



OLBIA LNG Terminal



OLBIA Green Power

Progetto EnerClima 2050

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Allegato III.2 - Documento di analisi delle alternative di progetto



Progetto n. 21520I
Revisione: 00
Data: Dicembre 2021
Nome File: 21520I-Allegato III.2_alternative di progetto.docx

Olbia Progetto EnerClima

Alternative di Progetto

in supporto alla VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE di Olbia LNG Terminal Srl
ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.



Antonio Nicotra, 21.09.2021

Olbia Progetto EnerClima

Alternative di Progetto

Indice dei contenuti

1.	Introduzione e scopo del lavoro	2
2.	Inquadramento generale dell'Energia per il territorio Nord-Est Sardegna (Gallura)	3
2.1	Bilancio Energia – attuale (2020)	3
2.2	Proiezioni Energia – verso il 2050	3
2.3	Alternative energetiche per il territorio	3
2.4	Alternative di produzione e stoccaggio di energia per autonomia a emissioni zero	4
2.5	Densità energetica	4
3.	Alternative di Progetto	5
3.1	Acquisto Energia Elettrica con dipendenza dall'esterno	5
3.2	Pannelli Fotovoltaici e Batterie Elettriche	5
3.3	Idrogeno “verde” e liquido	6
3.4	bio-metano e bio-LNG	7
3.5	Progetto Olbia EnerClima – Proiezioni dei consumi di energia in Gallura (2020-2050)	8
4.	Olbia Progetto EnerClima – Inquadramento Generale	9
4.1	1° fase operativa di “transizione”	9
4.2	2° fase operativa “inesauribile”	9
4.3	Schema a blocchi – 1° fase operativa (transizione a metano fossile)	10
4.4	Schema a blocchi – 2° fase operativa (transizione a bio-metano)	11
4.5	Bilancio di Massa ed Energia – 1° Fase Operativa (avviamento 2025)	12
4.6	Bilancio di Massa ed Energia – 2° Fase Operativa (consolidamento 2045)	12
5.	Alternative Tecnologiche per il Terminale LNG	13
5.1	Normative di Sicurezza	13
5.2	LNG – Contenimento primario e secondario	13
a.	“Bunker atmosferico a doppio contenimento” per serbatoi di oltre 10,000m ³	13
b.	“Sigari in pressione a doppio contenimento” per stoccaggi inferiori a 10,000m ³	14
c.	Tubazioni incamiciate o doppie (pipe-in-pipe)	14
5.3	LNG – Ciclo termico “aperto” o “chiuso a riciclo”	14
d.	Ciclo termico aperto – scambiatori ad aria o acqua	14
e.	Ciclo termico chiuso – con glicole	14
6.	Localizzazione delle infrastrutture energetiche	15
6.1	Localizzazione della banchina di ormeggio di metaniere e bunkerine LNG	15
6.2	Localizzazione del Terminale costiero di LNG ed impianti connessi	16
f.	Localizzazione iniziale in prossimità dell'ormeggio delle metaniere	16
g.	Localizzazione attuale al margine Sud-Est della zona industriale di Cala Saccaia	16
h.	Planimetria e Fotomontaggio del Progetto Olbia EnerClima 2050	17
6.3	Tubazioni di trasferimento dal porto agli impianti	19

1. Introduzione e scopo del lavoro

Questo documento intende chiarire i motivi che hanno determinato le scelte tecnologiche adottate dal Progetto EnerClima, rispetto ad altre alternative, per consentire ad Olbia ed alla Gallura (il territorio Nord-Est della Sardegna) di raggiungere gli obiettivi di crescita socio-economica con Energia prodotta localmente in equilibrio con il Clima, e realizzare, in tempi brevi, una transizione energetica per adeguarsi alle Direttive DAFI, FIT-for-55 e PNIEC entro il 2030, ed al GREEN DEAL Europeo entro il 2050.

2. Inquadramento generale dell'Energia per il territorio Nord-Est Sardegna (Gallura)

2.1 Bilancio Energia – attuale (2020)

La Gallura (Nord-Est della Sardegna) ha una superficie di circa 3,400 Km² ed una popolazione di circa 160,000 abitanti, di cui circa 60,000 ad Olbia (densità demografica 47 abitanti/Km²).

L'attuale consumo di energia del territorio è di circa 323,000 TEP, equivalenti a circa 1.34 TWh, cui 34% prodotte da FER locali (soprattutto eolico) e 2/3 importati in forma di elettricità da carbone e derivati petroliferi per trasporti, industria ed usi civili. L'utilizzo di elettricità (63% del totale) è maggiore rispetto al circa 50% della media nazionale a causa di mancanza di gas e di ridotta industrializzazione.

Il sole irradia sul territorio circa 5,000 TWh di energia (1 kwh/m² x circa 1500 ore-picco/anno) che viene assorbita dalla vegetazione che cattura non meno di 8 milioni di ton/anno di CO₂ e H₂O per trasformarli in altrettante ton/anno di biomassa secca (4.7 kg/m²/anno, dimezzate per un territorio povero di acqua) e libera nell'atmosfera quasi 6 milioni di ton/anno di Ossigeno.

Meno del 10-20% di questa biomassa viene utilizzata dal settore agro-alimentare del territorio o si accumula nella crescita della vegetazione ; nel tempo, la biomassa si decompone e rilascia nell' atmosfera le stesse quantità di CO₂ da cui si era formata, con circa 10% in forma di emissioni spontanee di biometano (circa 250,000 ton/anno di biometano risultante da fermentazioni in condizioni anaerobiche).

Attualmente il territorio produce ca. 60 GWh/anno di energia fotovoltaica (0.1/000 del potenziale), ca. 400 GWh/anno di energia eolica e ca. 6 GWh/anno da circa 1,000 ton/anno di biometano (1/000 del potenziale).

2.2 Proiezioni Energia – verso il 2050

Il Progetto EnerClima per Olbia e Gallura ipotizza ed assume che i fabbisogni energetici del territorio possano crescere dagli attuali 1.34 TWh/anno a circa 2.2 TWh/ nel 2050, con un tasso di crescita medio annuo di circa 1%, tenendo conto sia di miglioramenti di efficienza che di ripresa e crescita socio-economica.

Soprattutto, il Progetto assume che il 100% dell'energia utilizzata dal territorio nel 2050 debba essere prodotta localmente, "in autonomia" ed "in equilibrio" con il clima, a "zero emissioni" nette di gas serra.

Gallura e Costa Smeralda – Consumi e proiezioni di Energia				
anno	2020	2025-2030	2040	2050
Consumi Energia	TEP			
Carbone	93,000	0	0	0
Petrolio	120,000	115,000	33,000	0
Gas	0	105,000	31,000	0
Bio-Gas (metano o idrogeno)	0	12,000	200,000	320,000
FER	110,000	122,000	164,000	210,000
TOTALE	323,000	354,000	428,000	530,000
Quota FER	34%	38%	85%	100%
Utilizzi Energia	GWh			
Elettricità	840	920	1,250	1,600
Fuels	500	510	530	600
TOTALE	1,340	1,430	1,780	2,200
Quota Elettricità	63%	64%	70%	73%

2.3 Alternative energetiche per il territorio

Attualmente, i fabbisogni e gli stoccaggi di energia sono assicurati dalle forniture e dai depositi costieri di solidi e liquidi (carbone e petroli) esterni al territorio (il più vicino è Porto Torres) e dai tanti serbatoi di combustibili fossili importati, che non sono più compatibili con le emergenze climatiche e con le prescrizioni del nuovo piano economico di energia verde in equilibrio con il clima (EU Green Deal).

L'abbondanza di energia solare irradiata sul territorio della Gallura, della Sardegna e dell'Italia centro-meridionale, con costanza ed vantaggiosa uniformità stagionale, alla latitudine del 40° parallelo, favorisce la possibilità di utilizzare al meglio questa fonte di "energia inesauribile", per soddisfare le esigenze energetiche territoriali in "autonomia ed equilibrio" col clima, a "zero emissioni nette di gas serra".

Inoltre, le vicinanze tra punti di erogazione e punti di utilizzo dell'energia riducono i costi e gli sprechi del vettoriamento dell'energia stessa, causati dai lunghi elettrodotti e metanodotti, che incidono attualmente per un 10%-20% di maggiori consumi, inquinamenti e costi dell'energia.

Infine, è necessario considerare ed adottare le migliori soluzioni per lo stoccaggio temporaneo e lo stoccaggio strategico dell'energia, sia per assorbire e compensare le fluttuazioni tra erogazioni e consumi (pompaggio dell'energia) che per far fronte ad emergenze di più lunga durata (stoccaggio strategico).

