel caso di **capacità dedicata**, una **quota dei ricavi dai servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento del servizio di rigassificazione**;

³"TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO IN MERITO AGLI OBBLIGHI DI SEPARAZIONE CONTABILE (UNBUNDLING CONTABILE) PER LE IMPRESE OPERANTI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA, DEL GAS E PER I GESTORI DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO E RELATIVI OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE", Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/16/137-16all.pdf>

⁴ Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/17/660-17tirg.pdf>

⁵ Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/19/474-19rtrg.pdf>

- Nel caso di **capacità concorrente** (ovvero impiegando la medesima capacità di rigassificazione per i servizi SSLNG), il **gettito derivante dal conferimento della capacità per servizi SSLNG** concorrerà alla copertura dei costi comuni **sarà considerato come ricavo effettivo** in caso di applicazione di eventuali fattori correttivi dei ricavi **per il servizio di rigassificazione**.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate, l’Autorità ha adottato un approccio coerente con quello per i servizi SSLNG presso i terminali regolati esistenti.

Con la delibera 474/2019/R/gas l’Autorità ha determinato, in particolare con l’articolo 27 del RTRG, le modalità per la copertura dei costi comuni attribuibili ai servizi SSLNG in ragione delle due modalità di fornitura dei servizi: 1) con capacità condivisa con il servizio di rigassificazione; o 2) tramite capacità dedicata ai servizi SSLNG.

1) Nel caso di **servizi SSLNG erogati impegnando la medesima capacità di rigassificazione** (quando l’accesso all’infrastruttura avviene per mezzo delle procedure concorsuali previste per il conferimento della capacità di rigassificazione stabilite dal TIRG), il gettito derivante dal conferimento della capacità di rigassificazione concorre alla copertura dei costi comuni.

2) Nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG aggiuntiva rispetto a quella autorizzata per l’erogazione del servizio di rigassificazione, una quota percentuale dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione. Tale percentuale è determinata forfettariamente in misura pari al 50% dei ricavi netti conseguiti dall’erogazione dei servizi SSLNG, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

Regolazione servizi di rigassificazione presso depositi SSLNG ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera Arera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019

Con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019 l’Arera ha definito i criteri di regolazione per l’accesso e di erogazione anche economica dei servizi di rigassificazione presso i depositi di GNL ex art. 9 Dlgs 257/2016, confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas.

La **regolazione è prevista solo per i depositi di stoccaggio dichiarati strategici** dal MiSE in base alle analisi costi-benefici presentate dai proponenti e sentita l’ARERA secondo quanto previsto dall’art. 9 del Dlgs 257/2016, ed esclusivamente per i **depositi che sono già effettivamente connessi alla rete di trasporto e che svolgono l’attività di rigassificazione**.

Viene **istituito un meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016**. Per tale meccanismo l’Autorità ha stabilito che:

- 1. avrà **un’applicazione limitata al solo periodo di avviamento dell’attività**;
- 2. il **livello di copertura dei ricavi non potrà essere superiore a quello previsto per i terminali di rigassificazione** ai sensi dell’art. 19 del RTRG.

Con la delibera 168/2019/R/gas viene inoltre stabilito che le modalità applicative di questo meccanismo in termini di **livello di copertura e durata del periodo di applicazione verranno definite nell’ambito dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il V periodo di regolazione, che entrerà in vigore dal 2020**. Anche in queste infrastrutture l’accesso al servizio di rigassificazione è sempre prioritario rispetto ai servizi SSLNG.

il DCO Arera 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019

Seguendo il percorso indicato dalla delibera 168/2019/R/gas, l’Arera ha adottato il **DCO 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019** su **“CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS**

NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE”, in cui ha messo in consultazione anche i propri orientamenti finali sulle modalità applicative del meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016.

Il DCO 391/2019/R/gas prospettava **una durata dell’applicazione del fattore di copertura compresa tra 3 e 5 anni**, al fine di consentire a tali infrastrutture di disporre di un adeguato intervallo temporale per la commercializzazione dei loro servizi

Con riferimento al **livello di copertura dei ricavi di riferimento** afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016, l’Autorità nel DCO 391/2019/R/gas, manifestava l’orientamento di utilizzare il principio, proposto anche per i nuovi terminali di rigassificazione, di utilizzare **una quota di ricavo pari o inferiore al 64%**, stabilita caso per caso sulla base degli esiti di una specifica analisi costi-benefici presentata dal promotore dell’iniziativa.

La delibera Arera 474/2019/R/gas del 19 novembre 2019

L’Arera con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019 ha approvato il nuovo testo dei “CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (2020-2023)” (RTRG), che all’articolo 28 disciplina il meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento per i depositi di GNL ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016.

Con la delibera 474/2019/R/gas **l’Autorità ha stabilito una durata dell’applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni**, al fine di offrire a tali infrastrutture un congruo intervallo di tempo per la commercializzazione dei loro servizi, e **un livello di copertura pari ad un valore percentuale, inferiore o uguale al 64%**, determinato caso per caso dall’Autorità sulla base dell’analisi costi-benefici presentata dal gestore che dimostri l’utilità di tale infrastruttura per il sistema del gas.

Regolazione per i depositi costieri SSLNG ex art. 10 Dlgs n. 257/2016

Riguardo il **campo di applicazione dell’articolo 9 del Dlgs 257/2016**, il regolatore aveva espresso i propri orientamenti nel **DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, affermando che non rientrano in questa fattispecie:

- né i depositi di Gnl che hanno come finalità prevalente l’erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l’immissione in rete del *boil-off gas* che si produce nei serbatoi criogenici;
- nè i depositi di Gnl connessi e funzionali all’immissione di gas nelle sole reti di distribuzione.

In base a tale tipo di scelta, le due casistiche di depositi costieri SSLNG soprarichiamate vengono considerate come facenti parte del campo di applicazione dell’articolo 10 del Dlgs n. 257/2016

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi alla rete di trasporto per la sola gestione del boil-off gas

A proposito degli impianti di stoccaggio del GNL che necessitano di essere allacciati alla rete di trasporto nazionale del gas naturale, al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al boil-off generato dall’impianto stesso, secondo il regolatore, con gli **orientamenti già espressi nel DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, appariva possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Inoltre l’Autorità affermava che anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del GNL potessero, analogamente alle disposizioni per

l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

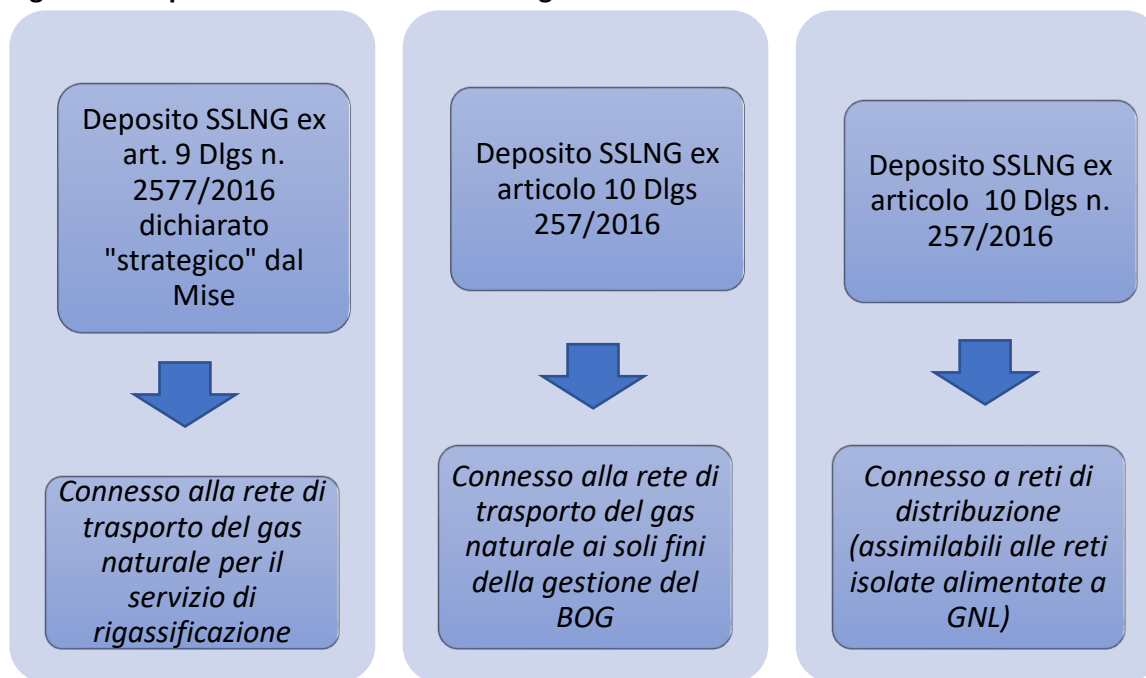
Con la **deliberazione ARERA 648//2018/R/gas dell'11 dicembre 2018**, dopo una fase di consultazione pubblica, è stata **approvata la proposta di modifica del codice della rete** di trasporto di SNAM RETE GAS S.p.A. **per la connessione di depositi di GNL non regolati (ex articolo 10 del Dlgs 257/2016) ai fini della sola gestione del boil-off**, ritenendola coerente con l'efficiente funzionamento del sistema dell'infrastruttura.

Tale scelta è stata confermata con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019, in cui all'articolo 1, comma 1.3 è stato stabilito che *"I depositi di Gnl connessi alla rete di trasporto gas ai soli fini dell'immissione in rete del boil-off gas, che quindi non sono dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione e non svolgono il servizio di rigassificazione come attività caratteristica, non sono sottoposti alle funzioni di regolazione tariffaria e dell'accesso dell'Autorità."*

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione

Questa fattispecie è riferita al caso dei depositi costieri ex art 10 connessi e funzionali all'immissione di gas naturale nelle sole reti di distribuzione che sono esclusi dal campo di applicazione dei depositi costieri ex articolo 9 in quanto non connessi ad un punto di ingresso della rete di trasporto del gas naturale così come individuata dalla normativa vigente.

Figura 16. Depositi costieri SSLNG e reti del gas naturale



Fonte: elaborazione STF

4. Analisi e caratterizzazione delle tipologie di depositi costieri SSLNG

Nell'analisi e la caratterizzazione dei 14 casi di depositi costieri SSLNG per i quali sono state raccolti dati e informazioni riportati nelle schede del capitolo 2, si considerano due ambiti:

- 1) le caratteristiche strutturali e le modalità di approvvigionamento;
- 2) i servizi previsti presso gli impianti.

4.1 Caratteristiche strutturali e modalità di approvvigionamento

Per le caratteristiche strutturali e le modalità di approvvigionamento del GNL dei depositi SSLNG sono stati considerati i seguenti aspetti:

- lo stato dell'infrastruttura;
- lo stato dell'area di insediamento del deposito;
- la capacità di stoccaggio dell'impianto;
- la tipologia dei serbatoi di stoccaggio del GNL;
- le modalità di gestione del boil-off gas (BOG);
- lo stato dell'infrastruttura di approdo per l'approvvigionamento dalle metaniere SSLNG;
- la capacità di scarico dalla metaniera allo stoccaggio del deposito;
- la tipologia di metaniera SSLNG utilizzata per l'approvvigionamento;
- le caratteristiche dell'impianto di liquefazione nel caso che questo sia modalità di approvvigionamento di GNL del deposito.

Stato dell'area di insediamento dell'infrastruttura

Lo stato dell'area di insediamento dell'infrastruttura è un dato disponibile, e particolarmente rilevante, nel caso degli 8 progetti italiani ancora in itinere; questa informazione non è invece disponibile per gli impianti esteri già in esercizio da alcuni anni, in particolare quelli scandinavi.

Nel caso delle infrastrutture italiane, ci troviamo di fronte ad aree portuali adiacenti alle infrastrutture di approdo, o in aree contermini. In alcuni progetti siamo di fronte a casi di siti "greenfield", costituiti da aree incolte, come nel progetto Edison nel porto di Santa Giusta e quello di Isgas nel porto canale di Cagliari. Negli altri 6 casi si tratta sempre di aree portuali già urbanizzate, in cui erano presenti in genere attività industriali dismesse.

Dal punto di vista dei costi di investimento per la realizzazione dell'infrastruttura, si tratta di casi sostanzialmente equivalenti, che possono presentare entrambi delle variabilità significative a seconda dello stato dei siti "greenfield", ma anche nel caso di aree industriali dismesse già urbanizzate, qualora le opere di urbanizzazione debbano essere realizzate ex-novo o addirittura presentino problematiche che richiedano interventi di bonifica ambientale.

Tabella 17. Depositi costieri SSLNG: Stato infrastruttura e area di insediamento

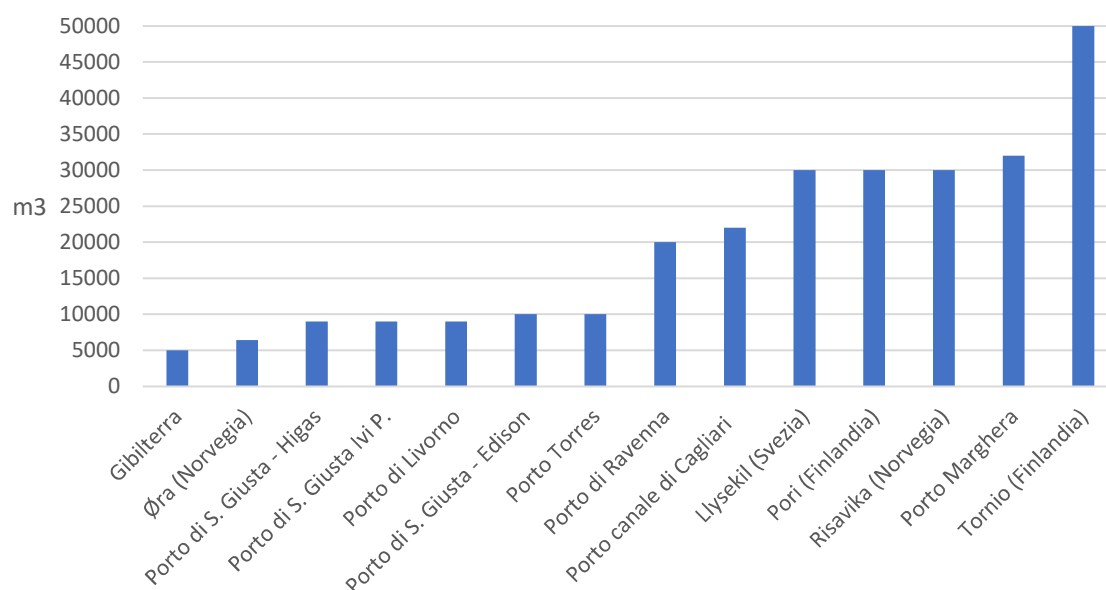
Operatore	Localizzazione	Stato infrastruttura	Stato area di insediamento
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (Oristano)	In costruzione	Area portuale dismessa
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (Oristano)	Autorizzata	Area incolta (greenfield)
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (Oristano)	Procedimento autorizzativo in corso	Area portuale
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	Procedimento autorizzativo in corso	Area incolta (Greenfield)
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	In costruzione	Area dismessa
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	Procedimento autorizzativo in corso	Area industriale dismessa
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	In progettazione	Area portuale
C.I.P. Sassari	Porto Torres	In progettazione	Area portuale
Gasnor AS	Gibilterra	Operativa dal 2019	Area portuale
Gasum	Llysekil (Svezia)	Operativa dal 2014	n.d
Gasum	Pori (Finlandia)	Operativa dal 2016	Area portuale
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	Operativa dal 2019	Area portuale
Gasum	Øra (Norvegia)	Operativa dal 2011	n.d
Gasum	Risavika (Norvegia)	Operativa dal 2011	Area industriale

Fonte: elaborazione STF

Capacità di stoccaggio

Per i 14 casi esaminati, la capacità degli stoccaggi varia da un minimo di 5000 m³ fino a 50000 m³, nel caso dell'impianto di Pori in Finlandia. Per caratterizzare le dimensioni della capacità di stoccaggio degli impianti, si utilizzano tre classi di ampiezza: una prima classe per capacità entro i 10000 m³, una seconda tra 10000 e 25000 m³, infine una terza per dimensioni comprese tra 30000 e 50000 m³.

Fig 17. Depositi costieri SSLNG, Capacità di stoccaggio (m³)



Fonte: elaborazione STF

Sette impianti hanno una capacità entro i 10000 m³, si tratta di quello di Gibilterra (5000 m³), quello di Øra in Norvegia (6400 m³), quelli di Higas, Edison, Ivi Petrolifera, Livorno e Porto Torres, tutti tra 9000 e 10000 m³.

Nella classe di ampiezza con capacità di stoccaggio compresa tra 10000 m³ e 25000 m³, ricadono due casi: quello dell'impianto di Depositi Italiani di GNL a Ravenna, attualmente in costruzione (20000 m³) e quello del progetto di Isgas nel porto canale di Cagliari (22000 m³).

Nella terza classe di ampiezza considerata, compresa tra 25000 e 50000 m³, ricadono cinque casi: Lysekil in Svezia, Pori in Finlandia, Risavika in Norvegia (30000 m³), Venice LNG di Porto Marghera (32000 m³) ed infine Manga LNG Oy a Tornio in Finlandia (50000 m³).

Tabella 18. Depositi costieri SSLNG, Capacità di stoccaggio (m³).

Operatore	Localizzazione	Capacità nominale di stoccaggio (m ³)	Capacità utile di stoccaggio (m ³)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	10.800	9.000
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	10.000	n.d.
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	9.000	8.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	22.000	22.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	20.000	n.d.
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	32.000	n.d.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	9.000	n.d.
C.I.P. Sassari	Porto Torres	10.000	7.500
Gasnor AS	Gibilterra	5.000	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	30.000	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	30.000	27.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.	50.000
Gasum	Øra (Norvegia)	6.400	5.900
Gasum	Risavika (Norvegia)	30.000	28.000

Fonte: elaborazione STF

Capacità annua di movimentazione dei depositi

In questo caso, i dati disponibili sono riferiti a dichiarazioni delle società che hanno predisposto i progetti o hanno in gestione i depositi, quindi non fanno riferimento a un tasso omogeneo di utilizzo della capacità di stoccaggio. Si può osservare che nei depositi con capacità di stoccaggio assai simili, la movimentazione di GNL indicata ha valori molto diversi. Ad esempio, nei depositi con capacità di 9-10000 m³, i valori indicati oscillano da un valore minimo di 100000 m³ annui (Livorno, CIP Sassari), fino ad un massimo di circa 880000 m³ annui, come nel caso del progetto Ivi Petrolifera di Oristano. Nel caso dei progetti italiani di maggiori dimensioni, le capacità di movimentazione annua indicate sono: circa 1000000 di m³ annui per il progetto GNL Spa di Ravenna (capacità 20000 m³); circa 1400000 m³ annui per il progetto Isgas (capacità 22000 m³); e 900000 m³ annui per il progetto Venice LNG di Porto Marghera.

Una variabilità così significativa è riscontrabile anche nelle dichiarazioni dei gestori di impianti già operativi all'estero: 340000 m³ annui per il deposito di Gibilterra (capacità 5000 m³); 170000 m³ annui per il deposito

Gasum di Øra in Norvegia (capacità 6000 m3); 250000 m3 annui per il deposito Gasum a Lysekil in Svezia (capacità 30000 m3); 300000 m3 annui per il deposito Gasum di Risavika in Norvegia (capacità 30000 m3).

Tabella 19. Depositi costieri SSLNG, Capacità annua di stoccaggio (m3/a).

Operatore	Localizzazione	Capacità annua di stoccaggio (m3/a)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	300.000
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	520.000
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	880.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	1.440.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	1.040.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	900.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	120.000 -170.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	64.100
Gasnor AS	Gibilterra	340.000
Gasum	Llysekil (Svezia)	250.000
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d
Gasum	Øra (Norvegia)	170.000
Gasum	Risavika (Norvegia)	700.000

Fonte: elaborazione STF

Tipologia dei serbatoi di stoccaggio del GNL

Nell’ambito dei 14 casi considerati, in genere riconducibili alla categoria “Full containment” prevista dalla norma UNI EN 1473⁶, sono state riscontrate tre tipologie costruttive di serbatoi di stoccaggio del GNL:

- a) serbatoi criogenici cilindrici orizzontali, composti da doppio guscio di acciaio;
- b) criogenici cilindrici orizzontali in acciaio, collocati in un secondo contenimento di cemento armato;
- c) criogenici cilindrici verticali, composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo.

Le prime due tipologie sono caratterizzate dal fatto che i depositi sono tutti costituiti da un sistema di più serbatoi, che variano da 5 a 18 (con capacità dei singoli serbatoi comprese tra 1000 e 1800 m3), e sono le tipologie degli impianti più piccoli, al di sotto di 25000 m3. In questo ambito ricadono 8 dei 14 casi di depositi SSLNG esaminati. Tra questi uno solo, quello di Higas nel Porto di S. Giusta (OR), adotta la soluzione dei serbatoi criogenici cilindrici orizzontali in acciaio, collocati in un secondo contenimento di cemento armato; mentre agli altri 7 sono costituiti da più serbatoi criogenici cilindrici orizzontali, composti ognuno da doppio guscio di acciaio. Nella terza tipologia ricadono tutti e 6 i depositi con capacità superiore a 20.000 m3, e solo uno, quello di Depositi Italiani GNL a Ravenna, è composto da due serbatoi distinti; mentre tutti gli altri sono costituiti da un singolo serbatoio.

⁶ Norma UNI EN 1473, Installazioni ed equipaggiamenti per il GNL – Progettazione installazioni a terra.

Tabella 20. Depositi costieri SSLNG, tipologia serbatoi di stoccaggio.

Operatore	Localizzazione	Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità operativa da 1.500 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile ciascuno di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici, in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.
Gasnor AS	Gibilterra	n. 5 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Gasum	Llysekil (Svezia)	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.
Gasum	Pori (Finlandia)	n. 1 serbatoio, cilindrico verticale fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza di circa 35 m.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.
Gasum	Øra (Norvegia)	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto e doppio mantello
Gasum	Risavika (Norvegia)	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.

Fonte: elaborazione STF

Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)

Nella gestione degli impianti di stoccaggio del GNL - di qualsiasi dimensione e non solo quelli considerati in questo lavoro ma anche quelli più piccoli, come i Depositi satellite delle utenze finali o i grandi impianti di stoccaggio dei terminali - una delle principali problematiche è costituita dal processo di evaporazione del

GNL, che produce il fenomeno del BOG, e la necessità di gestire la frazione dei vapori di gas naturale così prodotta, anche al fine di evitare incidenti nel funzionamento degli impianti.

In termini generali, oltre alle procedure di ricircolo comuni a tutti gli impianti di stoccaggio di GNL, vi sono altre soluzioni che possono essere utilizzate, in particolare: il recupero o lo smaltimento verso l'esterno del metano in forma gassosa così prodottosi; o una nuova liquefazione di tali vapori, per poter essere reimmessi negli stoccaggi criogenici dell'impianto.

La prima opzione comprende una gamma articolata di diverse soluzioni, legate al funzionamento ordinario dell'impianto; non si considerano quindi in questo caso le modalità di gestione del Boil-off in situazioni di incidenti o di rischio, per le quali sono utilizzate soluzioni straordinarie, come lo smaltimento verso l'esterno con l'immissione in torcia del gas naturale (flaring), per garantire la sicurezza dell'impianto da incidenti rilevanti.

Tabella 21. Depositi costieri SSLNG, modalità di gestione del Boil-Off gas (BOG).

Operatore	Localizzazione	Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	Impianto di liquefazione per recupero BOG Utilizzo per impianto di generazione elettrica a servizio del deposito
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)
C.I.P. Sassari	Porto Torres	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	Impianto di liquefazione per recupero BOG

Fonte: elaborazione STF

Le modalità seguite per il recupero del gas naturale prodotto dal processo BOG all'interno degli stoccaggi criogenici, sono connesse al tipo di servizi e utilizzi presenti presso l'impianto:

- 1) il Boil-off gas viene avviato, tramite un impianto di rigassificazione, ad alimentare reti di trasporto o distribuzione del gas naturale;
- 2) viene invece compresso e destinato a un distributore di GNC;

3) può essere destinato all'alimentazione di gruppi di generazione termoelettrica, per la produzione di energia elettrica utilizzata dall'impianto o immessa nella rete elettrica;

4) anche in assenza di impianto di rigassificazione, può essere immesso nella rete di trasporto, ai soli fini della gestione del BOG (vedi il caso del progetto Venice LNG a Porto Marghera).

Nel caso di stoccaggi che prevedono la presenza di sistemi di liquefazione per la gestione del Boil-off gas, vi è la possibilità di utilizzare le diverse tecnologie disponibili per questo tipo di funzionalità.

Nella casistica degli impianti esaminati (vedi **Tabella 21**), sono spesso presenti una o più modalità di recupero sottoforma gassosa del BOG proveniente dagli stoccaggi, a cui si aggiunge, in alcuni casi, l'utilizzo degli impianti di liquefazione per il recupero dei Boil-off sottoforma di GNL che viene reimpresso nel deposito.

Dal punto di vista dei costi di investimento e di gestione degli impianti, si può evidenziare che i costi della liquefazione alla scala degli impianti per il recupero del BOG dei depositi SSLNG sono assai significativi e sicuramente i depositi che non ne prevedono l'utilizzo hanno un evidente vantaggio economico.

Infrastrutture di approdo per l'approvvigionamento

Anche in questo caso le informazioni disponibili riguardano prevalentemente i progetti degli impianti italiani. Si può evidenziare come in quasi tutti i casi sia presente una banchina di approdo già esistente e in utilizzo, con caratteristiche tali da consentire l'accosto delle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento del GNL nei depositi. In un solo caso, quello del progetto Edison di Oristano, vi è invece la necessità di realizzare ex novo la banchina di approdo adiacente al sito di localizzazione del deposito.

Sotto questo profilo si può evidenziare che, dal punto di vista dei costi di investimento, è assai significativa la differenza tra i casi in cui l'infrastruttura di approdo è già presente e adeguata, rispetto a quelli in cui questa debba essere realizzata ex novo.

Metaniere SSLNG per l'approvvigionamento

Si considerano metaniere SSLNG le navi cisterna con serbatoi criogenici per il trasporto del GNL con capacità fino a 30000 m³. Generalmente le metaniere SSLNG che riforniscono i depositi sono gestite dallo stesso operatore del deposito, ma vi può essere anche il caso in cui il servizio di shipping venga effettuato da operatori diversi, con varie tipologie di contratti (affitto di lungo periodo, o di natura diversa).

Dal punto di vista dei costi di approvvigionamento del GNL da parte dei depositi, sono molto significative, oltre al prezzo di acquisto del GNL, le distanze che devono essere percorse, e le capacità delle navi stesse. Va evidenziato che, con una variabilità della capacità di trasporto delle metaniere SSLNG utilizzabili (che può andare da 4-5000 m³ fino a 30000 m³ di capacità) in termini di economie di scala vi è anche una significativa ricaduta sui costi operativi a seconda dei casi.

La nave che rifornisce l'unico deposito SSLNG attualmente operativo nel Mediterraneo, quello di Gibilterra, è la Coral Methane, che ha una capacità di 8000 m³. Di taglia simile è la metaniera da 7500 m³ del gruppo Avenir, destinata a servire il deposito Higas di Oristano (capacità 10000 m³). Nel caso dell'altro deposito in costruzione in Italia, quello di Depositi Italiani GNL di Ravenna (capacità 20000 m³), la metaniera SSLNG collegata e già ordinata avrà una capacità di 30000 m³.

Nei depositi costieri del nord della Scandinavia vengono utilizzate anche navi metaniere di una taglia intermedia tra 15000 e 18600 m³, prevista anche per il rifornimento di alcune iniziative italiane e che sarà

sicuramente la taglia della metaniera SSLNG che entrerà in servizio nel Mediterraneo nel 2022 per conto della francese Total (capacità 18600 m3).

Dal punto di vista dell'approvvigionamento di GNL si è considerata la capacità operativa di scarico dalle metaniere SSLNG agli stoccaggi dei depositi costieri, che mostra un'ampia variabilità con valori compresi tra 450 e 3.000 m3/h.

Dal punto di vista dei costi di esercizio dei depositi costieri nella fase di approvvigionamento del GNL risulta evidente che dalle possibili combinazioni della capacità (m3) delle metaniere SSLNG utilizzate, con la capacità di scarico (m3/h) dalla metaniera al deposito, le configurazioni sono assai diverse anche solo dal punto di vista dei tempi necessari a compiere le operazioni di scarico (un-loading).

Dal punto di vista della funzionalità delle metaniere SSLNG, è anche indispensabile mettere in evidenza che sia quelle attorno agli 8000 m3, sia quella da 18600 di Total, sono imbarcazioni che hanno anche la funzione di bunkership, e quindi possono effettuare operazioni di bunkeraggio ship to ship, e non solo di scarico o consegna presso i depositi costieri.

Viene contemplato anche il caso di Risavika in Norvegia, in cui l'approvvigionamento è garantito, di base, da un impianto di liquefazione che utilizza il gas proveniente da giacimenti di estrazione collegati.

Tabella 22. Capacità delle metaniere SSLNG per approvvigionamento (m3), e capacità di scarico nel deposito (m3/h) .

Operatore	Localizzazione	Capacità di scarico da metaniera a deposito (m3/h)	Metaniera/e SSLNG per l'approvvigionamento (m3 di capacità)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	600	7.500
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	1.000	7.500 - 15.600
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	450	4.000 - 5.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	1.000	15.600
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	1.000	30.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	2.130	30.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	1.000	500-7.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	750	20.000
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.	8.500
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	1.000-1500	5.000-18.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	3.000	18.000
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	15.000
Gasum	Risavika (Norvegia)	1.000	n.d.

Fonte: elaborazione STF

4.2 Servizi presso i depositi SSLNG

I servizi presenti o previsti presso i depositi SSLNG vengono ripartiti in due gruppi: i “servizi SSLNG” e “altri tipi di servizi” legati alla filiera del gas naturale basata sulla supply chain del GNL.

Vengono considerati servizi “SSLNG”:

- stoccaggio del GNL nel deposito;
- truck-loading, carico di isocontainer o vagoni cisterna;
- Ship-loading per il carico di metaniere SSLNG o di bettoline con serbatoi criogenici per bunkeraggio;
- Bunkeraggio di navi alimentate a GNL (bunkering terminal-to-ship):
- stazione di rifornimento per mezzi stradali alimentati a GNL.

Servizio di stoccaggio del GNL nel deposito SSLNG

Non sono disponibili informazioni sistematiche sulle modalità di svolgimento del servizio di stoccaggio del GNL presso i depositi SSLNG esaminati, sia nel caso dei progetti italiani che degli impianti esteri.

Per la realtà italiana, in base alle informazioni disponibili è possibile enucleare tre modalità operative per il servizio di stoccaggio del GNL a cui si possono ricondurre tre modelli business per lo svolgimento di questa attività:

- 1) gestione esclusiva del deposito da parte di un operatore integrato nella filiera (dall’approvvigionamento alla vendita del GNL agli utenti finali) che non prevede la commercializzazione della capacità di stoccaggio del GNL verso terzi;
- 2) gestione del deposito da parte di un operatore che si dedica esclusivamente alla commercializzazione della capacità di stoccaggio di GNL (e dei servizi SSLNG presenti presso l’impianto) verso terzi, senza coinvolgimento in altri segmenti della filiera.
- 2) gestione dei servizi SSLNG e di stoccaggio del GNL stoccato a questo fine, presso un deposito costiero che ha le caratteristiche di impianto di rigassificazione regolato ai sensi dell’articolo 9 del Dlgs n. 257/2016.

Nei primi due casi si tratta di depositi SSLNG ex art. 10 del Dlgs n. 257/2016 che non sono sottoposti alla regolazione dell’Arera (vedi paragrafo 3.2.2) e quindi i gestori non hanno obblighi verso terzi dal punto di vista né delle modalità di accesso ai servizi, né della determinazione dei loro prezzi.

Il secondo tipo di modello di business è quello a cui sono orientati i progetti di Venice LNG a Porto Marghera e del C.i.P. di Sassari a Porto Torres.

Non si può escludere anche una gestione mista della capacità di un deposito non regolato in base ai primi due modelli di business.

Nel caso di deposito regolato, per il servizio di stoccaggio del GNL e gli altri servizi SSLNG presenti presso l’impianto (truck-loading e ship-loading), l’accesso a questi servizi non può essere discriminatorio, le tariffe sono definite secondo le modalità descritte nel paragrafo (3.2.2), e devono essere rese pubbliche dal gestore del deposito.

Per quello che riguarda i casi esteri, è possibile evidenziare che il caso del deposito di Gilbilterra è assimilabile a primo modello di business, mentre quello di Pori in Finlandia è un caso di infrastruttura regolata sia dal punto di vista dell’accesso che della definizione delle tariffe dei servizi.

Servizi di Truck-loading

Il Truck-loading è il servizio di carico delle autocisterne criogeniche per la distribuzione del GNL. Il trasporto per mezzo di autocisterna è la principale modalità di downstream del GNL presso le utenze finali per i diversi settori di utilizzo: distributori di GNL-GNC, utenze industriali off grid, reti di distribuzione isolate alimentate a GNL, ed anche per il bunkeraggio di navi alimentate a GNL con la modalità truck-to-ship. La facility di truck-loading è presente in tutti i 14 depositi SSLNG considerati (vedi **Tabella 23**), ad esclusione di quello di Gibilterra che ha come unica finalità di alimentare a gas naturale la centrale termoelettrica. Presso i depositi sono in genere presenti almeno due baie di carico per le autocisterne criogeniche, che possono operare anche in contemporanea.

La capacità di carico delle facility di truck-loading varia da 42 a 90 m³/h. Generalmente il carico di ogni singola autocisterna da 45 m³ avviene nell'arco di un'ora.

Tabella 23. Depositi costieri SSLNG-servizio di truck loading, baie di carico (n.) e capacità di carico (m³/h).

Operatore	Localizzazione	Servizio di Truck-Loading	Baie di carico(n.)	Capacità di carico (m ³ /h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	2	50
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	SI	4	60
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	2	50
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	2	42
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	SI	6	60
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	SI	5	60
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	3	60
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI	2	90
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	n.d	n.d
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	2	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	n.d	75
Gasum	Øra (Norvegia)	SI	n.d	n.d
Gasum	Risavika (Norvegia)	SI	2	65

Fonte: elaborazione STF

Servizi di carico di isocontainer o vagoni con serbatoi cisterna

Altre modalità di downstream del GNL, meno diffuse, sono: il carico di iso-container o di vagoni con serbatoi cisterna. Nel caso del carico di iso-container con serbatoi criogenici per il GNL, questi vengono successivamente movimentati per la distribuzione tramite la catena logistica degli iso-container che può utilizzare i mezzi predisposti via strada, via ferrovia o via nave. In alcuni casi è possibile anche il carico di vagoni cisterna con serbatoi criogenici per il GNL, quando presso i depositi SSLNG sia accessibile la rete ferroviaria. In base alle informazioni disponibili, la distribuzione del GNL tramite vagoni cisterna è prevista solo dal progetto di Livorno DLNG Terminal, mentre l'utilizzo degli iso-container con serbatoio criogenico di GNL è previsto esplicitamente dal progetto di Venice LNG a Porto Marghera.

Tabella 24. Depositi costieri SSLNG-servizio di carico di isocontainer e vagoni cisterna.

Operatore	Localizzazione	Carico Vagoni cisterna	Carico di isocontainer di GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	SI
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	n.d.
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	NO
Gasnor AS	Gibilterra	NO	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	NO	NO
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	NO	NO

Fonte: elaborazione STF

Servizi di ship loading e bettoline per bunkeraggio di GNL

Il servizio di “Ship loading” presso gli approdi dei depositi costieri SSLNG, può essere finalizzato sia al rifornimento diretto dei serbatoi di navi alimentate a GNL (Terminal to Ship bunkering) che al carico di bettoline con serbatoi criogenici, utilizzate per successive operazioni di bunkeraggio del GNL (Ship to ship bunkering) nell’area portuale.

Nel caso delle iniziative italiane, la facility di ship loading è prevista esplicitamente da quasi tutti i progetti (vedi **Tabella 25**). Nel progetto di Depositi Italiani del porto di Ravenna è prevista la presenza di due facility di ship loading, che potrebbero consentire contemporaneamente il carico di due imbarcazioni.

La capacità di carico è in genere di 250 m³/h, valore che sale a 400 m³/h nel caso del progetto Venice LNG a Porto Marghera.

La facility ship loading o bunkeraggio terminal-to-ship è presente in genere anche presso i terminali scandinavi, particolarmente attrezzato il deposito di Risavika dotato di tre punti di approdo attrezzati con questo tipo di facilities, di cui una con capacità di carico di 1.000 m³/h.

Le bettoline per il bunkeraggio di GNL possono essere realizzate e gestite anche da operatori diversi da quelli dei depositi. Le informazioni sulla loro presenza e capacità riportate nella **Tabella 25** sono quindi indicative; ma mostrano il loro utilizzo in tutti i progetti con imbarcazioni dotate di serbatoi criogenici con capacità che può andare da 400 a 4000 m³. Nel caso dei progetti di Porto Marghera e Ravenna, la presenza di una bettolina da 4000 m³ è riferita all’imbarcazione attualmente in costruzione presso i Cantieri Visentini, per conto dell’operatore Cantieri Riuniti Panfido e C.

