

Fac-simile di dichiarazione**DICHIARAZIONE ATTESTANTE L'ESITO DELLA VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE****Riferimento:**

Impianto fotovoltaico installato presso: _____

La sottoscritta Impresa _____, in qualità di installatore dell'impianto in riferimento, dichiara che la potenza nominale dell'impianto in questione risulta pari a _____ kW, quale somma delle potenze nominali dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico.

Dichiara, inoltre, di aver effettuato le prove previste dalla specifica tecnica di fornitura in data _____, in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 700 W/m^2 e alla temperatura ambiente di _____ °C. A tal riguardo, dichiara di aver verificato, con esito positivo:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la messa a terra di masse e scaricatori;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- la condizione: $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$, ove:
 - o P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
 - o P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
 - o I è l'irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
 - o I_{STC} , pari 1000 W/m^2 , è l'irraggiamento in condizioni standard;
- la condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$, ove P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
- la condizione: $P_{ca} > 0,75 * P_{nom} * I / I_{STC}$.

Ovvero

Dichiara che per quanto riguarda le verifiche relative a.....(segue indicazione delle prove effettuate) sono state riscontrate le seguenti anomalie tecniche (segue descrizione).

Inoltre dichiara che le suddette misure hanno fornito i seguenti valori:

- $P_{cc} =$ _____ kW
- $P_{ca} =$ _____ kW
- $I =$ _____ W/m^2

e che è stata impiegata la seguente strumentazione di misura: (segue elenco).

Dichiara infine che tutto quanto sopra riportato è corrispondente a verità.

Il richiedente e l'impresa dichiarano che l'impianto fotovoltaico di cui al riferimento è stato collegato alla rete elettrica in data: _____.

Data _____

Timbro e Firma (impresa) _____

Il richiedente _____

Fac-simile di scheda impianto realizzato**Scheda di progetto impianto così come costruito****Dati generali**

Richiedente (Denominazione /ragione sociale/ cognome nome)	
---	--

Sede dell'intervento

Tipo di struttura	
Indirizzo	
Località	
Provincia	

Moduli fotovoltaici

Potenza nominale (W)	
Tensione alla massima potenza (V)	
Numero di stringhe	
Numero di moduli per stringa	
Angolo di tilt	
Angolo di azimuth	
Costruttore	
Modello	

Inverter

Potenza nominale (kVA)	
Costruttore	
Modello	
Numero di inverter	

Scheda prestazioni impianto**Dati generali**

Richiedente (Denominazione/ragione sociale/ cognome nome)	
Numero di utenza elettrica	

Sede dell'intervento

Tipo di struttura	
Indirizzo	
Località	
Provincia	

Dati prestazionali

Data lettura	
Energia prodotta (kWh)	
Energia immessa (kWh)	
Energia consumata (kWh)	
Ore di funzionamento	

Manutenzione

Data intervento	Oggetto dell'intervento

ALLEGATO 3 - PS

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE

SCHEMA TECNICA RIASSUNTIVA

REALIZZAZIONE DI IMPIANTI SOLARI TERMICI

COSTO MASSIMO UNITARIO [€ /mq] 900,00

SUPERFICIE - [mq] :
RENDIMENTO DEL COLLETTORE SOLARE GARANTITO DAL PRODUTTORE [%] :
calcolato a $t_e = 30^\circ\text{C}$ e $t_{\text{H}_2\text{O}} = 65^\circ\text{C}$

RENDIMENTO DI DISTRIBUZIONE ATTESTATO DAL PROGETTISTA [%] :
INVESTIMENTO PROPOSTO (Euro) :

ESPOSIZIONE

<input type="checkbox"/>	SUD SUD-EST	-20° 0°
<input type="checkbox"/>	SUD SUD-OVEST	0° 20°
<input type="checkbox"/>	EST SUD-EST	-90° -20°
<input type="checkbox"/>	OVEST SUD-OVEST	90° 20°

INCLINAZIONE (TILT)

<input type="checkbox"/>	0 - 15°
<input type="checkbox"/>	15° - 45°
<input type="checkbox"/>	45° - 60°

FENOMENI DI OMBREGGIAMENTO

<input type="checkbox"/>	Assenti
<input type="checkbox"/>	Parziali

NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001

I collettori solari considerati ammissibili ai fini del riconoscimento dei titoli energetici, con riferimento all'articolo 6, lettera c), dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, e del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 2 aprile 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 102, del 5 maggio 1998, recante "Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi", debbono avere valore di rendimento termico superiore ai valori riportati in figura. La curva deve fare riferimento al rendimento determinato secondo le prescrizioni della norma UNI 8219.

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 70%
	CRITERIO c) [euro/tep]

*Allegato A-PS***SPECIFICA TECNICA DI FORNITURA****PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI SOLARI TERMICI PER LA PRODUZIONE DI ACQUA CALDA SANITARIA, RISCALDAMENTO DELLE PISCINE, RISCALDAMENTO DEGLI AMBIENTI****1. SCOPO**

Lo scopo della presente specifica è quello di fornire indicazioni da rispettare per la realizzazione di Impianti Solari Termici per la produzione di acqua calda sanitaria. Il presente documento non è esaustivo ai fini di un eventuale affidamento delle opere di fornitura, installazione e collegamento alla rete degli impianti in oggetto.