2.4 Alternative di produzione e stoccaggio di energia per autonomia a emissioni zero

Per il territorio di Olbia e della Gallura sono state esaminate le tre soluzioni di energia più note e attualmente proposte per una transizione da energia fossile importata a energia rinnovabile locale:

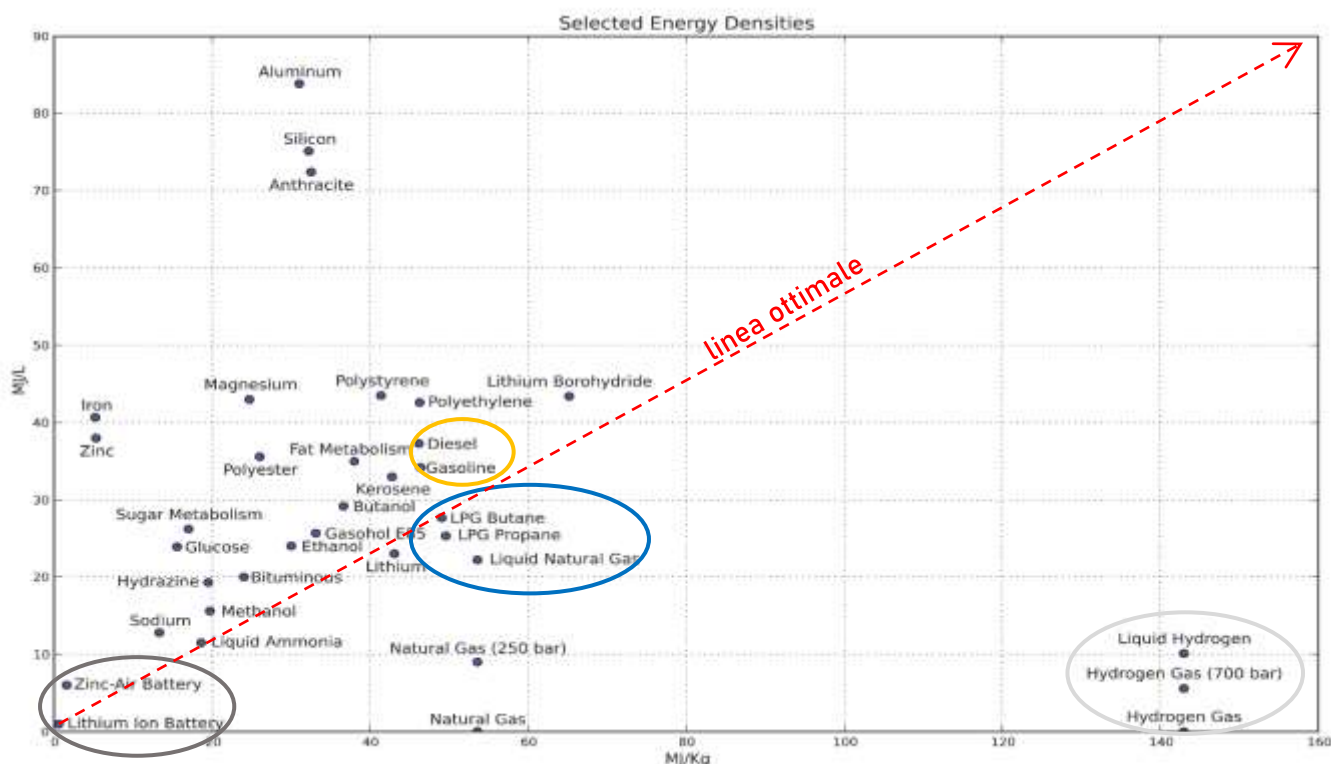
Produzione	Stoccaggio
Pannelli Fotovoltaici	Batterie Elettriche
Idrogeno-(Verde)	Idrogeno Liquido
(bio)-metano	(bio)-LNG

Certamente la soluzione finale potrà risultare da una miscela delle varie alternative (incluse le altre fonti di energia rinnovabile tipo idraulico, eolico, geotermico).

Comunque il territorio deve privilegiare e scegliere la soluzione di riferimento più "adeguata e sostenibile" (abbondante, economica, pulita e sicura) e dotarsi delle relative infrastrutture strategiche di distribuzione e stoccaggio in grado di soddisfarne i crescenti fabbisogni, dai 1.3 TWh del 2020 ai 2.2 TWh indicati per il 2050 (1% di crescita media annua) e di stoccaggio strategico per circa un mese di autonomia (100-180 GWh).

2.5 Densità energetica

Nell'analisi delle alternative e della scelta dell'energia da adottare è utile tener conto delle densità energetiche degli elementi in esame, riferite sia alle rispettive unità di massa che di volume.



3. Alternative di Progetto

Gli obiettivi da raggiungere con la scelta tecnologica di transizione energetica per la crescita del territorio sono i seguenti:

1. transizione in tempi brevi entro il 2030: per sostituire carbone e gasolio con soluzioni di energie alternative a basso impatto ambientale in conformità alla Direttiva DAFI, al piano energetico PNIEC ed al protocollo FIT-for 55% (ridurre del 55% le emissioni di GHG entro il 2030).
2. Transizione definitiva entro il 2050: per completare la transizione delle soluzioni alternative a basso impatto ambientale con soluzioni definitive a impatto ambientale zero in conformità al GREEN DEAL (ridurre del 100% le emissioni di GHG entro il 2050).

3.1 Acquisto Energia Elettrica con dipendenza dall'esterno

L'alternativa più semplicistica potrebbe essere la scelta di non produrre altre forme di energia alternativa all'interno del territorio e proseguire semplicemente e possibilmente con un'espansione delle attuali FER che, ipotizzando una crescita dell'1% annuo potrebbero aumentare dagli attuali 0.45 TWh a 0.6 TWh nel 2050.

ANALISI:

- La differenza di energia necessaria al fabbisogno verrebbe importata dall'esterno in forma di elettricità!
- Questa scelta comporterebbe inevitabilmente un maggior prezzo dell'energia elettrica, con conseguente riduzione di consumi, ulteriore penalizzazione delle attività agricole ed industriali del territorio (già penalizzate oggi per la mancanza di metano e di energia a basso costo)!
- Ipotizzando che l'elettricità sarà comunque necessaria per i trasporti leggeri, i consumi potrebbero contrarsi solo di un 10% dagli attuali 1.34 TWh a 1.2 TWh e le FER continuerebbero a rappresentare circa il 50% dei consumi totali.
- L'instabilità degli elettrodotti dovuti alle forti fluttuazioni delle FER costringerebbe comunque il territorio a rinforzare gli elettrodotti esistenti ed a dotarsi di batterie elettriche per il bilanciamento dei picchi tra produzione e consumi e per lo stoccaggio strategico (vedi paragrafo 3.2 successivo).

CONCLUSIONE: Il Progetto EnerClima ritiene che l'acquisto di energia importata dall'esterno penalizzi lo sviluppo socio-economico del territorio, contraendone ulteriormente le attività agro-industriali e favorendo lo spopolamento (che oggi è uno stato di fatto non solo in Sardegna ma anche in Italia). Il Progetto EnerClima è nato per trovare una soluzione energetica valida ed in equilibrio con il clima che favorisca e sostenga la crescita socio-economica del territorio, appare evidente che una rinuncia allo sviluppo di una Infrastruttura produttiva di energia alternativa e sostenibile comporterebbe una rinuncia al Progetto stesso.

3.2 Pannelli Fotovoltaici e Batterie Elettriche

I pannelli fotovoltaici correttamente orientati sono in grado di convertire in elettricità circa il 15% dell'irraggiamento ricevuto.

ANALISI:

- Si può dedurre che sarebbe sufficiente installare pannelli fotovoltaici su 10 Km² di territorio in Gallura (0.3% del totale) per assicurare il suo fabbisogno energetico nel 2050.
- Ma l'irraggiamento solare è assolutamente incostante (giorno/notte, estate/inverno, sole/pioggia) e pertanto richiede una elevata capacità di stoccaggio di energia per il livellamento dei picchi.
- Attualmente, le massime dimensioni di batterie esistenti sono moduli da 1-3MWh, per cui occorrerebbe affiancare 60,000/180,000 di questi moduli per ottenere lo stoccaggio strategico necessario alla Gallura.
- Inoltre, la sostenibilità ambientale dei processi manifatturieri dei pannelli fotovoltaici e delle batterie ed il loro smaltimento a fine della vita operativa sono ancora fortemente dibattuti. Anche la disponibilità, le dimensioni ed l'efficienza di pannelli e batterie sono ancora in fase sperimentale e non ottimizzate.
- Infine le risorse minerarie degli elementi/metalli necessari per i pannelli fotovoltaici e per le batterie non si trovano in Europa ed il loro approvvigionamento renderebbe l'Europa fortemente dipendente dall'estero.

CONCLUSIONE: Il Progetto EnerClima ritiene che i Pannelli Fotovoltaici non siano in grado di assicurare l'obiettivo di transizione richiesta per il 2030, ma potranno essere di supporto per la transizione al 2050.

3.3 Idrogeno “verde” e liquido

L'idrogeno è il combustibile incontrastato dell'Universo di cui costituisce circa 85% della massa nota, la cui fusione nucleare irraggia l'energia che ci dà luce e calore, permettendo la vita sulla Terra; ma l'uomo non è ancora in grado di controllarne la “fusione fredda” e riesce a sfruttare solo la sua energia di combustione, che rilascia nell'ambiente solamente vapore acqueo e “zero CO2”.