Tabella 25. Depositi costieri SSLNG: servizi di Ship-loading e presenza bettoline per bunkeraggio di GNL.

Operatore	Localizzazione	Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	Facility di ship- loading	Capacità di carico (m3/h)	Bettoline per bunkeraggio GNL	Capacità (m3)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	n.d.	SI	1.000-1.500
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	250	SI	1.000-2.000
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	105	SI	500
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	1	250	SI	500
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	SI	2	250	SI	4.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	SI	1	400	SI	4.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	1	250	SI	1.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	-	-	NO	-
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-	-	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	1	n.d.	SI	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	SI	n.d.	SI	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	SI	300	n.d.	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	NO	-	-	NO	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	SI	3	200-1.000	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

Distributori di GNL per automezzi stradali

La presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNL, presso i depositi costieri, è un possibile servizio che può essere attivato utilizzando il GNL prelevato direttamente dagli stoccaggi degli impianti. Nel caso dei progetti italiani, questa possibilità è prevista per l'impianto di Igas in costruzione nel porto di Santa Giusta, e per il progetto del C.I.P. a Porto Torres.

Per gli impianti scandinavi non è stato possibile raccogliere informazioni esplicite sulla presenza o l'assenza di distributori di GNL per automezzi stradali, collegati al deposito. Ciò rende presumibile che non siano presenti, anche data la localizzazione di queste infrastrutture, spesso molto distanti da vie di comunicazione, per cui è difficilmente giustificabile la presenza di distributori per automezzi pesanti.

Tabella 26. Depositi costieri SSLNG: presenza di distributori di GNL per automezzi stradali.

Operatore	Localizzazione	Distributore di GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI
Gasnor AS	Gibilterra	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

Per “altri servizi” presso i depositi costieri SSLNG, diversi da quelli di distribuzione o fornitura di GNL si intendono:

- servizi di rigassificazione per l’alimentazione della rete di trasporto,
- servizi di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale,
- erogazione del metano in forma gassosa per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC).

Servizi di rigassificazione per l’alimentazione della rete di trasporto

Nel caso degli impianti italiani, la presenza del servizio di rigassificazione per alimentare la rete di trasporto del gas naturale è riferita ai progetti di depositi SSNLG che prevedono anche la realizzazione di un impianto di rigassificazione con le caratteristiche previste dall’art. 9 del DLGS n. 257/2016 (vedi capitolo3).

Si tratta di due progetti localizzati in Sardegna: quello di Isgas nel Porto Canale di Cagliari e quello di Ivi Petrolifera nel Porto di Santa Giusta, entrambi con procedimento autorizzativo in corso. La capacità di rigassificazione prevista per l’impianto di Isgas è di 100000 m3/h, mentre nel caso del progetto di Ivi Petrolifera è di 60.000 m3/h.

Nei depositi SSNLG esaminati in altri paesi europei, si considera il servizio di rigassificazione non in base a un criterio formale di tipo normativo-regolatorio, ma di carattere sostanziale rispetto alla funzionalità che dev’essere garantita dall’impianto di rigassificazione nei confronti di utenze rilevanti come una centrale termoelettrica che debba garantire il servizio della rete elettrica (caso di Gibilterra), oppure il rifornimento di grandi utenze industriali, come nei casi di Tornio (Finlandia), Pori (Finlandia) e Lysekil (Svezia) che ha una capacità di rigassificazione rispettivamente: di 55000 m3/h, 30.000 m3/h e 27.000 m3/h:

Tabella 27. Depositi costieri SSLNG-servizio di rigassificazione per rete di trasporto e capacità (m3/h).

Operatore	Localizzazione	Rigassificazione per rete di trasporto	Capacità di rigassificazione (m3/h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	60.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	100.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	-
Gasnor AS	Gibilterra	SI	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	27.000
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	30.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	54.500
Gasum	Øra (Norvegia)	NO	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	n.d

Fonte: elaborazione STF

Servizi di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione

La casistica dei depositi SSLNG che forniscono un servizio di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale, viene identificata nel caso dei progetti italiani sulla base del regime normativo regolatorio previsto dall'art. 10 del DL 257/2016. In questo ambito ricadono due progetti: quello di Higas in costruzione nel Porto di Santa Giusta a Oristano, e il Progetto del C.I.P. di Sassari a Porto Torres. In entrambi i casi i progetti prevedono l'alimentazione diretta di reti di distribuzione del gas naturale, assimilabili alle reti isolate a GNL da depositi satellite. Anche in questo caso può essere prevista una funzionalità di rigassificazione che garantisca l'alimentazione delle reti di distribuzione, ma con dimensioni molto più limitate rispetto agli impianti di rigassificazione destinati ad alimentare la rete di trasporto del gas naturale. Nel caso del progetto di Porto Torres la capacità di rigassificazione destinata ad assicurare l'alimentazione delle reti locali di distribuzione del gas naturale è di circa 1.300 m³/h, un valore molto inferiore a quelli dei depositi che prevedono un impianto di rigassificazione per la rete di trasporto come mostrato nella **Tabella 27**.

Tabella 28. Depositi costieri SSLNG-servizio di alimentazione di rete di distribuzione locale e capacità (m³/h).

Operatore	Localizzazione	Rigassificazione per rete locale di distribuzione	Capacità di rigassificazione (m ³ /h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	n.d
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO	-
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI	1.260
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	NO	-
Gasum	Pori (Finlandia)	NO	-
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	NO	-
Gasum	Øra (Norvegia)	SI	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	n.d.

Distributori di GNC

La presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNC, presso i depositi costieri, è un possibile servizio che può essere attivato utilizzando il GNL prelevato dagli stoccaggi degli impianti. Nel caso dei progetti italiani, questa possibilità è prevista per l'impianto di Higas in costruzione nel porto di Santa Giusta, e per il progetto del C.I.P. a Porto Torres. Il servizio di erogazione per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC), viene assicurato recuperando il boil-off gas prodotto dagli stoccaggi del deposito, o rigassificando il GNL. Anche in questo caso l'attivazione di un impianto di distribuzione di metano alimentato direttamente da un deposito SSLNG, presuppone una localizzazione adeguata all'esercizio di tale attività commerciale.

Non sono disponibili informazioni riguardanti questo tipo di servizio per gli impianti SSLNG in altri paesi europei. Ciò rende presumibile che non siano presenti come servizio presso i depositi, anche data la localizzazione di queste infrastrutture, spesso molto distanti da vie di comunicazione, per cui è difficilmente giustificabile la presenza di distributori per automezzi alimentati a GNC.

Tabella 29. Depositi costieri SSLNG: presenza di distributore di GNC per automezzi stradali.

Operatore	Localizzazione	Distributore GNC
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI
Gasnor AS	Gibilterra	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	NO
Gasum	Pori (Finlandia)	NO
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	NO
Gasum	Øra (Norvegia)	NO
Gasum	Risavika (Norvegia)	NO

Fonte: elaborazione STF

4.3 Regolazione e tariffe per depositi SSLNG

In Italia sono due i progetti di depositi costieri che prevedono anche la presenza di un impianto di rigassificazione destinato ad alimentare la rete di trasporto nelle modalità stabilite dall'articolo 9 del Dlgs n. 257/2016. Per questi depositi è prevista la regolazione dell'Arera per il servizio di stoccaggio del GNL e i servizi SSLNG presenti presso gli impianti (truck-loading e/o ship-loading); l'accesso ai servizi non potrà essere discriminatorio, le tariffe dovranno essere definite con i criteri e le modalità descritte nel paragrafo (3.2.2), e dovranno anche essere rese pubbliche dal gestore del deposito.

Tabella 30. Depositi costieri SSLNG: regolazione servizi SSLNG.

Operatore	Localizzazione	Infrastruttura regolata	Tariffe servizi SSLNG regolati
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	n.d.
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	n.d.
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n.d.	n.d.
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	-
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	SI
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.	-
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	-

Fonte: elaborazione STF

L'unico caso di deposito SSLNG estero soggetto a intervento regolatorio per il quale sono disponibili informazioni sulle tariffe applicate è quello di Gasum a Pori in Finlandia. L'impianto di Pori è un'infrastruttura regolata dall'Autorità per l'energia finlandese⁷ che stabilisce condizioni di accesso e tariffe dei servizi, in particolare per quelli di stoccaggio del GNL, di Truck-loading, di ship-loading (e unloading), e di bunkeraggio terminal to ship. In particolare le tariffe sono quelle riportate dalla **Tabella 31**.

Per il servizio di truck-loading è prevista una tariffa basata su una quota fissa di 750 € per ogni operazione di carico di una autocisterna criogenica. A questo vanno aggiunti i costi una tantum per la formazione dei conducenti (1.000 €), e quelli per l'approvazione dei requisiti dell'autocisterna criogenica (1.000 €)

Per il servizio di bunkeraggio terminal-to-ship di imbarcazioni alimentate a GNL, la tariffa è basata su una quota fissa di 3.000 € per ogni operazione di bunkeraggio, e una quota variabile di 300 € per ogni ora di durata dell'operazione di bunkeraggio che comporta l'occupazione dell'approdo attrezzato con la facility di trasferimento del GNL per il bunkeraggio.

⁷ "TERMINAL RULES FOR THE PORI LNG IMPORT TERMINAL", 16/3/2018.

Per il servizio di scarico (ship-unloading) o carico (ship-loading) di metaniere SSLNG, la tariffa è basata su una quota fissa di 12.000 € per ogni operazione di scarico o carico, e una quota variabile di 300 € per ogni ora di durata dell'operazione carico o scarico, che comporta l'occupazione dell'approdo attrezzato con la facility di trasferimento del GNL dai serbatoi della metaniera allo stoccaggio a terra o viceversa.

Nel caso del servizio di stoccaggio del GNL la tariffa è basata su una quota fissa annua di 355 € per ogni m³ di capacità dello stoccaggio impegnato, e una quota variabile di 0,73 €/MWh ritirato per le operazioni di: truck-loading, ship-loading, bunkering, o rigassificazione del GNL per l'invio alla rete di trasporto del gas naturale.

Tabella 31. Tariffe servizi SSLNG presso il deposito Gasum di Pori (Finlandia)

Truck-Loading	
<i>Quota fissa (€/carico)</i>	750
Ship-loading (e unloading)	
<i>Quota fissa (€/carico o scarico)</i>	12.000
<i>Quota variabile (€/h)</i>	300
Bunkering terminal-to-ship	
<i>Quota fissa (€/carico)</i>	3.000
<i>Quota variabile (€/h)</i>	300
Servizio di stoccaggio	
<i>quota fissa capacità di stoccaggio (€/m³/a)</i>	355
<i>quota variabile operazioni di ritiro (€/MWh)</i>	0,73

Elaborazione STF su dati "TERMINAL RULES FOR THE PORI LNG IMPORT TERMINAL".

4.4 Costi di investimento

I dati sui costi di investimento sostenuti, o previsti nel caso dei progetti italiani, per la realizzazione dei depositi costieri SSLNG riportati nella **Tabella 32** sono basati su informazioni pubbliche rese disponibili dagli operatori. Tale informazione è risultata disponibile per 6 degli 8 progetti italiani considerati e per 3 degli impianti già operativi nei paesi scandinavi.

Per una valutazione di questi dati si considerano in particolare le infrastrutture nate esclusivamente per la gestione di servizi SSLNG nella filiera del downstream del GNL e non si considerano quelle nate anche con un impianto di rigassificazione destinato ad alimentare la rete di trasporto del gas naturale, per le quali sarebbe necessario scorporare la quota di costi di investimento attribuibili al servizio di rigassificazione.

Su questa base si possono valutare i dati disponibili su 5 progetti italiani, di cui due in costruzione: Higas e Ivi Petrolifera⁸ nel Porto di S. Giusta; Livorno Terminal LNG; Depositi Italiani LNG a Ravenna; e Venice LNG a Porto Marghera. Per i tre progetti con capacità simile, basati su sistemi di più serbatoi cilindrici orizzontali, con capacità complessiva di circa 9-10.000 m³, i costi di investimento variano da 30 M€ a 50 M€. Nel caso dei due progetti di maggiori dimensioni, basati sulla tipologia dei depositi cilindrici verticali, un progetto ha la taglia di 20.000 m² ripartita in due serbatoi, mentre l'altro prevede un solo serbatoio della capacità di 32.000 m³. Il costo di investimento previsto per ambedue i progetti è di 100 M€.

Si registra quindi una significativa variabilità dei costi di investimento rispetto alla capacità di stoccaggio e alla funzionalità dei servizi SSLNG previste da questi 5 progetti, sia per i 3 della tipologia da 9-10.000 m³ che per i due progetti di maggiori dimensioni.

Tabella 32. Depositi costieri SSLNG: costi di investimento (M€).

Operatore	Localizzazione	Costo di investimento complessivo (M€)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	30
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	n.d.
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	50
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	84
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	100
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	100
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	40
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n.d.
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	70 – 85
Gasum	Pori (Finlandia)	81
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	97,9
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

⁸ In questo caso si è utilizzato il dato di costo dell'investimento dichiarato da Ivi Petrolifera per il primo progetto di deposito, che non prevedeva l'impianto di rigassificazione.

Nel caso dei costi di investimento per ogni m³ di stoccaggio (comprensivo dei costi delle infrastrutture per l'erogazione dei servizi SSLNG), emerge un range di costo di investimento che varia da 3.000 a 5.000 €/m³, sia nella casistica dei tre progetti da 9-10.000 m³ che per gli altri due progetti di maggiori dimensioni. Uno dei fattori che influisce sui costi di investimento è certamente quello della scelta delle soluzioni adottate in questi cinque progetti per la gestione del boil-off gas (BOG). Le informazioni raccolte su questo aspetto sono riportate nella **Tabella 21**. Ci sono sicuramente maggiori costi di investimento negli impianti che adottano tecnologie di liquefazione del BOG per il suo recupero come GNL negli stoccaggi dei depositi, rispetto agli impianti che adottano altre soluzioni di recupero del BOG in forma gassosa.

Tabella 33. Depositi costieri SSLNG: caratteristiche strutturali e approvvigionamento														
Operatore	Higas S.r.l	Edison s.p.a	IVI Petroliera S.p.a.	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Depositi Italiani GNL S.p.a.	Venice LNG S.p.a.	Livorno LNG Terminal S.p.a.	C.I.P. Sassari	Gasnor AS	Gasum	Gasum	Manga LNG Oy	Gasum	Gasum
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto canale di Cagliari	Porto di Ravenna	Porto Marghera	Porto di Livorno	Porto Torres	Gibilterra	Llysekil (Svezia)	Pori (Finlandia)	Tornio (Finlandia)	Øra (Norvegia)	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	In costruzione	Autorizzata	Procedimento autorizzativo in corso	Procedimento autorizzativo in corso	In costruzione	Procedimento autorizzativo in corso	In corso di progettazione	In corso di progettazione	Operativa dal 2019	Operativa dal 2014	Operativa da settembre 2016	Operativa da giugno 2019	Operativa dal 2011	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	Area portuale dismessa	Area incolta (greenfield)	Area portuale	Area incolta (Greenfield)	Area dismessa	Area industriale dismessa	Area portuale	Area portuale	Area portuale	n.d.	Area portuale	Area portuale	n.d.	Area industriale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.800	10.000	9.000	22.000	20.000	32.000	9.000	10.000	5.000	30.000	30.000	n.d.	6.400	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	9.000	n.d.	8.000	22.000	n.d.	n.d.	n.d.	7.500	n.d.	n.d.	27.000	50.000	5.900	28.000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)	300.000	520.000	880.000	1.440.000	1.040.000	900.000	120.000-170.000	64.100	340.000	250.000	n.d.	n.d.	170.000	300.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità operativa da 1.500 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composto da doppio guscio di acciaio	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.	n. 5 serbatoi serbatoi criogenici fuori terra cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza fuori terra di circa 35 m.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto e doppio mantello	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC	Impianto di liquefazione per recupero BOG	Impianto di liquefazione per recupero BOG	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto	Impianto di liquefazione per recupero BOG	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente	Banchina da realizzare	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	n.d.	n.d.	Banchina preesistente	n.d.	n.d.	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera a deposito (m3/h)	600	1.000	450	1.000	1.000	2.130	1.000	750	n.d.	n.d.	1.000-1500	3.000	n.d.	1.000
Metaniera/e SSLNG per l'approvvigionamento (m3 di capacità)**	7.500	7.500-15.600	4.000-5.000	15.600	30.000	30.000	500-7.000	20.000	8.500	n.d.	5.000-18.000	18.000	15.000	n.d.
Impianto di liquefazione	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Capacità (t/a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.000
Costo di investimento complessivo (M€)	30	n.d.	50	84	100	100	40	n.d.	n.d.	70-85	81	97,9	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

Tabella 34. Depositi costieri SSLNG: servizi e tariffe														
Operatore	Higas S.r.l	Edison s.p.a	IVI Petrolifera S.p.a.	ISGAS Energit Multiutilities	Depositi Italiani GNL S.p.a.	Venice LNG S.p.a.	Livorno LNG Terminal S.p.a.	C.I.P. Sassari	Gasnor AS	Gasum	Gasum	Manga LNG Oy	Gasum	Gasum
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto canale di Cagliari	Porto di Ravenna	Porto Marghera	Porto di Livorno	Porto Torres	Gibilterra	Llysekil (Svezia)	Pori (Finlandia)	Tornio (Finlandia)	Øra (Norvegia)	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	In costruzione	Autorizzata	Procedimento autorizzativo in corso	Procedimento autorizzativo in corso	In costruzione	Procedimento autorizzativo in corso	In corso di progettazione	In corso di progettazione	Operativa dal 2019	Operativa dal 2014	Operativa da settembre 2016	Operativa da giugno 2019	Operativa dal 2011	Operativa dal 2011
Servizi SSLNG														
Truck-Loading	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Baie di carico	2	4	2	2	6	5	3	2	-	n.d.	2	n.d.	n.d.	2
Capacità di carico (m3/h)	50	60	50	42	60	60	60	90	-	n.d.	n.d.	75	n.d.	65
Carico Vagoni cisterna	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	n.d.	NO	SI	n.d.	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO	NO	NO	NO	NO	SI	n.d.	NO	NO	n.d.	NO	n.d.	n.d.	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	NO	SI
Facility di ship-loading	1	1	1	1	2	1	1	-	-	1	SI	SI	-	3
Capacità di carico (m3/h)	n.d.	250	105	250	250	400	250	-	-	n.d.	n.d.	300	-	200-1.000
Bettoline per bunkeraggio GNL*	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	n.d.	NO	n.d.
Capacità (m3)	1.000-1.500	1.000-2.000	500	500	4.000	4.000	1.000	-	-	n.d.	n.d.	n.d.	-	n.d.
Distributore di GNL	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO					
Altri servizi														
Rigassificazione per rete di trasporto**	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	NO	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-	-	60.000	100.000	-	-	-	-	n.d.	27.000	30.000	54.500	-	n.d.
Rigassificazione per rete locale di distribuzione***	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.	-	-	-	-	-	-	1.260	-	-	-	-	n.d.	n.d.
Distributore GNC	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Infrastruttura regolata	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	n.d.	NO	n.d.	SI	n.d.	n.d.	n.d.
Tariffe servizi SSLNG	-	-	n.d.	n.d.	-	-	-	n.d.	-	-	SI	-	-	-
Truck-Loading (€/carico)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	-	-	-
Ship-unloading (€/scarico)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.000	-	-	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	-	-
Costo di investimento complessivo (M€)	30	n.d.	50	84	100	100	40	n.d.	n.d.	70 - 85	81	97,9	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* Le informazioni sulle presenza di bettoline con serbatoi criogenico per il bunkeraggio sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

*** Il servizio di rigassificazione è riferito solo alla alimentazione diretta di reti locali di distribuzione

ANNEXE III

Progetto TDI RETE-GNL

Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”¹

¹Si precisa che il report T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo” è stato realizzato dalla società Enterprise Shipping Agency Srl che con D.D. n.356/2020 dell'11/06/2020 è risultata aggiudicataria di un “Servizio di consulenza per lo sviluppo delle attività di analisi economico-finanziarie connesse alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive per il bunkering di GNL in ambito portuale e valutazione dell'impatto ambientale derivante dalle diverse tipologie di configurazioni di bunkering”, CIG ZB42CC3908 – CUP F21G17000020006 - Rif. Prof. Paolo Fadda, finanziati con fondi FESR a valere sul secondo avviso del Programma Interreg Italia Francia Marittimo 2014-2020, mediante procedura di cui all'art. 36, comma 2 lett. a) D. Lgs. 50/2016 attraverso RfI su Sardegna C.A.T..

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Sommario

1. Finalità del report e collocazione all'interno dell'Attività T2.3 rispetto al Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.....	5
2. Profili metodologici e procedure di raccolta dati.....	6
3. Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL.....	8
4. Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL.....	14
5. Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	40
6. Analisi “mark up multi-scenario”	47
7. Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”.....	63
References	67

Indice delle figure

Figura 1: Potenziali configurazioni di bunkering di GNL.....	15
Figura 2: Modello svedese della tassa “fairway”.....	64

Indice delle tabelle

Tabella 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL.....	12
Tabella 2: Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL	14
Tabella 3: Soluzioni tecnologiche di bunkering GNL analizzate	15
Tabella 4: Specifiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	16
Tabella 5: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS	18
Tabella 6: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS.....	20
Tabella 7: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).....	20
Tabella 8: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS	21
Tabella 9: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS.....	22
Tabella 10: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività	23
Tabella 11: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni	23
Tabella 12: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS	27
Tabella 13: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS.....	28
Tabella 14: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile	28
Tabella 15: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	29

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Tabella 16: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	30
Tabella 17: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività.....	31
Tabella 18: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni.....	31
Tabella 19: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS	35
Tabella 20: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS.....	36
Tabella 21: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile	36
Tabella 22: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS	37
Tabella 23: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS.....	38
Tabella 24: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività.....	39
Tabella 25: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni.....	39
Tabella 26: Costi operativi e di capitale annui per m ³ di capacità produttiva annua delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate	47
Tabella 27: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate	49
Tabella 28: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	52
Tabella 29: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	53
Tabella 30: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	54
Tabella 31: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	56
Tabella 32: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	57
Tabella 33: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	58
Tabella 34: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	60
Tabella 35: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	61
Tabella 36: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	62

Indice dei grafici

Grafico 1: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie STS	24
Grafico 2: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie TTS.....	31
Grafico 3: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie PTS.....	40
Grafico 4: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	41

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Grafico 5: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	42
Grafico 6: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	43
Grafico 7: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	44
Grafico 8: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	45
Grafico 9: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	46
Grafico 10: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima .	50

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obbiettivo”



1. Finalità del report e collocazione all'interno dell'Attività T2.3 rispetto al Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.

L'intento del presente documento è quello di supportare le attività di ricerca di cui al Progetto TDI RETE-GNL (Componente T2 – Attività T2.3) funzionali alla definizione dell'architettura e delle logiche di funzionamento di specifici tool manageriali volti a supportare i decisori pubblici nell'ambito dei processi decisionali che implicano la valutazione di investimenti in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in aree marittimo-portuali.

Il report, pertanto, si inquadra nell'ambito delle attività di cui al progetto Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 “Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera” (Acronimo TDI RETE-GNL) che ha tra i propri obiettivi quello di individuare soluzioni tecnologico-produttive per la distribuzione e il bunkering di GNL nei porti dell'area transfrontaliera, basate su standard e procedure operative condivise.

All'interno della Componente progettuale T2 “Studio per un piano d'azione congiunto per il GNL in ambito portuale” è prevista a formulario l'attività T2.3, che è dedicata alla valutazione economica finanziaria degli investimenti in infrastrutture di bunkering/storage di GNL. All'interno della sopramenzionata attività sono previsti due prodotti:

- ✓ T2.3.1 “Tool manageriali per la valutazione di investimenti in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”;
- ✓ T2.3.2 “Report su sinergie: profili economici, risparmio energetico, sostenibilità ambientale”;

Più nello specifico, il presente contributo rappresenta un documento di supporto e integrazione al prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE GNL, che si pone l'obiettivo di giungere alla creazione di tool manageriali per semplificare la valutazione dei principali profili economico-finanziari che derivano dalle scelte di investimento in infrastrutture per il rifornimento e lo stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale.

La suddetta attività di ricerca mira a definire un know how e un quadro conoscitivo funzionale a disporre di strumenti analitici concreti diretti a semplificare le attività di valutazione economico-finanziaria preliminare di ipotesi progettuali che siano sottoposte a policy maker o decisori pubblici in relazione a questo tipo di facilities, infrastrutture o soluzioni di bunkering, mettendo a disposizione degli stessi dati e informazioni di dettaglio in relazione ai CAPEX ed OPEX che caratterizzano questo tipo di realtà produttive e primi tool manageriali in formato excel per semplificare le attività di benchmark e di confronto tra proposte imprenditoriali o richieste di concessione di spazi portuali alternative. I dati e le informazioni raccolti e presentanti in questo report appaiono peraltro rilevanti anche rispetto ai diversi operatori privati interessati a questo tipo di business, considerata la relativa carenza di dati e informazioni di dettaglio in merito ai suddetti profili economico-finanziari, quanto meno con riferimento a soluzioni tecnologiche e di processo che considerino puntualmente le specificità dei contesti nazionali italiano e francese.

Il report “valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”, che è stato predisposto da Enterprise Shipping Agency Srl (ESA) sulla base di un'intensa attività di coordinamento con il responsabile dell'UO della Sardegna Prof. Paolo Fadda e con il CF del Progetto

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



TDI RETE-GNL (UNIGE-CIELI: Prof. Giovanni Satta), è stato realizzato assicurando l'integrazione e la coerenza del medesimo rispetto ai report e agli altri documenti realizzati anche da altri consulenti esterni che hanno supportato i vari partner di progetto (in primis ci si riferisce al documento prodotto da Assocostieri Servizi Srl, consulente esterno di UNIGE-CIELI in relazione alle attività del prodotto T.2.3.1 di progetto).

Il documento fornisce utili informazioni e dati di dettaglio che integrano la restante documentazione predisposta da partner e relativi consulenti nell'ambito del progetto, consentendo di meglio supportare la progettazione e l'implementazione di strategie di investimento in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale, attraverso l'esame di dettaglio di molteplici variabili economico-finanziarie e di progetto che costituiscono gli input conoscitivi necessari alla valutazione di un investimento in infrastrutture di questo tipo (es. tipo di infrastruttura, dati di dimensionamento, driver connessi ai CAPEX, driver connessi agli OPEX).

L'Output del sistema manageriale sviluppato consiste in indicatori di carattere economico finanziari descrittivi della profittabilità dell'investimento che verranno ampiamente trattati nei prossimi paragrafi.

2. Profili metodologici e procedure di raccolta dati.

Per le finalità del presente documento e in linea con quanto richiesto nel bando di gara assegnato alla società Enterprise Shipping Agency Srl (ESA), il gruppo di lavoro di ESA, ha provveduto a definire l'approccio metodologico sottostante alle attività di ricerca empirica da applicare dopo essersi coordinato con il responsabile scientifico del Committente (Prof. Paolo Fadda) e con il Capofila di Progetto (CF), ovvero UNIGE-CIELI.

La definizione del conceptual framework è stata condivisa mediante appositi incontri telematici, tra i quali si annovera quello del mese di luglio 2020 con la presenza di Committente e CF di progetto nell'ambito del quale è stato definito il planning delle attività di ricerca di cui alla presente relazione conclusiva.

In particolare, si è proceduto inizialmente ad esaminare i diversi documenti predisposti dai partner di progetto e dai relativi consulenti esterni in relazione all'attività T2.3 riconducibili al prodotto T2.3.1; successivamente, i dati e le informazioni relative agli OPEX e ai CAPEX connessi alle diverse soluzioni tecnologiche di bunkering/storage di GNL sono state oggetto di ulteriore approfondimento e integrazione al fine di disporre di una base dati completa e validata internamente ed esternamente. I dati e le informazioni in oggetto sono poi state usate come base di partenza per la definizione di una serie di analisi puntuali volte a fornire una valutazione preliminare di fattibilità economico-finanziaria di diverse ipotesi realizzative definite a livello teorico in ragione delle specificità del contesto di applicazione, ovvero i porti rientranti nell'area target di progetto e ricompresi nel formulario di progetto, ovvero Genova, Savona, La Spezia, Livorno, Cagliari, Tolone e Bastia.

I documenti di progetto esaminati vengono di seguito riportati, indicando anche il partner di progetto responsabile della documentazione o i suoi relativi consulenti esterni:

- ✓ “Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale” (P1 UNIGE-CIELI, consulente esterno Assocostieri Servizi Srl);

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



- ✓ “Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL” (P4 OTC - Office des transports de Crose, consulente esterno consorzio Tractebel Energie, Elengy, SeeUp-report realizzato da Tractebel Energie);
- ✓ “Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità” (P2 UNIPI, in collaborazione con la società di consulenza STF – Studio Tommaso Franci).

Successivamente all’operazione di controllo e integrazione della documentazione suddetta, il gruppo di lavoro di ESA, ha provveduto a raccogliere ulteriori dati e informazioni di dettaglio impiegando diverse fonti primarie e secondarie, quali: DNV GL energy transition outlook 2019, DNV GL AFI platform, Sea LNG bunker navigation, Allied market research, IEA report, BanchemoCosta report.

Sulla base dei dati di costo raccolti e sistematizzati, ESA ha implementato una serie di modelli di analisi economica-finanziaria sviluppati con secondo una struttura logica riconducibile a quella che in ambito marittimo-portuale si definisce modalità di calcolo dei cash flow di tipo “Mark-up” in diverse ipotesi di scenario (“Mark-up multi scenario”). Mediante le analisi in oggetto, si è cercato, pur nella carenza di dati puntuali affidabili a livello nazionale in relazione a questo tipo di infrastrutture e soluzioni di bunkering e storage di GNL, di individuare dei primi indicatori di natura economica e finanziaria funzionali a una prima valutazione di fattibilità e alla stima preliminare della profittabilità di investimenti in tecnologie di bunkering GNL nel contesto marittimo-portuale. Le analisi, in particolare, hanno consentito di stimare in modo “rough” per diverse “tipologie di soluzioni tecnologiche” e sulla base di specifiche ipotesi progettuali, indicatori quali:

1. **BEP** (break even point)²,
2. **ROI** (return on invested capital)³,
3. **TIR** (tasso interno di rendimento)⁴
4. **VAN** (Valore attuale netto dell’investimento)⁵.

Più nel dettaglio, la suddetta metodologia ha permesso di stimare i vari indicatori, ipotizzando un livello di pricing di vendita del servizio di GNL parametrato al costo di acquisto della materia prima in tre diverse ipotesi di scenario per ogni soluzione di bunkering GNL indagata (capitolo 6).

² Il punto di pareggio (break even point o break even, abbreviato in BEP) è un valore che indica la quantità, espressa in volumi di produzione o fatturato, di prodotto venduto necessaria a coprire i costi precedentemente sostenuti, al fine di chiudere il periodo di riferimento senza profitti né perdite.

³ Il return on investment (o ROI, tradotto come indice di redditività del capitale investito o ritorno sugli investimenti) è un indice di bilancio che indica la redditività e l'efficienza economica della gestione caratteristica a prescindere dalle fonti utilizzate: esprime, cioè, quanto rende il capitale investito in quell'azienda.

⁴ Il Tasso Interno di Rendimento (o TIR o IRR, acronimo dall'inglese internal rate of return) è il tasso della legge esponenziale che rende equa un'attività finanziaria.

In generale, un progetto andrebbe perseguito quando il TIR risulta essere maggiore del MARR (minimum attractive rate of return) che coincide col tasso di rendimento normalmente ottenuto dall'azienda.

Matematicamente il TIR è definito come il tasso di attualizzazione i che rende il valore attuale netto di una serie di flussi di cassa pari a zero, posto che questo tasso i esista nell'intervallo $(-1, +\infty)$ e che sia unico.

Per cui, il TIR si calcola risolvendo l'equazione del VAN con i tale che il valore del VAN sia pari a zero.

⁵ il valore attuale netto (in sigla VAN) è una metodologia tramite cui si definisce il valore attuale (in italiano abbreviato VAN, in inglese NPV da Net Present Value, con simbolo w) di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente, ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento (costo opportunità dei mezzi propri).



Inoltre, nel caso in cui l'investimento non risulti profittevole per i livelli di pricing stimati in caso di "soluzione a mercato", sono stati identificati possibili meccanismi di incentivazione e benefici a favore del settore privato atti a garantire una adeguata remunerazione degli investimenti privati necessari per la realizzazione degli interventi infrastrutturali richiesti e la gestione delle facilities per il bunkering e lo storage di GNL in considerazione del livello di rischio finanziario relativo agli investimenti in oggetto. Sotto questo punto di vista, facendo leva sulle esperienze già esistenti a livello internazionale o nazionale con riferimento a contesti e tematiche attigue sono state prese in considerazione soluzioni di incentivazione quali:

- contributi in conto esercizio,
- certificati "green",
- incentivi fiscali;
- incentivi connessi alle modalità di calcolo delle tasse portuali;
- ricorso a soluzioni di finanziamento delle infrastrutture di tipo PPP (public private partnership);
- accesso a co-finanziamenti europei (tasso agevolato e/o a fondo perduto);
- ecc.

3. Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL

In prima analisi, al fine di applicare la metodologia "mark up- multi scenario" utilizzata per la valutazione degli investimenti in infrastrutture di bunkering di GNL in ambito marittimo, il gruppo di lavoro ha analizzato e integrato la documentazione dei partner di progetto inerente alla classificazione e ai dati di costo delle tecnologie in oggetto.

La configurazione delle macro e micro-categorie di costo inerenti ai **costi di capitale (CAPEX)** e ai **costi di gestione (OPEX)** dei diversi impianti di bunkering/storage di GNL descritti successivo paragrafo è quella impostata dal partner di progetto TDI RETE GNL, UNIGE-CIELI, in ragione delle attività di ricerca condotte con il supporto del consulente esterno Assocostieri Servizi Srl. A livello di tassonomia impiegata nel presente documento, pertanto, si è fatto riferimento alla struttura di costo (per CAPEX e OPEX) formulata nell'ambito del documento "Guidelines for LNG bunkering infrastructures (Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale)" la quale risulta essere estremamente dettagliata ed esaustiva.

In relazione ai costi di investimento (CAPEX), per l'attuazione di ciascuna opzione di bunkering del GNL, sono stati impiegati range di costo calcolati in ragione delle specifiche tecniche di impianto ipotizzate (size della facility, ubicazione, etc.) e in base a costi standard unitari di settore. In modo coerente rispetto all'approccio adottato nel progetto da Assocostieri Servizi Srl sono stati considerati anche i costi di investimento richiesti per l'approntamento della catena logistica del GNL di cui a ciascuna opzione tecnologica (costi per i mezzi meccanici utilizzati per l'approvvigionamento, quali ad esempio rimorchi/semirimorchi/motrici/navi). Infine, nelle stime si è ipotizzato sempre il sussistere del relativo costo di investimento nell'ipotesi di investimento diretto e non mediante soluzioni di leasing o il subappalto a terze parti specializzate per ragioni di omogeneità nelle stime di costo complessivo delle diverse ipotesi progettuali teoriche.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Sempre sulla base di standard di settore, sono state elaborate le classificazioni e i dati di costi operativi (OPEX) per ogni opzione di bunkering del GNL, considerando disgiuntamente sia i costi operativi derivanti dalla catena logistica di cui a ciascuna soluzione tecnologica, sia i costi operativi derivanti dalla facility di bunkering/storage esaminata. Anche in questo caso la suddetta scelta si è resa necessaria per fini di omogeneità rispetto alla documentazione prodotta da altri partner/consulenti del progetto.