2. DEFINIZIONI

- a) un *impianto solare termico* è un sistema di produzione di energia termica mediante conversione diretta della radiazione solare in calore; esso è costituito da uno o più circuiti indipendenti;
- b) l'insieme dei collettori solari e relativi collegamenti idraulici formano il "*campo solare*";
- c) il *circuito primario* dell'impianto è costituito dall'insieme dei collettori solari, collegati in serie/parallelo, al fine di ottenere il riscaldamento del fluido termovettore secondo temperature e portate prefissate, e l'insieme dei dispositivi atti al trasferimento del calore raccolto dai collettori allo scambiatore di calore, che rappresenta l'interfaccia tra circuito primario e secondario;
- d) nei *sistemi a circolazione forzata*, il circuito primario è costituito da: un dispositivo dedicato alla circolazione del fluido (pompa centrifuga); dispositivi di controllo del funzionamento dell'impianto; organi di sicurezza (vaso di espansione, valvole di sicurezza, valvole jolly, valvole di non ritorno); lo scambiatore di calore, punto di scambio dell'energia termica raccolta e il circuito secondario.
- e) Il *circuito secondario* ha una configurazione diversa a seconda del tipo di utilizzo dell'energia termica raccolta;
- f) I *sistemi solari* sono classificati, dagli standard EN, in due categorie: "*Factory Made*", direttamente assemblati in fabbrica per utenze monofamiliari, generalmente a circolazione naturale o ad accumulo integrato; "*Custom Built*", sistemi assemblati in loco con componenti anche forniti da diversi produttori, generalmente a circolazione forzata.

3. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti solari termici sono:

- Legge n°10 del 09/01/1991: " Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- D.P.R. n° 412 del 26/08/1993: "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici";
- Legge n° 46 del 05/03/1990: "Norme per la sicurezza degli impianti";
- D.P.R. n° 447 del 06/12/1991: "Regolamento di attuazione della legge 5 Marzo 1990, n°46, in materia di sicurezza degli impianti";
- D.L. n° 626 del 19/04/1994: " Attuazioni delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro";
- D.P.C.M. del 01/03/1991: "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno";
- Norme, Decreti, Leggi, Disposizioni, etc. , emanate da ogni autorità riconosciuta (UNI, CEI,ISPESL, ecc.) direttamente o indirettamente interessata ai lavori.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni

Allegato A-PS

in materia, purché vigenti al momento della pubblicazione della presente specifica, anche se non espressamente richiamate, dovranno essere applicate.

4. CONSIDERAZIONI GENERALI**4.1 Radiazione disponibile**

Il calcolo dell'irraggiamento sul piano dei collettori, sia per i sistemi "Custom Built" che per i sistemi "Factory Made", dovrà essere effettuato secondo quanto stabilito dalla norma UNI 8477 parte 1°, a partire dai dati sull'orizzontale, desunti dalla norma UNI 10349 oppure dai dati dell'Atlante Europeo della Radiazione Solare o, infine, dalle pubblicazioni "La Radiazione Solare globale al suolo in Italia", a cura dell'ENEA.

4.2 Superficie captante, orientamento e inclinazione

Nel caso di impianti dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria e al riscaldamento dell'acqua delle piscine presso utenze ad uso continuativo, la superficie captante ammissibile al contributo non dovrà superare la minima superficie in grado di garantire, nel mese di maggio, l'intera copertura del fabbisogno per mezzo della sola fonte solare.

Nel caso di impianti dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria presso utenze ad uso stagionale (aprile – ottobre) e al riscaldamento dell'acqua delle piscine estive, la superficie captante ammissibile al contributo non dovrà superare la minima superficie in grado di garantire, nel mese a più alta insolazione, l'intera copertura del fabbisogno per mezzo della sola fonte solare.

Qualora l'utente finale volesse realizzare impianti di superficie captante più grande di quella ammissibile a contributo, l'investimento per la realizzazione della parte aggiuntiva sarebbe interamente a sue spese.

Per quanto riguarda l'orientamento dei collettori, non sono ammessi orientamenti verso il quadrante Nord (Est, Nord-Est, Nord, Nord-Ovest, Ovest).

Sono ammessi orientamenti ad Est e ad Ovest solo se non esistono altre opzioni di orientamento dei collettori verso il quadrante Sud.

Nel caso di installazioni su tetto a falda (esclusi gli edifici industriali), al fine di rispettare criteri di corretto inserimento architettonico dei collettori, non sono, comunque, ammesse installazioni di collettori solari con orientamenti e inclinazioni diversi dall'inclinazione e orientamento della falda.

Nel caso di installazione di collettori solari su superficie piana, valgono le seguenti raccomandazioni indicative:

- Al fine di ottenere le migliori efficienze per il collettore solare, i collettori dovrebbero essere orientati a Sud, con una tolleranza massima pari a $\pm 10^\circ$.
- Nel caso in cui il carico sia all'incirca costante durante i mesi dell'anno, l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo $\pm 5^\circ$.
- Nel caso in cui il carico sia prevalentemente estivo, l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo diminuita di 10 – 15 gradi.
- Nel caso in cui il carico sia prevalentemente invernale, l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo aumentata di 10 – 15 gradi.