Il calore di combustione dell'idrogeno è circa 2.8 volte superiore a quello del gasolio per unità di massa, ma circa 3.3 inferiore per unità di volume: l'idrogeno è quindi un combustibile molto leggero ma anche molto voluminoso, ideale per i lanci spaziali che abbandonano il serbatoio vuoto, ma scomodo per i trasporti terrestri e marittimi che devono mantenere a bordo il serbatoio del combustibile (vedi paragrafo 2.5).

L'idrogeno non è una fonte di energia primaria esistente in natura, è solamente un ottimo vettore di energia e deve essere ricavato da fonti primarie che lo contengono (acqua, metano, carboidrati e idrocarburi); chiaramente l'idrogeno può anche essere ricavato da altri prodotti industriali (tipo ammoniaca o idruri) ma questi sono ricavati a loro volta da fonti primarie, con un doppio passaggio che aumenta le inefficienze.

Attualmente l'idrogeno è prodotto in grandi quantità industriali con processi di “steam-reforming” dal metano (o anche da petrolio, carbone o biomasse) con un consumo di energia di circa 7.7 kwh/kg di idrogeno prodotto; l'energia necessaria a produrre idrogeno è ricavata dalla combustione della stessa materia prima.

L'idrogeno è anche prodotto per idrolisi dell'acqua che contiene idrogeno ma non l'energia necessaria a produrlo, per cui è necessario somministrare elettricità dall'esterno. L'acqua è un prodotto “biologico” assolutamente stabile con fortissimi legami idrogeno-ossigeno che rendono il solido più voluminoso del liquido (il ghiaccio galleggia) ed il vapore assolutamente stabile (il vapore acqueo rilasciato nell'atmosfera non si distrugge ma si accumula in forma di nubi e ricade al suolo in forma di pioggia). La scissione dei legami idrogeno-ossigeno richiede una elevata somministrazione di energia pari a circa 65 KWh/Kg di idrogeno derivato dall'acqua (valori sperimentali più bassi sono stati ottenuti aggiungendo alcol all'acqua per cui è improprio definire queste tecniche “idrolisi di acqua”).

L'idrogeno è classificato:

- Grigio: se prodotto da materie prime fossili con relative emissioni di CO2 dell'energia necessaria alla produzione.
- Blu: se prodotto da materie prime fossili con cattura e stoccaggio sotterraneo della CO2 emessa.
- Verde: se ricavato da fonti rinnovabili come il biometano o le biomasse o anche dall'acqua ed in questo caso sarà l'elettricità ad essere Grigia, Blu o Verde in funzione della materia prima utilizzata per generarla.

La liquefazione dell'idrogeno richiede temperature criogeniche di -253°C vicine allo 0°K assoluto (-273°C), ben più gravose e costose degli altri fluidi criogenici.

I più grandi serbatoi di idrogeno esistenti sono i cilindri da circa 125m^3 dei razzi dei programmi spaziali della NASA e la sfera di Idrogeno liquido da $5,300\text{m}^3$ recentemente realizzata a Cape Kennedy (programma Orion 2018). Kawasaki Heavy Industries nel 2020 ha annunciato la progettazione di una sfera di H_2 da $11,200\text{m}^3$.

I Regolamenti, Codici e Standards per l'industria dell'Idrogeno (DOE/NREL per Stati Uniti e CEN per Europa) sono già disponibili per le piccole quantità soprattutto relative ai sistemi di celle a combustibile ed alla normativa per i trasporti. Per le grandi quantità di stoccaggio e trasporto dell' H_2 liquido le procedure sono ancora in corso di definizione.

ANALISI

- Per sostenere la crescita socio-economica della Gallura verso il 2050 con Idrogeno Verde, affiancato ai 0.87 TWh di espansione per consumi delle attuali FER, occorrerebbe disporre di 320,000 TEP di idrogeno equivalenti a circa 115,000 ton/anno di idrogeno verde nel 2050 (vedi tabella del paragrafo 2.2).
- la quantità di acqua demineralizzata necessarie a produrre 115,000 ton/anno di H_2 è 1 milione di m^3 /anno!
- La disponibilità di 115,000 ton/anno di Idrogeno per la Gallura richiederebbe una produzione aggiuntiva di 7.48 TWh di elettricità da FER portando il totale del fabbisogno a 8.4 TWh!
- 8.4 TWh sono un valore 10 volte superiore rispetto agli attuali consumi di elettricità della Gallura e 20 volte superiori rispetto all'attuale produzione di elettricità da FER in Gallura!

- Lo stoccaggio strategico di 100-180 GWh richiesto per la Gallura (paragrafo 2.4) potrebbe essere realizzato con uno o più serbatoi di idrogeno liquido per una quantità totale di 6,000-11,000 ton di H₂ liquido, corrispondenti ad un volume di 67,000-120,000 m³ di H₂ Liquido!
- Per quanto concerne l'analisi di fattibilità di pannelli fotovoltaici e batterie elettriche si rimanda all'analisi del paragrafo precedente.
- Le Normative per il trasporto e lo stoccaggio del Idrogeno liquido in grandi quantità non sono ancora disponibili.

CONCLUSIONE: Il Progetto EnerClima ritiene che le tecnologie dell'Idrogeno in generale (grigio o blu) e l'Idrogeno Verde da idrolisi dell'acqua in particolare (con inevitabile incremento di pannelli fotovoltaici ed elevati consumi di elettricità) non siano pronti e in grado di assicurare l'obiettivo di transizione richiesto per il 2030, ma potranno essere di supporto per la transizione al 2050 (eventualmente producendo Idrogeno Verde più economicamente dalle biomasse residue degli impianti di bio-gas).

3.4 bio-metano e bio-LNG

Il metano è l'unico "Gas Naturale" esistente in natura !

Va però evidenziata la differenza fra metano fossile e metano rinnovabile:

Il metano "fossile" è il risultato di processi pirolitici naturali nel corso di milioni di secoli e una volta formatosi è rimasto intrappolato o in depositi sotterranei di gas o in forma cristallina di clatrati alle elevate pressioni dei fondi oceanici o bloccato in cristalli di ghiaccio del permafrost siberiano,

il bio-metano "rinnovabile" è invece un gas "rinnovabile" in quanto si forma spontaneamente, continuamente e ineluttabilmente in conseguenza dei processi di decomposizione delle sostanze organiche.

Il gas metano di decomposizione di fogne, paludi ed ogni genere di vegetazione lasciata a decomporsi costituiscono emissioni di gas a effetto serra; inoltre la vegetazione abbandonata diventa un facile strumento per l'insorgere di incendi estivi e l'intasamento di tombini e canali durante le alluvioni.

Va notato che tali emissioni, se proficuamente catturate e utilizzate, possono rappresentare una fonte inesauribile di energia.

La quantità globale di metano rilasciate nell'atmosfera sono stimate in circa 380 milioni di ton/anno, provenienti circa 1/3 dalla gestione dei rifiuti, 1/3 da agricoltura e foreste (bio-metano rinnovabile) ed 1/3 dall'estrazione dei combustibili fossili (metano fossile). Queste quantità rappresentano circa il 13% degli attuali consumi globali di 2.9 miliardi di ton/anno di metano (che oggi è prevalentemente fossile).

Le emissioni di metano rappresentano oltre il 10% delle emissioni totali di gas serra, seconde solo alla CO₂ (85%), ma stimate da 29 a 80 volte più dannose della CO₂ (perché più reattive nel consumo di ozono) e con un tasso di crescita più rapido della CO₂.

L'energia solare irradiata sulla superficie di terre emerse del nostro pianeta (150 milioni di Km²) sintetizza annualmente circa 146 miliardi di ton/anno di biomasse. Considerando che 1/3 delle terre emerse è desertico ed un altro 25% è montagnoso, la resa media di produzione di biomasse sulle terre fertili è ca. 2,200 ton/Km².

Gli attuali consumi mondiali di 2.9 miliardi di ton/anno di metano rappresentano circa il 20% della potenzialità di biometano producibile dai 146 miliardi di ton/anno di biomassa. Attualmente le biomasse soddisfano mediamente il 15% circa degli usi energetici primari nel mondo, ma nei Paesi sviluppati questa percentuale scende circa al 3%; in Italia rappresenta mediamente il 2.5%, in Gallura il 0.4% (6 Gwh/1,340 GWh totali).

ANALISI:

- Le potenzialità di produzione di bio-metano dalla biomassa rigenerata continuamente con energia solare, fotosintesi clorofilliana e fermentazione batterica, sono superiori ai fabbisogni di energia di un territorio collinare, in zona temperata povero di acqua ma non desertico e con bassa densità demografica come è la Gallura.
- La conversione in biometano di 10-20% della biomassa generata annualmente in Gallura sarebbe in grado di soddisfare i 323,000-530,000 TEP di energia indicati per la Gallura nella tabella di paragr. 2.2
- Le tecnologie di distribuzione e dello stoccaggio del metano liquido (LNG) e delle Centrali Elettriche a Ciclo Combinato a Gas sono ben consolidate, ottimizzate, sicure e normate, e non saranno obsolete ancora per decine di anni, fintanto che non saranno affiancate e progressivamente sostituite da una transizione ad idrogeno ancora non pianificabile.
- Anche le tecnologie di raccolta delle biomasse, di fermentazione a biogas e successiva purificazione a biometano per immissione e miscelazione nei metanodotti sono consolidate e normate.