Al fine di categorizzazione le diverse voci di costo riconducibili a OPEX e CAPEX nelle diverse soluzioni tecnologiche prese in esame, il gruppo di lavoro di ESA srl si è costantemente coordinato con il responsabile scientifico del Committente (Partner P3 UNICA, Prof. Paolo Fadda) e con il CF di progetto (Partner P1: UNIGE-CIELI, Responsabile scientifico di Progetto: Prof. Giovanni Satta). Le suddette interlocuzioni, in particolare, hanno condotto alle seguenti regole per la classificazione dei costi in oggetto:

1. Per ogni soluzione tecnica/tecnologica considerata, vengono distintamente esaminate le singole componenti di costo riconducibili a CAPEX e OPEX, seppure tutte le soluzioni potrebbero essere noleggiate o noleggiate da una società specializzata (third party), riducendo così al minimo CAPEX e passando tutti i costi OPEX a terzi (perché un operatore specializzato può essere più efficiente nell'implementazione e gestione del servizio pertinente).
2. L'inquadramento del servizio di bunkeraggio del GNL in ogni soluzione prende in considerazione non solo il GNL che riceve, immagazzina e trasferisce per le operazioni navali, ma anche la catena logistica per la fornitura del GNL dal terminal GNL "primario" più vicino; dove un Terminale GNL è definito "Primario" se riceve il GNL direttamente dalle navi di grandi dimensioni e da grandi Terminali di liquefazione ed esportazione di GNL, fornendo il LNG ai migliori prezzi disponibili.
3. I costi di logistica stimati in relazione alle diverse soluzioni tecnologiche che richiedano una logistica di approvvigionamento via terra o via mare, sempre per coerenza rispetto alla documentazione prodotta da Assocostieri Servizi Srl, presuppongono una distanza massima di circa 500 km tra il Terminal primario di approvvigionamento del GNL e le infrastrutture di bunkeraggio/storage di GNL in ambito portuale. In tal senso, quindi la distanza massima di 500 km è quella che dovrebbe esser percorsa giornalmente da un camion in un turno di un conducente considerando la sola tratta di andata (velocità media 60-65Km/h) o da una nave (circa 12 knots). Le ipotetiche doppie distanze richiederebbero il raddoppio delle infrastrutture logistiche di GNL e i relativi costi. Le ipotesi usate dal gruppo di lavoro di ESA Srl sono state settate in linea con quelle adottate sulle medesime attività da Assocostieri Servizi Srl (fornitore esterno del CF UNIGE-CIELI) al fine di assicurare il massimo livello di omogeneità e comparabilità delle analisi e dei confronti.
4. CAPEX ed OPEX di ogni soluzione esaminata sono suddivisi tra costi specificamente legati allo stoccaggio del GNL e le relative operazioni IN/OUT e i costi attribuibili ai servizi specifici del Terminal GNL per il bunkeraggio. Non sono considerati, nel presente elaborato, gli ulteriori possibili servizi GNL che il Terminal potrebbe fornire, quali, ad esempio: carico di autobotti o vaporizzazione del gas utilizzato per l'energia, le applicazioni industriali o civili, ed i relativi CAPEX ed OPEX.

Più nello specifico, in relazione alla classificazione dei costi CAPEX, si è distinto tra:

- ✓ **Costi per le infrastrutture di storage & transfer bunkering** (Capex total pour le soutage gnl)
- ✓ **Costi della supply chain del GNL/costi di approvvigionamento** (Coût de Chaîne logistique)

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Per quanto concerne i costi CAPEX per le infrastrutture di “storage & transfer bunkering” delle diverse tecnologie analizzate riportata dal partner Assocostieri Servizi srl si sono distinte tre macrocategorie di costo, a loro volta suddivise in diverse micro-categorie di costo. Le tre macrocategorie di costo CAPEX dell’infrastruttura di “storage & transfer bunkering” delle soluzioni tecnologiche di bunkering analizzate sono:

- ✓ **Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL** (Coût de construction du stockage de GNL entrée/sortie)
- ✓ **Costi per la costruzione dell’impianto di trasferimento out del GNL** (Coût d’envoi de GNL pour le soutage)
- ✓ **Costi generali di infrastruttura del GNL** (Frais généraux de l’infrastructure GNL)

All’interno della prima macrocategoria di costo (costi per la costruzione del sistema di storage del GNL) sono state inserite le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **LME ni 9%** (London Metal Exchange Nickel 9%)⁶.
- ✓ **Struttura dei serbatoi/cisterne** (Facteur de structure réservoir/ coque).
- ✓ **Tubature, pompe, valvole e attrezzature di storage** (B.o.P).

La seconda macrocategoria di costo CAPEX ovvero “costi per la costruzione dell’impianto di trasferimento (out) del GNL”, include le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Pipelines et systèmes** (Tubature e attrezzature per il bunkering).
- ✓ **B.o.P** (Tubature, pompe, valvole e attrezzature di trasferimento del bunker).

Tale voce di costo CAPEX dipende principalmente dalla distanza dell’infrastruttura di deposito di GNL alla nave/camion da rifornire.

Infine, all’interno della terza macrocategoria ovvero “costi generali di infrastruttura del GNL (general items)” sono incluse le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Terreno** (Sol); costo al m³ di un terreno edificabile, il quale può essere di proprietà o in regime di concessione.
- ✓ **Costi di progetto** (Gestionnaire de projet & Ingénieur); con ciò intendendosi i costi della progettazione preliminare ed esecutiva del progetto oltre ai costi della direzione dei lavori.
- ✓ **Costi d’avvio** (Coût du système sol et start-up); costi sostenuti per l’avviamento di una nuova impresa, o di una nuova attività relativa ad un’impresa già esistente, o per l’implementazione di un nuovo progetto, prima della sua apertura o prima che essa sia operativa/efficace (es. Costi di marketing, costi notarili, costi di assunzione e addestramento, costi di ricerca e sviluppo etc.)

⁶ LME Nickel sta per un gruppo di contratti spot, forward e futures, negoziati sul London Metal Exchange (LME), per la consegna di Nickel primario che può essere utilizzato per la copertura dei prezzi, la consegna fisica di vendite o acquisti, investimenti e speculazioni. Produttori, semi-fabbricanti, consumatori, riciclatori e commercianti possono utilizzare contratti futures sul nichel per coprire i rischi di prezzo del nichel e per i prezzi di riferimento. Al 31 dicembre 2019, il nichel LME è associato a 153.318 tonnellate di nichel fisico immagazzinato in 500 magazzini approvati dal LME in tutto il mondo. Si tratta del 5,67% della produzione mondiale di nichel estratta stimata nel 2019 pari a 2,7 milioni di tonnellate. Tale voce di costo dipende principalmente dal prodotto di due variabili, il fattore di superficie e il fattore di pressione dei serbatoi.



- ✓ **Costi assicurativi** (Assurance); costi per l'assicurazione dell'infrastruttura, sia per danni materiali che a terzi.
- ✓ **Costi vari** (Divers et possibles).

Infine, in merito alla classificazione delle voci di costo CAPEX inerenti alla catena logistica di approvvigionamento, “**costi della supply chain del GNL** (CAPEX total pour Chaîne logistique)”, sono state incluse le voci di costo inerenti ai mezzi di trasporto (rimorchi/semirimorchi/motrici/navi) necessari a rifornire settimanalmente il sito di bunkeraggio.

Come già indicato, l'analisi dei costi operativi e di capitale delle diverse soluzioni di bunkering si basa principalmente sulla classificazione e i dati di costo sviluppati nei report realizzati dagli altri partner/consulenti del progetto e in particolare sull'elaborato predisposto da Assocostieri Servizi Srl. Tuttavia, nel presente documento, in ragione delle richieste formulate da Responsabile scientifico del Committente e dal Responsabile scientifico del CF, i costi CAPEX (ricalcolati annualmente) non sono stati indicizzati su una vita utile economica degli impianti di 10 anni, ma sono rapportati ad una vita utile degli impianti in linea con quella di mercato:

- ✓ 25 anni per le soluzioni STS
- ✓ 20 anni per le soluzioni TTS
- ✓ 30 anni per le soluzioni PTS

In Tabella 1 è visibile il prospetto delle voci di costo CAPEX relative alle varie soluzioni di bunkering GNL fin qui descritte; la medesima riporta anche una breve descrizione delle singole voci/sotto voci.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Tabella 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

CAPEX	
A) Stockage de GNL ENTRÉE/SORTIE	
1. Facteur de surface du réservoir	Fattore di superficie dei serbatoi
2. Facteur de pression du réservoir	Fattore di pressione dei serbatoi
3. LME Ni 9%	London Metal Exchange Nickel 9%
4. Facteur de structure réservoir/ coque	Struttura dei serbatoi/cisterne
5. B.O.P. (pompes, conduites, compteurs, ...)	Tubature, pompe, valvole e attrezzature di storage
A) Coût de construction du stockage de GNL	Costi per la costruzione del sistema di storage del GNL (3+4+5)
B) Invoi du GNL pour le soutage	
1. Distance de stockage de l'usine	Distanza dell'infrastruttura di deposito di GNL alla nave/camion da rifornire
2. Pipelines et systèmes	Tubature e attrezzature per il bunkering
3. B.O.P.	Tubature, pompe, valvole e attrezzature per il trasferimento
B) Coût d'envoi de GNL pour le soutage	Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL (2+3)
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL	
1. Sol	Costi del terreno
2. Gestionnaire de projet & Ingénieur	Costi di progetto
3. Coût du système sol et start-up	Costi di start up
4. Assurance	Costi assicurativi
5. Divers et possibles	Costi vari
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL	Costi generali di infrastruttura del GNL (1+2+3+4+5)
CAPEX TOTAL POUR LE SOUTAGE GNL	Costi totali per il servizio di bunkering (a+b+c)
Camions et semi-remorques	costi dei mezzi per l'approvvigionamento del GNL
D) Chaîne logistique	Costi della supply chain del GNL
CAPEX Compl. bunker et bûche à chaîne.	Costo totale del servizio di bunkering incl. Approvvigionamento (a+b+c+d)

Fonte: ns. elaborazione su dati Assocostieri Servizi srl /UNIGE-CIELI

In relazione alla classificazione dei costi OPEX delle diverse soluzioni di bunkering di GNL analizzate, si sono individuate due macrocategorie di costo principali, ovvero:

- ✓ **Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL** (Stockage et envoi de gnl).
- ✓ **Costi operativi della supply chain del GNL** (Tot. OPEX chaîne logistique).

La prima macrocategoria di costi OPEX comprende il costo di funzionamento dell'impianto di bunkering GNL e include le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Costo del lavoro** (Manager/captain, Assistant, shift work/crew); costo del personale impiegato nell'infrastruttura di bunkering di GNL.
- ✓ **Costi di manutenzione e di servizi tecnici** (Maintenance et services techniques); costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti all'infrastruttura di bunkering GNL.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



- ✓ **Costi per l'energia e altre utenze** (Énergie et utilisateurs); costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc⁷) di gas consumato dall'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi** (Frais généraux et assurances); costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Queste voci di costo dipendono principalmente dalla tipologia di impianto e dalla dimensione.

La seconda macrocategoria di costi OPEX, ovvero “costi operativi della supply chain del GNL” include invece le spese relative all'approvvigionamento del GNL verso l'impianto di bunkering GNL, ed è suddivisa nelle seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Costo del lavoro** (Directeur/Capitaine, Assist.Manager/Officier, Pilotes/équipage); costo del personale impiegato per il funzionamento dei mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi di manutenzione e di servizi tecnici** (Maintenance et services techniques); costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi per l'energia e altre utenze** (Énergie et utilisateurs); costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi** (Frais généraux et assurances); costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Nella Tabella 2 è riportato il prospetto delle voci di costo di cui agli OPEX relative alle varie soluzioni, i cui risultati verranno riportati e discussi nei prossimi paragrafi.

⁷ Lo standard metro cubo rappresenta l'unità di misura del gas in condizioni standard di temperatura e di pressione.



Tabella 2: Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

OPEX		
A) STOCKAGE ET ENVOI DE GNL		
1. Directeur/Capitaine		
2. Assist.Manager/Officier		
3. Travail posté/équipage		
4. Travail diurne		
5. Coût total du travail	Costo del personale (1+2+3+4+5)	
6. Maintenance et services techniques	Costi di manutenzione e di servizi tecnici	
7. Énergie et utilisateurs	Costi per l'energia e altre utenze	
8. Frais généraux et assurances	Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	
Stockage OPEX total et envoi	Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL (5+6+7+8)	
B) CHAÎNE LOGISTIQUE		
1. Directeur/Capitaine		
2. Assist.Manager/Officier		
3. Pilotes/équipage		
4. Frais total du travail	Costo del personale (1+2+3+4+5)	
5. Maintenance et services techniques	Costi di manutenzione e di servizi tecnici	
6. Énergies et utilisateurs	Costi per l'energia e altre utenze	
7. Frais généraux et assurances	Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	
Tot. OPEX chaîne logistique	Costi operativi della supply chain del GNL (4+5+6+7)	
OPEX Compl. Bunker et journal de la chaîne	Costi operativi totali (a+b)	

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

4. Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL

Al fine di effettuare una prima valutazione di natura economico-finanziaria in relazione alle diverse opzioni tecnologiche per il bunkering e lo storage di GNL in base alle specifiche ipotesi progettuali teoriche di riferimento il gruppo di lavoro di ESA ha in primis avviato l'attività di analisi delle diverse soluzioni di bunkering e storage di GNL in ambito marittimo. Lo scopo di questo tipo di valutazione preliminare è quella di mettere a disposizione dei principali stakeholder del progetto una serie di dati e informazioni di costo e di natura finanziaria che consentano di avere un set minimo di informazioni e di parametri di riferimenti in merito al range medio degli investimenti e dei costi operativi richiesti dalle diverse tipologie di soluzioni in esame, secondo quella che potremmo definire come logica dei "costi standard". Ovviamente risulta impossibile, a questo livello di analisi fornire valutazioni economico-finanziarie corrette e puntuali che richiedono la disponibilità dei dati di dettaglio relativi alle singole proposte progettuali reali e che devono per forza di cose considerare la singola realtà localizzativa in ambito marittimo-portuale.

Da questa prima analisi sono state evidenziate, come riportato in Figura 1, le principali componenti economico-finanziarie riconducibili alle diverse soluzioni di bunkering di GNL in ambito marittimo, ovvero:

1. **TTS, Opzione Truck to Ship:** per cui il bunkering del GNL viene eseguito trasferendo il GNL direttamente da un camionciere-cisterna (o contenitore ISO), temporaneamente parcheggiato accanto alle banchine nel serbatoio della nave GNL.

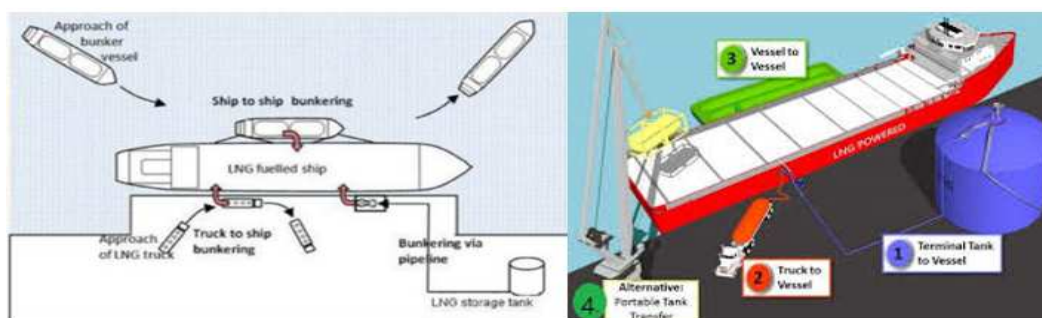
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



2. **PTS, Opzione Port/Pipeline to Ship:** per cui il bunkering GNL viene eseguito trasferendo attraverso una condotta il GNL immagazzinato direttamente dal deposito costiero, installato in modo permanente nel porto, nel serbatoio della nave a GNL.
3. **STS, Opzione Ship to Ship:** per cui il bunkering del GNL viene eseguito facendo fluire il GNL da una nave bunker GNL (bettolina/chiatta/ponton), attraccata al terminal e collegata ai depositi costieri o, in alternativa, in alto mare; verso la nave che richiede il rifornimento del GNL.

Figura 1: Potenziali configurazioni di bunkering di GNL



Fonte: DNV, “LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures” (2015).

Nelle analisi e nelle valutazioni condotte nel presente report con riferimento alle soluzioni TTS, PTS e STS il gruppo di lavoro considerato 5 opzioni praticabili rispetto a ciascuna modalità di bunkering in linea con l’approccio definito dal CF di progetto unitamente al consulente esterno Assocostieri Servizi Srl. In particolare, la Tabella 3 per ciascuna soluzione tecnologica indica le diverse opzioni di investimento valutate.

Tabella 3: Soluzioni tecnologiche di bunkering GNL analizzate

LNG BUNKERING MODE	T-T-S	P-T-S	S-T-S
OPZIONI SELEZIONATE PER OGNI MODALITÀ DI BUNKERING	ISO-CONTAINER SU GOMMA	SMALL BULLET CYLINDERS	NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE
	BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB	MID- SIZE BULLET CYLINDERS	CHIATTE BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE
	ISO-CONTAINER SU SKID	LONG-BULLET CYLINDERS	MV BUNKER SMALL SIZE
	CISTERNA SU SKID	SECONDARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER MID SIZE
	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK	PRIMARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER LARGESIZE

Fonte: Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Questa scelta è stata presa dal gruppo di lavoro in funzione del fatto che i metodi per effettuare le operations di bunkering di GNL in ambito marittimo portuale variano da sistemi più semplici (si consideri in tal senso il caso della nave rifornita direttamente da bettoline o contenitori ISO posizionati accanto alla banchina o in una piccola chiatta / pontoon di solito adatti a trasferire piccole quantità di GNL), a sistemi più complessi e costosi che sono in grado di rifornire le grandi navi in tempi relativamente rapidi durante la sosta limitata nel porto.

Nella Tabella 4, sono riportate le principali caratteristiche tecnico/operative delle modalità di bunkering di seguito analizzate al fine di meglio comprendere le differenze tra i vari impianti, sia da un punto di vista tecnico

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



sia dal punto di vista delle implicazioni economico-finanziarie che le diverse caratteristiche tecniche degli impianti comportano.

Tabella 4: Specifiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

Capacité de stockage nette	Capacità di stoccaggio	m³
Capacité de traitement du GNL	Capacità d'invio oraria	m³/h
Capacité d' "Envoi"	Capacità totale annua dell'impianto	m³/a
Surface de sol minimale requise	Superficie di sicurezza minima	m ²
Quantité de GNL par ravitaillement	Quantità di GNL per rifornimento	m ²
Nbre de fournitures/semaine	Numero di rifornimenti alla settimana	Nr.
Personnel bunkering facility	Personale bunker facility	Total
Directeur /Capitaine	Direttore/Capitano	n
Assist.Manager/Officier	Ufficiali e Assistenti	n
Chaîne logistique GNL	Catena d'approvvigionamento	m³/a
Distance de la borne d'alimentation	Distanza dal terminale di approvvigionamento	Km
Dstance parcourue par an	Distanza percorsa all'anno	Km/anno
Camions/bateaux nécessaires	Numero di camion/truck/navi per servizio	Nr.
Personnel- Chaîne logistique	Personale catena d'approvvigionamento	Total
Directeur/Capitaine	Direttore/Capitano	n
Assist.Manager/Officier	Ufficiali e Assistenti	n
Pilotes/équipage	Piloti/Crew	n

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Di particolare interesse in relazione alle caratteristiche tecniche/operative degli impianti in oggetto risultano essere le diverse specifiche delle infrastrutture, quali l' utilizzo di terreno, l' utilizzo di sistemi di invio/ricezione bunkering più o meno lunghi e performanti (m³/h), le caratteristiche tecniche delle catene di approvvigionamento, le diverse capacità di stoccaggio, trasferimento e produzione annue che i diversi impianti presentano e che rendono più o meno conveniente le diverse soluzioni in base al contesto di business in cui sono inserite.

Infatti, a titolo esemplificativo, la soluzione STS con navi di piccola taglia è adatta a rifornire navi quali le navi di servizio nei porti o i piccoli traghetti che possono sostare in porto un periodo prolungato mentre, le soluzioni PTS si adattano a rifornire navi di dimensione molto maggiore, quali ad esempio le navi metaniere di grossa taglia che necessitano di un servizio di rifornimento sostanzioso e rapido.

I principali dati tecnici/operativi delle diverse infrastrutture di bunkering GNL riportati in Tabella 4 verranno meglio evidenziati e discussi nei prossimi paragrafi, comportando queste notevoli implicazioni da un punto di vista economico finanziario.

a) STS (ship to ship)

La configurazione di bunkeraggio di tipo Ship To Ship prevede che una nave (c.d. bunkerina/bettolina o SSLNG ship) o una chiatta rifornitrice dotata di specifici serbatoi per il trasporto di GNL⁸, proceda a caricare

⁸ Normalmente la capacità di chiatte rifornitrici e quindi dei relativi serbatoi è compresa tra i 1.000 e i 20.000 m³.



il GNL direttamente sulla nave da rifornire. In questo modo è possibile garantire non solo il rifornimento di navi impossibilitate ad approdare in certi porti dotati di deposito in loco (ad esempio poiché tali depositi presentano caratteristiche remote in ragione dell'assenza di specifiche strutture per il bunkeraggio di GNL), ma anche l'attività di bunkering presso un deposito costiero oppure un terminale destinato alla consegna di GNL alla nave da rifornire.

La configurazione tecnologica di tipo Ship To Ship deriva dall'esigenza di rispondere a richieste di trasferimento di volumi significativi di GNL (anche fino a 30.000 m³), in ragione di molteplici elementi e variabili tra i quali spicca la capacità di stoccaggio dei serbatoi delle bunkerine/bettoline/chiatte rifornitrici. Quest'ultima risulta notevolmente superiore rispetto a quella dei serbatoi di cui sono dotati mediamente i camion e le autobotti impiegate nella configurazione di tipo Truck To Ship (DNV, 2014).

Questa configurazione di bunkering consente un'elevata velocità di trasferimento del GNL tra i due natanti, fino ad arrivare a 1.800 m³/h. Da ciò deriva il vantaggio economico e gestionale della configurazione di tipo STS soprattutto in caso di rifornimento di navi che operano su distanze brevi e che necessitano quindi di minimizzare i tempi di permanenza presso le infrastrutture portuali in relazione alle attività di rifornimento, di carico/scarico delle merci, dei passeggeri, ecc.

Prima del trasferimento del GNL verso la nave da rifornire secondo la modalità di bunkering di tipo STS, l'attività di rifornimento della bunkerina/bettolina (o SSLNG ship) o della chiatta rifornitrice avviene normalmente presso un terminal o un impianto per lo stoccaggio di GNL all'interno del porto oppure in prossimità dello stesso, in ragione del fatto che tale unità può, dal punto di vista operativo, spostarsi senza significative complicazioni. Da ciò deriva l'ulteriore vantaggio riconducibile alla configurazione STS, ossia la possibilità di concretizzare le operazioni di bunkeraggio senza impiegare ed occupare di aree e spazi portuali.

Oltre ai succitati vantaggi, la configurazione Ship To Ship presenta alcune criticità, tra le quali spicca la necessità di ingenti investimenti iniziali relativi alla necessità di navi o chiatte da rifornimento per eseguire le attività di bunkering. Oltre ai costi di acquisizione delle suddette unità, che mediamente si aggirano intorno a 2 milioni di euro per le chiatte più piccole (1.000-3.000 m³ di capacità serbatoi), fino a 80 milioni di euro per le micro-metaniere più grandi (15.000-30.000 m³ di capacità serbatoi), risultano elevati anche i costi operativi che originano dalla logistica di approvvigionamento e dalla gestione tecnica dell'asset (si pensi in tal senso al personale altamente specializzato). I costi operativi in oggetto tendono ovviamente anche incrementare quando la nave da rifornire non si trova in prossimità del terminale portuale o dell'impianto di stoccaggio di GNL presso cui la "bunkerina" si rifornisce.

Facendo riferimento al report di Assocostieri Servizi Srl, le cinque soluzioni di bunkering GNL su nave bunker analizzate da un punto di vista economico come esempi di sistemi STS sono:

1. Navi bunker GNL molto piccole (150-300 m³)
2. Chiatte bunker di piccole dimensioni (1.000-3.000 m³)
3. MV bunker GNL small size (1.000-5.000 m³)
4. MV bunker GNL medium size (6.000-10.000 m³)
5. MV bunker GNL large size (15.000-30.000 m³)

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Al fine di validare i dati empirici raccolti nel progetto e fornire indicazioni di sintesi in merito ai profili economico-finanziari caratterizzanti le diverse opzioni esaminate nell'ambito del progetto (documenti UNIGE-CIELI/Assocostieri Servizi Srl, OTC e UNIPI), si è reso necessario individuare dapprima le specifiche tecniche e operative di ciascuna delle suddette opzioni di investimento, considerando primariamente i driver che impattano sui profili economici e finanziari dell'investimento. Le variabili tecnico/operative con un riflesso sugli indicatori economici delle tecnologie STS analizzate, quali ad esempio il costo operativo e di capitale per singola unità di gas prodotto all'anno dall'impianto o per singola unità di gas in stock, sono:

- ✓ Capacità media serbatoio (m³)
- ✓ Capacità d'invio (m³/h)
- ✓ Capacità massima annua (m³) la quale dipende dal numero di rifornimenti settimanali che a loro volta dipendono da:
 - Distanza tra il punto HUB di approvvigionamento e la nave da bunkerare (km)
 - Velocità della nave (knots)
 - Ore di navigazione e ore in porto

Nella Tabella 5 sono riportati i valori di tali variabili per ogni soluzione di bunkering STS presa in esame.

Tabella 5: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Capacità media serbatoio (m ³)	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Capacità d'invio (m ³ /h)	150	600	600	900	1.800
Velocità (knts)	12,5	7	13	13	16
Distanza Hub Approvvigionamento e nave da bunkerare (km)	50	250	500	500	500
Ore navigazione e in porto (carico/scarico/inattivo/operazioni portuali)	13	56	84	84	96
Operazioni di bunkeraggio alla settimana	14	7	2	2	2
Capacità MAX annua (m ³)	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Le opzioni di bunkering STS considerate nel progetto TDI RETE-GNL, pertanto, includono un range di soluzioni tecniche molto ampio che va da impianti navali di piccola capacità (200 m³ di serbatoio e 146.000 m³ di capacità produttiva annua), a soluzioni tecnologiche ad alta capacità (30.000 m³ di serbatoio e 3 milioni di capacità produttiva annua).

La capacità annua degli impianti è il prodotto tra la capacità media dei serbatoi dell'impianto e la frequenza annuale di rifornimento dei serbatoi (frequenza settimanale di rifornimento per 52 settimane). La frequenza settimanale di bunkeraggio di tali tecnologie è compresa tra le 2 e 14 operazioni di rifornimenti, riprendendo

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



le seguenti ipotesi per le 5 opzioni di investimento monitorate nel progetto in relazione alla tecnologia di bunkering di tipo STS:

- ✓ La nave bunker GNL molto piccola (200m³ di GNL) esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) al giorno, 14 alla settimana, se la distanza tra il terminal e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni viaggio a/r richiede 2x2h (a 12,5 knots), 2x1,5h per le operazioni di caricazione/discarica (a 150m³/h), 4x1h per le operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 2h di inattività residue.
- ✓ La chiatta bunker di piccola dimensione (1.500 m³) di GNL esegue un'operazione di bunkeraggio (un viaggio di andata e ritorno) al giorno, 7 alla settimana, se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni andata e ritorno che richiede tempi di navigazione di 2x4 h (a 7 nodi), 2x3h per le operazioni di caricazione/discarica (a 600 m³/h), 4x1h ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con tempi di inattività di 6 ore.
- ✓ La nave MV bunker small size da 5.000 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (13 nodi), 2x10h per operazioni di carico/ scarico (600 m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con 12h di inattività.
- ✓ La nave MV bunker di media dimensione GNL 7.500 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di a/r) a settimana se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (a 13 nodi), 2x10h per operazioni di caricazione/discarica (900 m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 12h residue di inattività.
- ✓ La nave MV bunker di grossa dimensione GNL da 30.000 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana, se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento del GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (con ogni viaggio a/r che richiede 2x18h di navigazione (a 16 nodi), 2x16h per le operazioni di carico / scarico (a 600 m³/h), 4x2h per ormeggio / collegamento e scollegamento / partenza con 8h residue di inattività.

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering STS analizzate, si è proceduto all'analisi dei profili economici relative alle medesime, ponendo particolare enfasi sul dettaglio CAPEX e degli OPEX⁹, sempre in linea con le ipotesi e le categorie di costo impiegati dagli altri partner di progetto.

Nella Tabella 6 sono riportati i dati di CAPEX complessivi per ogni opzione di investimento afferente alla categoria STS mentre, in Tabella 7, sono indicati i CAPEX annui per unità di capacità annua, considerando una vita economica utile dell'impianto-nave di circa 25 anni (fonte: Allied shipping research).

⁹ Nel presente report, quando si indicano i costi CAPEX e OPEX si include sempre anche il costo della logistica di approvvigionamento



Tabella 6: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	1.228.000	8.775.000	14.591.000	25.456.000	73.646.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	155.000	436.000	436.000	623.000	1.186.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	719.000	3.039.000	6.161.000	9.258.000	11.224.000
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX totale	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 7: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,34	1,50	1,12	1,31	0,94
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,04	0,07	0,03	0,03	0,02
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,20	0,52	0,47	0,47	0,14
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX totale annuo per m³	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

L'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'asset navale in modo meno che proporzionale rispetto alla tendenza della capacità di rifornimento della nave stessa. Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per una nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio) siano pari a 2,1 milioni di euro mentre l'investimento per una nave MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio) sia pari a 86 Milioni di euro; a fronte di un incremento dei



CAPEX di 42x si registra però un aumento nell'ordine di 140x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL dell'asset nave.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto nave (Tabella 7) Infatti, considerando una vita utile degli impianti STS di 25 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,58 euro per m³ della soluzione "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" a 1,1 euro per m³ della soluzione "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio)", con un aumento di 1x del costo annuo di capitale per m³ di capacità produttiva annua rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre 20x.

In relazione all'analisi dei costi OPEX delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS, in Tabella 8 sono riportati i dati relativi agli OPEX annui espressi in euro (valore assoluto) mentre, nella Tabella 9, si riportano i dati di costo OPEX annui per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 8: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	530.000	950.000	1.790.000	1.790.000	1.790.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	42.000	246.000	424.000	706.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	465.750	746.500	1.659.000	2.488.750	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	307.000	721.000	1.319.000	1.601.000	2.617.000
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 9: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costo del lavoro	3,63	4,06	3,44	2,29	0,57
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,29	1,05	0,82	0,91	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,10	3,08	2,54	2,05	0,84
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale annuo per m³	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, sono evidenti i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-nave. I dati riportati nella Tabella 9, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL aumentino in valore assoluto i costi dell'energia e delle altre utenze, anche se meno che proporzionalmente rispetto alle dimensioni dell'impianto nave, mentre i costi del lavoro, passando dall'impianto "small size MV" a quello "large" rimangono costanti causa la maggiore automazione dell'impianto. Infatti, il maggior livello di automazione della tecnologia spiega anche i maggiori costi CAPEX di "storage in/out" della soluzione "MV bunker GNL di grosse dimensioni" (Tabella 7), soluzione altamente tecnologica e automatizzata, per cui il capitale sostituisce la forza lavoro.

Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano invece decrescere di quasi il 100% passando dalla tecnologia "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" alla tecnologia "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³)", riducendosi da 9,21 a 5,16 euro per unità di gas prodotta dall'impianto nave all'anno.

Infine, la Tabella 10 sintetizza i valori di costo totale in termini assoluti delle medesime soluzioni tecnologiche, considerando il primo anno di attività (totale CAPEX + OPEX annuo), mentre, la Tabella 11, sintetizza i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua dell'impianto, prendendo come riferimento una vita utile delle tecnologie STS di 25 anni.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 10: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000
OPEX ANNUO	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
COSTO TOTALE I ANNO	3.446.750	14.913.500	26.380.000	41.922.750	102.139.750

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 11: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10
OPEX ANNUO/Capacità impianto	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	9,79	13,48	11,61	10,26	6,26

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, la variazione del costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) risulta essere nell’ordine delle 28x (39x costi CAPEX e 11x costi OPEX), a fronte di un aumento della capacità di stoccaggio nell’ordine di 140x e della capacità produttiva annua di 20x.

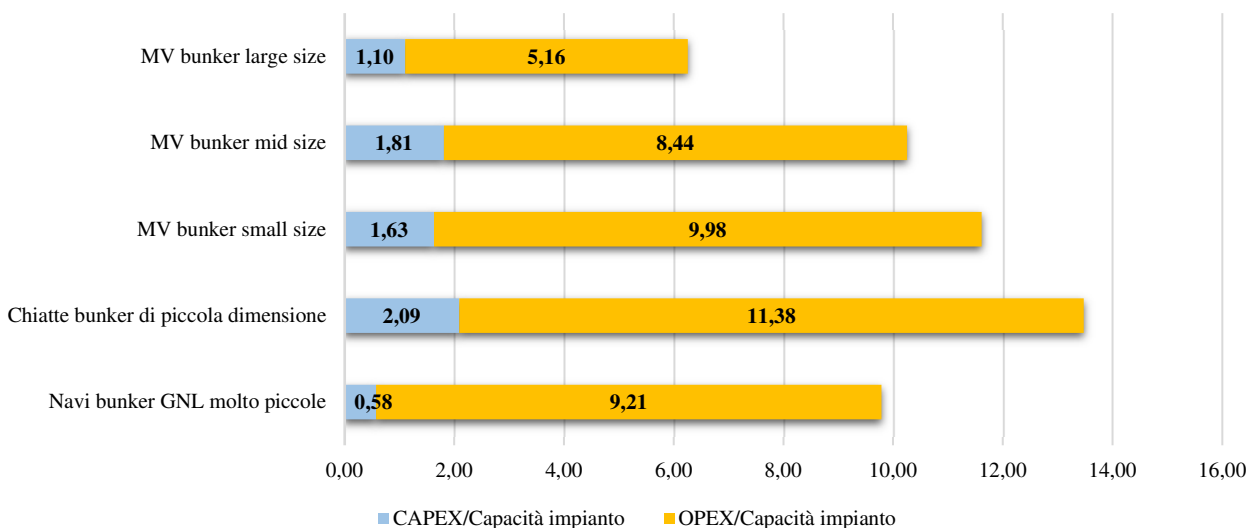
Prendendo invece in riferimento il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderato per la capacità annua dell’impianto Grafico 1, la variazione percentuale del costo annuo per m³ di capacità produttiva annua risulta, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, risulta essere del -36%, da 9,79 a 6,26 euro per m³.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



Grafico 1: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie STS



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

b) TTS (truck to ship)

La soluzione TTS (truck to ship) è la soluzione tecnologica a implementazione più semplice, economica, flessibile e veloce per il bunkeraggio del GNL delle unità navali di piccola dimensione, in particolare durante la fase iniziale di switch della tecnologia di bunkering da bunker tradizionale a GNL che inizialmente richiede soluzioni temporanee negli impianti portuali esistenti e il refitting di sistemi di propulsione navale già esistenti.

La configurazione tecnologica Truck To Ship (TTS), prevede il bunkeraggio di navi LNG-propelled a partire da un'autobotte o da un camion cisterna. Con riferimento alle principali operations espletate, questa soluzione richiede che la nave da rifornire sia ormeggiata al molo/pontile e che il camion cisterna o l'autobotte raggiunga, (dopo essere stato rifornito presso grandi terminal per lo stoccaggio di GNL oppure presso terminali intermedi lungo la filiera, o ancora in prossimità di impianti di liquefazione), la banchina al fine di essere posizionato in prossimità della nave da rifornire.

L'assenza di ingenti investimenti idiosincratici e la flessibilità operativa che la caratterizza sono le principali motivazioni per cui solitamente il bunkering di GNL è stato inizialmente introdotto in ambito portuale mediante soluzioni tecnologiche di questo tipo.

Sotto il profilo squisitamente economico-finanziario, il vantaggio di questa soluzione va ricondotto primariamente alle minime attrezzature necessarie per il corretto funzionamento della tecnologia. Il sistema di bunkering TTS, infatti, richiede solamente i seguenti elementi:

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



1. Una piccola estensione del terreno è necessaria accanto alla banchina di bunkeraggio, che dovrebbe essere recintata per prevenire le intrusioni e soddisfare le distanze minime di sicurezza.
2. Tubi flessibili e bracci di carico manuali/semiautomatici per il collegamento alla nave¹⁰
3. Utilizzo di attrezzature di sicurezza, tra cui: Emergency Release Systems (ERS¹¹) (EN ISO 20519, Sezione 4.3), Emergency Release Coupling (ERC¹²) e Emergency Shut Down (ESD¹³), rilevatori di fuoriuscite di gas e sistemi di allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.

A fronte dei ridotti investimenti infrastrutturali che caratterizzano tale configurazione, la soluzione di tipo TTS viene considerata come un'opzione di bunkering "di prova", nel senso che può essere implementata allo scopo di verificare l'eventuale convenienza economica da parte del terminal (o di altri soggetti economici volenterosi a sviluppare l'attività di rifornimento di GNL in porto), prima di procedere con investimenti infrastrutturali più consistenti e meno reversibili.

Tuttavia, a causa della ridotta capacità dei serbatoi dei camion/ autobotti (40-80 m³), questa soluzione è operativamente impiegabile solo in relazione al bunkering di navi LNG-propelled che richiedono volumi fino a 200-400 m³ di GNL. Oltre alla ridotta capacità dei serbatoi dei camion cisterne, un'ulteriore criticità della presente configurazione tecnologica consiste nella limitata velocità di trasferimento del GNL, che si aggira intorno ai 40-60 m³/h.