Per impianti solari che integrino produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento degli ambienti, l'inclinazione potrà essere superiore a quella sopra indicata, al fine di privilegiare la produzione invernale di energia termica per il riscaldamento degli ambienti.

4.3 Fabbisogno termico

Il calcolo dell'energia termica deve essere stimato dalle bollette energetiche dei precedenti tre anni. Nel caso di impianti dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria, qualora non siano disponibili o rappresentativi dati specifici sul consumo di acqua calda sanitaria, i consumi energetici possono essere valutati secondo le indicazioni riportate nella tabella seguente:

Allegato A-PS

	Litri/giorno procapite	MJ/giorno procapite	kWh _{th} /giorno procapite	NOTE Litri/giorno procapite
Abitazione	50	6,28	1,74	-
Ospedale	60	7,54	2,1	Per posto letto
Casa di riposo	40	5,02	1,39	-
Scuole	5	0,63	0,18	-
Caserme	30	3,77	1,05	-
Industrie	20	2,51	0,7	-
Uffici	5	0,63	0,18	-
Campeggi	30	3,77	1,05	Per persona
Hotel alta cat	160	20	5,58	Per stanza
Hotel bassa cat	100	12,56	3,49	Per stanza
Palestre	35	4,39	1,22	Per utilizzatore
Lavanderie	6	0,75	0,21	Per kg lavato
Ristoranti	10	1,25	0,35	Per pasto
Bar	2	0,25	0,07	Per consumazione

- * Si ipotizza una temperatura dell'acqua di ingresso pari a 15°C e una temperatura dell'acqua di fornitura pari a 45°C.

4.4 Resa termica dell'impianto

Per i sistemi "Custom built", il calcolo delle rese mensili e annuale dell'impianto solare termico dovrà essere effettuato secondo quanto richiesto dalla norma UNI 8477 parte 2° (metodo f-chart) o mediante programmi di simulazione (tipo Tsol, Polysun, Trnsys).

Per i sistemi "Factory made" la resa energetica dell'impianto deve essere calcolata in accordo alla EN 12976-2, utilizzando il metodo CSTG mediante test eseguiti presso laboratori accreditati.

4.5 Caratteristiche degli impianti

Gli impianti solari dovranno rispettare le seguenti prescrizioni:

- Contaminazione dell'acqua: il sistema deve essere progettato in modo da impedire la contaminazione dell'acqua calda sanitaria contenuta nel boiler.
- Resistenza al congelamento: il costruttore deve garantire, per le parti esterne, quanto necessario al mantenimento di una temperatura minima, onde evitare ogni tipo di danneggiamento, descrivendo nella documentazione a corredo i metodi utilizzati. Inoltre, per le parti collocate all'interno, queste devono essere installate in luoghi con temperatura superiore ai 0°C. Qualora ciò non fosse possibile, le parti stesse devono essere adeguatamente protette. Il costruttore deve definire la composizione del liquido di scambio termico impiegato per il sistema. Ogni precauzione deve essere presa per tener conto del deterioramento del liquido antigelo utilizzato, a seguito del funzionamento del sistema in condizioni di sovra-temperatura.
- Protezione dalle sovra-temperature: il sistema deve essere progettato in modo da evitare che l'utente finale sia costretto a effettuare operazioni particolari nel caso in cui il sistema permanga per lungo tempo esposto ad alti livelli di insolazione con conseguente aumento della temperatura del fluido termovettore. Se il sistema è dotato di un apparato in grado di espellere acqua calda dal serbatoio sostituendola con acqua di rete, ogni precauzione deve essere presa per evitare danneggiamenti al sistema, agli impianti preesistenti e alle persone.
- Prevenzione dalle inversioni del flusso: il sistema deve essere dotato di protezioni idonee ad impedire inversioni di flusso, che incrementerebbero le perdite termiche.
- Resistenza alle sovra-pressioni: il sistema deve essere progettato in modo da non eccedere la massima pressione stabilita per ogni suo componente. Ogni parte del sistema a circuito chiuso deve essere dotata di valvola di sicurezza.
- Sicurezza elettrica: tutte le parti elettriche in dotazione al sistema devono essere conformi alle normative elettriche vigenti.

Allegato A-PS

- Qualità dei materiali e dei componenti installati: a partire dal 1 Gennaio 2004, il collettore solare dovrà essere conforme a quanto richiesto nella norma EN 12975-1 e dovrà essere testato con lo standard EN 12975 -2(tale standard oltre a richiedere le prove di efficienza e perdite di carico prescrive tutta una serie di prove atte a testare la resistenza del collettore alle sovra pressioni e sovra temperature , agli shock termici, all'invecchiamento, alle azioni del vento ,ai sovra carichi dovuti alla neve e agli effetti della grandine). Il laboratorio esecutore delle prove dovrà essere necessariamente accreditato e le aziende produttrici dovranno essere certificate ISO 9000.

Per la *struttura di supporto*, deve essere specificato il carico massimo dovuto alla neve o all'azione del vento.

Le *tubature* devono essere dimensionate in modo da impedire formazione di depositi, che possano drasticamente influenzare le prestazioni del sistema .

Lo *scambiatore di calore e l'accumulo* devono essere conformi alle normative vigenti.