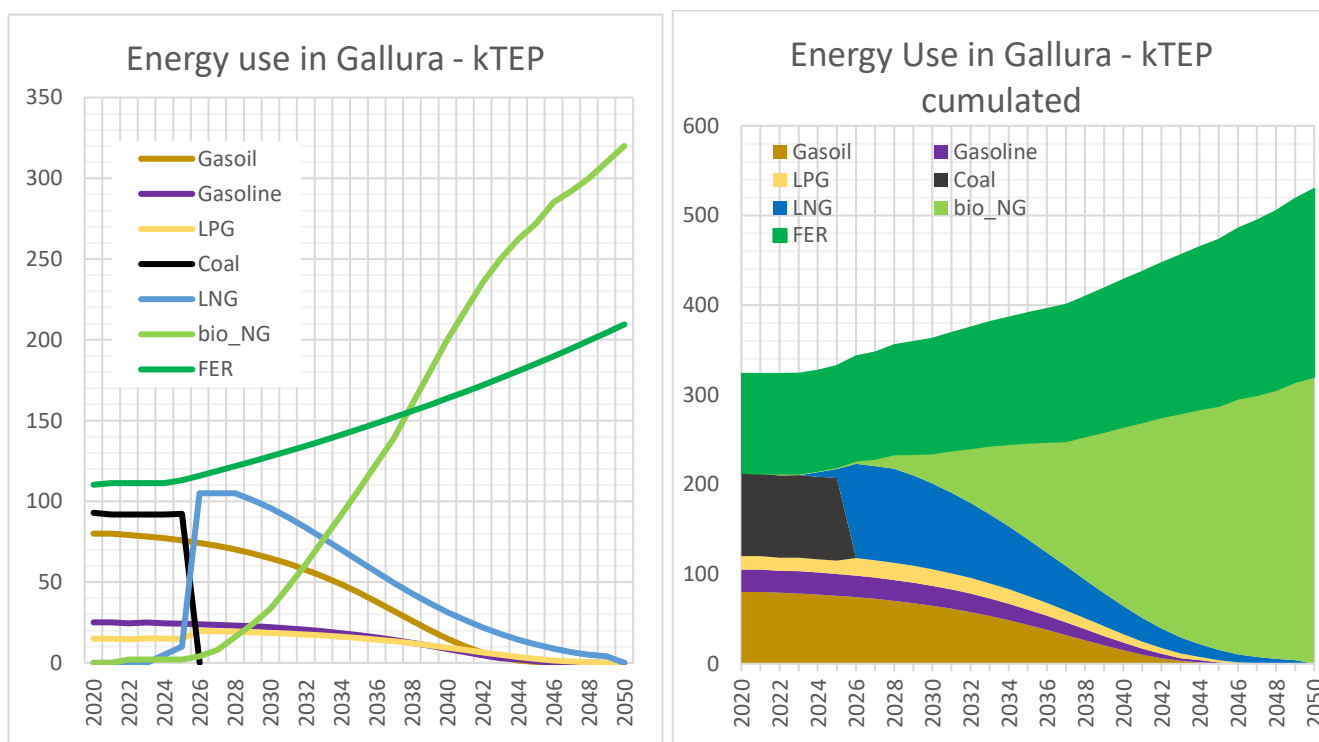
- La raccolta delle biomasse costituite da ogni tipo di scarti organici ripulisce il territorio, riduce il rischio di incendi ed allagamenti, ringiovanisce la vegetazione del territorio aumentandone la produttività clorofilliana, dà lavoro locale, soprattutto nella logistica di raccolta e trasporto delle biomasse ed infine produce energia “riducendo” le emissioni di gas serra, in quanto la trasformazione di CH_4 in CO_2 riduce di 29-80 volte l'aggressività delle emissioni e la CO_2 immessa nell'atmosfera viene a sua volta riciclata e riassorbita per riprodurre biomassa inesauribilmente!
- L'abbinamento di stoccaggio strategico di LNG affiancato a Centrale Elettrica a Gas e sistema di rigassificazione e ri-liquefazione è una pratica ben nota, consolidata ed economicamente vantaggiosa, per il “pompaggio di energia” nelle zone pianeggianti ove non è possibile disporre di due invasi di acqua a differenti altezze:
 - Nei periodi di elevata produzione elettrica (esempio: da FER) e bassi consumi, l'elettricità in eccesso viene utilizzata per liquefare il gas metano di rete ed immagazzinarlo in forma di LNG.
 - Nei periodi di elevati consumi elettrici e bassa produzione (esempio: da FER), il deficit di elettricità viene generato dalla Centrale Elettrica a gas rigassificando l'LNG prelevato dallo stoccaggio strategico.
- lo stoccaggio strategico di 100-180 GWh necessario per una autonomia energetica di un mese in Gallura richiede disponibilità di un serbatoio criogenico di 33,000-60,000 m^3 di LNG, la cui tecnologia è assolutamente consolidata e classificata “di piccole dimensioni” fino ai 50,000 m^3 di stoccaggio.

CONCLUSIONE: In base alle suddette riflessioni, Il Progetto EnerClima ritiene che le tecnologie di stoccaggio rigassificazione, liquefazione e distribuzione del metano gassoso e liquido (LNG), sia di origine fossile che rinnovabile (bio), e la successiva generazione di energia elettrica siano pronte e in grado di assicurare l'obiettivo di transizione energetica richiesta per il 2030, con la componente fossile più rapida da realizzare e che già dimezza le emissioni di CO_2 ed elimina le polveri sottili (come richiesto dalla Direttiva DAFI e dal Protocollo FIt-for.55). Successivamente la progressiva sostituzione del metano fossile con il rinnovabile fino a totale azzeramento del fossile entro il 2050 completerà la transizione finale ad emissioni zero richiesta dal GREEN DEAL entro il 2050.

N.B. è anche utile notare che i materiali criogenici utilizzati per il serbatoio dell'LNG sono anche idonei a contenere eventualmente l'idrogeno (non miscelabile con LNG) e che le turbine proposte per il progetto di Olbia sono già in grado di bruciare fino ad un 70% di idrogeno.

3.5 Progetto Olbia EnerClima – Proiezioni dei consumi di energia in Gallura (2020-2050)

Le tecnologie e la crescita di utilizzo del metano e del bio-metano del Progetto EnerClima di Olbia sono state comunque dimensionate a complemento e bilanciamento della crescita delle altre fonti di energia rinnovabile con una proiezione indicata nei seguenti grafici



4. Olbia Progetto EnerClima – Inquadramento Generale

Il Terminale LNG di Olbia LNG Terminal Srl e la Centrale Elettrica a Ciclo Combinato a gas di Olbia Power Srl sono dimensionati per soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura (Nord-Est della Sardegna), a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile, in due fasi operative sequenziali aventi obiettivi ben definiti.

Al Terminale LNG ed alla Centrale Elettrica di Olbia (da avviare con metano fossile) è affiancata una coltura sperimentale di alghe ed un impianto bio-gas per dimostrare il completamento del ciclo del carbonio con l'assorbimento di una minima quota parte della CO₂ rilasciata dalla Centrale Elettrica (ca. 1%) (Tecnologia CCU – Carbon Capture & Use), nella varietà di vegetale (le alghe) che ha la massima velocità di crescita ed elevati valori nutritivi e farmacologici.

Gli scarti sono destinati a bio-metano riciclato in Centrale Elettrica o ri-liquefatto a bio-LNG.

La realizzazione della coltura di alghe e impianto biogas non sono essenziali al funzionamento del Terminale e della Centrale Elettrica

4.1 1° fase operativa di “transizione”

Questa fase operativa ha lo scopo di soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura in tempi brevi, con obiettivo 2025, a bilanciamento delle altre fonti di energia rinnovabile, per attuare la metanizzazione del territorio e sostituire la produzione di elettricità da carbone e la mobilità a gasolio (entrambi fortemente inquinanti e ad elevate emissioni di CO₂ con gas metano, ancora di origine LNG fossile importato e con emissioni di CO₂ dimezzate rispetto al carbone.

- Questa 1° fase di transizione è conforme alla direttiva DAFI ed al protocollo Fit-for-55 della Commissione Europea, approvati dal Piano Energetico Nazionale Italiano (PNIEC - SEN).

Fin da questa 1° fase operativa, il Terminale LNG è progettato per operare a “ridotto impatto ambientale” in quanto:

- a) gli scambi termici sono realizzati in circuito chiuso tra rigassificatore LNG e radiatori dei macchinari di produzione elettrica, e
- b) l'elettricità necessaria al funzionamento del Terminale è generata con energia rinnovabile da bio-metano (inizialmente prodotto dell'impianto di bio-gas del CIPNES, già approvato e con convenzioni in essere per l'immissione nella rete gas di Olbia, da cui fino al Terminale LNG).