Un ulteriore punto di debolezza relativo alle soluzioni tecnologiche di tipo TTS è rappresentato dal costo variabile unitario per m³ di GNL trasferito, poiché su di esso incide in modo significativo il costo del trasporto (che ovviamente include anche eventuali pedaggi) che può superare nel medi-lungo termine e in relazione a elevati volumi movimentati i benefici connessi ai ridotti investimenti iniziali richiesti da questo tipo di configurazione tecnologica di *bunkering*. Per compensare o addirittura risolvere tale criticità, spesso viene incrementata la capacità di carico dei singoli camion/autobotti per mezzo dell'aggiunta di rimorchi (impiegando soluzioni analoghe ai multi-trailer). Questo non comporta problemi in termini di ulteriore equipment necessario alle operazioni di rifornimento della nave LNG-propelled poiché tali camion/autobotti

¹⁰ il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2.

Per una portata di 50 m³/h che consentirebbe di svuotare un ISO-container in meno di un'ora, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile.

Le soluzioni Truck-to-Ship spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas. In questo caso la nave da bunkerare gestisce le sue evaporazioni.

La norma ISO 20519 richiede che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS).

¹¹ Il sistema di disconnessione di emergenza è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti.

In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas.

¹² L' emergency Release Coupling (ERC) è il punto di interruzione all'interno di un sistema di trasferimento ed è progettato per ridurre al minimo i rischi per le risorse, il personale, e l'ambiente.

Tale sistema arresta il flusso di trasferimento in caso di emergenza, le valvole si chiudono e l'ERC si separa. Ciò interrompe i flussi a valle e a monte all'interno del sistema di trasferimento.

¹³ Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza. Può essere attivato manualmente o automaticamente, ad esempio a seguito del rilevamento di gas da parte di un sensore. Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza. Se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza e controllati i sistemi di sicurezza.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



sono spesso dotati di tutta l'attrezzatura necessaria al carico e allo scarico del GNL, inclusi i tubi e la pompa fondamentali per il bunkeraggio.

Sempre in linea con la documentazione del progetto TDI RETE- GNL, in questo documento si è proceduto a considerare e valutare cinque opzioni di bunkering riconducibili alla tecnologia TTS coerenti con i principali impieghi empiricamente riscontrabili in ambito marittimo portuale:

1. Iso-container su gomma
2. Bunkeraggio mediante atb
3. Iso-container su skid
4. Cisterna su skid
5. Iso container/cisterna su multi-track

Come per il caso precedentemente analizzato, anche in relazione alle soluzioni TTS, per fornire una prima valutazione in merito ai profili economico-finanziari connessi a queste soluzioni di bunkering di GNL è stato necessario soffermarsi su tutti i driver (caratteristiche tecniche e operative) atti a influenzare maggiormente le performance economico-finanziarie delle attività di bunkering in oggetto (Tabella 12). In particolare, le variabili tecnico/operative considerate a tal fine riguardano essenzialmente:

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di rifornimenti al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

In relazione a quest' ultima variabile, bisogna tenere conto che per effettuare un viaggio di andata e ritorno al giorno, le singole unità di deposito delle soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS analizzate (container/cisterna/truck) hanno bisogno di:

- ✓ un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
- ✓ riempimento dell'ISO-container/truck presso il terminal di approvvigionamento principale (circa 1 ora necessaria oltre tempi di inattività)
- ✓ secondo conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).

Inoltre, per ogni soluzione TTS analizzata, al fine di stimare il numero di rifornimenti al giorno, si è ipotizzato che:

- ✓ Per la soluzione ISO container su gomma ogni giorno possano effettuare il bunkeraggio in porto circa sei ISO container da 40' di GNL (movimentando l'attrezzatura di bunkeraggio su skid e ruote in altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e disormeggiando sei navi nella medesima ubicazione).
- ✓ Per la soluzione ATB si possano utilizzare, per il bunkeraggio in porto, un massimo di sei ATB di GNL al giorno (movimentando l'impianto di bunkeraggio su skid e ruote su altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e distaccando sei navi nella medesima postazione).

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



- ✓ Per la soluzione ISO container su SKID che l'impianto di stoccaggio GNL possa essere rifornito da un massimo di sette ISO-container di GNL da 40' fornendo giornalmente bunker a diverse navi ormeggiate nella stessa posizione.
- ✓ Per la soluzione cisterna su SKID un massimo di otto ISO-container da 40' sia in grado di riempire l'unità di stoccaggio GNL fornendo bunker ogni giorno nel porto a diverse navi ormeggiate nella stessa ubicazione.
- ✓ Per la soluzione ISO container/cisterna su multi track che circa sei ISO-container da 40' si connettano simultaneamente al blocco multi-rack, di cui cinque forniscono il bunker di GNL e uno viene disconnesso e sostituito ogni 90 minuti da un ISO container pieno di GNL.

Come si evince dalla Tabella 12, le soluzioni di bunkering TTS sono soluzioni ad altissima flessibilità operativa ma a ridotta capacità, passando infatti da sistemi con capacità di serbatoio da 240 m³ (sistema a 6 ISO container su ruote) e 87.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 640 m³ (sistema multi track da 16 ISO container) di serbatoio e 233.000 m³ di capacità produttiva annua.

La capacità annua degli impianti è calcolata come prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti e la frequenza annuale di rifornimento di questi (numero di rifornimenti al giorno per 7 giorni per 52 settimane).

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering TTS analizzate, come nel caso precedente delle soluzioni di tipo STS, si è proceduto all'analisi dei profili economici di queste, con un particolare focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal partner di progetto Assocostieri Servizi srl.

Tabella 12: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Capacità media serbatoio (m ³)	40	50	40	40	40
Numero di rifornimenti al giorno	6	6	7	8	16
Tempo rifornimento un serbatoio (ore)	4	4	3	3	1,5
Capacità MAX annua (m³)	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000
Motrici	6	6	8	9	16
Rimorchi	6		8	9	16
Semi Rimorchi		6			
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	12	12	16	18	32

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Nella Tabella 13 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivi in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo TTS mentre, in Tabella 14, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dell'impianto di 20 anni.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 13: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	100.000	179.000	100.000	145.000	601.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	92.000	63.000	92.000	92.000	206.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	28.800	30.800	103.800	110.550	121.050
Costi della supply chain del GNL	1.500.000	1.884.000	2.000.000	2.250.000	4.000.000
Costo CAPEX totale	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 14: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,057	0,082	0,049	0,063	0,129
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,053	0,029	0,045	0,040	0,044
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,017	0,014	0,051	0,048	0,026
Costi della supply chain del GNL	0,862	0,864	0,980	0,970	0,858
Costo CAPEX totale annuo per m³	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Come per il caso delle tecnologie STS, l'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità annua di rifornimento dell'impianto TTS.

Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per un sistema da 6 ISO container da 40 (240 m³ di serbatoio) siano pari a 1,7 Milioni di euro mentre l'investimento per un impianto ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio) sia pari a 4,9 Milioni di euro; a fronte di un



incremento dei CAPEX di quasi 1,8x si registra però un aumento nell'ordine di 2x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto (Tabella 14). Infatti, considerando una vita utile degli impianti TTS di 20 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,98 euro per m³ della soluzione "ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità)" a 1,05 euro per m³ della soluzione "ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (40 m³ di serbatoio per 16 unità)", con un aumento del 7% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 160%.

Proseguendo nell'analisi, in relazione ai costi operativi, in Tabella 15, sono riportati i dati di costo degli OPEX annui in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo TTS analizzata mentre, in Tabella 16, è riportato il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 15: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	650.000	650.000	650.000	650.000	740.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	4.400	5.400	6.000	7.000	18.600
Costi per l'energia e altre utenze	317.500	372.500	380.000	390.000	732.500
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	329.400	330.400	331.000	332.000	388.600
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.301.300	1.358.300	1.367.000	1.379.000	1.879.700
Costo del lavoro	1.100.000	1.100.000	1.235.000	1.370.000	2.855.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	30.000	37.680	40.000	45.000	80.000
Costi per l'energia e altre utenze	136.500	136.500	159.250	182.000	364.000
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	580.000	587.680	657.500	730.000	1.507.500
Costi della supply chain del GNL	1.846.500	1.861.860	2.091.750	2.327.000	4.806.500
Costo operativo totale	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, si evidenziano chiaramente i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-di tipo TTS.

I dati riportati nella Tabella 16, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento rimangono alquanto stabili eccetto che per la soluzione ISO container/cisterna su multi track per cui si ha un aumento considerevole dei costi delle utenze, generali e di lavoro, ben compensati però dall'aumento della capacità produttiva annua dell'impianto.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi il 10% passando dalla tecnologia ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità) alla tecnologia "ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio), passando da 36,18 a 28,7 euro per unità di gas prodotta dall'impianto TTS.

Successivamente all'analisi dei costi CAPEX e OPEX, considerando i costi totali delle tecnologie TTS, sia in termini assoluti che ponderati per la capacità annua dei sistemi di bunkering di tipo TTS, come riportato nella Tabella 17, Tabella 18 e nel Grafico 2, è ancor più chiaro l'effetto economico dell'incremento dimensionale delle tecnologie.

Tabella 16: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costo del lavoro	7,47	5,96	6,37	5,60	3,18
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08
Costi per l'energia e altre utenze	3,65	3,42	3,73	3,36	3,14
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	3,79	3,03	3,25	2,86	1,67
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	14,96	12,46	13,40	11,89	8,07
Costo del lavoro	12,64	10,09	12,11	11,81	12,25
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,34	0,35	0,39	0,39	0,34
Costi per l'energia e altre utenze	1,57	1,25	1,56	1,57	1,56
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,67	5,39	6,45	6,29	6,47
Costi della supply chain del GNL	21,22	17,08	20,51	20,06	20,63
Costo operativo totale annuo per m³	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, l'incremento percentuale del costo totale complessivo del primo anno di attività dell'infrastruttura (CAPEX totale + OPEX annuo), passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), risulta essere pari al 138% a fronte di un incremento della capacità produttiva annua del 168% e di una capacità di stoccaggio del 167%.

Considerando il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) delle tecnologie STS ponderato per le capacità annua degli impianti, passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), a fronte dell'aumento della capacità produttiva annua dell'impianto del 168% e della capacità di stoccaggio del 167%, il valore del costo totale annuo ponderato per

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



la capacità produttiva diminuisce del 10%, passando da 37,17 a 29,75 euro anno per m³ di capacità produttiva annua dell'impianto.

Tabella 17: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050
OPEX ANNUO	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200
COSTO TOTALE I ANNO	4.868.600	5.376.960	5.754.550	6.303.550	11.614.250

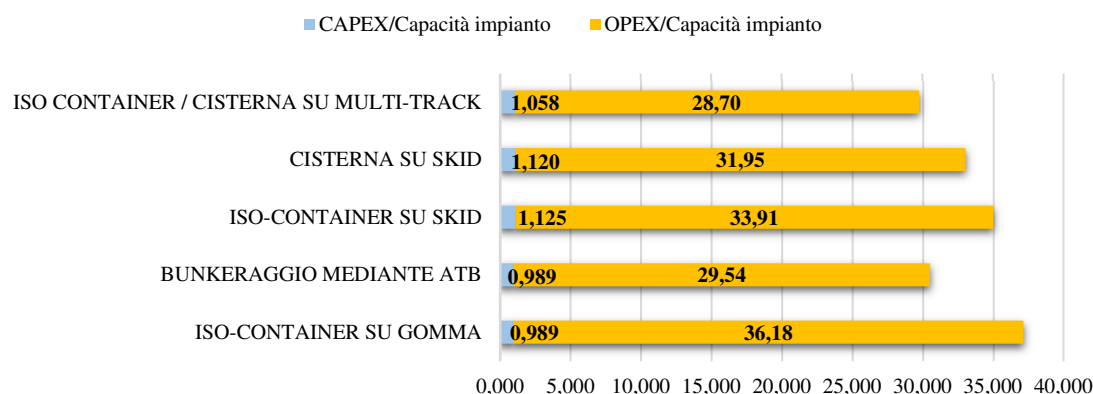
Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Tabella 18: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058
OPEX ANNUO/Capacità impianto	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	37,171	30,532	35,035	33,068	29,754

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Grafico 2: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie TTS



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



c) PTS (pipe to ship)

La soluzione Pipe to ship (PTS) è la soluzione più adatta per bunkerare il GNL ad alte velocità di flusso in navi oceaniche che richiedono grandi capacità di volume di serbatoio GNL o anche per il caricamento di GNL nelle chiatte e nelle navi di bunkeraggio GNL.

Questa infrastruttura terminale costiera GNL consiste in:

- ✓ Le infrastrutture ricettive e di storage del GNL dove il GNL può arrivare da terra tramite strade o su rotaie con autocarri GNL o container ISO nei terminal più piccoli o tramite gasdotti (mediante impianto di liquefazione) o dalle acque tramite chiatte/navi GNL, nei terminal più grandi, e dove il GNL viene stoccato in serbatoi di stoccaggio che possono essere sia costituiti da "cilindri di pressione" in grado di gestire il GNL a caldo (n. 4-8 bar), o "serbatoi atmosferici" che gestiscono il GNL a "freddo", perciò a pressione atmosferica, -160 C.
- ✓ Le condutture GNL che inviano alla nave il GNL

La configurazione tecnologica di bunkering di tipo Terminal To Ship o Port To Ship o Pipeline To Ship (PTS), presuppone la presenza di una stazione di rifornimento a terra, in prossimità di una banchina o di un pontile dedicato. La presente configurazione prevede che le operazioni di bunkeraggio nei confronti di navi LNG-propelled avvengano facendo attraccare tale unità alla banchina ed impiegando, per il rifornimento, apposite tubazioni dotate da caratteristiche ben precise, ossia rigidità nella parte iniziale e flessibilità in quella finale (il tubo dell'impianto di rifornimento), le quali garantiscono un maggior livello di adattabilità e conformità non solo del layout ma anche degli impianti e delle strumentazioni rispetto alle esigenze operative richieste dalla nave da rifornire.

Tale soluzione di bunkeraggio è caratterizzata dalla possibilità di rifornire grandi volumi di GNL (fino ad arrivare anche a 50.000 m³), grazie all'elevata capacità di stoccaggio della stazione o dell'impianto di rifornimento. In ragione di una portata di erogazione del combustibile compreso tra 1.000 e 2.500 m³/h, la tecnologia di tipo PTS risulta molto vantaggiosa rispetto alle altre, poiché consente di ridurre notevolmente i tempi di rifornimento di GNL. Inoltre, solitamente, un terminal costiero di GNL non limita i suoi servizi solamente al bunkeraggio rivolto alle navi, in quanto può anche avere una stazione di carico per i camion GNL utilizzata per inviare GNL nell'entroterra. Inoltre, un terminal costiero configurato come PTS può essere composto da un'unità di rigassificazione che invia GAS alle reti locali e centri energetici.

Una limitazione del sistema PTS è la minima flessibilità dell'impianto poiché il gasdotto del terminal deve raggiungere la nave presso le banchine dove la nave è ormeggiata, e essere in grado di bunkerare le navi durante il tempo di servizio regolare, poiché gli armatori delle navi a propulsione GNL non desiderano trascorrere tempo extra nel porto per il disancoraggio e ancoraggio o il refuelling in una banchina diversa da quella del Terminal GNL.

Oltre alle criticità tipicamente connesse a qualsiasi sistema di configurazione di *bunkering*, quali la possibile rottura del serbatoio criogenico e/o delle tubazioni, l'insorgere di incendi o esplosioni del GNL fuoriuscito accidentalmente e l'eventuale effetto domino, ecc., il sistema di bunkeraggio di tipo PTS presenta alcuni svantaggi specifici sotto il profilo tecnico-operativo ma anche economico-gestionale. Tra questi ultimi troviamo la necessità di ingenti investimenti per lo sviluppo di tutte le infrastrutture, attrezzature ed equipment

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



fondamentali per il corretto svolgimento delle *operations*: tali investimenti vengono configurati come *sunk cost* poiché impossibili da riconvertire in caso di abbandono del presente business.

In virtù dell'infrastruttura necessaria all'implementazione della configurazione di tipo PTS, quest'ultima rappresenta un'opzione particolarmente indicata nel caso di porti caratterizzati da una domanda di rifornimento di GNL elevata e stabile nel lungo periodo (quanto meno prevista in crescita).

Cinque opzioni "terminali costieri GNL" su piccola scala sono state analizzate come esempi delle possibilità TTS:

1. 3 opzioni di strutture PTS a "pressione" (small/1,000m³, mid/9,000m³, large/20,000m³ di capacità di stoccaggio) che sono utilizzate per la gestione del GNL a caldo, utilizzando uno o più cilindri "bullet" in grado di consentire il riscaldamento del GNL a -145/-130 gradi centigradi e le pressioni BOG (boil off gas) ai valori di progettazione di 4-8bar.¹⁴
2. 2 opzioni di strutture PTS "atmosferiche" ("secondarie" /20.000m³, "primarie"/50,000m³ di capacità di stoccaggio) che sono utilizzate per la gestione del GNL a freddo, di solito utilizzando un solo serbatoio "atmosferico" mantenendo il GNL freddo a -162/-160 gradi centigradi e la pressione del gas atmosferico (1 bar, -100 kP¹⁵), estraendo e ricondensando il BOG o comprimendolo per l'invio ad altre applicazioni energetiche.

Come nel caso delle tecnologie di bunkering GNL precedentemente analizzate, al fine di riassumere i risultati economici riportati da Assocostieri Servizi srl, in linea con quelli attestati da OTC e UNIPI, si è reso necessario individuare le caratteristiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di tipo PTS aventi un impatto sugli indicatori economici delle soluzioni (Tabella 19). Le variabili tecnico/operative con riflessi sui profili economici delle soluzioni PTS sono:

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di serbatoi/cisterne rifornite al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

¹⁴ Normalmente, le soluzioni bullet-cilindri sono implementate fino a un fabbisogno totale di stoccaggio GNL di 10.000m³, sopra il quale singoli serbatoi atmosferici sono preferiti sia per motivi tecnici ed economici fino a dimensioni massime di 150.000-200,000m³ per un serbatoio.

¹⁵ Un serbatoio di un terminal di importazione di GNL è definito "primario" se può ricevere GNL direttamente dai terminal dei produttori di esportazione ricevendo così i migliori prezzi su scala mondiale. Di solito un serbatoio di 50.000m³ è considerato come dimensione minima per un terminale "primario".

Un serbatoio terminal di importazione GNL è definito "secondario" quando riceve il GNL tramite un hub di approvvigionamento GNL intermedio, da navi cisterna GNL oppure attraverso la rete stradale o ferrovia, aggiungendo inevitabilmente i relativi costi logistici.

KP è il chilogrammo forza o chilogrammo peso. Questa unità di misura corrisponde alla forza peso esercitata da una massa di un chilogrammo sottoposta ad un'accelerazione di gravità pari a 9,80665 m/s². Un corpo avente una massa di 70 kg ha un peso di 70 kgp, quindi il valore che esprime il peso in kgp coincide numericamente sulla Terra con quello che esprime la massa in kg (anche se sono dimensionalmente diversi).



In relazione a questa ultima variabile, bisogna tenere conto che per effettuare un viaggio di andata e ritorno al giorno, le singole unità di deposito delle soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS analizzate (container/cisterna/truck) hanno bisogno di:

- ✓ un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
- ✓ riempimento dell'ISO-container/truck presso il terminal di approvvigionamento principale (circa 1 ora necessaria oltre tempi di inattività)
- ✓ secondo conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).

Inoltre, per ogni soluzione TTS analizzata, al fine di stimare il numero di rifornimenti settimanali dei terminal GNL costieri, si è ipotizzato che:

- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “small bullet cylinders” il serbatoio di stoccaggio può essere rifornito da un massimo di 16 ISO container da 40' (uno ogni 1,5 h, per un totale di 640 m³/giorno, – lo stesso della precedente opzione E), e questa stessa quantità viene inviata alle navi per il bunkeraggio (servizio di bunkeraggio di otto ore per una media di 80 m³/h).
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “mid-size bullet cylinders” ogni settimana un massimo di 2 navi feeder da 7.500 m³ riforniscono il terminal, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 13 ore per ogni operazione; nel restante tempo il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “long-bullet cylinders” ogni settimana un massimo di 2 navi feeder da 15.000 m³ riforniscono il terminal, occupando i bracci di caricazione/discarica e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “secondario” a pressione atmosferica il serbatoio del terminal venga rifornito 2 volte a settimana da una nave feeder da 15.000 m³, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione, durante le quali non sarà possibile effettuare operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica ogni settimana il deposito sia rifornito da 2 navi feeder da 30.000 m³, occupando i bracci di caricazione/discarica e le condutture del terminale circa 22 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è disponibile per le operazioni di bunkeraggio.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Tabella 19: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Capacità media serbatoio (m ³)	640-1.000	9.000-10.000	20.000	20.000	50.000
Capacità d'invio (m/h ³)	80-100	1.000	n.a	n.a	n.a
Lunghezza condutture di bunkering (m)	250	1.000	1000	1.000	1.000
Terreno (m ³)	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000
Numero mezzi necessari per il rifornimento del serbatoio a settimana	16 ISO container/1 chiatta 500-1000 m ³	2 navi feeder da 7.500 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 30.000 m ³
Capacità MAX annua (m³)	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000
ISO container	19				
Nave feeder (7.500 m ³)		1			
Nave feeder (15.000 m ³)			1	1	
Nave feeder (30.000 m ³)					1
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	19	1	1	1	1

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Le soluzioni di bunkering PTS, a differenza delle soluzioni TTS, sono soluzioni a bassa flessibilità operativa ma ad altissima capacità, passando infatti da sistemi con capacità di serbatoio da 1.000 m³ (terminal costiero di GNL "small bullet cylinders") e 233.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 50.000 m³ (terminal costiero di GNL "primario" a pressione atmosferica) di serbatoio e 3.120.000 m³ di capacità produttiva annua.

La capacità annua degli impianti PTS è il prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti e la frequenza annuale di rifornimento di questi (numero di mezzi per il rifornimento giornaliero per la capacità dei mezzi di rifornimento per 52 settimane).

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering PTS analizzate, come nel caso delle soluzioni STS e TTS indagate, si è proceduto all'analisi dei

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



profili economici di queste, con un particolare focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal partner di progetto Assocostieri Servizi srl.

Nella Tabella 20 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivo in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo PTS mentre, in Tabella 21, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dei terminal PTS di 30 anni.

Tabella 20: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	3.283.000	33.143.000	67.315.000	31.635.000	62.852.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	1.898.000	8.040.000	8.415.000	8.415.000	9.165.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	1.212.150	8.427.450	18.859.500	8.257.500	13.802.550
Costi della supply chain del GNL	4.750.000	35.300.000	61.000.000	61.000.000	86.100.000
Costo CAPEX totale	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 21: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,470	1,416	1,438	0,676	0,671
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,272	0,344	0,180	0,180	0,098
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,173	0,360	0,403	0,176	0,147
Costi della supply chain del GNL	0,680	1,509	1,303	1,303	0,920
Costo CAPEX totale annuo per m³	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

In modo analogo a quanto si verifica per le due tecnologie precedentemente esaminate, l'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità di rifornimento anche nel caso di impianti PTS. Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per un "terminal costiero di gnl small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" siano pari a 11,1 Milioni di euro mentre l'investimento per un "terminal costiero di gnl primario a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio)" sia pari a 171 Milioni di euro; a fronte di un incremento dei CAPEX di 14x si registra però un aumento nell'ordine di 50x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto (Tabella 21). Infatti, considerando una vita utile degli impianti PTS di 30 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 1,59 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" a 1,8 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio)", con un aumento del 16% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 1.200%.

Successivamente all'analisi dei costi CAPEX, in relazione ai costi OPEX, in Tabella 22 sono riportati i dati di costo operativo annuo in termini assoluti per ogni soluzione di tipo PTS mentre, in Tabella 23, è riportato il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 22: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costo del lavoro	980.000	1.505.000	1.850.000	1.505.000	1.505.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	128.000	992.000	1.892.000	966.000	1.716.000
Costi per l'energia e altre utenze	743.500	2.488.750	4.977.250	4.977.250	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	618.000	1.744.500	2.817.000	1.718.500	2.468.500
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	2.469.500	6.730.250	11.536.250	9.166.750	15.644.250
Costo del lavoro	2.855.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	95.000	706.000	1.220.000	1.220.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	364.000	511.599	680.609	680.609	849.618
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	1.522.500	1.481.000	1.995.000	1.995.000	2.497.000
Costi della supply chain del GNL	4.836.500	4.248.599	5.445.609	5.445.609	6.618.618
Costo operativo totale	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 23: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costo del lavoro	4,21	1,93	1,19	0,96	0,48
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,55	1,27	1,21	0,62	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,65	2,24	1,81	1,10	0,79
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	10,60	8,63	7,40	5,88	5,01
Costo del lavoro	12,25	1,99	0,99	0,99	0,50
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,41	0,91	0,78	0,78	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	1,56	0,66	0,44	0,44	0,27
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,53	1,90	1,28	1,28	0,80
Costi della supply chain del GNL	20,76	5,45	3,49	3,49	2,12
Costo operativo totale annuo per m³	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, si evidenziano chiaramente i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto di tipo PTS.

I dati riportati nella Tabella 23, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento crescano meno che proporzionalmente rispetto all'aumento dimensionale dell'impianto mentre, la voce "costo del lavoro" diminuisce al crescere dell'impianto causa del maggiore livello di automazione della tecnologia.

Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi l'80% passando dalla tecnologia "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), passando da 31,36 euro per m³ a 7,14 euro per unità di gas prodotta.

Infine, analizzati i costi CAPEX e OPEX delle tecnologie di bunkering PTS, nella Tabella 24 e Tabella 25 sono riportati rispettivamente i valori di costo totale in termini assoluti e in euro, considerando il primo anno di attività (CAPEX totale + OPEX annuo), e i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua degli impianti PTS.



Tabella 24: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550
OPEX ANNUO	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868
COSTO TOTALE I ANNO	18.449.150	95.889.299	172.571.359	123.919.859	194.182.418

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 25: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837
OPEX ANNUO/Capacità impianto	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	32,95	17,70	14,21	11,70	8,97

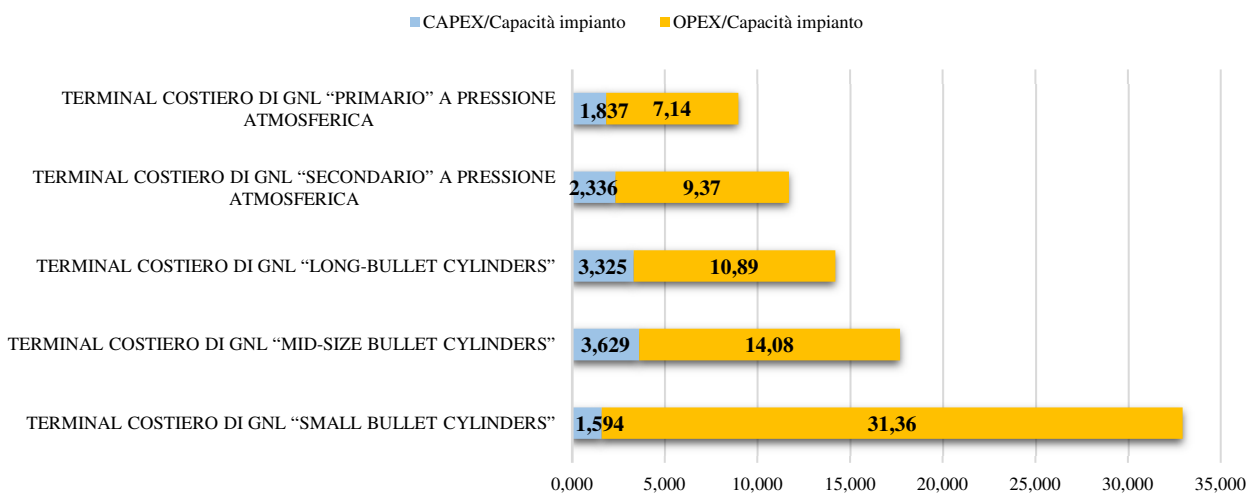
Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione del costo totale complessivo in termini assoluti (CAPEX totale+ OPEX annuo) risulta essere nell’ordine di 9,5x, a fronte di una variazione della capacità annua nell’ordine di 12x e della capacità di stoccaggio di 49x.

Prendendo invece in riferimento il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderato per la capacità annua dell’impianto, Grafico 3; passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione percentuale del costo totale unitario per unità di gas prodotta dall’impianto risulta essere del meno 75%, passando da 32,95 a 8,97 euro per m³ di gas prodotto all’anno.



Grafico 3: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

5. Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

Trattati singolarmente i profili economici relativi ai costi delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, nel presente paragrafo si procede invece a comparare i principali profili economico-finanziari relativi alle varie soluzioni tecnologiche e rispettive opzioni di bunkering di GNL considerate nel progetto, ponendo particolare enfasi sui costi annui in termini assoluti e sui costi annui unitari (ponderati per la capacità annua degli impianti), dato quest'ultimo che risulta essenziale al fine dell'analisi di valutazione delle performance economico-finanziarie degli investimenti in tali tecnologie, denominata "mark-up multi scenario analisi" e descritta nel capitolo finale.

L'analisi comparativa dei costi annui delle varie modalità analizzate è stata svolta sia sulle voci di costo di tipo OPEX, sia su quelle di tipo CAPEX sia sui costi totali delle varie modalità di bunkering GNL.

In relazione ai costi operativi totali annui in termini assoluti delle diverse tecnologie, inclusi i costi di approvvigionamento, come riportato nel Grafico 4, le opzioni di bunkering di tipo PTS risultano ovviamente quelle maggiormente "capital intensive", mentre in posizione diametralmente opposta di collocano le varie opzioni d'investimento riconducibili alla tecnologia TTS. Le opzioni di tipo PTS, caratterizzate da una maggiore dimensione di impianto, da una maggiore capacità complessiva di erogazione del servizio, da un elevato standard tecnologico di riferimento e da maggiori costi connessi all'attività di manutenzione ordinaria, alla gestione del personale impiegato e dai consumi energetici più elevati, comportano costi operativi annui nell'ordine di 2x-5x rispetto alle soluzioni TTS.

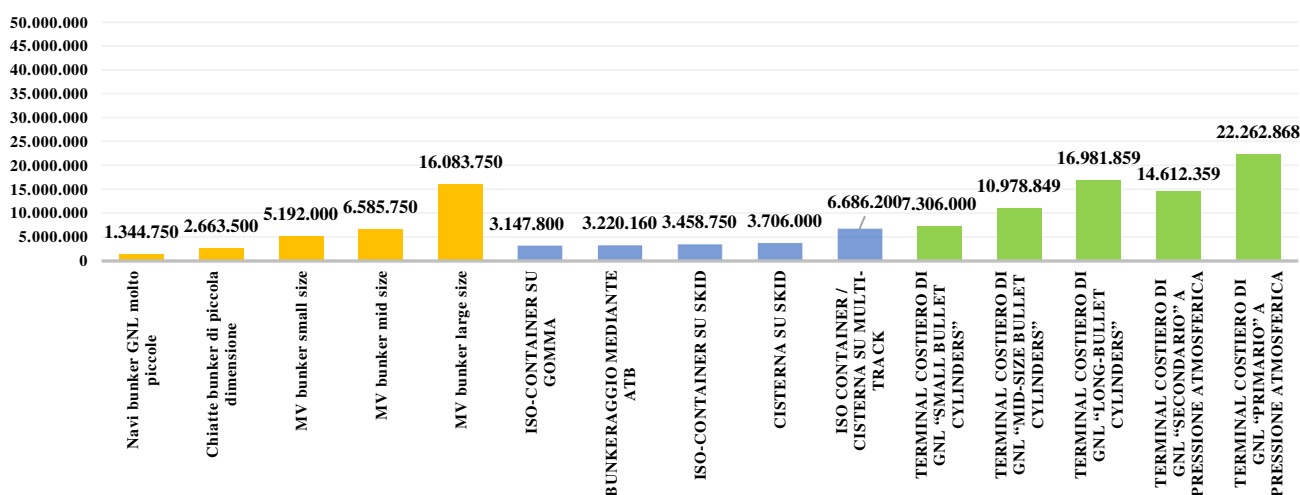
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Le soluzioni STS, soluzioni con un dimensionamento in termini di capacità di stoccaggio del GNL in generale più simile a quello delle soluzioni PTS, ma tecnologicamente meno complesse, sono risultate in termini assoluti di costo OPEX annuo meno “capital intensive” rispetto alle soluzioni PTS ma non rispetto alle soluzioni TTS, rappresentando così una via intermedia in termini economici tra le varie modalità analizzate (Grafico 4).

Grafico 4: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELLI.

Ciò detto, si sottolinea però che ragionando in termini assoluti non si tiene conto delle diverse dimensioni degli impianti, e in particolare delle diverse capacità produttive annue di questi.

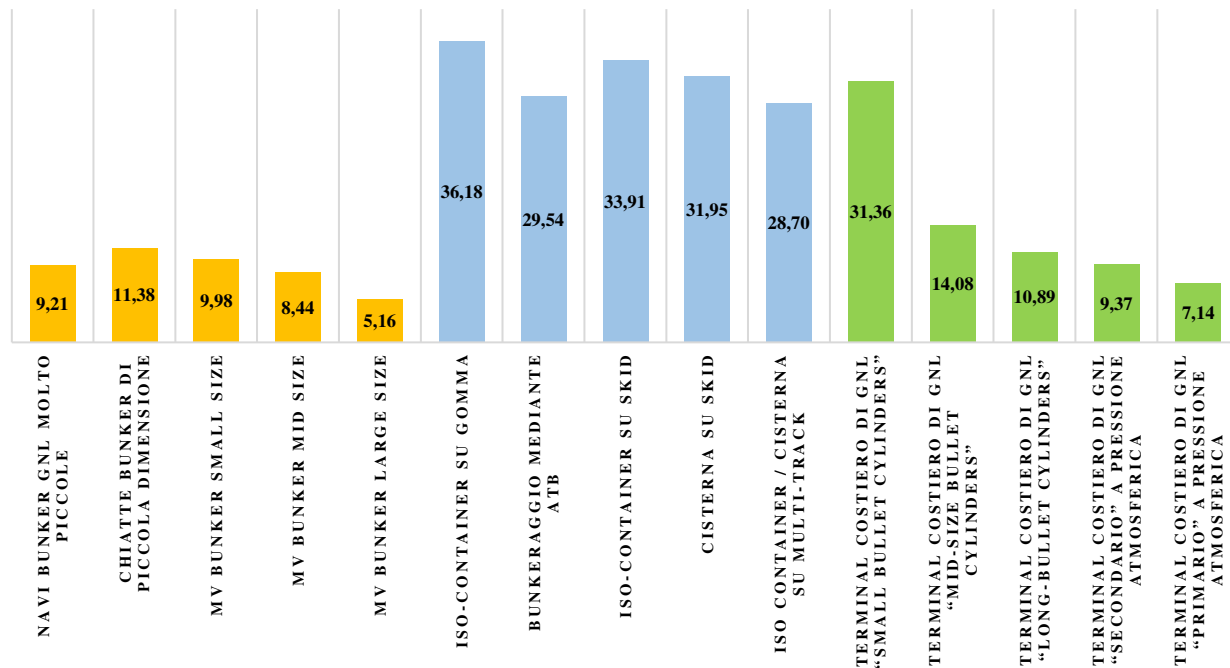
Perciò, prendendo in considerazione i costi operativi annui ponderati per la capacità annua dell'impianto, Grafico 5, risulta come la tecnologia TTS sia quella meno efficiente da un punto di vista economico, causa la minor produttività dell'impianto in termini di capacità massima annua, la quale risulta essere nell'ordine del 5-50% rispetto alle altre modalità. Le opzioni di bunkering di tipo TTS presentano infatti un indice costo operativo annuo per capacità annua dell'impianto di 28-36 euro per m³.

L'opzione economicamente più efficiente da un punto di vista operativo risulta invece essere quella STS che presenta le migliori prestazioni in relazione ai volumi di GNL movimentato sugli OPEX sostenuti all'anno, 5-11 euro per m³.

Le opzioni PTS, che risultano in termini assoluti quelli a maggiore intensità di costo operativo, presentano invece un indice OPEX annuo su capacità annua dell'impianto di 7-31 euro per m³, potendo così essere paragonate dal punto di vista dei costi operativi alle soluzioni STS, escludendo la tecnologia “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, che data la ridotta capacità annua risulta maggiormente in linea con le soluzioni TTS.