- Equipaggiamenti di sicurezza: le valvole di sicurezza utilizzate devono essere idonee alle condizioni operative del sistema.
- Prescrizioni strutturali: le dimensioni, il numero ed il peso dei sistemi di pannelli solari installati devono risultare compatibili con le caratteristiche dimensionali e strutturali del manufatto oggetto dell'intervento. In particolare:
 - i carichi derivanti dai suddetti sistemi devono garantire la stabilità del solaio di copertura, considerando un elevato fattore di sicurezza;
 - il fissaggio dei sistemi solari deve conservare l'integrità della copertura esistente ed escludere il rischio di ribaltamento da azioni eoliche, anche eccezionali, da sovraccarichi accidentali; deve, inoltre, garantire l'impermeabilizzazione della superficie di appoggio.

4.6 Componenti dell'impianto

4.6.1 Collettori solari

Dovranno essere rispettate le seguenti prescrizioni:

- il salto termico tra la tubatura di mandata e la tubatura di ritorno al campo solare non deve essere superiore ai 20°C, nelle massime condizioni di insolazione disponibili.
- La portata massima nei collettori solari non dovrà mai superare i 110 litri/ora per m² di collettore (limite di erosione) ed essere inferiore ai 50 litri/ora per m² di collettore.
- Il numero di collettori in un banco (collettori in parallelo) non dovrà essere maggiore di 6. Si consiglia, comunque, di non superare i 3 collettori in parallelo.

Per impianti che lavorano secondo il principio "low flow", "matched flow" oppure a scambio indiretto a svuotamento, sono consentite portate e salti di temperatura differenti, così come prescritti dal costruttore.

Il sistema di distribuzione del fluido termovettore dovrà essere bilanciato in modo da avere la stessa portata per tutti i banchi di collettori.

L'impianto deve essere provvisto di un sistema di rabbocco del fluido termovettore anticongelante.

Ogni stringa di collettori dovrà essere dotata di una valvola di sicurezza, di valvole di intercettazione e di una valvola jolly, posizionata nella parte più alta del circuito.

4.6.2 Serbatoi

I serbatoi saranno per gli impianti a circolazione forzata del tipo verticale, per uso per acqua calda sanitaria ed idoneo per acqua potabile con trattamento interno anticorrosivo e pressione massima di esercizio di 8 bar.

Ogni serbatoio dovrà essere collegato alla rete idraulica di distribuzione in modo da poter essere messo fuori servizio e mantenuto senza che questo impedisca la funzionalità della restante parte dell'impianto solare.

Ogni singolo serbatoio dovrà essere dotato di:

- Sfiato aria automatico
- Valvola di sicurezza

Allegato A-PS

- Indicatore temperatura dell'acqua calda sanitaria
- Vaso di espansione.

4.6.3 Scambiatori

Gli impianti con superficie fino a 20 [m²] potranno essere dotati indifferentemente di scambiatore a serpentino immerso o di scambiatore a piastre.

Per gli impianti con superficie superiore a 20 [m²] è prescritto l'impiego di scambiatori a piastre.

La superficie specifica di scambio dovrà essere non inferiore a 0,2 [m²] per m² di superficie di collettore installata - per scambiatori interni - e a 0,1 [m²] per m² di superficie installata - per quelli esterni a piastre -.

4.6.4 Altri componenti

Le pompe centrifughe impiegate dovranno essere adatte a funzionare con una miscela di acqua e antigelo da -20 a 140 °C e dovranno avere almeno due velocità di funzionamento. In tal caso, la portata e la prevalenza richieste dal progetto dovranno corrispondere alla minima velocità di funzionamento. Nel caso di pompa a tre velocità, la portata e la prevalenza di progetto dovranno essere ottenute alla velocità intermedia di funzionamento.

Per ogni circuito chiuso dovrà essere installato un vaso di espansione. Esso dovrà essere costruito con materiale adatto e dimensionato ed installato secondo le modalità previste dal DM 1/12/76 e dalla norme ex ANCC, Raccolta R. I vasi di espansione dovranno essere marcati CE ed eventualmente omologati dall'ISPESL.

4.6.5 Tubazioni

Per il circuito primario, i tubi di collegamento devono avere le seguenti caratteristiche:

- resistenza alla temperatura tra -20°C e 200°C;
- resistenza alla pressione del sistema;
- resistenza agli attacchi chimici del fluido termovettore.

Possono essere impiegati:

- tubi di acciaio nero senza giunture o saldati;
- tubi di rame.

E' possibile l'uso di Tubi in materiale sintetico che siano compatibili con le sovra pressioni e sovra temperature che possono insorgere nell'impianto

Per il gruppo idraulico, è importante che sia verificata la resistenza contro il glicole e la resistenza temporanea alle temperature fino a 160 °C.

Tutte le tubazioni della rete idraulica devono essere coibentate in modo rispondente alle leggi vigenti e alle normative tecniche UNI.

Il riferimento principale è il DPR 412, Tabella 1 dell'allegato B, che prescrive lo spessore minimo dell'isolante da adottare per i tubi correnti in centrale termica, in cantine, in cunicoli esterni, in locali non riscaldati.

Per i tubi posti all'interno dell'isolamento termico delle pareti perimetrali dell'involucro edilizio, gli spessori minimi di tale tabella possono essere moltiplicati per 0,5.