4.2 2° fase operativa “inesauribile”

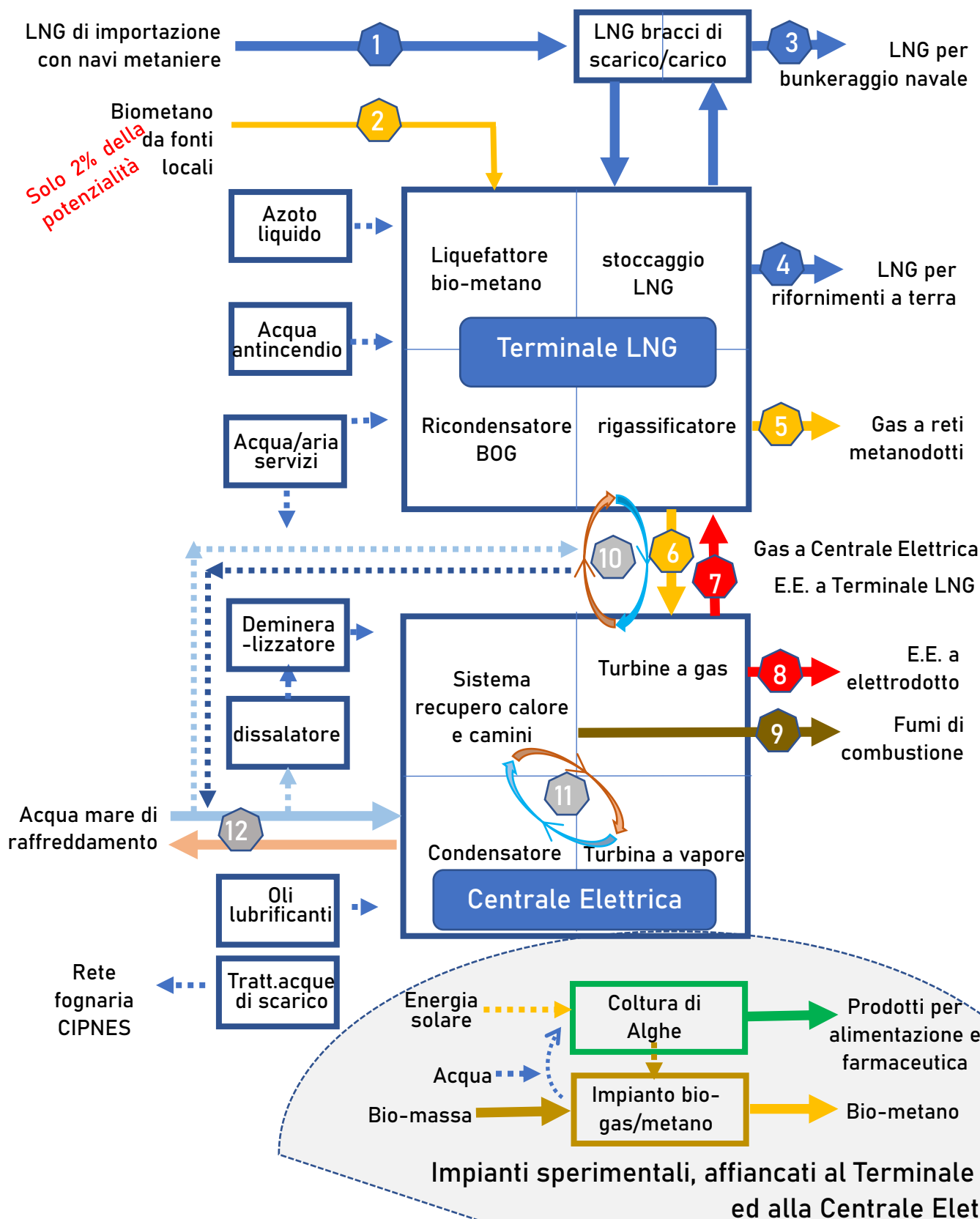
Questa fase operativa ha lo scopo di soddisfare i fabbisogni energetici del territorio della Gallura a medio termine, con obiettivo 2045, per sostituire l'LNG “fossile importato di transizione” con bio-metano “locale e inesauribile” in quanto originato da bio-masse rigenerate costantemente con il ciclo biologico del carbonio, che assorbe la CO₂ rilasciata dai processi di combustione, convertendola con la fotosintesi clorofilliana in bio-massa, liberando nell'aria corrispondenti quantità di Ossigeno. La successiva decomposizione batterica della bio-massa rigenera il bio-metano che viene raccolto e ri-immesso in rete gas per la produzione di energia e ri-liquefatto a LNG per stoccaggio strategico di energia ed utilizzi per la mobilità.

- Questa 2° fase operativa è conforme al Green Deal Europeo, approvato dal Governo Italiano, che richiede un totale equilibrio tra Energia e Clima, a “zero emissioni nette di gas serra”, entro il 2050, per la totalità dell'energia prodotta e consumata in Europa.

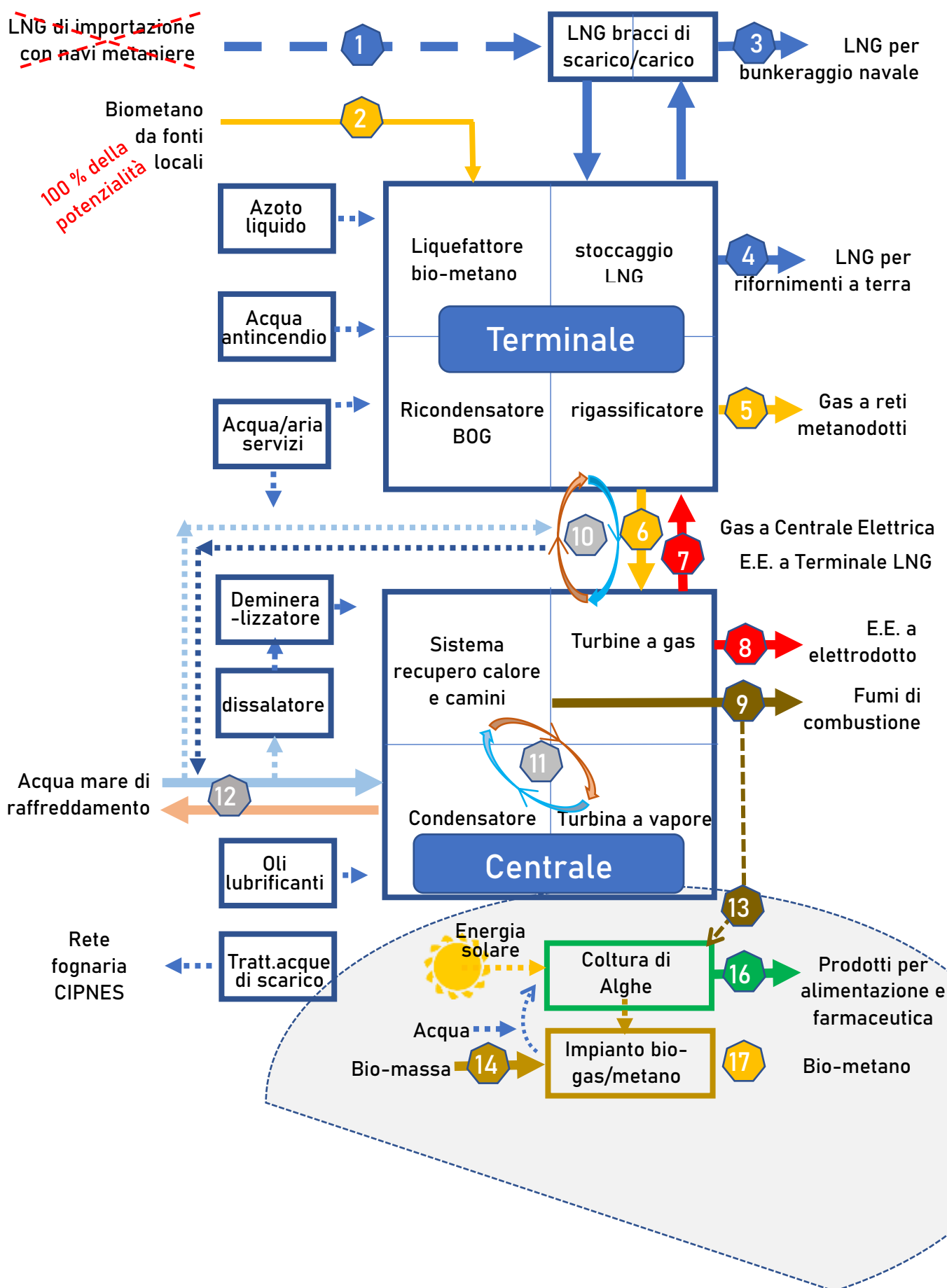
La transizione dalla 1° fase “fossile” alla 2° fase “rinnovabile” sarà graduale nel ventennio 2025-2045 e richiederà i seguenti interventi aggiuntivi rispetto a quelli attualmente inclusi per la 1° fase:

- c) la realizzazione di circa 52 impianti di bio-gas da circa 5MW ciascuno (simili a quello del CIPNES in corso di realizzazione a Olbia), con relativa logistica di raccolta delle bio-masse e distribuzione del bio-metano nelle reti-gas cittadine da interconnettere al Terminale LNG di Olbia.
- d) la realizzazione nel Terminale di Olbia di un liquefattore da circa 150,000 t/a di (bio)LNG per consentire la gestione di Terminale e Centrale Elettrica in modalità stoccaggio strategico e bilanciamento energetico degli elettrodotti (sbilanciati dalle fluttuazioni delle altre fonti di energia rinnovabile) e per la distribuzione di (bio)LNG per bunkeraggi e rifornimenti stradali

4.3 Schema a blocchi – 1° fase operativa (transizione a metano fossile)



4.4 Schema a blocchi – 2° fase operativa (transizione a bio-metano)



4.5 Bilancio di Massa ed Energia – 1° Fase Operativa (avviamento 2025)

Avviamento con LNG fossile di importazione e 2% di bio-metano per gestione del Terminale a impatto zero
- Eccedenze di potenzialità elettrica esportata verso altri territori Sardi/Italiani.