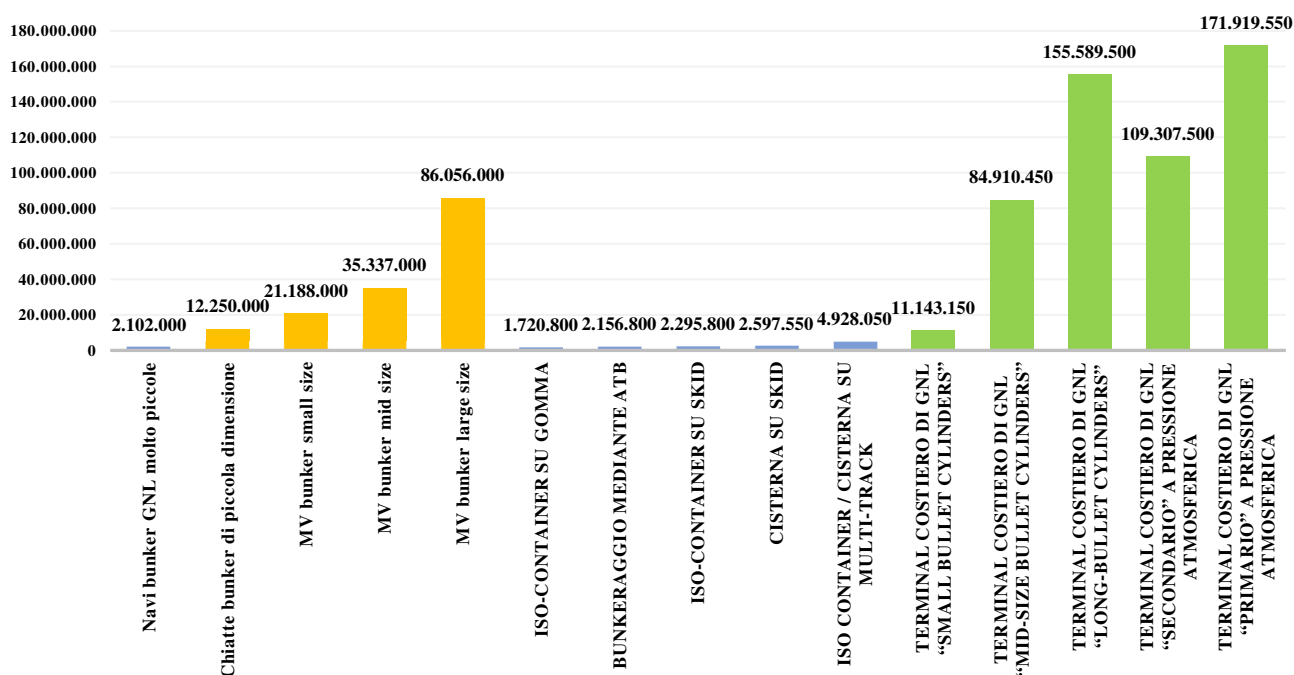
Grafico 5: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Similmente a quanto riportato per i costi operativi annui, prendendo in considerazione i costi di capitale delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, inclusi i costi di capitale per l'approvvigionamento della tecnologia, come riportato nel Grafico 6, risulta come in termini assoluti di investimento complessivo le tecnologie PTS siano quelle per cui è richiesto un investimento iniziale maggiore. Al contrario, le soluzioni di tipo TTS sono quelle che richiedono un capitale iniziale minore, dato il limitato livello tecnologico e dimensionamento di queste.

Grafico 6: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Lo stesso si può dire in relazione ai CAPEX annui ponderati per la capacità produttiva annua degli impianti, variabile questa calcolata sulla base di una vita utile delle soluzioni STS di 25 anni, di 20 anni per quelle TTS e di 30 anni per quelle PTS (Grafico 7).

Di particolare interesse risulta, prendendo in considerazione i valori di costo CAPEX in termini ponderati, la minore varianza tra questi rispetto alla varianza registrata tra i valori CAPEX in termini assoluti delle diverse tecnologie analizzate. Prendendo ad esempio le soluzioni a maggiore capacità produttiva delle tre modalità analizzate, la "MV bunker large size" per la soluzione STS, la "ISO Container/Cisterna su multi track" per la soluzione TTS e il "terminal costiero primario a pressione atmosferica" per la soluzione PTS, guardando ai valori di costo CAPEX assoluti e complessivi si nota un costo di capitale della soluzione PTS in oggetto di oltre il 441x rispetto a quella TTS. Inoltre, sempre prendendo come riferimento il costo CAPEX assoluto e complessivo della soluzione PTS in oggetto (terminal costiero primario a pressione atmosferica) rispetto alla soluzione STS (ISO Container/Cisterna su multi track), l'incremento di costo risulta essere di 1x.

Seguendo la stessa logica con riferimento ai CAPEX annui ponderati per le capacità produttive annue degli impianti, Grafico 7, le percentuali scendono al 66% nel caso della soluzione PTS "terminal costiero primario a pressione atmosferica" confrontata con quella STS "MV bunker large size", passando da 1,10 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell'impianto, e del 70% in relazione alla soluzione PTS in oggetto confrontata con quella TTS "ISO Container/Cisterna su multi track", da 1,06 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell'impianto.

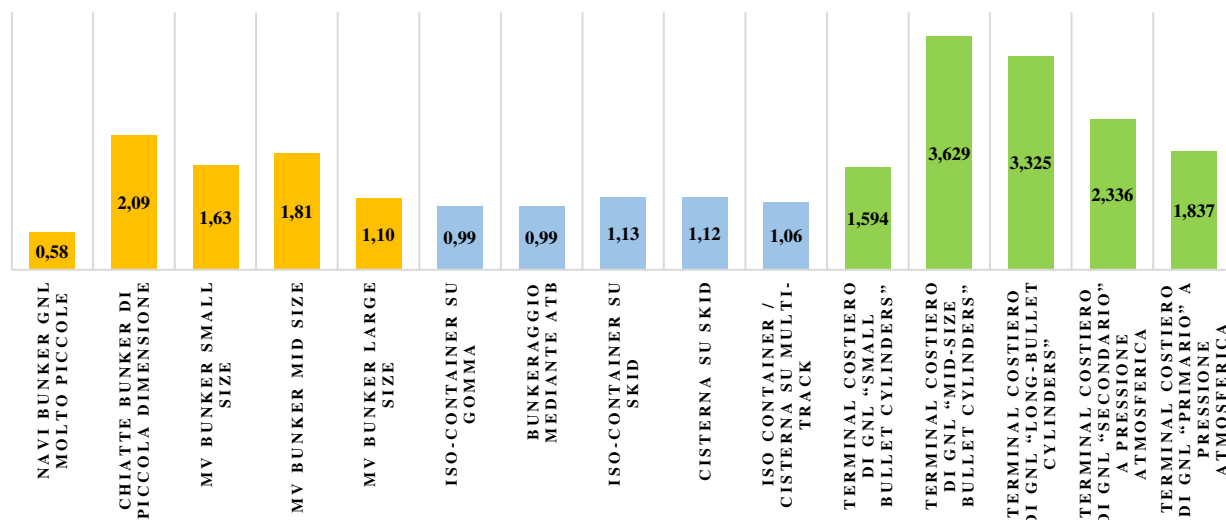
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



In aggiunta, prendendo in considerazione la variazione percentuale del costo di capitale assoluto e complessivo della soluzione “MV bunker large size” rispetto alla soluzione “ISO Container/Cisterna su multi track”, del 2.000%, risulta come il differenziale percentuale del CAPEX annuo in termini ponderati per la capacità produttiva annua tra i due suddetti impianti si riduca dal 2.000% al 4%.

Grafico 7: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Da quanto fin qui riportato, è evidente come i costi totali in termini assoluti (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering GNL di tipo PTS siano di gran lunga i più elevati, seguiti dalle tecnologie STS e TTS, come riportato nel Grafico 8.

Ciononostante, come evidenziato trattando singolarmente i costi di capitale e operativi, in termini di costo annuo ponderato per la capacità annua dell'impianto e, come riportato nel Grafico 9, i costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderati sono maggiori per la soluzione TTS, soluzione con i minori costi totali in termini assoluti ma anche con i minori livelli di capacità produttiva annua. Da ciò deviano costi totali annui ponderati per la capacità produttiva annua che si muovono in un range compreso tra 30 e 37 euro per m³, mentre, la soluzione STS presenta le migliori prestazioni con un range di costo totale annuo per capacità produttiva annua tra 6 a 13,5 euro per m³.

I dati relativi al costo totale annuo delle opzioni PTS sono simili a quelle STS, escludendo la soluzione “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, sebbene sia ovvio che per investimenti in tecnologie di tipo PTS è richiesto un investimento iniziale notevolmente maggiore, che implica un costo totale annuo in termini di m³ di capacità produttiva annua degli impianti leggermente maggiore rispetto a quello delle soluzioni STS, compreso in un range tra 9 e 33 euro per m³.

Ciononostante, come evidenziato trattando singolarmente i costi di capitale e operativi, in termini di costo annuo ponderato per la capacità annua dell'impianto e, come riportato nel Grafico 9, i costi totali annui

TDI RETE-GNL

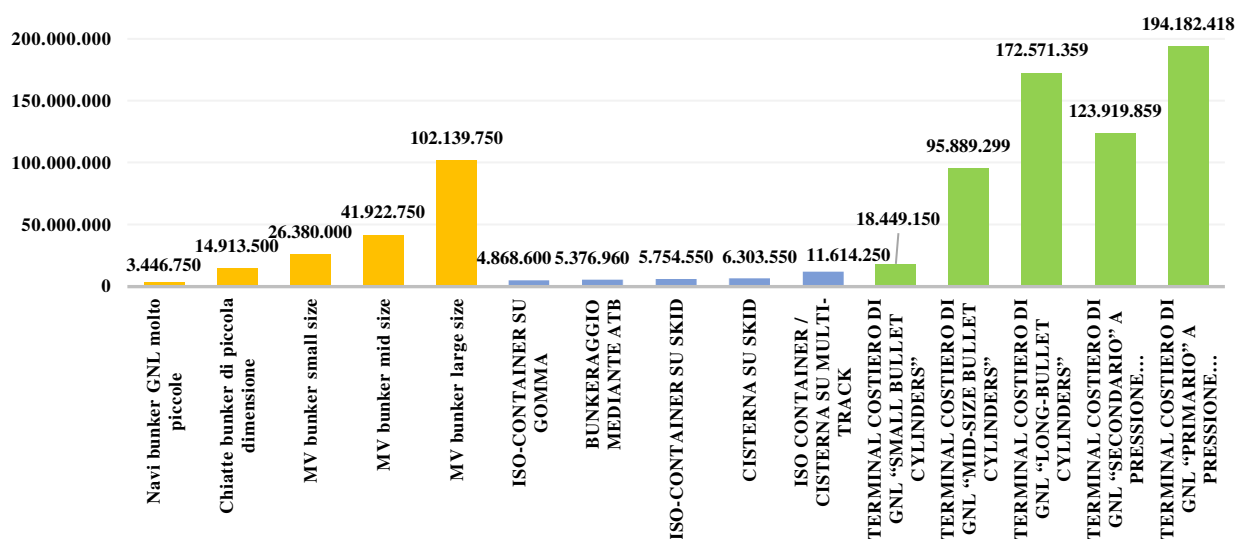
Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



(CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderati sono maggiori per la soluzione TTS, soluzione con i minori costi totali in termini assoluti ma anche con i minori livelli di capacità produttiva annua. Da ciò deviano costi totali annui ponderati per la capacità produttiva annua che si muovono in un range compreso tra 30 e 37 euro per m³, mentre, la soluzione STS presenta le migliori prestazioni con un range di costo totale annuo per capacità produttiva annua tra 6 a 13,5 euro per m³.

I dati relativi al costo totale annuo delle opzioni PTS sono simili a quelle STS, escludendo la soluzione “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, sebbene sia ovvio che per investimenti in tecnologie di tipo PTS è richiesto un investimento iniziale notevolmente maggiore, che implica un costo totale annuo in termini di m³ di capacità produttiva annua degli impianti leggermente maggiore rispetto a quello delle soluzioni STS, compreso in un range tra 9 e 33 euro per m³.

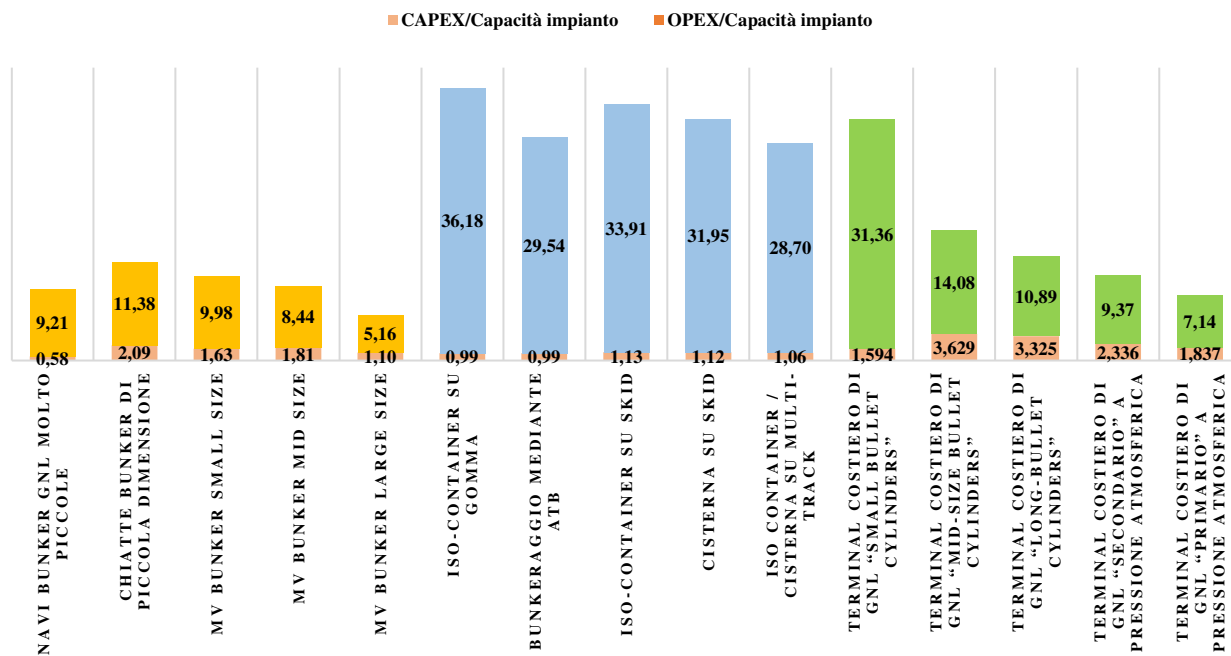
Grafico 8: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.



Grafico 9: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.



6. Analisi “mark up multi-scenario”

Successivamente all’analisi di benchmark dei relativi alle diverse soluzioni di bunkering GNL, si è proceduto a condurre un’analisi di tipo “Mark up multi scenario” al fine di individuare ulteriori possibili indicatori economico-finanziari atti ad esprimere una prima valutazione di massima in merito a progetti di investimento relativi alla realizzazione e gestione di infrastrutture per il bunkering/storage di GNL in ambito portuale che prevedano l’impiego di specifiche tecnologie.

Tale analisi è stata svolta in base ad ipotesi multi-scenario sul prezzo di vendita dei servizi di rifornimento di GNL, le quali hanno permesso di impostare i prospetti di cassa per gli investimenti nelle diverse soluzioni di bunkering GNL indagate.

La base dati su cui è stata svolta tale indagine è rappresentata in primis dai costi totali annui unitari per metro cubo di GNL delle diverse soluzioni indagate, riportati in Tabella 26.

Tabella 26: Costi operativi e di capitale annui per m³ di capacità produttiva annua delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO/ Capacità impianto	OPEX ANNUO/ Capacità impianto	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 0,58	€ 9,21	€ 9,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 2,09	€ 11,38	€ 13,48
MV Bunker Small Size	€ 1,63	€ 9,98	€ 11,61
MV Bunker Mid Size	€ 1,81	€ 8,44	€ 10,26
MV Bunker Large Size	€ 1,10	€ 5,16	€ 6,26
Iso-Container Su Gomma	€ 0,99	€ 36,18	€ 37,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 0,99	€ 29,54	€ 30,53
Iso-Container Su Skid	€ 1,13	€ 33,91	€ 35,03
Cisterna Su Skid	€ 1,12	€ 31,95	€ 33,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 1,06	€ 28,70	€ 29,75
Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	€ 1,59	€ 31,36	€ 32,95
Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	€ 3,63	€ 14,08	€ 17,70
Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	€ 3,32	€ 10,89	€ 14,21
Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	€ 2,34	€ 9,37	€ 11,70
Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica	€ 1,84	€ 7,14	€ 8,97

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In aggiunta a tali dati di costo è stato necessario indagare, al fine di individuare il range di prezzo finale del servizio di bunkering di GNL che permettesse di formulare per investimenti nelle diverse opzioni tecnologiche

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



di bunkering GNL analizzate i relativi prospetti di cassa, il costo variabile d'acquisto per m³ di GNL, dato questo che ha permesso di ottenere il costo totale per m³ di capacità produttiva annua inclusivo del costo variabile per m³ di materia prima, ipotizzando la massima utilizzazione degli impianti secondo le ipotesi formulate nel paragrafo 4 del qui presente report.

In via semplificativa si è ipotizzato un costo di acquisto del GNL a m³ costante per tutte le tecnologie indagate, indipendentemente dal volume di GNL acquistato e gestito dalle infrastrutture. Si tratta ovviamente di un'ipotesi non realistica e comunque banalizzante, ma indispensabile in ragione del già elevato livello di complessità connesso ai processi di stima e valutazione condotti nell'ambito delle attività tecniche T2.3 del Progetto TDI RETE-GNL.

Come proxy del costo variabile per m³ di materia prima GNL, come indicato dal partner di progetto OTC (e dal relativo consulente esterno) nel report "Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL", si è preso in riferimento il prezzo degli ultimi 5 anni del GNL PEG Nord, con ciò intendendosi il prezzo del GNL scambiato nell'hub Nord francese (Point d'échange de gaz - Nord), comunemente indicato come PEG Nord, il quale è uno dei 3 punti di scambio virtuali per la vendita, l'acquisto e lo scambio di gas naturale e GNL in Francia.

In data 6 agosto, risultava come un 1 m³ di GNL nell'Hub PEG Nord fosse scambiato a 7 euro per MWh¹⁶. Considerando che 1 m³ di GNL equivale a 6,933 MWh, il prezzo nell'agosto 2020 era di quasi 50 euro per m³. Tale prezzo risulta molto basso se confrontato con i valori storici registrati da questa commodity, causa la riduzione dei consumi e la seguente caduta dei prezzi delle commodities energetiche in relazione alla pandemia COVID19, e perciò non rappresentativo del reale prezzo di mercato e del possibile prezzo futuro di tale commodity.

Perciò, come anche deciso dal gruppo di lavoro di OTC, il gruppo di lavoro di ESA ha optato per utilizzare come proxy del prezzo di acquisto per m³ di GNL, il prezzo medio del PEG Nord degli ultimi 5 anni, il quale risulta essere 20€/MWh. A fini prudenziali, si è inoltre optato per l'aggiunta di un mark up di sicurezza di 2 euro per MWh (GNL = PEG + 2€/MWh).

In conclusione, utilizzando un prezzo del GNL di 22 euro per MWh, il valore di mercato per m³ di GNL è risultato essere di 150 euro per m³.

Individuato tale dato, è stato possibile stimare il costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering GNL analizzate inclusivo del costo variabile della materia prima, dato essenziale per lo svolgimento dell'analisi "mark up multi scenario" in quanto parametro per l'individuazione del range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL. Di seguito sono riportati i dati di costo totale per m³ di ogni tecnologia di bunkering GNL analizzata, Tabella 27 e Grafico 10.

¹⁶ La sigla MWh sta per megawattora (MWh), è un'unità di misura derivata dell'energia, definita come l'energia complessiva fornita qualora una potenza di un milione di watt (W) sia mantenuta per un'ora (h).



Tabella 27: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO + OPEX ANNUO/ Capacità impianto	Costo per m ³ di GNL acquistato	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 9,79	€ 150,00	€ 159,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 13,48	€ 150,00	€ 163,48
MV Bunker Small Size	€ 11,61	€ 150,00	€ 161,61
MV Bunker Mid Size	€ 10,26	€ 150,00	€ 160,26
MV Bunker Large Size	€ 6,26	€ 150,00	€ 156,26
Iso-Container Su Gomma	€ 37,17	€ 150,00	€ 187,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 30,53	€ 150,00	€ 180,53
Iso-Container Su Skid	€ 35,03	€ 150,00	€ 185,03
Cisterna Su Skid	€ 33,07	€ 150,00	€ 183,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 29,75	€ 150,00	€ 179,75
Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	€ 32,95	€ 150,00	€ 182,95
Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	€ 17,70	€ 150,00	€ 167,70
Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	€ 14,21	€ 150,00	€ 164,21
Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	€ 11,70	€ 150,00	€ 161,70
Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica	€ 8,97	€ 150,00	€ 158,97

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI e OTC P4.

Relativamente alle soluzioni STS, il costo totale del servizio di bunkering, incluso l'acquisto della materia prima GNL, risulta in un range tra 156,26 e 163,48 euro per m³; per le soluzioni TTS il range va da 179,75 a 185,17 euro per m³ e per le soluzioni PTS da 158,97 a 182,95 euro per m³ di capacità produttiva annua dell'impianto.

Così procedendo, dopo l'individuazione del costo variabile per m³ di materia prima si è impostata l'analisi multi-scenario basata sui seguenti tre diversi livelli di mark-up parametrati a tale costo:

- ✓ scenario low: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 10% (165 euro per m³)
- ✓ scenario base: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 20% (180 euro per m³)
- ✓ scenario high: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 30% (195 euro per m³)

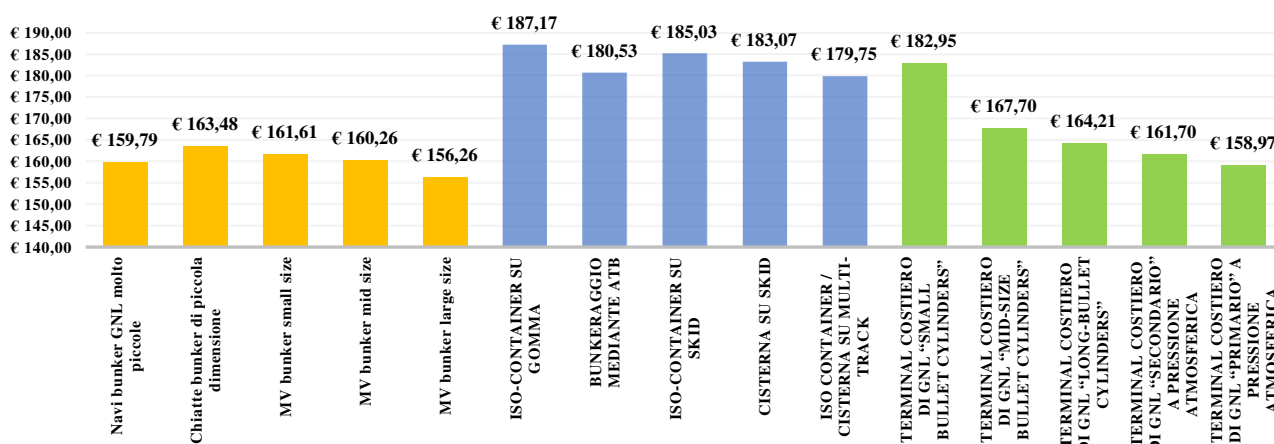
A seguito dell'impostazione dei tre diversi scenari, individuato l'ipotetico range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL, è stata effettuata l'analisi dei flussi di cassa attualizzati (DCFA – Discounted Cash Flow Analysis) sottostanti a ciascuna delle ipotesi di investimento in impianti di bunkering di GNL analizzate.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



Grafico 10: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI e OTC P4.

A tal fine, oltre all'ipotesi di massimo utilizzo degli impianti e di costo per l'acquisto della materia prima costante e indipendente dai volumi acquistati, sono state impostate 5 ipotesi operative alla base dei prospetti di cassa sviluppati per ogni soluzione di bunkering GNL indagata, qui di seguito elencate e spiegate:

- ✓ tasso d'inflazione del 2% annuo;
- ✓ vita utile economica delle tecnologie: STS = 25 anni; TTS = 20 anni; PTS = 30 anni;
- ✓ Nessuna operazione di manutenzione straordinaria (ipotesi estremamente semplificatrice);
- ✓ Valore finale dell'infrastruttura uguale a 0 (analisi future dovrebbero invece considerare il probabile rischio di avere un valore finale dell'infrastruttura negativo in ragione dei costi di smantellamento della stessa);
- ✓ Costo ponderato del capitale (WACC) = 5,77% (cfr. precisazioni sottostanti).

Il tasso d'inflazione del 2% annuo, con ciò intendendosi il tasso di interesse applicato all'andamento futuro dei costi/ricavi e non il tasso d'inflazione funzionale al calcolo del tasso di attualizzazione, è stato applicato per descrivere l'effetto dell'obsolescenza tecnologica e l'effetto dello sviluppo dei sistemi economici.

Infatti, si è ipotizzato che, a partire dal sesto anno di vita degli impianti, i costi operativi aumentino a causa del fatto che le tecnologie di bunkering di GNL inizino a necessitare di una maggiore manutenzione e manodopera.

Inoltre, come indicato dalla BCE, il tasso d'inflazione del 2% annuo descrive un sistema economico in sviluppo, e si presume quindi che anche i materiali utilizzati per le manutenzioni, riparazioni e sostituzioni, per lo più parti metalliche, aumentino il loro valore di costo.

Da notare è il fatto che, il tasso d'inflazione in oggetto, non è stato applicato al costo della materia prima GNL, in quanto, come descritto, il costo per m³ di GNL acquistato è derivato dalla media del costo del GNL PEG degli ultimi 5 anni, che ad oggi risulta essere del +300% rispetto al valore attuale della materia prima GNL.



Inoltre, poiché il prezzo finale è rapportato al prezzo di acquisto della materia prima, l'applicazione del tasso d'inflazione al costo della materia prima non avrebbe alcun impatto in termini di flussi di cassa¹⁷.

Inoltre, nei prospetti di cassa elaborati per ogni soluzione di bunkering di GNL indagata, non è stato definito un valore finale dell'infrastruttura, che nel caso delle soluzioni STS solitamente è positivo ed è dato o dal valore di rivendita o dal valore di demolizione, con ciò intendendosi il valore del ferro presente nell'infrastruttura mentre, per le soluzioni PTS e TTS è solitamente negativo, comportando queste tecnologie costi di smantellamento a fine vita utile economica. Tale ipotesi è stata applicata non avendo il gruppo di lavoro la disponibilità del dato sui costi di manutenzione straordinaria delle tecnologie in oggetto¹⁸.

Infine, per sviluppare i modelli di cassa e stimare il VAN di progetto (valore attuale netto dei flussi di cassa) delle varie opzioni analizzate è stato necessario individuare il costo ponderato del capitale investito (WACC¹⁹).

Attraverso l'implementazione delle ipotesi qui descritte e alla conseguente impostazione dei modelli di cassa atti ad individuare la fattibilità economica delle soluzioni di bunkering GNL analizzate, si sono evidenziati i seguenti indicatori economici finanziari dell'investimento:

- ✓ ROI dell'investimento: ritorno sul capitale investito;
- ✓ BEP dell'investimento: break even point (punto di pareggio espresso in anni);
- ✓ VAN dell'investimento: valore attuale netto dell'investimento;
- ✓ IRR (TIR) dell'investimento: tasso interno di rendimento dell'investimento.

Partendo dall'analisi dei flussi di cassa delle soluzioni TTS, Tabella 28, Tabella 29 e Tabella 30, risulta come l'investimento sia profittevole economicamente e finanziariamente in base alle ipotesi formulate unicamente nel caso di prezzi di vendita del servizio di bunkeraggio del +30% rispetto al costo della materia prima e perciò per un prezzo finale di vendita di 195 euro per m³. L'unica tecnologia TTS che non risulta profittevole a tale prezzo risulta essere la ISO-container su skid, per cui è richiesto un mark up sul prezzo di acquisto di almeno il 40%.

¹⁷ Per tale motivo il tasso d'inflazione è stato applicato solo ai costi OPEX e non anche ai ricavi.

¹⁸ Per le soluzioni STS indagate, nell'arco della loro vita utile economica dell'asset sono solitamente previste operazioni di manutenzione straordinaria ogni 2,5 anni (dry dock costs). Nel caso specifico, le ipotesi di valore finale nullo e costi straordinari di manutenzione uguale a zero si compensano parzialmente, essendo il valore finale dell'asset positivo e consistente.

¹⁹ Il WACC, acronimo per Weighted Average Cost of Capital, è inteso come il costo che l'azienda/il soggetto investitore deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi finanziatori. Si tratta di una media ponderata tra il costo del capitale proprio ed il costo del debito, con "pesi" rappresentati dai mezzi propri e dai debiti finanziari complessivi. Tale dato è stato ripreso dalle analisi annuali svolte dal prof. Damodaran dell'università di economia di New York, che stima un costo del capitale per investimenti in infrastrutture e tecnologie del settore "marine" del 5,77%, assumendo un costo del capitale di tipo equity del 10,49%, un costo del capitale di tipo debito del 3,37%, una leva finanziaria del 47%, un beta di settore di 1,43 e un tasso di inflazione atteso per l'euro dello 0,2% e del 1,5% per il dollaro.

Nel caso qui specifico, essendo il WACC riportato da Damodaran espresso in termini di USD, per convertirlo in WACC su base euro bisogna moltiplicare il WACC USD per il rapporto tra l'inflazione attesa dell'euro sul dollaro.

Il WACC rappresenta perciò il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato per indagare il VAN. Al fine di comprendere se un investimento risulta profittevole bisogna comparare il tasso WACC al tasso IRR; se il tasso IRR è maggiore del WACC allora l'investimento risulta profittevole.



Tabella 28: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA				BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB				ISO-CONTAINER SU SKID				CISTERNA SU SKID				ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	1.721				2.157				2.296				2.598				4.928			
1	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.759	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
2	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.861	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
3	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.963	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
4	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.065	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
5	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.167	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
6	16.261	14.355	15.660	16.965	19.635	17.985	19.620	21.255	19.338	16.830	18.360	19.890	21.180	19.140	20.880	22.620	41.770	38.445	41.940	45.435
7	16.325	14.355	15.660	16.965	19.700	17.985	19.620	21.255	19.510	16.830	18.360	19.890	21.256	19.140	20.880	22.620	41.906	38.445	41.940	45.435
8	16.390	14.355	15.660	16.965	19.767	17.985	19.620	21.255	19.684	16.830	18.360	19.890	21.333	19.140	20.880	22.620	42.045	38.445	41.940	45.435
9	16.457	14.355	15.660	16.965	19.836	17.985	19.620	21.255	19.860	16.830	18.360	19.890	21.411	19.140	20.880	22.620	42.187	38.445	41.940	45.435
10	16.525	14.355	15.660	16.965	19.905	17.985	19.620	21.255	20.037	16.830	18.360	19.890	21.492	19.140	20.880	22.620	42.332	38.445	41.940	45.435
11	16.595	14.355	15.660	16.965	19.976	17.985	19.620	21.255	20.215	16.830	18.360	19.890	21.574	19.140	20.880	22.620	42.480	38.445	41.940	45.435
12	16.666	14.355	15.660	16.965	20.049	17.985	19.620	21.255	20.395	16.830	18.360	19.890	21.657	19.140	20.880	22.620	42.630	38.445	41.940	45.435
13	16.738	14.355	15.660	16.965	20.123	17.985	19.620	21.255	20.576	16.830	18.360	19.890	21.742	19.140	20.880	22.620	42.784	38.445	41.940	45.435
14	16.812	14.355	15.660	16.965	20.198	17.985	19.620	21.255	20.760	16.830	18.360	19.890	21.829	19.140	20.880	22.620	42.941	38.445	41.940	45.435
15	16.887	14.355	15.660	16.965	20.275	17.985	19.620	21.255	20.944	16.830	18.360	19.890	21.918	19.140	20.880	22.620	43.100	38.445	41.940	45.435
16	16.964	14.355	15.660	16.965	20.354	17.985	19.620	21.255	21.131	16.830	18.360	19.890	22.008	19.140	20.880	22.620	43.263	38.445	41.940	45.435
17	17.042	14.355	15.660	16.965	20.434	17.985	19.620	21.255	21.319	16.830	18.360	19.890	22.100	19.140	20.880	22.620	43.430	38.445	41.940	45.435
18	17.122	14.355	15.660	16.965	20.516	17.985	19.620	21.255	21.508	16.830	18.360	19.890	22.194	19.140	20.880	22.620	43.599	38.445	41.940	45.435
19	17.203	14.355	15.660	16.965	20.599	17.985	19.620	21.255	21.700	16.830	18.360	19.890	22.290	19.140	20.880	22.620	43.772	38.445	41.940	45.435
20	17.287	14.355	15.660	16.965	20.684	17.985	19.620	21.255	21.893	16.830	18.360	19.890	22.388	19.140	20.880	22.620	43.949	38.445	41.940	45.435
TOT	333.985	287.100	313.200	339.300	402.059	359.700	392.400	425.100	405.979	336.600	367.200	397.800	434.499	382.800	417.600	452.400	855.299	768.900	838.800	908.700

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 29: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-1.929	-399	1.131	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
2	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.031	-501	1.029	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
3	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.133	-603	927	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
4	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.235	-705	825	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
5	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.337	-807	723	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
6	-1.906	-601	704	-1.650	-15	1.620	-2.508	-978	552	-2.040	-300	1.440	-3.325	170	3.665
7	-1.970	-665	640	-1.715	-80	1.555	-2.680	-1.150	380	-2.116	-376	1.364	-3.461	34	3.529
8	-2.035	-730	575	-1.782	-147	1.488	-2.854	-1.324	206	-2.193	-453	1.287	-3.600	-105	3.390
9	-2.102	-797	508	-1.851	-216	1.419	-3.030	-1.500	30	-2.271	-531	1.209	-3.742	-247	3.248
10	-2.170	-865	440	-1.920	-285	1.350	-3.207	-1.677	-147	-2.352	-612	1.128	-3.887	-392	3.103
11	-2.240	-935	370	-1.991	-356	1.279	-3.385	-1.855	-325	-2.434	-694	1.046	-4.035	-540	2.955
12	-2.311	-1.006	299	-2.064	-429	1.206	-3.565	-2.035	-505	-2.517	-777	963	-4.185	-690	2.805
13	-2.383	-1.078	227	-2.138	-503	1.132	-3.746	-2.216	-686	-2.602	-862	878	-4.339	-844	2.651
14	-2.457	-1.152	153	-2.213	-578	1.057	-3.930	-2.400	-870	-2.689	-949	791	-4.496	-1.001	2.494
15	-2.532	-1.227	78	-2.290	-655	980	-4.114	-2.584	-1.054	-2.778	-1.038	702	-4.655	-1.160	2.335
16	-2.609	-1.304	1	-2.369	-734	901	-4.301	-2.771	-1.241	-2.868	-1.128	612	-4.818	-1.323	2.172
17	-2.687	-1.382	-77	-2.449	-814	821	-4.489	-2.959	-1.429	-2.960	-1.220	520	-4.985	-1.490	2.005
18	-2.767	-1.462	-157	-2.531	-896	739	-4.678	-3.148	-1.618	-3.054	-1.314	426	-5.154	-1.659	1.836
19	-2.848	-1.543	-238	-2.614	-979	656	-4.870	-3.340	-1.810	-3.150	-1.410	330	-5.327	-1.832	1.663
20	-2.932	-1.627	-322	-2.699	-1.064	571	-5.063	-3.533	-2.003	-3.248	-1.508	232	-5.504	-2.009	1.486
TOT	-46.885	-20.785	5.315	-42.359	-9.659	23.041	-69.379	-38.779	-8.179	-51.699	-16.899	17.901	-86.399	-16.499	53.401
ROI	-2725%	-1208%	309%	-1964%	-448%	1068%	-3022%	-1689%	-356%	-1990%	-651%	689%	-1753%	-335%	1084%
IRR			42,41%			77,72%						57,45%			76,71%
BEP			3			2						2			2

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 30: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.742	-508	725	-1.499	47	1.593	-1.824	-377	1.070	-1.859	-214	1.431	-3.017	287	3.592
2	-1.647	-481	686	-1.417	45	1.506	-1.815	-448	920	-1.757	-202	1.353	-2.853	272	3.396
3	-1.557	-454	648	-1.340	42	1.424	-1.802	-509	784	-1.661	-191	1.279	-2.697	257	3.210
4	-1.472	-430	613	-1.267	40	1.346	-1.786	-563	659	-1.571	-181	1.210	-2.550	243	3.035
5	-1.392	-406	580	-1.197	38	1.273	-1.765	-609	546	-1.485	-171	1.144	-2.411	229	2.870
6	-1.361	-429	503	-1.178	-10	1.157	-1.791	-698	394	-1.457	-214	1.028	-2.375	121	2.618
7	-1.330	-449	432	-1.158	-54	1.050	-1.810	-777	256	-1.429	-254	921	-2.337	23	2.383
8	-1.299	-466	367	-1.138	-94	950	-1.822	-846	131	-1.400	-289	822	-2.299	-67	2.164
9	-1.269	-481	306	-1.117	-130	857	-1.829	-905	18	-1.371	-321	729	-2.259	-149	1.960
10	-1.239	-494	251	-1.096	-163	770	-1.830	-957	-84	-1.342	-349	644	-2.218	-224	1.771
11	-1.209	-504	200	-1.074	-192	690	-1.826	-1.001	-175	-1.313	-374	565	-2.177	-291	1.594
12	-1.179	-513	153	-1.053	-219	615	-1.818	-1.038	-258	-1.284	-396	491	-2.135	-352	1.431
13	-1.149	-520	109	-1.031	-243	546	-1.807	-1.069	-331	-1.255	-416	423	-2.093	-407	1.279
14	-1.120	-525	70	-1.009	-264	482	-1.792	-1.094	-396	-1.226	-433	361	-2.050	-456	1.137
15	-1.092	-529	34	-987	-283	422	-1.774	-1.114	-454	-1.197	-447	303	-2.007	-500	1.006
16	-1.063	-531	0	-965	-299	367	-1.753	-1.129	-506	-1.169	-460	249	-1.964	-539	885
17	-1.035	-533	-30	-944	-314	316	-1.730	-1.140	-550	-1.141	-470	200	-1.921	-574	773
18	-1.008	-533	-57	-922	-326	269	-1.704	-1.147	-590	-1.113	-479	155	-1.878	-605	669
19	-981	-532	-82	-900	-337	226	-1.677	-1.150	-623	-1.085	-486	114	-1.835	-631	573
20	-955	-530	-105	-879	-346	186	-1.649	-1.151	-652	-1.058	-491	76	-1.792	-654	484
VAN	-26.821	-11.570	3.682	-24.328	-5.220	13.889	-37.900	-20.018	-2.137	-29.770	-9.434	10.902	-49.793	-8.947	31.900

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



In relazione alle soluzioni di tipo STS, invece, a differenza delle soluzioni TTS, l'investimento risulta economicamente e finanziariamente sostenibile in base alle ipotesi formulate sia nel caso di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima, sia nel caso di prezzo maggiore del 20% e 30% rispetto alla materia prima.