Per i tubi correnti all'interno di strutture non affacciate né all'esterno né su locali non riscaldati, gli spessori minimi di tale tabella 1 possono essere moltiplicati per 0,3.

Le condotte dal collettore allo scaldacqua devono essere il più possibile brevi, al fine di contenere le perdite termiche. Gli isolanti devono sopportare, per brevi periodi, temperature fino a 160° C.

Gli isolanti dovranno essere resistenti ai raggi ultravioletti. Si consiglia di avvolgere l'isolante in un mantello di alluminio, capace di proteggerlo dalle infiltrazioni di acqua e dai raggi ultravioletti.

Si dovrà evitare di creare ponti termici. Gli isolanti dovranno essere montati in modo da non lasciare spazi intercalari, in particolare nei punti di giunzione, in prossimità delle staffe e in prossimità delle rubinetterie e dei raccordi.

*Allegato A-PS***4.6.6 Impianto utilizzatore**

Per ciò che riguarda gli impianti utilizzatori, valgono le seguenti prescrizioni:

- Gli impianti solari termici, destinati alla produzione di acqua calda sanitaria, dovranno essere dotati di valvola miscelatrice termostatica, per contenere la temperatura di utilizzo al di sotto dei limiti prescritti dal DPR 412/9.
- Gli impianti solari termici, destinati al riscaldamento degli ambienti, dovranno essere obbligatoriamente collegati ad un impianto di riscaldamento a bassa temperatura, come pannelli radianti a pavimento o a parete o sistemi di riscaldamento ad aria (temperatura di esercizio inferiore a 45°).

4.7 Il monitoraggio

- Per i sistemi di taglia inferiore ai 20 m², si dovrà installare lato utenza, sulla mandata dell'acqua fredda, un contatore per acqua. Tale dato, assieme ad una stima della temperatura dell'acqua di rete, e conoscendo la temperatura di erogazione a cui è settata la valvola miscelatrice, permetterà una valutazione di prima approssimazione dell'energia fornita dall'impianto, utilizzando unicamente un misuratore di flusso.
- Per i sistemi di taglia superiore ai 20 m², dovranno essere montati sull'impianto 2 contabilizzatori di calore, il primo lato campo solare, per misurare l'energia estratta dai pannelli, ed il secondo lato utilizzo, per misurare l'energia fornita all'utilizzatore. In alternativa, ove possibile, il contabilizzatore lato campo solare potrà essere eliminato e sostituito da un misuratore della quantità di combustibile fossile consumata, da cui è possibile risalire alla quantità di energia ausiliaria impiegata. In questo caso, l'energia utile prodotta dalla fonte solare è semplicemente data dalla differenza fra l'energia misurata dal contabilizzatore lato utenza e quella fornita dalla fonte ausiliaria.

4.8 Garanzie

L'impianto dovrà essere collaudato secondo la normativa vigente (UNI 9711) e, per superficie di impianto superiore ai 20 m², da parte di un tecnico competente iscritto ad albo professionale.

L'intero impianto e le relative prestazioni di funzionamento devono godere di una garanzia non inferiore a due anni, a far data dal collegamento alla rete dell'impianto stesso, mentre i collettori solari e i bollitori devono essere garantiti dal produttore per almeno 5 anni.

Allegato B-PS**Schema di Contratto
"Garanzia dei Risultati Solari"****OGGETTO DEL CONTRATTO**

Il presente contratto di Garanzia Risultati Solari (GRS) - sottoscritto da, proprietario/a, committente e gestore dell'impianto misto solare termico realizzato presso l'edificio (con sede in), e dalla Ditta aggiudicataria che realizza l'impianto, stabilisce i termini secondo cui viene intesa e applicata la garanzia che la parte solare del suddetto impianto fornisca una quantità di energia minima prestabilita, che nel seguito verrà indicata come "soglia minima garantita di contributo solare", rispetto al fabbisogno energetico dell'utenza.

Nel contratto vengono inoltre stabiliti gli indennizzi economici dovuti al Committente nel caso in cui i risultati concordati non vengono raggiunti.

Il rendimento dell'impianto è valutato mediante il sistema fisso di monitoraggio previsto sull'impianto, che rileva obbligatoriamente i seguenti dati:

- L'energia termica consumata dall'utenza sotto forma di calore;
- L'energia fornita dall'impianto solare;

MODALITA' DI APPLICAZIONE DELLA GARANZIA

La Ditta aggiudicataria garantisce componenti e funzionalità dell'impianto realizzato, per 3 (tre) anni a partire dalla data di collaudo con esito positivo. Per quanto riguarda i tempi di effettuazione di tale servizio di garanzia, la Ditta s'impegna ad effettuare l'intervento risolutivo "in situ" entro 48 ore dalla chiamata. A tal proposito la Ditta aggiudicataria s'impegna a comunicare il numero telefonico per l'effettuazione delle chiamate.

Durante i primi dodici mesi d'esercizio dell'impianto stesso, la Ditta aggiudicataria può fare qualsiasi modifica che sia ritenuta necessaria all'impianto stesso (previa approvazione da parte del Committente), al fine di ottimizzare l'installazione e di assicurare la producibilità energetica dichiarata.

In tal caso la Ditta aggiudicataria deve fornire preliminarmente al Committente una completa descrizione (a mezzo di elaborati grafici e relazione tecnica) delle modifiche dell'impianto che intende realizzare.