	Materie Prime	-	Interscambi	-	Prodotti	Unità	unità/anno	max/oraria	Note
1	LNG di importazione				LNG	ton	324,000	900	2 metanieri da 30,000m3/mese
2	Bio-metano da fonti locali				bio-CH4	ton	6,000	1	2% Terminale LNG per consumi interni di energia
3			LNG per bunkeraggio		LNG	ton	56,000	300	1 bunker da 2400m3/settimana
4			LNG per rifornimenti		LNG	ton	56,000	100	10 autobotti/containers/giorno
5			Gas a metanodotti		N.Gas	ton	50,000	23	per usi civili e industriali in Gallura
6	Gas a Centrale Elettrica				N.Gas	ton	168,000	21	100% a pieno carico
7	Elettricità a Terminale LNG				E.El	MWh	16,000	4	a Terminale LNG per consumi interni di energia
8			E.E. a elettrodotto		E.El	MWh	1,200,000	150	100% a pieno carico
9			Emissioni di CO2		CO2	ton	462,000	58	2.75 ton CO2/ton CH4 fossile
10	Scambio termico in ciclo chiuso				En.Term.	MWh (m3)		9 (750)	ciclo chiuso Glicole: regasLNG/LubeOil CCPP
11	Scambio termico recupero calore				En.Term.	MWh (m3)		60 (80)	ciclo chiuso CaldaieHRSG/CondensatoreGT
12	Scambio termico con acqua mare				En.Term.	MWh (m3)		90 (13k)	ciclo aperto CondensatoreGT/Acqua Mare

4.6 Bilancio di Massa ed Energia – 2° Fase Operativa (consolidamento 2045)

100% Transizione a bio-metano locale per autonomia energetica del territorio in equilibrio col clima

- Potenzialità elettrica limitata dalla disponibilità di biometano locale e regolata in modalità di “pompaggio” a bilanciamento delle fluttuazioni delle altre FER a copertura dei fabbisogni del territorio

	Materie Prime	-	Interscambi	-	Prodotti	Unità	unità/anno	max/oraria	Note
1	LNG di importazione				LNG	ton	0	900	- STOP LNG FOSSILE
2	Bio-metano da fonti locali				bio-CH4	ton	312,000	52	100% bio-Metano da fonti rinnovabili locali
3			LNG per bunkeraggio		LNG	ton	112,000	300	2 bunker da 2400m3/settimana
4			LNG per rifornimenti		LNG	ton	45,000	90	8 autobotti/containers/giorno
5			Gas a metanodotti		N.Gas	ton	50,000	23	per usi civili e industriali in Gallura
6	Gas a Centrale Elettrica				N.Gas	ton	105,000	21	50% "in pompaggio" a bilanciamento FER
7	Elettricità a Terminale LNG				E.El	MWh	100,000	20	a Terminale LNG per consumi interni di energia
8			E.E. a elettrodotto		E.El	MWh	675,000	150	50% "in pompaggio" a bilanciamento FER
9			Emissioni di CO2		CO2	ton	288,750	58	2.75 ton CO2/ton CH4 fossile
10	Scambio termico in ciclo chiuso				En.Term.	MWh (m3)		9 (750)	ciclo chiuso Glicole: regasLNG/LubeOil CCPP
11	Scambio termico recupero calore				En.Term.	MWh (m3)		60 (80)	ciclo chiuso CaldaieHRSG/CondensatoreGT
12	Scambio termico con acqua mare				En.Term.	MWh (m3)		90 (13k)	ciclo aperto CondensatoreGT/Acqua Mare
13	Cattura e Utilizzo della CO2				CO2	ton	858,000	143	conversione in biomassa - ciclo biologico del carbonio
14	Conversione CO2 in bio-massa				bio-massa	ton	4,680,000	780	conversione a biometano - ciclo biologico del carbonio
15	Energia solare				fotoni	MWh	39,000,000	6,500	assorbimento/fotosintesi - ciclo biologico del carbonio
16	Prodotti alimentari e farma. (OlbiAlgae)				(CH2O)12	ton	500	0.1	alginati e derivati farmacologici da alghe
17	Bio-metano da bio-massa (locale)				bio-CH4	ton	312,000	52	riciclo bio-metano a Terminale LNG per energia interna

5. Alternative Tecnologiche per il Terminale LNG

5.1 Normative di Sicurezza

L'industria del LNG è moderna, nata mezzo secolo dopo il petrolio e, mentre il petrolio è già in fase di declino, il LNG è ancora in forte crescita, per motivi sia economici che ambientali.

Dopo criticità e incidenti nelle fasi iniziali negli anni 1940', i produttori di Gas e LNG, riuniti nelle Associazioni internazionali della IGU (International Gas Union) e GIIGNL (Gruppo Internazionale Importatori LNG), si sono imposti regole e normative di sicurezza e di gestione dei rischi tra le più restrittive dell'industria:

- basate su quattro livelli di sicurezza (contenimento primario e secondario del LNG, controlli e procedure di allarme e blocchi, conoscenza, formazione ed esperienza, e infine sistemi di mitigazione, distanze di sicurezza, piani contingenti e pratiche di simulazione)
- in un ciclo virtuoso di costante comunicazione tra: progettisti, operatori, regolatori, controllori e formatori, per un costante miglioramento della sicurezza e del lavoro e per l'ottimizzazione degli «standards industriali», che hanno azzerato gli incidenti letali negli ultimi 15 anni.



LNG - Ciclo virtuoso tra Industria e Istituzioni per la Sicurezza, l'Ambiente, la Prevenzione



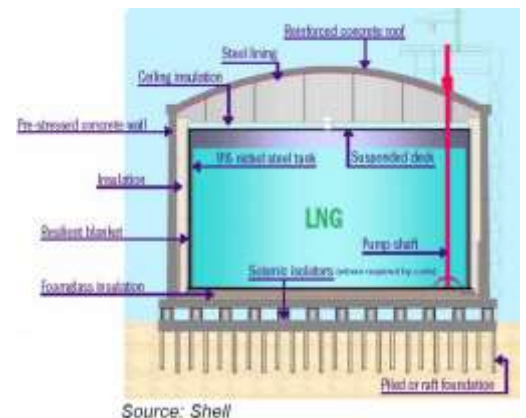
5.2 LNG – Contenimento primario e secondario

EN 1473:2007 è lo Standard EU (adottato dall'UNI) che definisce procedure e pratiche di progettazione, realizzazione e gestione dei Terminali LNG “on-shore”, in sicurezza e nel rispetto dell'ambiente. Piccoli impianti “satellite” con stoccaggi di LNG inferiori a 200t (450m³) sono regolamentati dalla EN 13645

- “Bunker atmosferico a doppio contenimento” per serbatoi di oltre 10,000m³

Contenimento Primario: le migliori condizioni di sicurezza per il contenimento primario dell'LNG, in assoluto, sono assicurate da un unico serbatoio interno (fino a 160,000-200,000m³) a pressione atmosferica (a -162°C), a fondo piatto, in acciaio inox-9%Ni o AISI-316L, tetto galleggiante isolato, immissione e prelievo dall'alto, senza alcuna flangia su pareti e al fondo.

Contenimento Secondario: il secondo livello di protezione assicura che l'eventuale fuoriuscita di LNG dal contenimento primario sia contenuta e isolata da un contenimento secondario, che, per i serbatoi atmosferici, è costituito da una struttura in cemento armato (con spessore superiore 0.4m, resistente a -162°C, che circonda e contiene interamente il serbatoio interno, incluso fondo e tetto. Uno strato intermedio di perlite sotto vuoto (spessore oltre 0.5m) assicura l'isolamento termico.



Le eventuali perdite di LNG dal serbatoio primario vaporizzano **A PRESSIONE ATMOSFERICA** nell'intercapedine tra i due contenitori, vengono rilevate (**3° livello di sicurezza**), aspirate e riciclate in impianto o convogliate in torcia. La sicurezza risultante da questo sistema non richiede ulteriori muri o bacini di contenimento.