Le uniche due opzioni tecnologiche STS per cui l'investimento non risulta profittevole ad un livello di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al costo della materia prima sono quelle di tipo "chiatta di piccole dimensioni" e "MV bunker small size" (cfr. Tabella 31, Tabella 32 e Tabella 33).

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"

55



Tabella 31: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole				Chiatte bunker di piccola dimensione				MV bunker small size				MV bunker mid size				MV bunker large size			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	2.102				12.250				21.188				35.337				86.056			
1	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.192	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
2	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.712	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
3	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.232	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
4	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.752	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
5	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	85.272	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
6	23.272	24.090	26.280	28.470	37.817	38.610	42.120	45.630	85.896	85.800	93.600	101.400	123.717	128.700	140.400	152.100	484.405	514.800	561.600	608.400
7	23.299	24.090	26.280	28.470	37.871	38.610	42.120	45.630	86.522	85.800	93.600	101.400	123.852	128.700	140.400	152.100	484.734	514.800	561.600	608.400
8	23.327	24.090	26.280	28.470	37.927	38.610	42.120	45.630	87.150	85.800	93.600	101.400	123.989	128.700	140.400	152.100	485.068	514.800	561.600	608.400
9	23.356	24.090	26.280	28.470	37.983	38.610	42.120	45.630	87.780	85.800	93.600	101.400	124.129	128.700	140.400	152.100	485.410	514.800	561.600	608.400
10	23.385	24.090	26.280	28.470	38.041	38.610	42.120	45.630	88.412	85.800	93.600	101.400	124.271	128.700	140.400	152.100	485.758	514.800	561.600	608.400
11	23.414	24.090	26.280	28.470	38.100	38.610	42.120	45.630	89.047	85.800	93.600	101.400	124.417	128.700	140.400	152.100	486.113	514.800	561.600	608.400
12	23.445	24.090	26.280	28.470	38.160	38.610	42.120	45.630	89.684	85.800	93.600	101.400	124.565	128.700	140.400	152.100	486.475	514.800	561.600	608.400
13	23.476	24.090	26.280	28.470	38.221	38.610	42.120	45.630	90.323	85.800	93.600	101.400	124.716	128.700	140.400	152.100	486.845	514.800	561.600	608.400
14	23.507	24.090	26.280	28.470	38.283	38.610	42.120	45.630	90.965	85.800	93.600	101.400	124.871	128.700	140.400	152.100	487.222	514.800	561.600	608.400
15	23.539	24.090	26.280	28.470	38.347	38.610	42.120	45.630	91.609	85.800	93.600	101.400	125.028	128.700	140.400	152.100	487.606	514.800	561.600	608.400
16	23.572	24.090	26.280	28.470	38.412	38.610	42.120	45.630	92.256	85.800	93.600	101.400	125.189	128.700	140.400	152.100	487.998	514.800	561.600	608.400
17	23.605	24.090	26.280	28.470	38.478	38.610	42.120	45.630	92.905	85.800	93.600	101.400	125.352	128.700	140.400	152.100	488.398	514.800	561.600	608.400
18	23.640	24.090	26.280	28.470	38.546	38.610	42.120	45.630	93.556	85.800	93.600	101.400	125.519	128.700	140.400	152.100	488.806	514.800	561.600	608.400
19	23.674	24.090	26.280	28.470	38.614	38.610	42.120	45.630	94.211	85.800	93.600	101.400	125.690	128.700	140.400	152.100	489.222	514.800	561.600	608.400
20	23.710	24.090	26.280	28.470	38.685	38.610	42.120	45.630	94.868	85.800	93.600	101.400	125.864	128.700	140.400	152.100	489.647	514.800	561.600	608.400
21	23.746	24.090	26.280	28.470	38.756	38.610	42.120	45.630	95.528	85.800	93.600	101.400	126.041	128.700	140.400	152.100	490.080	514.800	561.600	608.400
22	23.783	24.090	26.280	28.470	38.830	38.610	42.120	45.630	96.190	85.800	93.600	101.400	126.222	128.700	140.400	152.100	490.521	514.800	561.600	608.400
23	23.821	24.090	26.280	28.470	38.904	38.610	42.120	45.630	96.855	85.800	93.600	101.400	126.406	128.700	140.400	152.100	490.972	514.800	561.600	608.400
24	23.859	24.090	26.280	28.470	38.980	38.610	42.120	45.630	97.524	85.800	93.600	101.400	126.594	128.700	140.400	152.100	491.431	514.800	561.600	608.400
25	23.898	24.090	26.280	28.470	39.058	38.610	42.120	45.630	98.195	85.800	93.600	101.400	126.786	128.700	140.400	152.100	491.900	514.800	561.600	608.400
TOT	589.653	602.250	657.000	711.750	969.078	965.250	1.053.000	1.140.750	2.281.823	2.145.000	2.340.000	2.535.000	3.156.482	3.217.500	3.510.000	3.802.500	12.265.083	12.870.000	14.040.000	15.210.000

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 32: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.608	10.408	18.208	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
2	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.088	9.888	17.688	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
3	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.568	9.368	17.168	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
4	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.048	8.848	16.648	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
5	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	528	8.328	16.128	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
6	818	3.008	5.198	793	4.303	7.813	-96	7.704	15.504	4.983	16.683	28.383	30.395	77.195	123.995
7	791	2.981	5.171	739	4.249	7.759	-722	7.078	14.878	4.848	16.548	28.248	30.066	76.866	123.666
8	763	2.953	5.143	683	4.193	7.703	-1.350	6.450	14.250	4.711	16.411	28.111	29.732	76.532	123.332
9	734	2.924	5.114	627	4.137	7.647	-1.980	5.820	13.620	4.571	16.271	27.971	29.390	76.190	122.990
10	705	2.895	5.085	569	4.079	7.589	-2.612	5.188	12.988	4.429	16.129	27.829	29.042	75.842	122.642
11	676	2.866	5.056	510	4.020	7.530	-3.247	4.553	12.353	4.283	15.983	27.683	28.687	75.487	122.287
12	645	2.835	5.025	450	3.960	7.470	-3.884	3.916	11.716	4.135	15.835	27.535	28.325	75.125	121.925
13	614	2.804	4.994	389	3.899	7.409	-4.523	3.277	11.077	3.984	15.684	27.384	27.955	74.755	121.555
14	583	2.773	4.963	327	3.837	7.347	-5.165	2.635	10.435	3.829	15.529	27.229	27.578	74.378	121.178
15	551	2.741	4.931	263	3.773	7.283	-5.809	1.991	9.791	3.672	15.372	27.072	27.194	73.994	120.794
16	518	2.708	4.898	198	3.708	7.218	-6.456	1.344	9.144	3.511	15.211	26.911	26.802	73.602	120.402
17	485	2.675	4.865	132	3.642	7.152	-7.105	695	8.495	3.348	15.048	26.748	26.402	73.202	120.002
18	450	2.640	4.830	64	3.574	7.084	-7.756	44	7.844	3.181	14.881	26.581	25.994	72.794	119.594
19	416	2.606	4.796	-4	3.506	7.016	-8.411	-611	7.189	3.010	14.710	26.410	25.578	72.378	119.178
20	380	2.570	4.760	-75	3.435	6.945	-9.068	-1.268	6.532	2.836	14.536	26.236	25.153	71.953	118.753
21	344	2.534	4.724	-146	3.364	6.874	-9.728	-1.928	5.872	2.659	14.359	26.059	24.720	71.520	118.320
22	307	2.497	4.687	-220	3.290	6.800	-10.390	-2.590	5.210	2.478	14.178	25.878	24.279	71.079	117.879
23	269	2.459	4.649	-294	3.216	6.726	-11.055	-3.255	4.545	2.294	13.994	25.694	23.828	70.628	117.428
24	231	2.421	4.611	-370	3.140	6.650	-11.724	-3.924	3.876	2.106	13.806	25.506	23.369	70.169	116.969
25	192	2.382	4.572	-448	3.062	6.572	-12.395	-4.595	3.205	1.914	13.614	25.314	22.900	69.700	116.500
TOT	12.597	67.347	122.097	-3.828	83.922	171.672	-136.823	58.177	253.177	61.018	353.518	646.018	604.917	1.774.917	2.944.917
ROI	599%	3204%	5809%	-31%	685%	1401%	-646%	275%	1195%	173%	1000%	1828%	703%	2063%	3422%
IRR	39,30%	144,37%	248,58%		35,16%	64,12%		43,16%	82,92%	12,21%	47,41%	80,65%	35,35%	90,04%	144,45%
BEP	3	2	1		3	2		3	2	7	3	2	3	2	1

Fonte: ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Tabella 33: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	799	2.870	4.940	800	4.119	7.437	2.466	9.840	17.215	4.835	15.897	26.959	29.041	73.288	117.535
2	756	2.713	4.671	757	3.894	7.032	1.866	8.839	15.811	4.571	15.030	25.488	27.456	69.290	111.123
3	714	2.565	4.416	715	3.682	6.648	1.325	7.917	14.509	4.322	14.210	24.098	25.959	65.510	105.061
4	675	2.425	4.175	676	3.481	6.285	837	7.070	13.302	4.086	13.435	22.783	24.542	61.936	99.329
5	639	2.293	3.947	639	3.291	5.942	399	6.291	12.183	3.863	12.702	21.540	23.204	58.557	93.911
6	584	2.149	3.713	567	3.073	5.580	-68	5.502	11.073	3.559	11.915	20.271	21.708	55.133	88.558
7	534	2.013	3.492	499	2.869	5.239	-487	4.780	10.046	3.274	11.174	19.074	20.302	51.904	83.505
8	487	1.885	3.283	436	2.677	4.918	-862	4.118	9.097	3.008	10.477	17.946	18.981	48.859	78.736
9	443	1.765	3.087	378	2.497	4.616	-1.195	3.513	8.221	2.759	9.821	16.883	17.740	45.987	74.235
10	402	1.652	2.902	325	2.328	4.331	-1.491	2.960	7.411	2.527	9.204	15.881	16.573	43.280	69.987
11	365	1.546	2.728	275	2.169	4.063	-1.752	2.456	6.665	2.311	8.623	14.936	15.477	40.727	65.977
12	329	1.446	2.563	230	2.020	3.811	-1.981	1.998	5.976	2.109	8.077	14.045	14.448	38.321	62.193
13	296	1.352	2.409	188	1.880	3.573	-2.181	1.580	5.342	1.921	7.564	13.206	13.482	36.052	58.622
14	266	1.264	2.263	149	1.749	3.350	-2.355	1.201	4.758	1.746	7.081	12.415	12.575	33.913	55.252
15	237	1.181	2.126	113	1.627	3.140	-2.504	858	4.221	1.583	6.627	11.670	11.723	31.898	52.072
16	211	1.104	1.996	81	1.511	2.942	-2.631	548	3.727	1.431	6.200	10.968	10.924	29.998	49.072
17	187	1.031	1.874	51	1.403	2.756	-2.738	268	3.274	1.290	5.798	10.307	10.174	28.207	46.241
18	164	962	1.760	23	1.302	2.581	-2.826	16	2.858	1.159	5.421	9.684	9.470	26.520	43.570
19	143	897	1.652	-2	1.207	2.416	-2.897	-210	2.476	1.037	5.067	9.097	8.810	24.930	41.050
20	124	837	1.550	-24	1.119	2.262	-2.953	-413	2.127	924	4.734	8.544	8.191	23.432	38.672
21	106	780	1.454	-45	1.036	2.116	-2.995	-593	1.808	819	4.421	8.023	7.611	22.020	36.429
22	89	727	1.364	-64	958	1.980	-3.024	-754	1.517	721	4.127	7.533	7.067	20.690	34.313
23	74	677	1.280	-81	885	1.851	-3.043	-896	1.251	631	3.851	7.071	6.558	19.438	32.317
24	60	630	1.200	-96	817	1.730	-3.050	-1.021	1.009	548	3.592	6.636	6.081	18.258	30.435
25	47	586	1.125	-110	753	1.617	-3.049	-1.130	788	471	3.349	6.227	5.634	17.146	28.659
VAN	6.631	35.249	63.867	-5.768	40.099	85.966	-58.378	43.549	145.476	20.169	173.060	325.950	287.673	899.236	1.510.798

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Infine, dall'analisi economico-finanziaria delle soluzioni di tipo PTS, risulta come l'investimento sia profittevole in base alle ipotesi formulate per un livello di prezzo di vendita finale del GNL del +20 e +30% rispetto al prezzo d'acquisto per tutte le tecnologie oggetto di analisi eccetto nel caso della tecnologia "Terminal costiero GNL primario a pressione atmosferica" per cui l'investimento risulta sostenibile anche ad un prezzo di vendita del + 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima.

Per quanto riguarda quest'ultimo caso, il livello degli indicatori economico finanziari dell'investimento viene riportato nelle seguenti Tabella 34, Tabella 35 e Tabella 36.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Tabella 34: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA				TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	11.143				84.910				155.590				109.308				171.920			
1	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	250.982	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
2	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	252.542	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
3	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	254.102	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
4	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	255.662	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
5	42.402	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	257.222	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
6	42.551	38.445	41.940	45.435	128.198	128.700	140.400	152.100	259.121	257.400	280.800	304.200	248.905	257.400	280.800	304.200	490.708	514.800	561.600	608.400
7	42.703	38.445	41.940	45.435	128.422	128.700	140.400	152.100	261.028	257.400	280.800	304.200	249.203	257.400	280.800	304.200	491.162	514.800	561.600	608.400
8	42.858	38.445	41.940	45.435	128.651	128.700	140.400	152.100	262.941	257.400	280.800	304.200	249.507	257.400	280.800	304.200	491.626	514.800	561.600	608.400
9	43.016	38.445	41.940	45.435	128.884	128.700	140.400	152.100	264.862	257.400	280.800	304.200	249.817	257.400	280.800	304.200	492.098	514.800	561.600	608.400
10	43.178	38.445	41.940	45.435	129.122	128.700	140.400	152.100	266.789	257.400	280.800	304.200	250.133	257.400	280.800	304.200	492.580	514.800	561.600	608.400
11	43.342	38.445	41.940	45.435	129.364	128.700	140.400	152.100	268.724	257.400	280.800	304.200	250.456	257.400	280.800	304.200	493.072	514.800	561.600	608.400
12	43.510	38.445	41.940	45.435	129.611	128.700	140.400	152.100	270.667	257.400	280.800	304.200	250.785	257.400	280.800	304.200	493.573	514.800	561.600	608.400
13	43.681	38.445	41.940	45.435	129.863	128.700	140.400	152.100	272.617	257.400	280.800	304.200	251.121	257.400	280.800	304.200	494.084	514.800	561.600	608.400
14	43.856	38.445	41.940	45.435	130.121	128.700	140.400	152.100	274.575	257.400	280.800	304.200	251.463	257.400	280.800	304.200	494.606	514.800	561.600	608.400
15	44.034	38.445	41.940	45.435	130.383	128.700	140.400	152.100	276.541	257.400	280.800	304.200	251.812	257.400	280.800	304.200	495.138	514.800	561.600	608.400
16	44.216	38.445	41.940	45.435	130.651	128.700	140.400	152.100	278.515	257.400	280.800	304.200	252.169	257.400	280.800	304.200	495.681	514.800	561.600	608.400
17	44.401	38.445	41.940	45.435	130.924	128.700	140.400	152.100	280.497	257.400	280.800	304.200	252.532	257.400	280.800	304.200	496.235	514.800	561.600	608.400
18	44.590	38.445	41.940	45.435	131.202	128.700	140.400	152.100	282.488	257.400	280.800	304.200	252.903	257.400	280.800	304.200	496.799	514.800	561.600	608.400
19	44.783	38.445	41.940	45.435	131.486	128.700	140.400	152.100	284.487	257.400	280.800	304.200	253.281	257.400	280.800	304.200	497.375	514.800	561.600	608.400
20	44.980	38.445	41.940	45.435	131.776	128.700	140.400	152.100	286.495	257.400	280.800	304.200	253.666	257.400	280.800	304.200	497.963	514.800	561.600	608.400
21	45.180	38.445	41.940	45.435	132.072	128.700	140.400	152.100	288.512	257.400	280.800	304.200	254.060	257.400	280.800	304.200	498.562	514.800	561.600	608.400
22	45.385	38.445	41.940	45.435	132.373	128.700	140.400	152.100	290.539	257.400	280.800	304.200	254.461	257.400	280.800	304.200	499.173	514.800	561.600	608.400
23	45.593	38.445	41.940	45.435	132.681	128.700	140.400	152.100	292.574	257.400	280.800	304.200	254.870	257.400	280.800	304.200	499.797	514.800	561.600	608.400
24	45.806	38.445	41.940	45.435	132.994	128.700	140.400	152.100	294.619	257.400	280.800	304.200	255.287	257.400	280.800	304.200	500.433	514.800	561.600	608.400
25	46.023	38.445	41.940	45.435	133.314	128.700	140.400	152.100	296.674	257.400	280.800	304.200	255.713	257.400	280.800	304.200	501.081	514.800	561.600	608.400
26	46.245	38.445	41.940	45.435	133.640	128.700	140.400	152.100	298.739	257.400	280.800	304.200	256.147	257.400	280.800	304.200	501.743	514.800	561.600	608.400
27	46.471	38.445	41.940	45.435	133.973	128.700	140.400	152.100	300.814	257.400	280.800	304.200	256.590	257.400	280.800	304.200	502.418	514.800	561.600	608.400
28	46.701	38.445	41.940	45.435	134.313	128.700	140.400	152.100	302.899	257.400	280.800	304.200	257.042	257.400	280.800	304.200	503.106	514.800	561.600	608.400
29	46.936	38.445	41.940	45.435	134.659	128.700	140.400	152.100	304.994	257.400	280.800	304.200	257.503	257.400	280.800	304.200	503.808	514.800	561.600	608.400
30	47.176	38.445	41.940	45.435	135.012	128.700	140.400	152.100	307.101	257.400	280.800	304.200	257.973	257.400	280.800	304.200	504.525	514.800	561.600	608.400
TOT	1.339.787	1.153.350	1.258.200	1.363.050	4.008.494	3.861.000	4.212.000	4.563.000	8.493.911	7.722.000	8.424.000	9.126.000	7.679.768	7.722.000	8.424.000	9.126.000	15.050.582	15.444.000	16.848.000	18.252.000

Fonte: ns elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Tabella 35: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	6.418	29.818	53.218	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
2	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	4.858	28.258	51.658	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
3	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	3.298	26.698	50.098	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
4	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	1.738	25.138	48.538	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
5	-3.957	-462	3.033	721	12.421	24.121	178	23.578	46.978	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
6	-4.106	-611	2.884	502	12.202	23.902	-1.721	21.679	45.079	8.495	31.895	55.295	24.092	70.892	117.692
7	-4.258	-763	2.732	278	11.978	23.678	-3.628	19.772	43.172	8.197	31.597	54.997	23.638	70.438	117.238
8	-4.413	-918	2.577	49	11.749	23.449	-5.541	17.859	41.259	7.893	31.293	54.693	23.174	69.974	116.774
9	-4.571	-1.076	2.419	-184	11.516	23.216	-7.462	15.938	39.338	7.583	30.983	54.383	22.702	69.502	116.302
10	-4.733	-1.238	2.257	-422	11.278	22.978	-9.389	14.011	37.411	7.267	30.667	54.067	22.220	69.020	115.820
11	-4.897	-1.402	2.093	-664	11.036	22.736	-11.324	12.076	35.476	6.944	30.344	53.744	21.728	68.528	115.328
12	-5.065	-1.570	1.925	-911	10.789	22.489	-13.267	10.133	33.533	6.615	30.015	53.415	21.227	68.027	114.827
13	-5.236	-1.741	1.754	-1.163	10.537	22.237	-15.217	8.183	31.583	6.279	29.679	53.079	20.716	67.516	114.316
14	-5.411	-1.916	1.579	-1.421	10.279	21.979	-17.175	6.225	29.625	5.937	29.337	52.737	20.194	66.994	113.794
15	-5.589	-2.094	1.401	-1.683	10.017	21.717	-19.141	4.259	27.659	5.588	28.988	52.388	19.662	66.462	113.262
16	-5.771	-2.276	1.219	-1.951	9.749	21.449	-21.115	2.285	25.685	5.231	28.631	52.031	19.119	65.919	112.719
17	-5.956	-2.461	1.034	-2.224	9.476	21.176	-23.097	303	23.703	4.868	28.268	51.668	18.565	65.365	112.165
18	-6.145	-2.650	845	-2.502	9.198	20.898	-25.088	-1.688	21.712	4.497	27.897	51.297	18.001	64.801	111.601
19	-6.338	-2.843	652	-2.786	8.914	20.614	-27.087	-3.687	19.713	4.119	27.519	50.919	17.425	64.225	111.025
20	-6.535	-3.040	455	-3.076	8.624	20.324	-29.095	-5.695	17.705	3.734	27.134	50.534	16.837	63.637	110.437
21	-6.735	-3.240	255	-3.372	8.328	20.028	-31.112	-7.712	15.688	3.340	26.740	50.140	16.238	63.038	109.838
22	-6.940	-3.445	50	-3.673	8.027	19.727	-33.139	-9.739	13.661	2.939	26.339	49.739	15.627	62.427	109.227
23	-7.148	-3.653	-158	-3.981	7.719	19.419	-35.174	-11.774	11.626	2.530	25.930	49.330	15.003	61.803	108.603
24	-7.361	-3.866	-371	-4.294	7.406	19.106	-37.219	-13.819	9.581	2.113	25.513	48.913	14.367	61.167	107.967
25	-7.578	-4.083	-588	-4.614	7.086	18.786	-39.274	-15.874	7.526	1.687	25.087	48.487	13.719	60.519	107.319
26	-7.800	-4.305	-810	-4.940	6.760	18.460	-41.339	-17.939	5.461	1.253	24.653	48.053	13.057	59.857	106.657
27	-8.026	-4.531	-1.036	-5.273	6.427	18.127	-43.414	-20.014	3.386	810	24.210	47.610	12.382	59.182	105.982
28	-8.256	-4.761	-1.266	-5.613	6.087	17.787	-45.499	-22.099	1.301	358	23.758	47.158	11.694	58.494	105.294
29	-8.491	-4.996	-1.501	-5.959	5.741	17.441	-47.594	-24.194	-794	-103	23.297	46.697	10.992	57.792	104.592
30	-8.731	-5.236	-1.741	-6.312	5.388	17.088	-49.701	-26.301	-2.901	-573	22.827	46.227	10.275	57.075	103.875
TOT	-186.437	-81.587	23.263	-147.494	203.506	554.506	-771.911	-69.911	632.089	42.232	744.232	1.446.232	393.418	1.797.418	3.201.418
ROI	-1673%	-732%	209%	-174%	240%	653%	-496%	-45%	406%	39%	681%	1323%	229%	1045%	1862%
IRR			25,79%		13,17%	28,03%			30,68%	3,42%	29,08%	50,75%	12,74%	41,33%	68,67%
BEP			4		7	4			4		4	2	8	3	2

Fonte: ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 36: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.603	-299	3.006	682	11.744	22.805	6.068	28.191	50.315	8.308	30.432	52.555	23.199	67.446	111.692
2	-3.407	-282	2.842	645	11.103	21.561	4.343	25.259	46.176	7.855	28.772	49.688	21.933	63.766	105.599
3	-3.221	-267	2.687	609	10.497	20.385	2.787	22.563	42.338	7.427	27.202	46.978	20.737	60.288	99.839
4	-3.045	-252	2.540	576	9.925	19.273	1.389	20.086	38.782	7.021	25.718	44.415	19.605	56.999	94.392
5	-2.989	-349	2.291	545	9.383	18.222	135	17.811	35.488	6.638	24.315	41.992	18.536	53.889	89.243
6	-2.933	-436	2.060	358	8.714	17.071	-1.230	15.483	32.195	6.067	22.780	39.492	17.207	50.632	84.057
7	-2.875	-515	1.845	187	8.088	15.988	-2.450	13.351	29.152	5.535	21.336	37.137	15.961	47.563	79.164
8	-2.817	-586	1.645	31	7.501	14.970	-3.538	11.401	26.340	5.039	19.978	34.917	14.795	44.672	74.550
9	-2.759	-650	1.460	-111	6.951	14.013	-4.504	9.620	23.744	4.577	18.701	32.825	13.703	41.950	70.198
10	-2.701	-706	1.288	-241	6.436	13.113	-5.358	7.995	21.349	4.147	17.500	30.854	12.680	39.387	66.093
11	-2.642	-757	1.129	-358	5.954	12.267	-6.110	6.515	19.140	3.747	16.371	28.996	11.723	36.973	62.223
12	-2.584	-801	982	-465	5.503	11.471	-6.767	5.169	17.105	3.374	15.310	27.247	10.828	34.700	58.573
13	-2.525	-840	846	-561	5.081	10.724	-7.339	3.946	15.231	3.028	14.313	25.598	9.990	32.560	55.131
14	-2.467	-874	720	-648	4.687	10.022	-7.831	2.838	13.508	2.707	13.376	24.046	9.208	30.546	51.885
15	-2.409	-903	604	-726	4.318	9.362	-8.251	1.836	11.923	2.409	12.496	22.583	8.476	28.651	48.825
16	-2.352	-928	497	-795	3.973	8.742	-8.606	931	10.468	2.132	11.669	21.206	7.792	26.866	45.941
17	-2.295	-948	398	-857	3.651	8.160	-8.900	117	9.134	1.876	10.893	19.909	7.154	25.187	43.221
18	-2.239	-965	308	-912	3.351	7.613	-9.140	-615	7.910	1.638	10.163	18.688	6.558	23.608	40.658
19	-2.183	-979	225	-960	3.070	7.100	-9.330	-1.270	6.790	1.419	9.479	17.539	6.002	22.121	38.241
20	-2.128	-990	148	-1.002	2.808	6.618	-9.475	-1.855	5.766	1.216	8.836	16.456	5.483	20.723	35.964
21	-2.074	-998	78	-1.038	2.564	6.166	-9.579	-2.375	4.830	1.028	8.233	15.437	4.999	19.408	33.817
22	-2.020	-1.003	15	-1.069	2.337	5.742	-9.646	-2.835	3.977	856	7.667	14.478	4.549	18.172	31.795
23	-1.967	-1.005	-44	-1.095	2.124	5.344	-9.680	-3.240	3.200	696	7.136	13.576	4.129	17.009	29.889
24	-1.915	-1.006	-97	-1.117	1.927	4.971	-9.684	-3.596	2.493	550	6.638	12.727	3.738	15.915	28.093
25	-1.864	-1.005	-145	-1.135	1.743	4.621	-9.661	-3.905	1.851	415	6.171	11.928	3.375	14.888	26.401
26	-1.814	-1.001	-188	-1.149	1.572	4.293	-9.615	-4.172	1.270	291	5.734	11.176	3.037	13.922	24.806
27	-1.765	-996	-228	-1.160	1.413	3.986	-9.546	-4.401	745	178	5.324	10.469	2.723	13.014	23.305
28	-1.716	-990	-263	-1.167	1.266	3.698	-9.459	-4.594	271	74	4.939	9.804	2.431	12.161	21.890
29	-1.669	-982	-295	-1.171	1.128	3.428	-9.355	-4.756	-156	-20	4.579	9.179	2.160	11.359	20.558
30	-1.623	-973	-324	-1.173	1.001	3.176	-9.236	-4.888	-539	-107	4.242	8.591	1.910	10.607	19.304
VAN	-83.746	-34.430	14.886	-100.185	64.906	229.996	-335.158	-4.976	325.206	-19.185	310.997	641.179	122.699	783.062	1.443.426

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



7. Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”

Avendo evidenziato nel capitolo 6 le opzioni tecnologiche di bunkering GNL per cui gli investimenti non risultano profittevoli per i diversi livelli di prezzo finale ipotizzati, nel presente capitolo si sono riportati alcuni meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green” che permettono l’abbattimento dei costi operativi e di capitale delle soluzioni analizzate o in ogni caso di incrementare l’attrattività dell’investimento dal punto di vista dei potenziali investitori privati interessati.

Tra le opzioni d’incentivazione, trattandosi di investimenti di natura “green”, le opzioni fattibili considerate sotto il profilo teorico sono:

- ✓ Realizzazione di PPP (public-private partnership).
- ✓ Certificati “green” e incentivi fiscali (tasse portuali differenziali).
- ✓ Contributi a fondo perduto, erogazione di finanziamenti a tasso agevolato, contributi in conto esercizio per investimenti in tecnologie “green”.

Tra i vari strumenti finanziari ed economici in atto nel settore marittimo adatti a fornire incentivi all’utilizzo di carburante “green” e alla costruzione di nuove infrastrutture “green”, sviluppati ad oggi soprattutto nel Nord Europa, si sono descritti a titolo esemplificativo i seguenti:

- ✓ Tasse “fairway” modello svedese (differenziale fees in porto).
- ✓ Il fondo NOX Norvegese.
- ✓ Accordi volontari come il “Green Award Certificate” ed il sistema ESI (environmental ship index).
- ✓ Programma CEF (connecting europe facility)

Tali esempi di incentivi sono orientati principalmente verso figure che gestiscono e hanno la proprietà di mezzi navali alimentati a GNL e non verso le figure che investono in infrastrutture di GNL. Ciononostante, rappresentano modelli che potrebbero essere ragionevolmente replicati e applicati anche per chi realizza e gestisce infrastrutture di bunkering GNL.

Le tasse “fairway” differenziate del modello svedese, modello introdotto nel 1998, rappresentano incentivi finanziari per acquistare carburante a basso tenore di zolfo e investire in tecnologie per ridurre le emissioni di ossidi di azoto.

L’amministrazione marittima svedese, l’associazione svedese delle autorità portuali e dei portuali e l’associazione svedese degli armatori sono stati i primi promotori di tali incentivi per la riduzione delle emissioni di SO_x e NO_x nelle zone navigabili e nei porti svedesi.

Le tasse “fairway” differenziate sono composte da due componenti di costo: una collegata alla stazza lorda della nave e una in base alla quantità di carico. Sola la prima componente di costo è differenziata in base ai criteri ambientali. Il funzionamento di tale sistema è riportato in Figura 2.



Figura 2: Modello svedese della tassa “fairway”

Selected ports	Discounts			Penalty
	< 2 g/kWh	2-6 g/kWh	6-12 g/kWh	
Port of Gothenburg	0.20	0.10	0.05	
Port of Helsingborg	0.10	0.06- 0.09	0.01- 0.05	
Port of Malmoe	0.15	0.15	0.05	
Port of Stockholm	0.20	0.15	0.05	0.10

Fonte: <http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>

Se le emissioni, al 75% del carico del motore, sono inferiori a 12 g/kWh, il soggetto proprietario dell’asset alimentato a GNL può beneficiare di uno sconto sulla tassa di intensità variabile a seconda dei grammi di emissione per kWh. A titolo esemplificativo, sotto la soglia di 2 g / kWh di emissioni, lo sconto sulle tasse portuali ammonta a euro 0,18 per GT (gross tonnage, misura della stazza lorda della nave). Ciò significa che un traghetto che è alimentato a GNL, gode di uno sconto totale di 0,28 euro per GT. Se invece, le emissioni, al 75 percento del carico del motore, sono superiore a 12 g/kWh, non si beneficia dello sconto NOX sulle tasse portuali. Tale modello applicato alle compagnie armatoriali, può essere facilmente replicato quale modello di incentivi anche alle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, applicando lo sconto sulle tasse portuali e/o sui canoni di concessioni dei terminal di tipo GNL.

In relazione alle strategie di incentivazione degli investimenti “green” in Norvegia invece, si fa generalmente riferimento alla Convenzione sull'inquinamento transfrontaliero a grande distanza e al protocollo di Göteborg che tratta misure per ridurre l'acidificazione, l'eutrofizzazione e l'ozono troposferico per contrastare lo zolfo, emissioni di ossidi di azoto, particolato e composti organici volatili (COV). Nel 2007 è stata introdotta in Norvegia una tassa sui NOx, pari a circa 2 euro al chilo per NOx emesso.

Come iniziativa complementare, è stato firmato un accordo ambientale per il fondo NOX tra 14 organizzazioni imprenditoriali e il Ministero dell'Ambiente. Gli attori economici norvegesi che emettono NOx possono ora scegliere di pagare la tassa di 2 euro o di diventare membri del fondo e pagare solo circa il 25% del prelievo fiscale per i non membri.

L'accordo è stato firmato il 14 maggio 2008 per coprire gli anni 2008-2010. Nel 2011 questo accordo è stato prorogato per durare fino al 2017. Il Fondo NOX applica una tassa sulle emissioni di ossidi di azoto (NOX), durante la produzione di energia, alle seguenti fonti energetiche:

- ✓ macchine di propulsione con una capacità installata totale di oltre 750 kW,
- ✓ motori, caldaie e turbine con una capacità installata totale superiore a 10 MW,
- ✓ razzi su installazioni offshore e su strutture a terra.

Registrandosi al fondo NOx del settore aziendale, una società può beneficiare di un'aliquota ridotta per kg di NOx emesso. Essere un membro significa inoltre aver la possibilità di richiedere sostegno monetario per investimenti che riducono le emissioni di NOx in Norvegia. Un membro può ottenere fino al 75% dell’investimento richiesto per tali misure.

Il Fondo NOx fornisce sostegno per le riduzioni di NOx nelle seguenti aree:

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



- ✓ Nuove costruzioni e retrofitting di propulsori a gas;
- ✓ Stazioni di rifornimento per gas;
- ✓ Nuove e promettenti misure di riduzione degli NO_x;
- ✓ Riduzione catalitica con l'uso dell'urea;
- ✓ Propulsione a batteria di traghetti per auto e passeggeri;
- ✓ Gas nell'industria terrestre;
- ✓ Modifiche al motore e retrofitting;
- ✓ Altre misure di riduzione degli NO_x.

Il modello di incentivazione norvegese qui brevemente riassunto rappresenta una reale opportunità di ottenere fondi per gli investimenti in tecnologie “green”, a tasso agevolato e/o a fondo perduto e, inoltre, comporta la possibilità per i terminal portuali di tipo GNL di offrire prezzi più competitivi rispetto ai competitors ad alto livello di emissioni NO_x.

Prendendo invece in considerazione il modello di incentivi fiscali presentato dal porto di Rotterdam, il programma di certificazione Green Award, similmente a quanto accade nel modello svedese, offre la possibilità di ottenere sconti sulle tasse portuali alle navi certificate.

In linea con la nuova pratica manageriale interna delle grandi compagnie, la Responsabilità Sociale d'Impresa o Corporate Social Responsibility (CSR), contribuisce ad offrire una migliore immagine della nave e della compagnia armatoriale oltre a una riduzione dei costi fiscali. Per essere certificata la nave deve essere conforme alle leggi e regolamenti internazionali e nazionali

Altra tipologia di incentivo basato su accordi volontari è l' Environmental Ship Index (ESI, indice ambientale delle navi), indice che misura le emissioni di una nave in base alla quantità di ossido di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), nonché di particolato (PM) che rilascia. L'ESI viene utilizzato come indicatore delle prestazioni ambientali delle navi. I porti (ESPO) stanno ad oggi discutendo e valutando di fornire un incentivo alle navi con ESI elevato. Sebbene si tratti di un programma completamente volontario, i porti sperano che gli incentivi motivino la comunità portuale globale ad assumere il proprio ruolo nel miglioramento dell'ambiente.

Tali tipi di incentivi basati su accordi volontari, sebbene applicati alle navi, possono essere applicati a qualsiasi infrastruttura che produca energia green, parametrando gli incentivi fiscali ai consumi in termini di emissioni di quest'ultime.