In assenza di comunicazioni da parte del Committente, dopo 15 (quindici) giorni lavorativi dalla presentazione della documentazione, si presume l'accettazione delle modifiche dell'impianto. Tutte le modifiche sono a carico della ditta aggiudicataria.

Nei ventiquattro mesi successivi di esercizio dell'impianto rimarrà valida la garanzia sui componenti e sulla funzionalità dell'impianto. Durante questa fase la ditta aggiudicataria si obbliga ad effettuare a proprie spese tutti gli interventi di trasporto, montaggio e collocazione, riparazione, ripristino, sostituzione delle parti o del tutto che comunque presentasse imperfezioni per qualità di materiali e/o di funzionamento, difetti di costruzione, carenze di funzionamento, anche se non rilevati all'atto di collaudo, e si impegna ad eseguire a proprie spese tutte le modifiche necessarie a garantire il rendimento prestabilito dell'impianto.

Dopo il periodo di garanzia (trentasei mesi a decorrere dalla data di approvazione del certificato di collaudo, regolarmente sottoscritto dal Direttore dei Lavori, da parte del Committente) su tutti i componenti dell'impianto, il Committente dovrà prevedere un programma di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto almeno per i successivi dieci anni di funzionamento dell'impianto.

ALLEGATO 3 - PC

**REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"**

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE**SCHEMA TECNICA RIASSUNTIVA****POMPE DI CALORE AD ALTA EFFICIENZA**

COSTO MASSIMO UNITARIO [€ /kWe]	1.000,00
--	----------

POTENZA ELETTRICA - min 10 kWe - max 200 kWe [kWe] :

COEFFICIENTE DI PRESTAZIONE GARANTITO DAL PRODUTTORE [COP] :

INVESTIMENTO PROPOSTO (Euro) :

NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001

Vanno salvaguardati, a cura del progettista e dell'installatore, le norme tecniche ed i provvedimenti legislativi applicabili all'intervento, con particolare riferimento a: DPR n.412/1993 e DPR. n. 551/1999.

Disposto art. 6 DM 24 aprile 2001.

Per l'ammissibilità ai fini dei Decreti 24/4/2001, il Cd volumico dell'edificio, in funzione della zona climatica, dei gradi-giorno della località e del fattore di forma (rapporto S/V), deve essere inferiore ai valori limite riportati nella Tabella I allegata ai Decreti. Le caratteristiche termiche dell'edificio ed il rispetto del vincolo sul Cd devono essere asseverati con perizia giurata da un ingegnere o perito termotecnico iscritto al pertinente albo professionale.

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 - IREcoib

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE**SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA****Coibentazione interna/esterna degli edifici**

COSTO MASSIMO UNITARIO = 35,00 [€ / mq]

DATI CARATTERISTICI DELLA STRUTTURA DA COIBENTARE		
Tipo di muratura	Spessore [mq]	Superficie Netta [mq]
<input type="checkbox"/> mattoni laterizio pieni		
<input type="checkbox"/> mattoni laterizio forati		
<input type="checkbox"/> mattoni in cemento		
<input type="checkbox"/> muratura in sassi		
<input type="checkbox"/> altro		
.....		
TOTALE SUPERFICIE [mq]		

INTERVENTO PROPOSTO		
Tipo di intervento	Spessore isolante [mq]	Superficie Netta [mq]
<input type="checkbox"/> parete ventilata		
<input type="checkbox"/> coibentazione "a cappotto"		
<input type="checkbox"/> coibentazione interna e rivestimento		
<input type="checkbox"/> altro		
.....		
TOTALE SUPERFICIE (min 300 m ²) [mq]		

STRATIGRAFIA PRE - INTERVENTO (RESISTENZA TERMICA Ri) [(m ² ·°C)·h/kcal]	
Sottotetto	
Terrazzi e Porticati	
Pareti d'ambito isolate all'esterno	
Pareti d'ambito isolate all'interno	

STRATIGRAFIA POST - INTERVENTO (RESISTENZA TERMICA Rf) [(m ² ·°C)·h/kcal]	
Sottotetto	
Terrazzi e Porticati	
Pareti d'ambito isolate all'esterno	
Pareti d'ambito isolate all'interno	

Temperatura esterna di Progetto (Te) [°C]	
Temperatura interna di Progetto (Ti) [°C]	
Zona Climatica	
Dispersioni globali pre-intervento (Qi=f(Ri)) [kcal/h]	
Dispersioni globali post-intervento (Qf=f(Rf)) [kcal/h]	
INVESTIMENTO PROPOSTO [€]	
Anno di costruzione della struttura edilizia	

VERIFICA DI GLASER
 Negativa
 Positiva

Zona climatica	Resistenza minima ammissibile [m ² K/W]
A, B	0,9
C	1,0
D	1,1
E	1,2
F	1,3

I valori di resistenza R dell'isolante applicato devono essere deducibili dalla relativa documentazione tecnica indicante la conducibilità λ e lo spessore d; il valore $R = d / \lambda$ (m² K/W) deve risultare maggiore dei valori di resistenza minima ammissibile in tabella.