Questa è la migliore tecnologia esistente sul mercato con oltre 600 serbatoi in esercizio (164 in export terminals e 484 in import terminals) senza mai un incidente rilevante ed è la tecnologia adottata per il serbatoio di stoccaggio da 40,000m³ del Terminale LNG di Olbia

b. “Sigari in pressione a doppio contenimento” per stoccaggi inferiori a 10,000m³

Contenimento Primario: le migliori condizioni di sicurezza per il contenimento primario dell' LNG nel caso di stoccaggi inferiori ai 10,000m³ sono assicurate da uno/più serbatoi cilindrici verticali o orizzontali, (3x3,000m³max), il cilindro interno è in acciaio inox-9%Ni o AISI-316L, bombato per resistere a fino a 10bar di pressione (temperatura di equilibrio -132°C), con flange di connessione anche su pareti e fondo.



Contenimento Secondario: il secondo livello di protezione assicura che l'eventuale fuoriuscita di LNG dal contenimento primario sia contenuta e isolata da un contenimento secondario, che, in questo caso, è costituito da un secondo serbatoio resistente a 10bar che circonda e contiene interamente il serbatoio interno; uno strato intermedio di perlite (o simile) sotto vuoto assicura l'isolamento termico. Questo serbatoio esterno può essere criogenico (SS-9%Ni o AISI-316L) o in acciaio al carbonio più economico ma fragile a temperature criogeniche.

Le eventuali perdite di LNG dal serbatoio primario vaporizzano **IN PRESSIONE** nell'intercapedine intermedia, vengono rilevate (**3° livello di sicurezza**), e convogliate in torcia. Le eventuali perdite dalle connessioni esterne e l'eventuale contenitore esterno in acciaio al carbonio possono necessitare di bacini di contenimento.

La presenza di gas in pressione negli stoccaggi con “sigari in pressione” comporta una maggiore criticità rispetto al “bunker atmosferico” del paragrafo precedente e maggiori distanze di sicurezza. Il Terminale LNG di Olbia non utilizzerà questa tecnologia che è comunque adottata in migliaia di depositi LNG di piccole dimensioni.

c. Tubazioni incamiciate o doppie (pipe-in-pipe)

Anche le tubazioni di collegamento ed i contenitori delle principali apparecchiature sono realizzate con un **contenimento primario** in acciaio inox criogenico, minimizzando il numero di flange che possono dar luogo a perdite.

Mantenimento del freddo: alcune soluzioni prevedono solo un isolamento termico per minimizzare il riscaldamento e la vaporizzazione del liquido.

Contenimento secondario: La miglior tecnologia adotta invece anche per tubazioni di trasferimento dell'LNG un secondo contenimento in acciaio inox (pipe-in-pipe) con intercapedine isolante sotto vuoto che impedisce la fuoriuscita di perdite di gas, le rileva (**3° livello di sicurezza**), e le convoglia verso il riciclo o la torcia.

Il Terminale di Olbia adotta la soluzione pipe-in-pipe ovunque sia possibile.

5.3 LNG – Ciclo termico “aperto” o “chiuso a riciclo”

d. Ciclo termico aperto – scambiatori ad aria o acqua

Il riscaldamento e la rigassificazione dell'LNG sono normalmente realizzate prelevando l'energia termica dall'ambiente circostante raffreddando o l'aria (radiatori ad aria) o raffreddando acqua mare (scambiatori a pioggia ORV) o anche bruciando una piccola parte di gas (vaporizzatori a combustione sommersa – SCV).

e. Ciclo termico chiuso – con glicole

Il Terminale LNG di Olbia adotta un sistema termico innovativo in circuito chiuso, senza impattare sull'ambiente circostante, con un ciclo a GLICOLE che rigassifica l'LNG e riscalda il gas prelevando il calore dai circuiti LUBE di raffreddamento delle macchine rotative degli impianti (compressori, turbine).

6. Localizzazione delle infrastrutture energetiche

La localizzazione più adeguata per una infrastruttura strategica di energia sono certamente il porto e la zona industriale più importante del territorio, per erogare energia trivalente (elettricità, calore e frigoriferie) alle attività industriali vicine e per ricevere e spedire l'energia con le logistiche più vantaggiose, a condizione che siano rispettate le normative di sicurezza richieste (4° livello - distanze di sicurezza).

La corografia del porto di Olbia offre le condizioni ideali per l'insediamento di un Terminale costiero di LNG da circa 40,000 m³ adeguato a soddisfare le esigenze di stoccaggio strategico del territorio, in quanto il molo merci Cocciani e la Zona Industriale CIPNES di Cala Saccaia hanno una distanza di separazione di oltre 1Km dalla città di Olbia e dai moli passeggeri di Isola Bianca. Inoltre, il canale di accesso al porto, l'area di manovra ed i moli principali hanno fondali da 8-10m con un programma di dragaggio già approvato per assicurare fondali da 10-11m, idonei per metaniere con capacità fino a 30,000-40,000m³ di LNG

6.1 Localizzazione della banchina di ormeggio di metaniere e bunkerine LNG

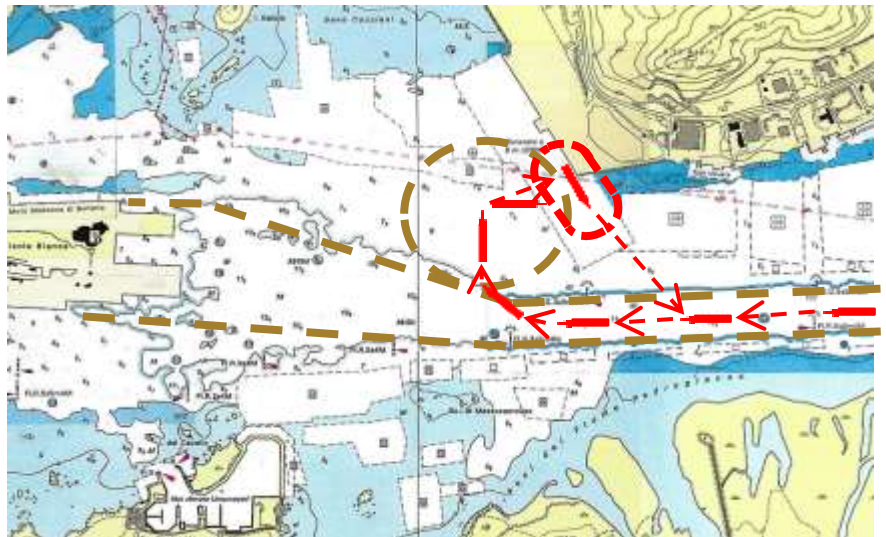
La localizzazione più adeguata per l'ormeggio di una nave metaniera e per le attrezzature di carico/scarico dell'LNG è in prossimità dell'accesso al porto, in zona riparata e distante dalle principali vie di transito e dalle aree residenziali, con specchio d'acqua libero verso l'uscita per disormeggiare e salpare rapidamente in situazioni di estrema emergenza.

Le attrezzature di carico/scarico dell'LNG (bracci di carico e ormeggi) sono dotati di sistemi di sgancio e distacco rapido (sistemi DBV/ERC: Double Ball Valve with Emergency Release Coupling) che interrompono il flusso di LNG in caso di perdite e minimizzano i rischi di dispersione dell'LNG con formazione di "pozze" e "nubi di gas" e possibile incendio. Le aree di trasferimento dell'LNG devono essere riservate e protette da recinzioni.

Il molo Cocciani Sud, ubicato in prossimità del canale di manovra, ingresso/uscita dal porto ma riparato, è la posizione ideale per l'ormeggio ed il disormeggio rapido della metaniera con prua diretta verso l'uscita.

Sono idonei per le navi metaniere previste per il servizio al Terminale LNG di Olbia:

- I fondali di canale di accesso e banchina,
- La larghezza del canale di accesso (min. 160m, 7 volte la larghezza max 23m delle metaniere di piccola taglia previste).
- La distanza minima di circa 380m tra limite del canale di accesso e punta di una metaniera ormeggiata, oltre 2 volte la lunghezza massima di 180 metri delle metaniere di piccola taglia previste.
- Infine, il diametro di rotazione delle navi all'interno del porto è di oltre 500 metri (oltre 3 volte la lunghezza massima di 180 metri delle metaniere di piccola taglia previste dal Terminale LNG di Olbia).



Per l'attracco delle metaniere nel porto di Olbia è stato proposto ed è stato approvato dall'Autorità Portuale l'insediamento delle attrezzature di carico/scarico dell'LNG (bracci di carico e ormeggi) sull'estremità Sud-Est del molo Cocciani Sud, al fine di minimizzare l'impegno di banchina riservato in esclusiva all'attracco delle metaniere e posizionare le tubazioni di collegamento al Terminale di stoccaggio sulle estremità periferiche in modo da non intralciare il traffico degli automezzi nell'area portuale.