Oltre ad incentivi fiscali e modelli di finanziamento agevolati costituiti da fondi nazionali, c'è da tener presente, che a livello europeo, molti sono i programmi e i fondi di finanziamento a sostegno dei cosiddetti progetti “green”.

A titolo d'esempio, uno degli ultimi casi di finanziamenti tramite programma EU, luglio 2020, è stato il finanziamento da 11 milioni di euro, a tasso agevolato, concesso tramite il programma Connecting Europe Facility (CEF)²⁰ dell'UE a favore del fornitore europeo di Bio-GNL “Titan LNG.

²⁰ Connecting Europe Facility (CEF, nota anche con la denominazione corrispondente in italiano “meccanismo per collegare l'Europa”) fornisce un'assistenza finanziaria alle reti transeuropee al fine di sostenere progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni e di sfruttare le potenziali sinergie tra tali settori. Sostituisce i programmi TEN-T, TEN-E e Marco Polo II in essere nel precedente periodo di programmazione (2007-2013).



Il progetto di Titan LNG finanziato dal programma CEF, Bio2Bunker, ha come obiettivo quello dello sviluppo ed espansione della catena di approvvigionamento di bunkeraggio BLNG (BIO-LNG) dei porti di Zeebrugge (Belgio), Rotterdam (Paesi Bassi) e Lubeca (Germania) attraverso l'introduzione sul mercato di tre nuove chiatte bunker a GNL.

Come si evince dai vari casi di studio qui riportati, vari sono i modelli di incentivazione allo sviluppo di infrastrutture di tipo "green" che permettono una riduzione notevole dei costi di capitale, attraverso l'utilizzo di finanziamenti agevolati o con quote di fondo perduto o tramite la partecipazione di soggetti pubblici.

In aggiunta, applicando alcuni principi dei modelli di incentivazione fiscale qui brevemente riassunti, i servizi di bunkering di tipo GNL possono potenzialmente risultare maggiormente convenienti ed appetibili in termini di prezzo d'acquisto per i clienti dei terminal comportando ciò un vantaggio competitivo per i gestori dei terminal GNL rispetto ai gestori di terminal di bunker classico.

CEF promuove la realizzazione di progetti di interesse comune per lo sviluppo, la costruzione o l'adeguamento di nuovi servizi e infrastrutture di trasporto, energia e comunicazione, dando priorità ai collegamenti mancanti, ai progetti che presentano un valore aggiunto europeo e vantaggi significativi per la società e che non ricevono un finanziamento adeguato dal mercato.

CEF è uno strumento particolarmente tecnico e destinato soprattutto agli "addetti ai lavori" nel settore delle infrastrutture o del digitale e alle autorità pubbliche interessate dallo sviluppo di infrastrutture di particolare rilevanza a livello europeo.

Il programma Connecting Europe Facility fornisce principalmente le seguenti tipologie di supporto:

sovvenzioni per la realizzazione di studi specifici negli ambiti desiderati

- ✓ sovvenzioni per la realizzazione di lavori (sovvenzioni per investimenti a fondo perduto)
- ✓ gare d'appalto per specifiche azioni di supporto
- ✓ agevolazione dell'accesso a strumenti finanziari innovativi, sviluppati in collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



References

- Allied shipbroking (2020). *Allied market research*.
- Assocostieri Servizi S.r.l. (2020). *Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale*.
- BancheroCosta. (2020). *LNG fleet report*.
- DNV GL. (2015). *LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures*.
- DNV GL. (2019a). *Energy transition outlook*.
- DNV GL. (2019b). *Alternative Fuels Insights platform, Sea LNG bunker navigation*.
- Franci, T. (2020). *Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità*.
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook*.
- International Energy Agency. (2020). *World Energy Outlook*.
- Kim, J., Seo, Y., & Chang, D. (2016). Economic evaluation of a new small-scale LNG supply chain using liquid nitrogen for natural-gas liquefaction. *Applied Energy*, 182, 154-163.
- Maxwell, D., & Zhu, Z. (2011). Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, 33(2), 217-226.
- North European LNG Infrastructure Project*. (2020). Eurogas. <http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>.
- Nox-fondet. (2020). <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/the-nox-fund/>
- Office des transports de Corse. (2020). *Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL*.
- Offshore energy. (2012). <https://www.offshore-energy.biz/green-award-foundation-environmental-ship-index-join-forces/>.
- Songhurst, B. (2018). LNG plant cost reduction. *OIES Paper NG*, 137.
- Titan LNG awarded grant from EU's CEF*. (2020). LNG industry news. <https://www.lngindustry.com/liquid-natural-gas/21072020/titan-lng-awarded-grant-from-eus-cef/#:~:text=Titan%20LNG%2C%20one%20of%20the,to%20greener%20fuels%20for%20transport,>.



ANNEXE IV

T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures soutage/stockage GNL

Projet TDI-RETE-GNL



Interreg



MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Office des Transports de la Corse (OTC)
FRANCE / CORSE



PUBLIC

13 août 2020
OTCG-ELY-PJ-RP-003



Nos ref. : OTCG-ELY-PJ-RP-003
Entité : Energie
Imputation : P.015760

Client : Office des Transports de la Corse (OTC)
Projet : Etude approvisionnement-stockage-soutage du carburant GNL
Pays/Ville : France / Corse

Titre : T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures soutage/stockage GNL
Sous-titre : Projet TDI-RETE-GNL
Auteur(s) : Karim GAID, Valère ESCUDIE
Date : 13 août 2020

Résumé : -
Commentaires : -
Mots-clés : -
Nbr pages : 34

02	01/09/2020	Modification charte graphique	FIN	M. DELEAU	A. GUITTAT	A. GUITTAT
01	13/08/2020	Première émission	PREL	K. GAID V. ESCUDIE	S. MAUREL	A. GUITTAT

REV. JJ/MM/AA OBJET DE LA REVISION STAT. REDACTION VERIFICATION APPROBATION

ETUDE APPROVISIONNEMENT-STOCKAGE-SOUTAGE DU CARBURANT GNL

T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures soutage/stockage GNL**SOMMAIRE**

1.	CONTEXTE.....	9
2.	OBJECTIFS DE L'ETUDE	9
3.	COMPARAISON DES PRINCIPALES SOLUTIONS DE SOUTAGE DE GNL	10
4.	CHOIX DE SOLUTIONS DE SOUTAGE POUR LA CORSE	13
4.1.	Définition des hypothèses.....	13
4.1.1.	Volumes de GNL à souter	13
4.1.2.	Types de navires	15
4.1.3.	Sources d'approvisionnement de GNL.....	16
4.1.4.	Emplacement disponible.....	17
4.2.	Solutions de soutage envisagées pour la Corse	18
4.2.1.	Solution 1 : soutage par camions-citernes	18
4.2.1.1.	Schéma logiStique.....	18
4.2.1.2.	Equipements.....	19
4.2.1.2.1.	ISO-conteneurs	19
4.2.1.2.2.	Flexibles cryogéniques.....	21
4.2.1.2.3.	Système d'arrêt d'urgence (ESD).....	22
4.2.1.2.4.	Système de déconnexion d'urgence (ERS).....	22
4.2.1.2.5.	Pompes et/ou PBU	23
4.2.1.2.6.	Equipements de sécurité.....	23
4.2.1.3.	Modèle Economique	24
4.2.1.3.1.	Une solution clé en main proposée par un opérateur privé.....	24
4.2.1.3.2.	Hypothèses de volume	24
4.2.1.3.3.	Investissements et financement	26
4.2.1.3.4.	Coûts d'exploitation.....	26
4.2.1.3.5.	Revenus.....	26
4.2.1.3.6.	Résultats simplifiés et tests de sensibilité	27
4.2.1.3.7.	Optimisations	27
4.2.2.	Solution 2 : soutage par navire souteur dédié	28
4.2.2.1.	Schéma logistique	28
4.2.2.2.	Modèle économique	29
4.2.2.2.1.	Hypothèses de couts	29
4.2.2.2.2.	Hypothèses opérationnelles	29

4.2.2.2.3.	Résultats	30
4.2.3.	Solution 3 : tournée du laitier	31
4.2.3.1.	Schéma Logistique	31
4.2.3.2.	Modèle économique	32
4.2.3.2.1.	Hypothèses économiques	32
4.2.3.2.2.	Hypothèses opérationnelles	32
4.2.3.2.3.	Résultats	33
4.3.	Synthèse	34

ETUDE APPROVISIONNEMENT-STOCKAGE-SOUTAGE DU CARBURANT GNL

**T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de
structures soutage/stockage GNL****LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Répartition des solutions d'avitaillement dans le monde.....	10
Figure 2 : Solution 1 pour la Corse – soutage par camions-citernes	18
Figure 3 : ISO-conteneur GNL 40"	20
Figure 4 : Dépose d'un ISO-conteneur GNL sur un camion.....	20
Figure 5 : Camion transportant un ISO-conteneur GNL.....	20
Figure 6 : Empilement d'ISO-conteneurs GNL	21
Figure 7 : Soutage à l'aide d'un flexible cryogénique à partir d'un camion-citerne	21
Figure 8 : Exemple de configuration d'un flexible	22
Figure 9 : Solution 2 pour la Corse – soutage par navire souteur dédié.....	28
Figure 10 : Solution 3 pour la Corse – soutage par navire souteur partagé.....	31
Figure 11 : Coûts d'approvisionnement du GNL en €/m ³ suivant le nombre d'opérations d'avitaillement réalisées sur différents ports corses et temps de rotation nécessaire.....	33
Figure 12 : Coûts d'approvisionnement du GNL en €/m ³ suivant le nombre d'opérations d'avitaillement réalisées sur Bastia et temps de rotation nécessaire	33

ETUDE APPROVISIONNEMENT-STOCKAGE-SOUTAGE DU CARBURANT GNL

**T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de
structures soutage/stockage GNL****LISTE DES TABLES**

Tableau 1 : Avantages & inconvénients des principales solutions de soutage de GNL	12
Tableau 2 : Capacités de soute de différents types de navires.....	15
Tableau 3 : Solutions de soutage possibles pour différents types de navires.....	16
Tableau 4 : Principales caractéristiques techniques d'un ISO-conteneur 40"	19
Tableau 5 : Estimation des prix de la solution d'avitaillement en €/m ³ avec un souteur dédié sur Bastia suivant le navire et le volume d'avitaillement.....	30

ETUDE APPROVISIONNEMENT-STOCKAGE-SOUTAGE DU CARBURANT GNL

T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures soutage/stockage GNL**LISTE DES ABREVIATIONS ET ACRONYMES**

AFG	Association Française du Gaz
BOG	Boil-Off Gas. Gaz issu de l'évaporation du GNL.
EMSA	European Maritime Safety Agency
ERC	Emergency Release Coupler
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shutdown. Système d'arrêt d'urgence.
FSRU	Floating Storage & Regasification Unit
GBS	Gravity-Based Structure
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
MTTS	Multi Truck-to-Ship
OTC	Office des Transports de la Corse
PBU	Pressure Build Up
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
SGMF	The Society for Gas as a Marine Fuel
SIMOPs	SIMultaneous OPerations. Opérations simultanées.

ETUDE APPROVISIONNEMENT-STOCKAGE-SOUTAGE DU CARBURANT GNL

T2.3.1 Outil de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures soutage/stockage GNL**REFERENCES**

- Norme ISO 20519 « Spécification pour le soutage des navires fonctionnant au gaz naturel liquéfié ».
- Norme ISO / TS 18683 « Lignes directrices pour les systèmes et installations de distribution de gaz naturel liquide comme carburant pour navires ».
- SGMF « LNG bunkering with hose bunker systems : considerations and recommendations » - 2020.
- SGMF « Bunkering safety guidelines » - 2017.
- SGMF « Recommendations for linked emergency shutdown arrangements for LNG bunkering » - 2019.
- AFG « Rôle du GNL carburant marin et fluvial dans la transition énergétique pour la croissance verte » - 2016.
- DNV GL « LNG regulatory update » - 2018.
- EMSA « Guidance on LNG bunkering to Port Authorities and Administrations » - 2018.

1. CONTEXTE

Dans le cadre du programme de coopération européenne transfrontalière INTERREG IFM 2014-2020, l'Office des transports de la Corse (OTC) a élaboré avec d'autres partenaires européens un projet global de préparation à l'utilisation du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) dans les activités liées au transport maritime ainsi qu'à d'autres utilisations.

L'OTC a lancé la production d'une étude composée de neuf chapitres portant sur l'approvisionnement, le stockage et le soutage du carburant GNL des ports corses.

Cet étude concerne le chapitre intitulé **TDI-RETE-GNL-T2.3.1** relatif aux outils de gestion pour l'évaluation d'investissements de structures de soutage/stockage de GNL.

2. OBJECTIFS DE L'ETUDE

Cette étude s'attachera à identifier les solutions de soutage de GNL les plus adaptées dans le cas de la Corse. Avant cela, un tableau comparatif des principales méthodes de soutage énumérant les avantages et les inconvénients de chacune sera dressé.

Plusieurs solutions seront alors proposées après analyse de quatre paramètres clés qui sont : le volume de GNL dédié au soutage, les types de navires à souter, la proximité des sources de GNL et l'emplacement disponible pour la solution de soutage.

Pour chaque solution de soutage identifiée, une description technique des infrastructures et équipements à mettre en place sera proposée.

En complément de la description technique, une étude économique sera réalisée avec estimation des coûts d'investissement (CAPEX) et coûts opérationnels (OPEX).

A noter enfin que le stockage de GNL n'est étudié qu'à des fins de soutage et qu'en fonction des solutions de soutage identifiées, le stockage de GNL ne sera pas systématiquement utile.

3. COMPARAISON DES PRINCIPALES SOLUTIONS DE SOUTAGE DE GNL

Le chapitre 2. T1.1.3 consacré aux bonnes pratiques des procédures de stockage et de soutage de GNL avait permis de décrire les différentes solutions techniques utilisées pour le soutage de GNL.

La Figure 1 montre la répartition de ces différentes solutions de soutage dans le monde au 1^{er} trimestre 2019.

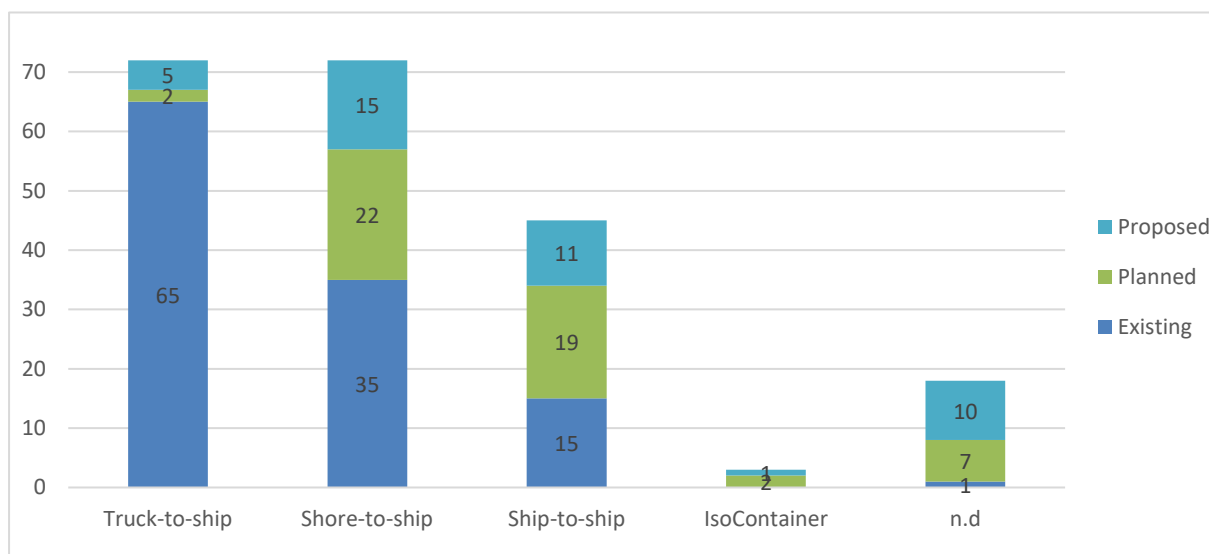





Figure 1 : Répartition des solutions d'avitaillement dans le monde
(source : DNV GL)

Il apparaît que parmi les solutions déjà mises en œuvre, les plus répandues sont :

- Le soutage à partir d'un camion-citerne (Truck-to-Ship)
- Le soutage à partir d'une station de soutage terrestre (Shore-to-Ship)
- Le soutage à partir d'un navire souleveur (Ship-to-Ship)

Chaque solution présente des avantages et des inconvénients et le choix de l'une ou l'autre de ces solutions sera dépendant de plusieurs paramètres et en particulier des quantités de GNL à soulever, du temps dédié à l'opération de soutage, de la proximité d'une source d'approvisionnement de GNL et des spécificités de la zone de soutage.

Le Tableau 1 présente les principaux avantages et inconvénients des 3 solutions de soutage de GNL précitées.

	Soutage à partir d'un camion-citerne Truck-to-Ship	Soutage à partir d'une station de soutage terrestre Shore-to-Ship	Soutage à partir d'un navire souteur Ship-to-Ship
			
Débits de transfert caractéristiques	~ 50 m ³ /h par camion Possibilité de connecter plusieurs camions simultanément.	~ 1 500 m ³ /h Le débit de transfert va dépendre du design de la station de soutage.	~ 1 500 m ³ /h Les débits de transfert sont similaires à ceux du Shore-to-Ship.
Avantages	<p>Il s'agit de la méthode de soutage la plus répandue du fait de :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Grande flexibilité : le soutage de GNL peut avoir lieu quasiment partout, ➤ Simple à mettre en œuvre : transfert de GNL par flexibles, ➤ Faibles coûts d'investissement, ➤ MTTs (Multi truck-to-Ship) possible pour augmenter le débit de transfert. 	<p>Il s'agit de la solution qui permet de souter les plus gros volumes de GNL (fonction des réservoirs de stockage présents)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Débits de transfert de GNL élevés, ➤ Possibilité d'avoir des volumes de stockage importants, ➤ Connexions pour le soutage (flexibles ou bras de transfert) directement disponibles à quai, ➤ Equipements de sécurité déjà en place, ➤ Du fait de la présence des équipements sur place, les procédures de soutage peuvent être plus rapides qu'avec d'autres solutions. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Solution adaptée au soutage de tous types de navires (paquebots, ferries,...), ➤ Possibilité de transférer des volumes de GNL importants à débit élevé, ➤ Le soutage peut se faire à quai ou en pleine mer (réduction des frais portuaires), ➤ Soutage réalisé par la mer ce qui limite les interférences avec les opérations à quai, ➤ Le GNL est directement livré au navire à souter.

<p>Inconvénients</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cette solution présente les plus faibles débits de transfert de GNL, ➤ Faible volume souté du fait de la capacité réduite de la citerne, ➤ Le soutage par la terre peut être contraignant pour les autres opérations commerciales du navire. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contraignant pour le navire à souter qui doit se rendre à un emplacement déterminé pour son soutage, ➤ Besoin d'avoir de l'espace disponible sur la place portuaire pour y construire la station de soutage, ➤ La station de soutage reste soumise à une procédure d'autorisation plus complexe, ➤ Le soutage par la terre peut être contraignant pour les autres opérations commerciales du navire. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coûts d'investissement et coûts opérationnels très élevés, ➤ Contraintes de manœuvrabilité possibles dans certains ports.
<p>Conclusions</p>	<p>Le soutage par camions-citernes est une solution qui offre beaucoup de flexibilité avec des coûts d'investissement réduits.</p> <p>Cette solution est privilégiée pour les petits volumes de soutage ou pour démarrer une logistique de soutage.</p> <p>Compte tenu des faibles débits de transfert, elle peut également être mise en œuvre quand le temps dédié au soutage n'est pas contraint.</p>	<p>Cette solution est adaptée aux ports qui ne disposent pas de source GNL à proximité et qui ont des volumes de soutage importants. Les réservoirs de stockage sont dimensionnés pour jouer le rôle de tampons afin de fournir les volumes de soutage requis entre deux remplissages.</p> <p>L'obligation pour le navire à souter de se rendre à un emplacement déterminé peut être une contrainte forte qui implique que cette solution reste privilégiée pour les navires ayant des rotations fixes et qui retournent toujours au même poste d'amarrage.</p>	<p>Le soutage par navire souleveur permet de s'adapter à tous types de navires en combinant des volumes élevés et des débits de transfert importants.</p> <p>Cette solution reste néanmoins très coûteuse et ne doit être mise en place que si les volumes soutés sont suffisamment importants pour justifier un tel investissement.</p>

Tableau 1 : Avantages & inconvénients des principales solutions de soutage de GNL

4. CHOIX DE SOLUTIONS DE SOUTAGE POUR LA CORSE

Le soutage de GNL doit être appréhendé sous l'angle d'une chaîne logistique conçue pour répondre à un besoin donné. Ainsi, afin de déterminer la méthode de soutage la plus adaptée, il est important de connaître :

- Les prévisions ou estimations des volumes de GNL à souter,
- Les types de navires visés,
- Les sources d'approvisionnement en GNL pour la solution de soutage,
- L'emplacement disponible pour la solution de soutage.

4.1. Définition des hypothèses

4.1.1. Volumes de GNL à souter

La question des volumes de GNL à souter est l'une des premières à se poser afin de dimensionner la future solution de soutage.

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) pour la Corse signée en décembre 2015 précise les objectifs de politique énergétique pour l'île et vise à orienter les travaux des acteurs publics pour s'inscrire dans la transition énergétique. Concernant l'utilisation du GNL, la PPE ne prévoit que la conversion des centrales électriques de Lucciana et d'Ajaccio qui seraient alimentées en gaz naturel à partir d'une FSRU. Il n'y est pas fait mention de soutage de GNL sur le territoire Corse.

Dès lors, une analyse de la flotte de navires qui opèrent en Corse peut être un moyen d'estimer les volumes de GNL destinés au soutage. On pense en particulier aux compagnies de ferries qui assurent notamment des liaisons régulières entre la Corse et le continent.

- Ferries
 - Corsica Linea : La compagnie a annoncé en juillet 2019 la construction de son premier navire propulsé au GNL dont la livraison est prévue en 2022. La solution de soutage du navire n'est pas encore arrêtée (camion-citerne ou barge) mais l'opération se déroulera sur le port de Marseille.
 - Corsica ferries : La compagnie prévoit de convertir quatre de ses navires pour une propulsion GNL à l'horizon 2024 et de recevoir un navire neuf dual-GNL en 2023.
 - La Méridionale : En septembre 2018, La Méridionale a testé sur le port d'Ajaccio une solution GNL pour assurer la connexion électrique de ses navires à quai mais la compagnie n'a pas fait d'annonce à ce jour portant sur la conversion de navires ou la commande de navires propulsés au GNL.
 - Moby lines : Le groupe MSC a passé commande auprès d'un chantier chinois pour la livraison de deux navires pour Grandi Navi Veloci (GNV). Le contrat prévoit également la possibilité de commander deux autres navires, propulsés au GNL, pour la compagnie Moby lines.
- Navires de croisière

- Costa Croisières : Après l'AIDAnova, premier paquebot propulsé au GNL, la compagnie Costa croisières a inauguré fin 2019, le Costa Smeralda et attend la livraison d'un troisième navire GNL, le Costa Toscana en 2021. Aujourd'hui certains itinéraires du Costa Smeralda comprennent une escale à Ajaccio. La compagnie prévoit plusieurs autres navires propulsés au GNL d'ici 2025 qui pourraient également faire une escale en Corse.
- MSC Croisières : La compagnie a passé une commande de 5 paquebots propulsés au GNL auprès des Chantiers de l'Atlantique dont le premier, le MSC Europa, devrait entrer en service en 2022.
- TUI Croisières : La compagnie dont quelques itinéraires incluent une escale à Ajaccio a passé commande pour deux paquebots GNL Mein Schiff 8 et Mein Schiff 9 dont la livraison est attendue en 2024 et 2026.
- Porte-conteneurs
 - CMA CGM : Fin 2017, le groupe CMA CGM annonçait la commande de 9 porte-conteneurs de 23 000 EVP propulsés au GNL. Avec une capacité de cuve de 18 600 m³ ces navires seront les plus gros fonctionnant au GNL. Le CMA CGM JACQUES SAADE est le premier à avoir rejoint la flotte en 2020.

D'ici 2022, le groupe disposera de la plus grande flotte de porte-conteneurs propulsés au GNL comprenant : 9 navires de 23 000 EVP, 5 navires de 15 000 EVP et 6 navires de 1 400 EVP.

Concernant le soutage de ces porte-conteneurs, CMA CGM a signé un accord avec Total pour la fourniture annuelle d'environ 300 000 tonnes de GNL à partir de 2020. L'opération sera réalisée en Ship-to-Ship sur le port de Marseille-Fos grâce à un navire souteur de 18 600 m³ spécialement construit pour l'occasion.

Cette liste non exhaustive de navires propulsés au GNL et qui croisent dans les eaux de la Corse sont des candidats potentiels pour réaliser des opérations de soutage sur l'île.

Toutefois, l'absence de terminaux méthaniers en Corse, qui sont les infrastructures de réception du GNL et qui sont les points de départ d'une chaîne logistique de soutage, conjuguée au surcoût d'acheminement du GNL vers la Corse font qu'il est très peu probable que les navires qui nécessitent de gros volumes de GNL comme les navires de croisière ou les gros porte-conteneurs réalisent leurs opérations de soutage en Corse. Ils favoriseront les grands ports continentaux tels que le port de Marseille-Fos ou le port de Barcelone. D'autant que pour certains des accords de fourniture de GNL sont déjà signés.

Les ferries qui réalisent de fréquentes rotations entre la Corse et le continent et qui ont besoin de quantités de GNL plus modérées seront plus susceptibles de souter sur l'île même si les opérations devraient rester occasionnelles. Les navires disposent en effet d'une autonomie suffisante pour effectuer moins d'un soutage par rotation, et feront vraisemblablement leur plein sur le continent.

Enfin les navires « locaux » comme les navires de servitude (remorqueurs ou pilotines) et le yachting devraient être les principaux intéressés par un service de soutage en Corse. Malheureusement à ce jour aucun de ces acteurs n'a déclaré son intention de convertir sa flotte au GNL.

Ce rapide panorama laisse ainsi entrevoir de faibles volumes de soutage de GNL en Corse. Il doit toutefois être affiné par des études de marché plus détaillées.

4.1.2. Types de navires

Le choix de la solution de soutage est également dépendant du type de navires à souler, lesquels se distinguent par :

- Leur capacité de soule

Celle-ci peut grandement varier d'un type de navire à l'autre comme en témoigne le Tableau 2.

Type de navire	Capacité de soule (m ³ de GNL)
Grands porte-conteneurs deep sea	7 000 jusqu'à 20 000
Navires de croisière	1 800 à 4 000
Porte-conteneurs feeders	900 à 1 800
Ferry, RoRo	300 à 700
Navires de servitude	50 à 300

Tableau 2 : Capacités de soule de différents types de navires

(source : AFG)

- Le temps dédié au soutage

Certains navires comme les navires de croisière ou les ferries qui ont des rotations fixes avec des temps d'escales limités auront un temps dédié au soutage réduit ce qui implique de mettre en place une solution avec des débits de transfert de GNL élevés. En revanche, des navires de servitude comme des remorqueurs pourront par exemple être soulés avant ou en fin de service donc avec davantage de temps consacré à l'opération.

On considère que le soutage par camions-citernes est **adapté pour des quantités de GNL allant jusqu'à 200 tonnes** (environ 440 m³ GNL) (source : AFG). Cette méthode de soutage convient particulièrement pour les navires avec de petites capacités de soule tels que les navires de servitude (remorqueurs, dragues), les ferries et RoRo.

A contrario, compte-tenu des volumes importants de GNL à souler, le recours à un navire souleur apparaît comme la solution privilégiée pour le soutage des navires de croisière et des grands porte-conteneurs.

Le Tableau 3 ci-dessous indique l'adéquation entre méthode de soutage et type de navire.

Type de navire	Truck-to-Ship	Shore-to-Ship	Ship-to-Ship	
			Petit souteur (1000 - 2000 m ³)	Grand souteur (5000 – 20.000 m ³)
Grands porte-conteneurs	Non adapté	Sous conditions	Non adapté	Adapté
Navires de croisière	Non adapté	Non adapté	Sous conditions	Adapté
Porte-conteneurs feeders	Sous conditions	Sous conditions	Adapté	Adapté
Ferries, RoRo	Adapté	Adapté	Adapté	Adapté
Navires de servitude	Adapté	Adapté	Adapté	Sous conditions

Tableau 3 : Solutions de soutage possibles pour différents types de navires
(source : AFG & EMSA)

4.1.3. Sources d'approvisionnement de GNL

Les terminaux méthaniers sont les sites sources de GNL à partir desquels vont se mettre en place des logistiques de soutage. Les terminaux méthaniers les plus proches de la Corse sont :

- En France : les terminaux de Fos Cavaou et de Fos Tonkin, situés sur la commune de Fos-sur-Mer à proximité de Marseille. Les deux terminaux proposent un service de rechargement de petits navires/ navires souteurs et sont équipés de baies de chargement de camions-citernes.
- En Italie : le terminal de Panigaglia dans la zone de La Spezia. Sa position enclavée ne permet pas à ce jour de charger des camions-citernes ou des navires souteurs. Des études de faisabilité sont toutefois en cours pour pouvoir développer ces services à l'avenir.

A noter qu'un terminal small scale est en cours de construction en Sardaigne. Situé à Oristano, le terminal devrait proposer des services de chargement de camions-citernes et de navires souteurs.

- En Espagne : le terminal de Barcelone dispose de baies de chargement de camions-citernes et propose un service de chargement de navires souteurs mais ce terminal est aujourd'hui saturé.

Au regard de ces éléments, les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer apparaissent aujourd'hui comme les meilleurs candidats pour la construction d'une chaîne logistique de soutage de GNL en Corse.

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie indique que l'approvisionnement en gaz naturel de la Corse pourrait être assuré par une FSRU située au large de Lucciana. Si un tel projet venait à se concrétiser, la FSRU pourrait également jouer le rôle de source de GNL pour le marché du soutage en Corse. Des accords devront alors être trouvés avec le gestionnaire de la FSRU dans ce sens.

4.1.4. Emplacement disponible

Les propriétés du GNL (inflammable, brûlures froides,...) le classent comme matière dangereuse de catégorie 1 selon le règlement européen relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances chimiques et des mélanges. Des précautions spécifiques doivent être prises pour sa manipulation et son stockage conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.

Un stockage de GNL est considéré comme une installation classée (ICPE) présentant des risques. Suivant les quantités mises en jeu, son autorisation par les services de l'état est conditionnée à une démarche administrative obligatoire. A partir de 50 tonnes de produit, une étude de dangers doit être menée afin de quantifier le risque et déterminer l'impact éventuel sur le voisinage. Dans certains cas la mise en place de servitudes d'utilité publique peut être requise.

Le soutage de GNL en zone portuaire doit être conforme aux dispositions du règlement portuaire en vigueur. Nos échanges avec l'Autorité Portuaire de Bastia nous ont appris que s'il était possible de réaliser une opération de soutage dans l'enceinte du port, le déchargement d'ISO conteneurs ou l'installation d'un stockage de GNL restaient prohibés. Par ailleurs, le port étant petit, il n'y aurait pas d'espace suffisant pour y construire un stockage de GNL tout en tenant compte des impacts sur les installations voisines. En revanche, la manipulation et le stockage de matières dangereuses sont autorisés sur le port de l'Île-Rousse.

Dès lors, le soutage de GNL à partir d'une station terrestre (Shore-to-Ship) sur le port de Bastia (ou d'Ajaccio) ne paraît pas adapté. Si une modification du règlement portuaire ou une demande de dérogation peuvent être envisagés, l'encombrement du port reste une contrainte difficile à lever.

On pourrait chercher d'autres emplacements sur la côte, en dehors de l'enceinte du port, mais il est peu probable que les navires tels que les navires de croisière ou les ferries de passagers acceptent de faire un détour pour pouvoir réaliser l'opération de soutage.

On pourrait alors envisager d'acheminer le GNL jusqu'aux navires. Le transfert de GNL depuis le stockage jusqu'au port pourrait se faire via des canalisations en acier cryogénique mais si l'emplacement du stockage est éloigné le coût du projet sera prohibitif (indépendamment des contraintes administratives à lever) et donc vite abandonné. On pourrait également développer une logistique de transfert du GNL par camions mais là encore, si le réservoir n'est destiné qu'au marché du soutage, les coûts de la chaîne d'approvisionnement risquent d'être beaucoup trop élevés et le projet ne se concrétisera pas.

4.2. Solutions de soutage envisagées pour la Corse

Après avoir passé en revue les différents critères permettant de dimensionner une logistique de soutage, trois solutions se dessinent pour la Corse :

- Un soutage par camions-citernes,
- Un soutage par navire-souteur,
- Une « tournée du laitier » desservant plusieurs ports.

4.2.1. Solution 1 : soutage par camions-citernes

4.2.1.1. SCHÉMA LOGISTIQUE

Cette première solution est proposée si les prévisions de soutage de GNL confirment des demandes réduites. La chaîne logistique envisagée est basée sur du transport d'ISO conteneurs entre le continent et la Corse.

Description de la chaîne logistique :

- 1- Remplissage des ISO conteneurs sur les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer,
- 2- Acheminement des ISO conteneurs sur remorque par camion jusqu'au port de Marseille-Fos,
- 3- Transport des ISO conteneurs sur remorque par ferry depuis le port de Marseille-Fos jusqu'au port de l'Île-Rousse,
- 4- Transport des ISO conteneurs sur remorque par camion jusqu'au lieu du soutage,
- 5- Soutage en Truck-to-Ship,
- 6- Retour des ISO conteneurs vides sur remorque, par camion au port de l'Île-Rousse,
- 7- Rapatriement jusqu'au port de Marseille-Fos par ferry, puis par camion jusqu'au terminal méthanier pour rechargement de l'ISO conteneur.

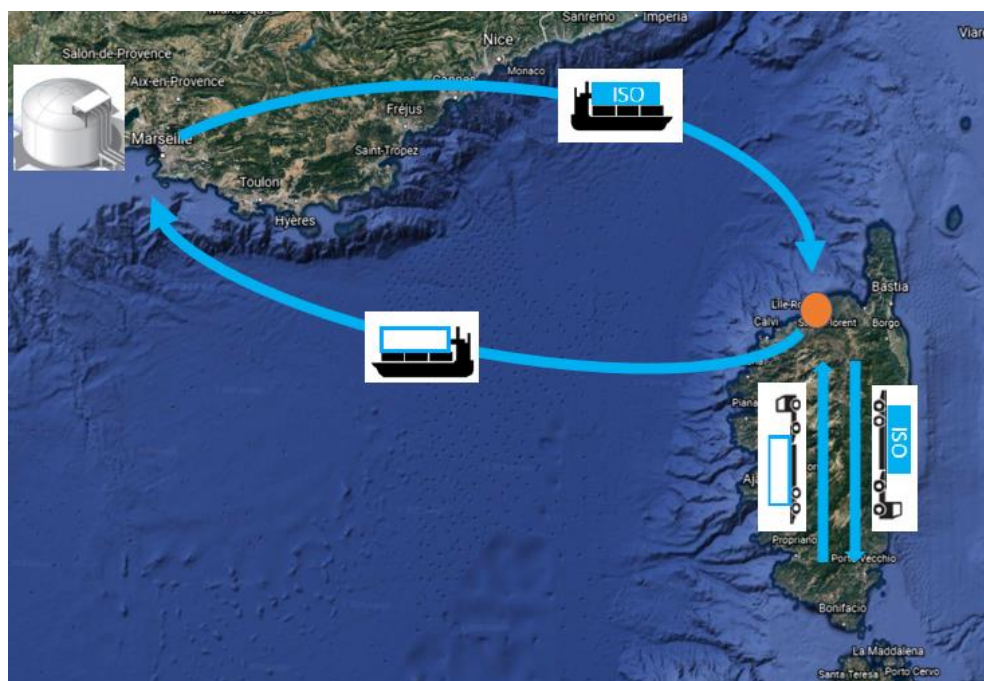


Figure 2 : Solution 1 pour la Corse – soutage par camions-citernes

Cette solution s'inspire de la chaîne logistique mise en œuvre en 2014 par Grupo Sousa pour alimenter l'île de Madère en gaz naturel. Les ISO conteneurs sont chargés au terminal méthanier de Sines puis acheminés par camions vers le port de Lisbonne. Ils sont ensuite transportés par navire vers le port de Caniço puis à nouveau acheminés par camions vers un terminal de regazéification. (voir vidéo : <https://www.youtube.com/watch?v=aVxIj7hDCKg>).

Afin d'éviter que cette chaîne ne soit en flux tendus et afin de réduire l'impact de certains aléas comme des retards d'acheminement, un stockage tampon d'ISO conteneurs sur le port de l'Île-Rousse pourrait être envisagé à condition d'obtenir les autorisations requises pour le stockage de matières dangereuses.

4.2.1.2. EQUIPEMENTS

Le présent paragraphe décrit les différents équipements requis pour la mise en place d'une solution de soutage de GNL par camions transportant des ISO-conteneurs.