ALLEGATO 3 - IREcoib**NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001**

Gli interventi di isolamento delle pareti considerati ammissibili ai fini del riconoscimento dei titoli energetici, con riferimento all'articolo 6, lettera c), dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, e del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 2 aprile 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 102, del 5 maggio 1998, recante "Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi", debbono essere effettuati con coibente di qualità e spessore aventi resistenza termica superiore ai valori indicati nella tabella precedente.

 (Luogo e data)

 (Timbro e firma del Tecnico)
Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 - IREserr

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"

PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"
DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE

SCHEMA TECNICA RIASSUNTIVA

Coibentazione esterna degli edifici

SOSTITUZIONE SERRAMENTI ESTERNI A DOPPIO TAGLI TERMICO CON VETROCAMERA

COSTO MASSIMO MQ. [€/m²] 350,00

SUPERFICIE (min 50 m²) [m²]

TEMPERATURA ESTERNA DI PROGETTO (te) [°C]

Comune di appartenenza
TEMPERATURA INTERNA DI PROGETTO (ti) [°C]

Tipologia Edificio
DISPERSIONI GLOBALI PRE - INTERVENTO (Qi=f(Ri)) [kcal/h]

DISPERSIONI GLOBALI POST - INTERVENTO (Qf=f(Rf)) [kcal/h]

DIMINUZIONE DISPERSIONI GLOBALI (Qi-Qf) [kcal/h]

ZONA CLIMATICA	
Zona B: 8 h/g dal 1/12 al 31/03 [h/a];	960
Zona C: 10 h/g dal 15/11 al 31/03 [h/a];	1.350
Zona D: 12 h/g dal 1/11 al 15/04 [h/a];	1.980
Zona E: 14 h/g dal 15/10 al 15/04 [h/a];	2.520

RISPARMIO ENERGIA PRIMARIA [kWh/a]	
Zona B	
Zona C	
Zona D	
Zona E	

EMISSIONE DI CO₂ (ENEA 1998) [kgCO₂/kWh] 0,360

EMISSIONI EVITATE [kgCO ₂]	
Zona B	
Zona C	
Zona D	
Zona E	

INVESTIMENTO PROPOSTO [€]

ALLEGATO 3 - IREserr**NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001**

Gli interventi di sostituzione dei serramenti a doppio taglio termico con vetrocamera considerati ammissibili ai fini del riconoscimento dei titoli energetici, con riferimento all'articolo 6, lettera c), dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, e al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 2 aprile 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 102, del 5 maggio 1998, recante "Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi", debbono essere effettuati con vetri con i valori di trasmittanza termica K e di fattore solare g indicati nella seguente tabella:

Tipo di vetro	Trasmittanza (K)	Fattore solare (g)
	(W/m ² °K)	
Camera chiari e basso emissivi	≤ 3	*
Vetri a controllo solare	≤ 2,2	≥ 0,4

Oltre al possesso del seguente attestato di conformità a norma:

- Permeabilità all'aria * EN 1026-UNI EN 12207 * ≥ 2
- Tenuta all'acqua * EN 1027-UNI EN 12208 * ≥ 1 A
- Resistenza al vento * EN 10211-UNI EN 12210 * ≥ C 4

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 IREcond

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE**SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA**

**Interventi di efficienza energetica che prevedono l'impiego di caldaie a condensazione
a servizio di impianti di riscaldamento, opportunamente dotati
di dispositivi di controllo consumi e termoregolazione**

COSTO MASSIMO UNITARIO [€ /kWt] : POTENZA NOMINALE CALDAIA A CONDENSAZIONE - min 40 kWt [kWt] : RENDIMENTO CALDAIA A CONDENSAZIONE GARANTITO DAL PRODUTTORE [%] : INVESTIMENTO PROPOSTO (Euro) : Anno di costruzione della struttura edilizia :

NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001
Articolo 6, decreto ministeriale gas 24 aprile 2001.

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)
Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 - ILL

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE

SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA
Installazione di Lampade a Basso Consumo

COSTO AMMISSIBILE: € 6,00 a singolo elemento

COSTO INTERVENTO [€]

RISPARMIO CONSEGUIBILE [Tep/anno]

NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001

Decreto del Ministro delle attività produttive 10 luglio 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184, del 9 agosto 1991, recante "Recepimento della direttiva 98/11/CE della Commissione del 27 gennaio 1998 che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico"

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 - COG

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE**SCHEMA TECNICA RIASSUNTIVA****Impianto di Cogenerazione e Trigenerazione****COSTO AMMISSIBILE:**

Cogenerazione [€/kWe] 1.000,00
 Trigenerazione [€/kWe] 1.300,00

COSTO INTERVENTO [€]

RISPARMIO COMPLESSIVO [Tep/anno]

NORME TECNICHE DA RISPETTARE D.M. 24 Aprile 2001

DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE

TECNOLOGIE PREVISTE:

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
- b) Turbina a vapore a contropressione
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore
- d) Turbina a gas con recupero di calore
- e) Motore a combustione interna
- f) Microturbine
- g) Motori Stirling
- h) Pile a combustibile
- i) Motori a vapore
- j) Cicli Rankine a fluido organico
- k) Ogni altro tipo di tecnologia rientrante nelle definizioni di cui all'articolo 3, lettera a).

Calcolo del risparmio di energia primaria

Secondo l'allegato II della direttiva.