6.2 Localizzazione del Terminale costiero di LNG ed impianti connessi

La posizione più adeguata per l'ubicazione dello stoccaggio strategico dell'LNG è in prossimità del punto di attracco della nave e delle attrezzature di carico/scarico dell'LNG per minimizzare la lunghezza delle tubazioni criogeniche e l'inevitabile riscaldamento e vaporizzazione dell'LNG (formazione di Boil Off Gas).

f. Localizzazione iniziale in prossimità dell'ormeggio delle metaniere

Inizialmente in Agosto 2020 era stata scelta ed acquistata dal Consorzio CIPNES un'area di 15,000m² in prossimità dell'estremità Sud-Est del molo Cocciani Sud, limitando la lunghezza delle tubazioni di collegamento a circa 500m tutte periferiche sul lato sud della banchina portuale.



L'area disponibile era sufficientemente adeguata alle installazioni dell'LNG adottando sistemi di mitigazione (tipo barriere e parziale interrimento del serbatoio), al fine di soddisfare le normative di distanziamento dagli adiacenti cantieri navali e minimizzare l'impatto visivo del serbatoio in un'area vicina al traffico turistico portuale.

A quel tempo era ancora previsto che SNAM collegasse Olbia al programmato metanodotto "Dorsale Sarda" e non si riteneva ancora necessario realizzare sul posto una Central Elettrica a Ciclo Combinato (CCPP).

Successivamente, nel corso del 2020 il programma di collegare Olbia al metanodotto è stato cancellato e si è resa necessaria la pianificazione di una CCPP adiacente al Terminale LNG per stabilizzare gli elettrodotti del territorio e renderlo energeticamente autonomo.

Inoltre è stato richiesto di trovare per le infrastrutture del "Distretto Energia" un'area meno esposta e meno visibile al traffico turistico.

g. Localizzazione attuale al margine Sud-Est della zona industriale di Cala Saccaia

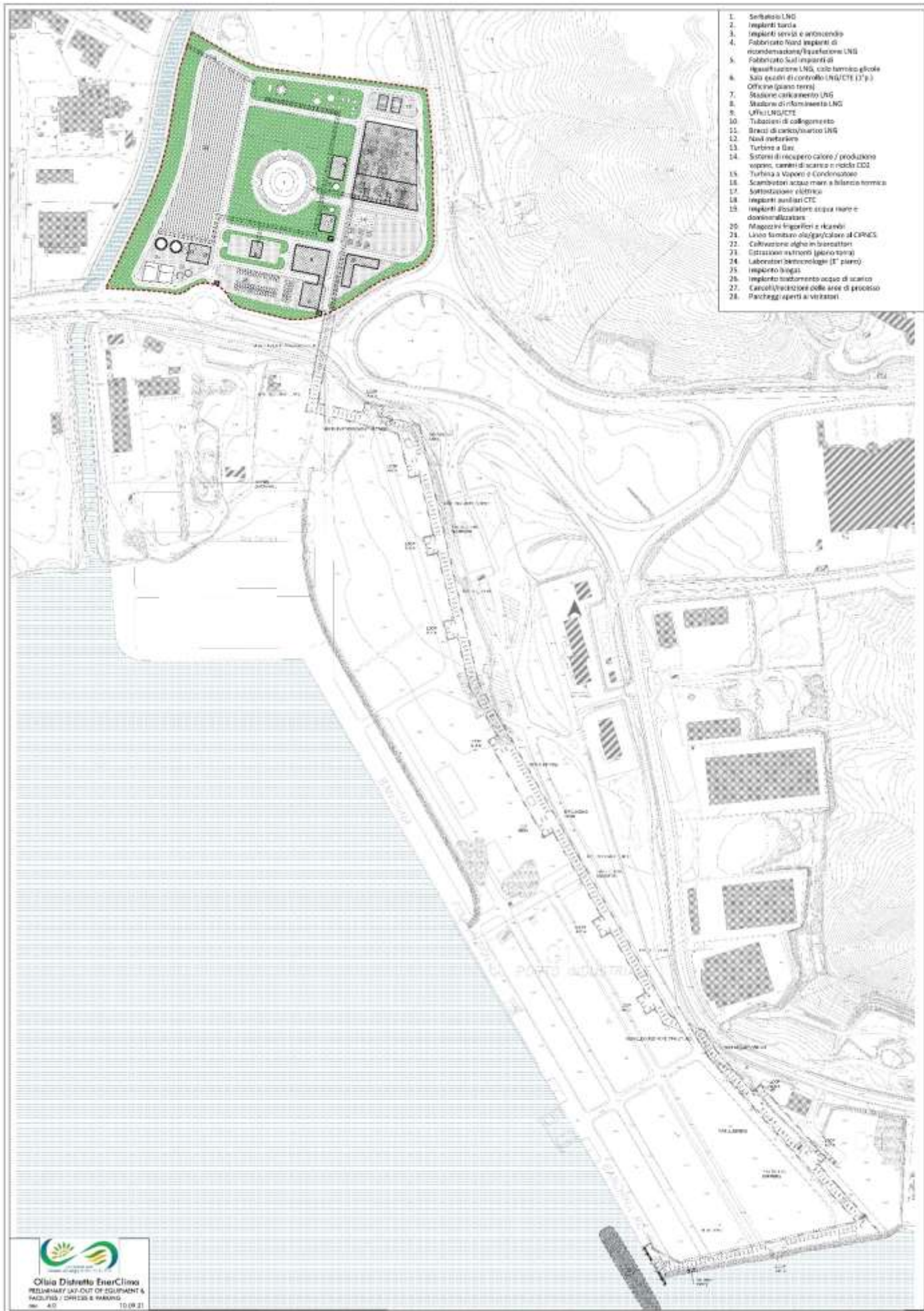
L'area per le infrastrutture del "Distretto Energia", meno esposta al traffico turistico, marginale e distante rispetto alle attività industriali del Consorzio CIPNES è stata individuata in un'estensione di circa 76,000 m², non utilizzata e disponibile ad est del canale ad Est del canale-rio Padredduri, pur sempre vicina

all'estremità Nord-Est della baia (circa 300m dal mare) ma a circa 1,500m di distanza dal punto di attracco delle metaniere precedentemente indicato all'estremità Sud-Est.

Questa area è ottimale per l'insediamento del Terminale LNG nei 30,000m³ centrali con la CCPP nei 26,000m³ sulla destra e la coltura sperimentale di alghe ed impianto bio-gas sui 20,000m² a sinistra adiacenti a canale Padredduri.

h. Planimetria e Fotomontaggio del Progetto Olbia EnerClima 2050





6.3 Tubazioni di trasferimento dal porto agli impianti

Il percorso delle tubazioni di collegamento tra porto e Terminale LNG risulta adesso più critico con l'allontanamento della posizione del Terminale ad 1.5 Km verso Nord.

Valgono le seguenti considerazioni:

- spostare verso Nord il punto di attracco delle metaniere, per accorciare la lunghezza ed il percorso delle tubazioni, non è raccomandabile perché si arretra e si allunga la via di uscita della metaniera dal porto in caso di emergenza con possibile presenza di altre navi nello specchio d'acqua antistante.
- realizzare il collegamento con tubazioni criogeniche sottomarine è tecnicamente fattibile (anche se 5 volte più oneroso) ma nel tratto di costa a Nord degli attuali due moli merci (Cocciani Nord e Sud) è stato predisposto un progetto non ancora approvato di ampliamento del porto Cocciani verso Nord con due o tre nuovi approdi e dragaggio dei fondali, per cui l'attualizzazione dei collegamenti in una area di possibile cantiere futuro sarebbe di fatto critica. Inoltre pianificare nuove opere marine comporta considerevoli ritardi alla realizzazione del Progetto che si vorrebbe operativo entro il 2025.
- realizzare il collegamento con tubazioni criogeniche in cavedio lungo il margine lato mare del porto Cocciani ha la stessa criticità di interferenza con le possibili opere future di ampliamento dei moli verso Nord e comunque è preferibile mantenere le tubazioni criogeniche dell'LNG in superficie per motivi di ispezionabilità e per lasciare libero sfogo verso l'alto di eventuali fuoriuscite di gas verso l'esterno.
- realizzare il collegamento con tubazioni criogeniche in superficie lungo il margine lato terra del porto Cocciani è l'ultima soluzione disponibile e che il Progetto attualmente propone anche se disagiata perché intermedia tra uffici e area portuale e con necessità di attraversamenti stradali.

La miglior tecnologia di tubazioni criogeniche di trasferimento dell'LNG richiede i seguenti requisiti:

- Doppia tubazione criogenica (pipe-in-pipe) per massima sicurezza e recupero/riciclo di eventuali perdite di gas.
- Leggera pendenza uniforme per evitare l'accumulo di bolle di BOG lungo il percorso.
- Realizzazione di giunti di dilatazione termica ogni 150/200m per assorbire le contrazioni del raffreddamento a -162°C .
- protezione con barriere anti-urto e recinzioni per evitare accesso e danneggiamento delle tubazioni.
- Installazione di rilevatori di gas, di temperatura e pressione nell'intercapedine intermedia per evidenziare perdite di vuoto o di gas.
- Canale di scarico acque piovane o contenimento perdite.
- In caso di necessità possono essere realizzati sopra-passaggi/sotto-passaggi dotandoli di barilotti di separazione liquido/gas.