4.2.1.2.1. ISO-conteneurs

Plusieurs types d'ISO-conteneurs sont disponibles sur le marché mais afin de maximiser les volumes transportés, il est préférable d'opter pour des ISO-conteneurs 40". (A noter qu'il existe des caisses mobiles de plus grande capacité).

Malgré leur très bonne isolation thermique, les ISO-conteneurs restent soumis à des entrées de chaleur durant leur transport et leur stockage ce qui a pour effet d'augmenter la pression interne. Or une pression trop élevée pourrait endommager la structure de l'ISO-conteneur c'est pourquoi des soupapes de sécurité sont installées afin d'évacuer le surplus de pression. Toutefois cette mise en sécurité doit rester exceptionnelle et l'ouverture des soupapes ne doit pas se produire en conditions normales de fonctionnement. Il est alors nécessaire de trouver un compromis entre le taux de remplissage des ISO-conteneurs et la durée de maintien (« holding time ») de la pression.

Le tableau ci-dessous donne les principales caractéristiques d'ISO-conteneurs 40".

Caractéristique technique	ISO-conteneur 40"
Dimensions L x l x H	12,19 m x 2,44 m x 2,59 m
Volume brut	43 – 46 m ³
Taux de remplissage	80% - 90%
Pression maximale de service	7,6 – 10 barg
Durée de maintien de la pression	60 – 120 jours
Durée de vie	15 – 30 ans

Tableau 4 : Principales caractéristiques techniques d'un ISO-conteneur 40"



Figure 3 : ISO-conteneur GNL 40''

Les ISO-conteneurs sont transportés à l'aide de camions-plateaux. Le principe du soutage est parfaitement similaire à celui de camions-citernes classiques.



Figure 4 : Dépose d'un ISO-conteneur GNL sur un camion
(source : Chart Industries)



Figure 5 : Camion transportant un ISO-conteneur GNL

Les ISO-conteneurs peuvent également faire office de stockage temporaire de GNL. Même s'ils doivent être manipulés avec précaution, il est possible d'empiler les ISO-conteneurs pour un gain d'emprise au sol. Le stockage et la durée du stockage doivent être validés auprès des autorités compétentes et conformes à la réglementation en vigueur.



Figure 6 : Empilement d'ISO-conteneurs GNL

4.2.1.2.2. Flexibles cryogéniques

Dans le cas d'une solution de soutage par camion-citerne, le transfert de GNL est majoritairement réalisé à l'aide de flexibles cryogéniques. Ces derniers doivent répondre aux exigences de la norme EN 1474-2.

Pour un débit de 50 m³/h qui permettrait de vidanger un ISO-conteneur en moins d'une heure, il est important que le diamètre du flexible soit suffisant pour ne pas excéder une vitesse du fluide de 10m/s dans le flexible.

Souvent les solutions en Truck-to-Ship ne prévoient pas de flexible pour le retour gaz. Le navire souté gère alors ses propres évaporations.

La norme ISO 20519 impose que les flexibles soient munis d'un système d'arrêt d'urgence (ESD) et d'un système de déconnexion d'urgence (ERS).



Figure 7 : Soutage à l'aide d'un flexible cryogénique à partir d'un camion-citerne

4.2.1.2.3. Système d'arrêt d'urgence (ESD)

Un système d'arrêt d'urgence doit être implémenté à l'aide d'une liaison ESD entre le navire souté et les camions transportant les ISO-conteneurs. Ce système permet de stopper l'opération de soutage par arrêt des pompes de transfert de GNL et fermeture des vannes de sécurité. Il peut être activé manuellement ou automatiquement suite à une détection gaz par un capteur par exemple.

Le bon fonctionnement du système d'arrêt d'urgence doit systématiquement être testé avant de démarrer l'opération de soutage.

En cas d'activation du système d'arrêt d'urgence, le transfert de GNL ne peut reprendre avant un retour aux conditions normales de sécurité et une vérification des systèmes de sécurité.

4.2.1.2.4. Système de déconnexion d'urgence (ERS)

Le système de déconnexion d'urgence est un dispositif de sécurité destiné à protéger les flexibles par exemple en cas de dérive du navire hors de son enveloppe de fonctionnement ou en cas de déplacement du camion-citerne.

En cas de situation dangereuse, l'ERS permet de déconnecter les flexibles par activation d'un raccord de déconnexion d'urgence (ERC) et fermeture de vannes d'isolement ce qui permet de minimiser les fuites de GNL ou de gaz.

L'ERS doit être conçu comme un système de désaccouplement à sec. Il peut être actif ou passif.

- Système actif : l'ouverture de l'ERC est liée au déclenchement de l'arrêt d'urgence ESD. Ce dernier peut être activé manuellement par un opérateur via un bouton poussoir ou automatiquement suite à une action de sécurité.
- Système passif : l'ouverture de l'ERC se fait sur atteinte d'un seuil déterminé par exemple lorsque les forces qui s'appliquent sur le flexible sont trop importantes.

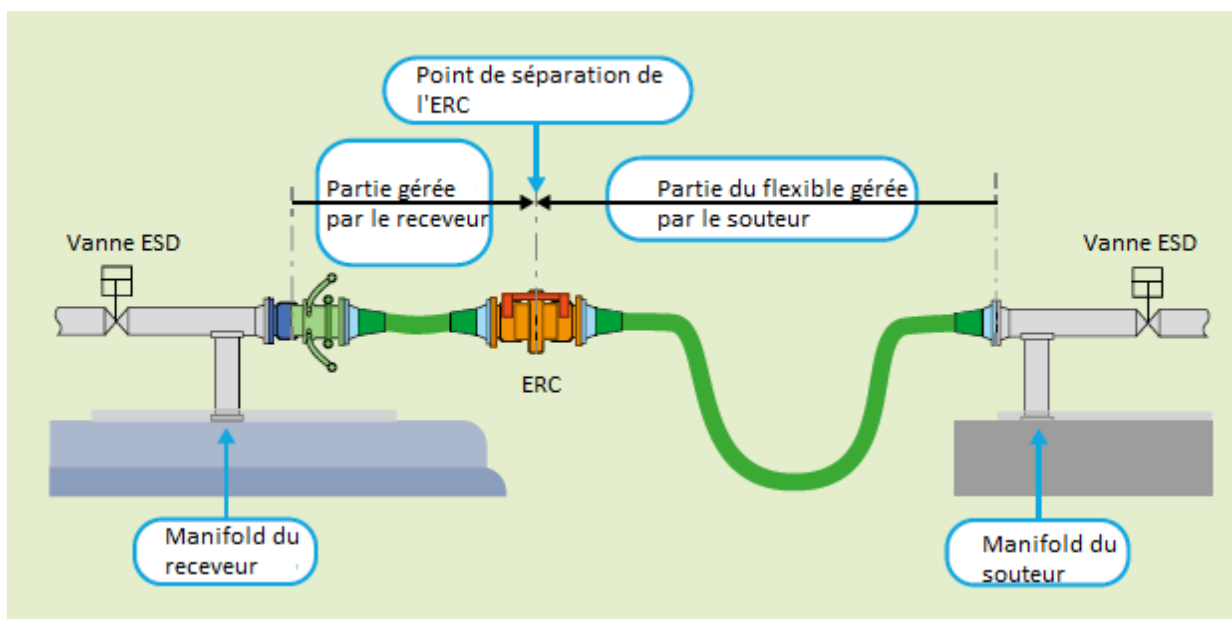


Figure 8 : Exemple de configuration d'un flexible

(source : SGMF)

4.2.1.2.5. Pompes et/ou PBU

Le transfert de GNL depuis les ISO-conteneurs vers les cuves du navire souté est assuré par :

- Une pompe externe
- Un système PBU intégré à l'ISO-conteneur : une petite quantité de GNL est vaporisée afin d'augmenter la pression dans l'ISO-conteneur puis le liquide est transféré par différentiel de pression.

Avec un système PBU la pression dans l'ISO-conteneur en fin de soutage est plus élevée qu'avec une pompe cryogénique ce qui accroît le risque d'ouverture des soupapes lors du voyage retour. En outre, les débits de transfert sont plus réduits avec un système PBU. En revanche, l'avantage du système PBU est le coût d'investissement moindre.

Afin d'augmenter les volumes soutés et les débits de transfert de GNL il est possible de raccorder et de décharger plusieurs camions-citernes simultanément à l'aide d'un skid dédié. Dans cette solution appelée Multi Truck-to-Ship, le transfert de GNL est assuré par d'une pompe cryogénique intégrée au skid.

4.2.1.2.6. Equipements de sécurité

Lors de l'opération de soutage, le camion doit être correctement positionné avec moteur à l'arrêt à minima lors des phases de connexion, déconnexion et purge des flexibles. Des mesures de sécurité doivent être mises en place pour empêcher tout mouvement du camion lors du transfert de GNL par exemple par la pose de cales sous les roues.

Plusieurs types de détecteurs : gaz, feu, froid doivent être installés autour de la zone de soutage. Ces derniers doivent être reliés au système d'arrêt d'urgence et toute détection doit engendrer une alarme clairement perceptible par les opérateurs (signal sonore ou visuel) et/ou une action de mise en sécurité comme l'arrêt complet du transfert de GNL avec fermeture des vannes ESD par exemple.

Des moyens de lutte incendie comme des extincteurs à poudre ou des canons à poudre doivent être présents à proximité afin de permettre aux opérateurs d'intervenir rapidement en cas de départ de feu.

Le recours à la vidéosurveillance avec retransmission en salle de contrôle du navire souté est conseillé par la SGMF afin de suivre le déroulement de l'opération, de s'assurer de l'absence de fuites de GNL au niveau du manifold et de surveiller les mouvements du flexible. Si ce n'est pas le cas, une surveillance physique permanente est nécessaire.

Le GNL pouvant endommager la coque du navire, il est recommandé de disposer d'une protection. Il peut s'agir d'un système de protection passive comme un système de récupération des égoutures avec renvoi vers la mer et/ou un système de protection active comme la mise en place un rideau d'eau tout au long de l'opération de soutage.

4.2.1.3. MODÈLE ECONOMIQUE

4.2.1.3.1. Une solution clé en main proposée par un opérateur privé

Sur le modèle de l'avitaillement actuel, une telle solution de soutage GNL Truck-to-Ship pourrait a priori être proposée « clé en main » par un opérateur privé à une compagnie maritime. Ce dernier prendrait alors en charge la fourniture du GNL, l'organisation du transport et des opérations de soutage.

Nous formulons les hypothèses suivantes :

- Dans un souci de maîtrise du risque d'une nouvelle activité, l'opérateur privilégierait
 - La location des ISO conteneurs plutôt que leur achat ;
 - La sous-traitance des opérations de transport entre le Continent et la Corse, s'appuyant ainsi sur un transitaire disposant déjà de remorques porte conteneur 40' ;
 - La sous-traitance des opérations d'avitaillement à un acteur local spécialisé (avitailleur carburant, opérateur gazier, ...).
- Son investissement se limiterait à des jeux de flexibles de déchargement et/ou une pompe si le multi truck est nécessaire.

4.2.1.3.2. Hypothèses de volume

La solution Truck-to-Ship via des ISO conteneurs serait mise en place sur la base d'un contrat long terme avec une compagnie maritime pour 1 avitaillement en GNL par semaine d'un navire de type ferry. L'avitaillement serait réalisé pendant le temps de stationnement à quai du navire, en dehors des plages d'opérations du navire (i.e avant 9h ou après 16h). L'avitaillement pourrait éventuellement s'effectuer pendant les opérations car ces dernières utilisent la porte arrière du navire, alors que l'avitaillement se ferait sur le côté du navire. Cependant, une étude SIMOPS devrait être réalisée pour préciser les conditions de cette simultanéité d'activité.

Il s'agit dans un premier temps de dimensionner les équipements nécessaires avec les hypothèses suivantes :

- Volume du réservoir d'un ferry : 500 m³ de GNL
- Capacité d'un ISO conteneur de 40 pieds = 40 m³ de GNL
- Temps de branchement / débranchement des flexibles : 0,5 h par ISO conteneur
- Débit de déchargement : 50 m³/h
- Plage horaire maximum d'avitaillement : 7h (en dehors des horaires d'opérations de chargement et déchargement du navire)

Le volume du réservoir impose **13 ISO conteneurs**. Pour respecter la plage horaire d'avitaillement, il faudrait une solution permettant de dépoter simultanément 3 ISO conteneurs, c'est-à-dire avec une pompe et 3 jeux de flexibles.

Le temps de rotation d'un ISO conteneur entre 2 chargements sur le continent aux terminaux méthaniers de FOS, serait entre 3 et 5 jours suivant :

- L'horaire de dépotage de l'ISO conteneur pendant l'opération d'avitaillement : si l'ISO est dépoté en premier, il peut rapidement repartir vers l'île Rousse pour prendre le ferry du soir ; S'il est dépoté trop tard, il ne peut pas retourner à temps à l'île Rousse, et doit attendre le surlendemain pour repartir vers le continent, car la fréquence de desserte de l'île Rousse est aujourd'hui de 3 arrivées / départs par semaine (lundi, mercredi, et vendredi).
- Le stockage éventuel des ISO conteneurs chargés ou vides : à l'île Rousse ou à proximité des opérations d'avitaillement

Opérations sur une rotation	Délai minimum théorique :	Délai probable
	2 jours	4 à 5 jours
Chargement de l'ISO conteneur sur Fos	Jour A	Jour A
Embarquement sur ferry Marseille	Jour A (soir)	Jour A (soir)
Débarquement à l'île Rousse	Jour B (matin)	Jour B (matin)
Eventuel stockage sur port de l'île Rousse & transport routier jusqu'au port	Jour B (matin)	Jour B
Éventuel stockage sur zone portuaire et avitaillement du navire	Jour B	Jour C
Transport routier jusqu'à l'île Rousse et éventuel stockage	Jour B	Jour C
Embarquement sur ferry Ile Rousse	Jour B (soir)	Jour D (soir)
Débarquement à Marseille	Jour A (matin)	Jour E
Transport routier jusqu'au terminal méthanier de Fos et éventuel stockage	Jour A (matin)	Jour E

L'avitaillement d'un navire de 500 m³ par semaine serait ainsi possible avec un parc de 13 ISO conteneurs. Par ailleurs, même si 2 rotations par semaine restent théoriquement possibles, la desserte actuelle de l'île Rousse ne permet d'envisager qu'une seule rotation par semaine des ISO conteneurs (à l'exception des quelques ISO qui seraient dépotés en premier et pourraient retourner à l'île Rousse pour embarquer sur le ferry du soir).

4.2.1.3.3. Investissements et financement

Dans le cas considéré d'un avitaillement multi truck, l'opérateur devrait alors investir 350 k€ amortissable sur 5 ans :

- 3 jeux de flexibles pour permettre l'avitaillement simultané depuis 3 ISO conteneurs : 150 k€ (50 k€/ jeu)
- 1 pompe pour réguler les flux et ajuster la pression : 200 k€

Les investissements seraient financés intégralement par de la dette sur un prêt de 10 ans à 2% d'intérêt.

4.2.1.3.4. Coûts d'exploitation

Dans le modèle évoqué au 4.2.1.3.1 l'opérateur aurait les principaux coûts d'exploitation suivants :

- Achat du GNL (130€/m³) et de la prestation de remplissage des ISO conteneurs (600€/camion)
- Location des 13 ISO conteneurs (70 € / j / ISO)
- Achat de la prestation logistique et transport d'un ISO conteneur (y.c. frais éventuels de stockage) de bout en bout : 2200€ / rotation
- La prestation de supervision et réalisation des opérations d'avitaillement (installation et réglage du matériel, branchement des ISO conteneur, organisation des opérations,...) pour un forfait d'environ 2000€ / avitaillement
- Entretien et maintenance des équipements (flexibles et pompe) ~5% de la valeur d'achat, par an
- Ressources humaines : 1 personne en charge de la gestion et du commercial (salaire chargé annuel : 70 000€)
- Frais de fonctionnement : assurance, locaux, communication, marketing, commercial, honoraires, petits fournitures administratives, etc → 50% des coûts de RH soit 35 000€ par an

4.2.1.3.5. Revenus

L'opérateur propose un prix au m³ de GNL. Pour fixer ce prix, il divise ses coûts d'exploitation par son volume annuel prévisionnel et ajoute une marge de 10% sur ses charges, hors achat de GNL.

4.2.1.3.6. Résultats simplifiés et tests de sensibilité

Les valeurs ci-dessous concernent le prix de la solution d'approvisionnement en GNL, auquel il faut rajouter le prix d'achat de la molécule.

Avec les précédentes hypothèses, l'avitaillement en Truck-to-Ship d'un navire ferry sur un port Corse, avec du GNL en provenance de Fos-sur-Mer, **coûterait autour de 100€/m³ de GNL en sus du prix d'achat du GNL**. A ce prix, l'opérateur d'avitaillement peut rentabiliser son investissement et couvrir ses charges d'exploitation.

Un avitaillement du navire réalisé sur les terminaux de Marseille avec du GNL acheminé depuis Fos par camion-citerne serait facturé autour de 50€/m³ (calcul avec des hypothèses similaires).

Par ailleurs, la structure de coût de l'opérateur d'avitaillement est principalement variable ce qui explique que le coût de la prestation évolue peu suivant les volumes avitaillés comme le montre le tableau ci-dessous.

Simulations :

1 avitaillement par semaine de 300 m ³	1 avitaillement par semaine de 500 m ³	2 avitaillements par semaine de 500 m ³
--	--	---

Volume annuel	15 600 m ³ /an	26 000m ³ / an	52 000 m ³ /an
Parc ISO conteneur nécessaire	8	13	20 ¹
Investissements	Equipements multi truck (2) 150 k€	Equipements multi truck (3) 350 k€	Equipements multi truck (3) 350 k€
Prix prestation (hors coût du GNL)	112 €/m ³	104 €/m ³	98 €/m ³

4.2.1.3.7. Optimisations

Les coûts précédents pourraient être optimisés en favorisant la rotation des ISO conteneurs dans le cas de 2 approvisionnements par semaine. En effet, avec la possibilité de repartir sur le continent dès l'avitaillement terminé pour les premiers ISO conteneurs, et le lendemain pour les autres, il serait possible de réaliser 2 rotations par ISO conteneur par semaine, ce qui réduirait la taille du parc d'ISO conteneurs nécessaires à 13 pour 2 avitaillements (au lieu de 20). Cependant l'impact reste mineur sur le coût de la prestation 94€/m³ vs 98€/m³.

¹ Les premiers ISO conteneurs qui ont été déchargés peuvent retourner à l'île Rousse et embarquer sur le départ du soir le jour même.

4.2.2. Solution 2 : soutage par navire souteur dédié

4.2.2.1. SCHÉMA LOGISTIQUE

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie prévoit une conversion des centrales thermiques de Lucciana et d'Ajaccio au gaz naturel. L'approvisionnement en gaz se ferait sous forme de GNL qui serait déchargé dans une FSRU au large des côtes. La FSRU joue le rôle de stockage de GNL et permet de regazéifier le GNL avant son envoi sous forme gazeuse vers la terre.

Si le projet voyait le jour, avec une FSRU ou autre structure équivalente (exemple : GBS), cette installation pourrait être la source de GNL pour une future chaîne de soutage en Corse.

Description de la chaîne logistique :

- 1- La FSRU réceptionne du GNL pour les besoins des centrales thermiques,
- 2- La partie du GNL consacrée au soutage est transférée depuis la FSRU vers un navire souteur dédié, en Ship-to-Ship off-shore à l'aide de flexibles cryogéniques,
- 3- Une fois chargé, le navire souteur part assurer ses opérations de soutage,
- 4- Lorsque le navire souteur est vide, il retourne à la FSRU pour être rechargé.



Figure 9 : Solution 2 pour la Corse – soutage par navire souteur dédié

4.2.2.2. MODÈLE ÉCONOMIQUE

La solution 2 envisage un navire souteur dédié aux opérations d'avitaillement GNL dans les ports Corses (ou proches). Dans ce genre d'activité, l'opérateur qui commercialise la solution affrète généralement le navire à une société spécialisée qui en supporte le financement. Ce modèle de type locatif permet de réduire le risque pour l'opérateur et d'adapter si nécessaire la capacité de l'avitailleur. Pour couvrir des coûts d'affrètement très élevés pour ces navires, l'opérateur doit garantir un volume d'activité suffisant.

4.2.2.2.1. Hypothèses de coûts

- Coûts d'affrètement d'un avitailleur :
 - Navire de 7000 m³ : 25 000€/j
 - Navire de 5000 m³ : 23 000€/j
 - Navire de 3500 m³ : 20 000 €/j
 - Ces coûts couvrent la mise à disposition d'un navire armé et fonctionnel, avec l'équipage, les coûts d'entretien et de maintenance, l'assurance.
- Coûts portuaires : les navires souteurs sont exonérés de droit portuaire pendant leurs opérations d'avitaillement. Par ailleurs, un tel navire doit optimiser le temps où il est en opération, ainsi le temps de stationnement relativement faible devrait se faire au mouillage si les conditions de mer le permettent
- Coûts de l'opération de chargement de l'avitailleur par le FSRU : ~10€/m³
- Coûts du GNL : ~ 150€/m³
- Frais de fonctionnement de l'opérateur + marge + autres frais : 15% des coûts (hors coût d'affrètement du souteur)
- Coûts de remorquage en cas d'aléas météo (notamment pour les opérations de chargement sur le FSRU ou d'avitaillement dans le port avec fort vent) → 460€/h

4.2.2.2.2. Hypothèses opérationnelles

- Caractéristiques du navire souteur :
 - Vitesse moyenne de navigation en mer : 10 nd
 - Consommation en navigation : 20 m³ de GNL par jour
 - Consommation en opération de soutage, ou à quai : 1 m³ par jour
- Opération de soutage
 - Volume moyen d'un soutage : 500 m³
 - Avitaillement possible pendant les opérations de chargement et déchargement du navire
 - Débit d'avitaillement : 1500 m³/h
 - Temps de préparation, branchement et débranchement des flexibles : 1 h / opération d'avitaillement
 - Temps de déplacement du souteur entre 2 avitaillements dans le même port : 0,5 h

² 1 m³ de GNL = 6,933 MWh ; prix PEG en 6 aout 2020 : 7€/MWh, très bas et peu représentatif, on considère plutôt le prix moyen PEG sur les 5 années passées : 20€/MWh ; surcôt GNL = PEG + 2€/MWh

- Volumes d'activité
 - Au sein d'un même port, sur 10 heures d'activité de jour correspondant à la disponibilité des navires ferry pour avitaillement, le navire souteur peut réaliser jusqu'à 5 opérations d'avitaillement de 500 m³ au sein d'un même port. Avec un remplissage au FSRU réalisé la nuit, tous les navires envisagés (de 3500 m³ à 7000 m³) ont la capacité de réaliser ces 5 opérations.
 - Plusieurs situations sont simulées de 1 opération d'avitaillement par semaine, à 4 par jour (cas qui reste réaliste au regard des escales accueillies par Bastia : jusqu'à 83 ferries par semaine en haute saison)
- Eloignement entre le FSRU et le port de Bastia : 12 nm

4.2.2.3. Résultats

Les valeurs ci-dessous concernent le prix de la solution d'approvisionnement en GNL, auquel il faut rajouter le prix d'achat de la molécule.

Le coût de cette solution est très variable en fonction du volume annuel avitaillé. Elle devient acceptable économiquement à partir de 5 avitaillements par semaine.

nb avitaillement par semaine	1	3	5	7	14	21	28
nav 3500 m ³	297	108	70	54	34	27	24
nav 5000 m ³	339	122	78	60	37	29	25
nav 7000 m ³	367	131	84	64	39	30	26

Tableau 5 : Estimation des prix de la solution d'avitaillement en €/m³ avec un souteur dédié sur Bastia suivant le navire et le volume d'avitaillement
(source : See'Up)

Par ailleurs, le souteur pourrait également aller avitailler des navires sur Ajaccio, en réalisant une navigation de nuit (12 h environ). La navigation entre le FSRU (au large de Bastia) et Ajaccio représente un surcoût marginal qui impacte l'approvisionnement de 6 €/m³ (pour 1 avitaillement de 500m³) à 1 €/m³ (pour 5 avitaillements de 500 m³).

4.2.3. Solution 3 : tournée du laitier

4.2.3.1. SCHÉMA LOGISTIQUE

Cette troisième solution est une variante de la solution précédente. Le soutage est toujours assuré par un navire souteur mais ce dernier n'est plus dédié, il réalise une « tournée du laitier » entre plusieurs ports partenaires de Méditerranée.

Description de la chaîne logistique :

- 1- Le navire souteur est rechargé au niveau d'un terminal méthanier de Méditerranée,
- 2- Le navire souteur part assurer sa tournée en fonction d'un planning de soutage défini,
- 3- Une fois vide, le navire retourne se sourcer en GNL.

Un candidat potentiel pour cette tournée serait le futur navire souteur de Total, d'une capacité de 18 600 m³ destiné au soutage des grands porte-conteneurs deep sea CMA CGM. Il est prévu que ce navire souteur soit rechargé au niveau des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et donc assez proche de la Corse pour pouvoir y faire un détour autant que de besoin.

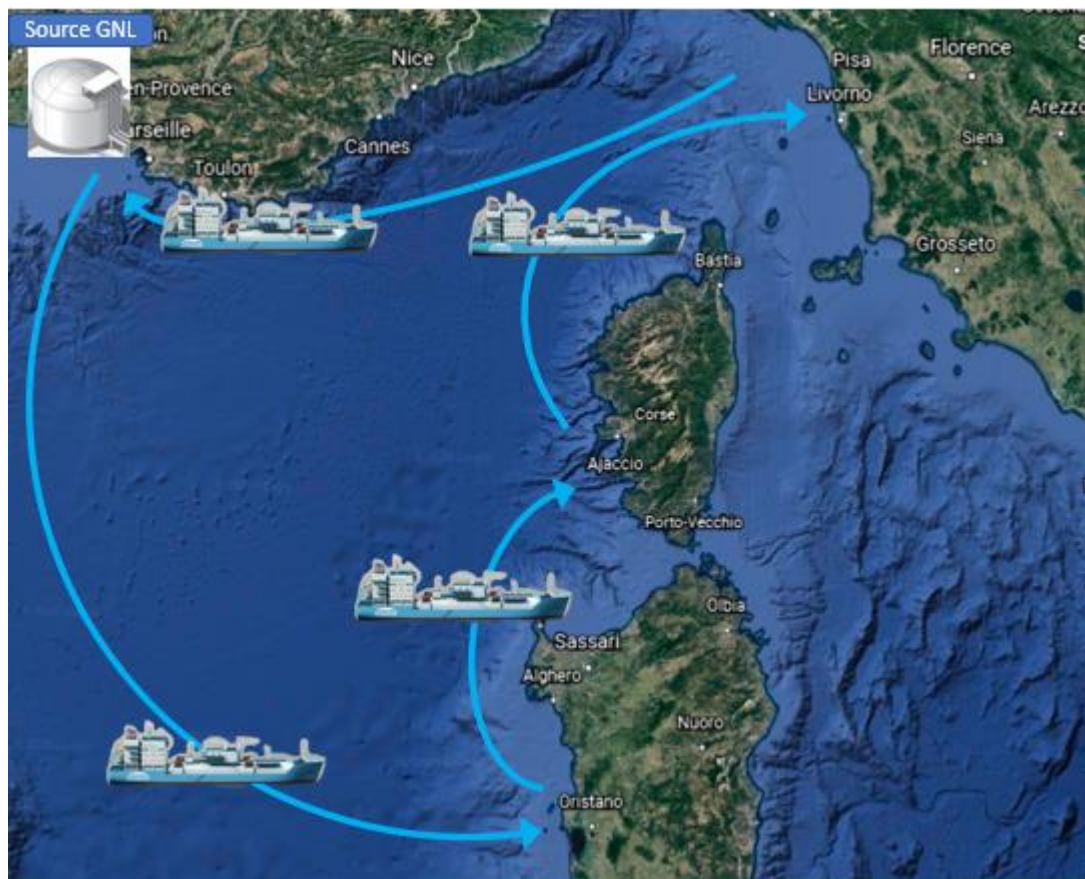


Figure 10 : Solution 3 pour la Corse – soutage par navire souteur partagé

4.2.3.2. MODÈLE ÉCONOMIQUE

L'opérateur du navire commercialise ponctuellement à la demande une ou plusieurs opérations d'avitaillement sur un ou plusieurs ports Corses. L'opérateur organise et optimise sa rotation pour répondre aux demandes de ses différents clients. Comme sur la solution 2, nous considérons que l'opérateur affrète le navire à l'année et cherche à optimiser son utilisation.

L'opérateur va ainsi construire son prix suivant le nombre de jours de mobilisation de son navire et les coûts associés à l'approvisionnement du GNL vers les navires demandeurs sur une même rotation.

4.2.3.2.1. Hypothèses économiques

- Coûts d'affrètement du navire 18 600 m³ : 40 000 €/j
- Coûts de l'opération de chargement de l'avitailleur sur les terminaux méthaniers de FOS : ~10€/m³
- Coût du GNL : 150€/m³
- Frais de fonctionnement de l'opérateur + marge + autres frais : 15% des coûts (hors coût d'affrètement du souteur)

4.2.3.2.2. Hypothèses opérationnelles

- Caractéristiques du navire souteur de 18 600 m³:
 - Vitesse moyenne de navigation en mer : 13 nd
 - Consommation en navigation : 40 m³ de GNL par jour
 - Consommation en opération, ou à quai : 3 m³ par jour
- Opération de soutage : même hypothèses que la solution 2
- Volumes d'activité :
 - Jusqu'à 5 opérations par jour sur un même port
 - Navigation de nuit entre les ports corses
- Plusieurs cas ont été simulés :
 - Le navire est affrété pour plusieurs avitaillements sur le port de Bastia : il se charge à Fos, navigue jusqu'à Bastia, réalise ses avitaillements, et revient sur Fos
 - Le navire est affrété pour plusieurs avitaillement sur différents ports corses : il se charge à Fos, navigue jusqu'en Corse, réalise ses opérations sur chaque port et revient sur Fos.

Il est possible qu'après quelques opérations en Corse, le souteur poursuive sa route vers d'autres ports de la méditerranée. Dans un tel cas, l'opérateur répartirait probablement de manière proportionnelle ses coûts de rotation aux différents clients desservis. Les prix de cette situation se rapprocherait des 2 cas précédents (modulo des coûts de navigation plus élevés, mais des volumes d'avitaillement importants pour les rentabiliser).

4.2.3.2.3. Résultats

Les valeurs ci-dessous concernent le prix de la solution d'approvisionnement en GNL, auquel il faut rajouter le prix d'achat de la molécule.

Dans le cas où le navire réalise plusieurs avitaillements sur Bastia puis sur Ajaccio (ou d'autres ports corses), l'opération devient économiquement réaliste à partir de 10 soutages (~50€/m³), réalisés dans une rotation de 3 jours (c'est à dire 5 soutages par port sur une journée, pour 2 ports). Par exemple, si le navire ne réalisait que 2 soutages (1 sur Bastia et 1 sur Ajaccio), l'opération ne serait pas attractive (~144€/m³).

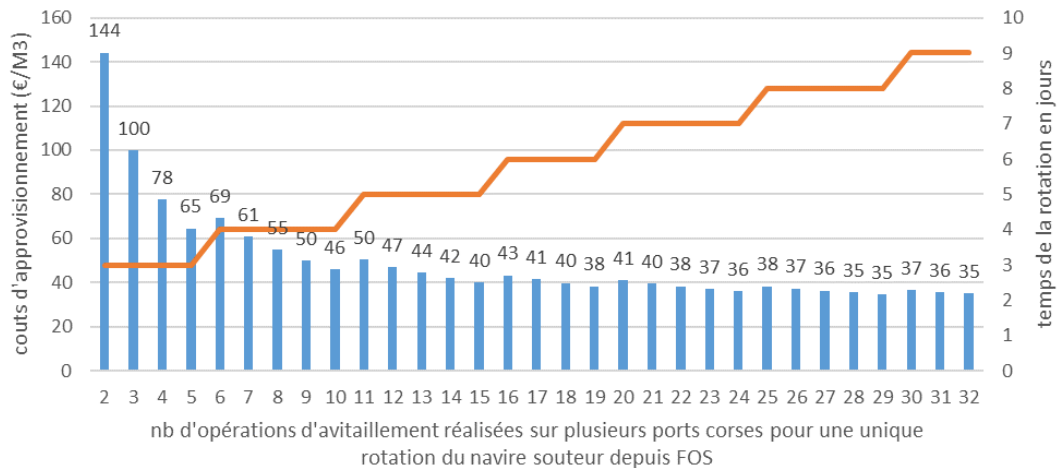


Figure 11 : Coûts d'approvisionnement du GNL en €/m³ suivant le nombre d'opérations d'avitaillement réalisées sur différents ports corses et temps de rotation nécessaire
(Source : See'Up)

Dans l'hypothèse où le souteur ne se rend qu'à Bastia, l'opération devient alors économiquement envisageable à partir de 8 avitaillements sur une rotation de 4 jours (1 jour de navigation aller, 2 jours d'avitaillement avec 4 soutages par jour, 1 jour de navigation retour), situation peu réaliste.

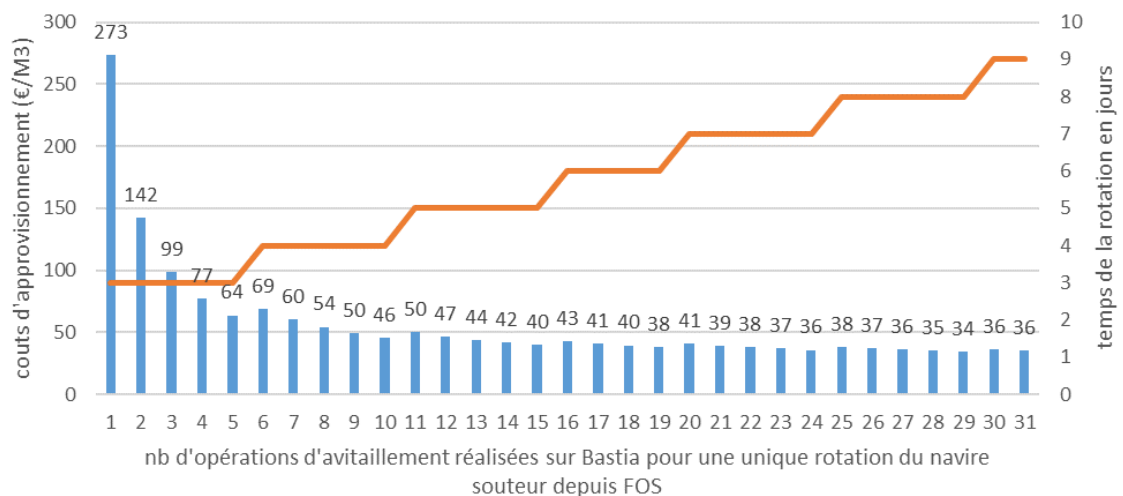


Figure 12 : Coûts d'approvisionnement du GNL en €/m³ suivant le nombre d'opérations d'avitaillement réalisées sur Bastia et temps de rotation nécessaire
(Source : See'Up)

4.3. Synthèse

- Le soutage à grande échelle en Corse est peu réaliste : les ferries seraient avitaillés sur le continent, car au plus proche du stockage de GNL (à Fos), et seraient autonomes avec un plein pour au moins 1 aller-retour Corse – continent
- Les volumes nécessaires en Corse pour la viabilité des solutions étudiées ne sont pas suffisants en l'état et ne paraissent pas atteignables au vu de la demande
- Quelle que soit la solution envisagée, les investissements sont faibles ou nuls, car le modèle économique repose sur l'affrètement (i.e la location) à l'année des moyens de transport (ISO conteneurs, ou navires) et non l'achat

	Solution 1 Chaîne d'ISO conteneurs	Solution 2 Souteur dédié	Solution 3 Souteur à la demande
Conditions techniques de réalisation	Possibilité de réaliser l'avitaillement sur les ports en multi truck	Existence d'un FSRU capacitaire (ou solution similaire) au large de la Corse Disponibilité d'un avitailleur de petite taille 3500m ³	Aucune
Volumes minimum nécessaires pour l'attractivité de la solution	1 avitaillement par semaine de 500 m ³ →26 000 m ³ /an	5 avitaillements par semaine de 500 m ³ →130 000 m ³ /an	2 jours d'opération avec 4 avitaillements / jour +2 jours de nav. →4 000 m ³
Coûts de la solution (avec volume minimum), hors prix GNL	104 €/m ³	70 €/m ³	54 €/m ³
Effet d'échelle (avec augmentation du volume)	Faible car coûts variables principalement	Fort peut aller jusqu'à 24€/m ³ avec 4 avitaillement par jour (730 000m ³ /an)	Moyen peut aller jusqu'à 40€/m ³ avec 15 opérations sur 5 jours de rotations
Probabilité de réalisation	Très faible : Chaîne logistique camion peu vertueuse + Coût élevé	Très faible : Coût élevé + volume insuffisant en Corse	Très faible Coût élevé + volume insuffisant en corse



La coopération au cœur de la Méditerranée