LEGGE 239 del 2004 Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

Le Norme di natura "elettrica":

- 1) CEI 64-2 - Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione;
- 2) CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 100V in c.a. ed a 1500 V in c.c.;
- 3) CEI 11-20 - Impianti di produzione diffusa di energia elettrica fino a 3000 kW.

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
	CRITERIO b) min 60%
DATA PROT.	CRITERIO c) [euro/tep]

ALLEGATO 3 - TBA

REGIONE CALABRIA - Programma Operativo Regionale 2000/2006
MISURA 1.11 - AZIONE 1.11.a "Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico"
PROGRAMMA DI INTERVENTI "PERSEO"

DOMANDA DI FINANZIAMENTO IN CONTO CAPITALE**SCHEDA TECNICA RIASSUNTIVA****Installazione di sistemi di telecontrollo e di Building Automation**

Costo ammissibile: a punto controllato € 50,00

Costo massimo complessivo non superiore a € 100.000

COSTO INTERVENTO [€]

NORME TECNICHE DA RISPETTARE**D.M. 24 Aprile 2001 e le seguenti:**

- 1) Il protocollo standard IEC 60870-5, specificato da cinque documenti che ne costituiscono la base:
- 60870-5-1 che definisce il "Formato delle trame di comunicazione";
 - 60870-5-2 che definisce le "Procedure di trasmissione di linea";
 - 60870-5-3 che definisce la "Struttura generale dei dati applicativi";
 - 60870-5-4 che definisce la "Tipologia e codifica degli elementi di informazione applicativi";
 - 60870-5-5 che definisce le "Funzioni per applicazione di base".

I documenti di base sono corredati inoltre da alcuni Companion o Norme di Accompagnamento IEC 60870-5-101, 102, 103, 104, che, basandosi su altri standard, ne specificano l'applicabilità in termini di mezzi trasmissivi ed utilizzo.

2) Norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati.

3) CEI 110-6 / 7 / 8 per la compatibilità elettromagnetica delle apparecchiature. Tutte le unità periferiche dovranno rispondere alle seguenti norme EMC inerenti alla immunità ai disturbi: CEI EN 50081-1 / CEI EN 55082 - 2 e sottoposte alle seguenti prove: EN 55022 / ENV 50204 / EN 6100-4-2 / EN 6100 -4-4 / EN 6100 -4-5 Classe 2 / EN 6100 -4-6 / EN 6100-4-8 Livello 3 / EN 6100-4-11.

4) La legge 46/90 e DPR 447/91 per la sicurezza elettrica;

5) Il DPR 547/55 e il D.Lgs. 626/94 (prevenzione infortuni e sicurezza sul lavoro).

6) UNI EN 9795 - UNI EN 54 - (rilevazione incendi).

(Luogo e data)

(Timbro e firma del Tecnico)

Spazio riservato alla Regione Calabria

N.° PROT.	CRITERIO a) [Kg CO ₂ /Euro]
DATA PROT.	CRITERIO b) min 60%
	CRITERIO c) [euro/tep]

4) GENERATORI DI ENERGIA ELETTRICA E TERMICA DOPO L'INIZIATIVA

4.1. Impianti Elettrici

Numero	Tipo	numero di unità	Potenza elettrica nominale (kW)	Potenza elettrica complessiva (kW)	N o R (4)	Note: (1) CPC: turbina a vapore a controcompressione; CSC: turbina a condensazione e spilemento; TEC: turbina a gas; CIC: motore a combustione interna; FOT: impianto fotovoltaico; ALTRI: altri sistemi. (2) GVS: generatore di vapore saturo; GVT: generatore di vapore surriscaldato; RVS: generatore a recupero di vapore saturo; RVT: generatore a recupero di vapore surriscaldato; GT: generatore di gas caldo; RAC: generatore a recupero di aria calda; PCC: postcombustione in caldaia; PVC: postcombustore in vena. (3) Riferita al potere calorifico inferiore del combustibile in ingresso (4) Nei casi di potenziamento o modifica di impianto, indicare se si tratta di componente nuovo (N) o riutilizzato, dal vecchio, con o senza modifiche (R).
		N	P	N x P		
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						

4.2. Generatori di Calore

Numero	Tipo	numero di unità	Potenza termica nominale (kW)	Potenza termica complessiva (kW)	Caratteristiche fluido				Tipo di combustibile normalmente usato
					Tipo	Temp (°C)	Pressione (bar)	Portata (kg/sec)	
		N	P	N x P					
1.									
2.									
3.									
4.									
5.									

5. DESTINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E TERMICA

5.1. Destinazione d'uso prima dell'intervento

5.2 Destinazione d'uso dopo dell'intervento

6. SPECIFICHE ESSENZIALI DEI PRINCIPALI COMPONENTI

Specifiche del componente*: _____

Specifiche del componente: _____

* riferimento al precedente schema o quadro n. _____

compilare per i principali componenti (motore primo, generatore di calore, generatore elettrico, ...)

7. CONSUMI ANNUI DI FONTI PRIMARI PRIMA DELL'INIZIATIVA

Vettori energetici	A p.c.i. GJ	B Quantità media ultimo triennio	C=A x B Contenuto energetico GJ	Equivalenza convenzionale TEP
Idrocarburi e combustibili solidi				
		<i>Totale 1</i>		

Vettori energetici	Contenuto energetico GJ	Equivalenza convenzionale TEP
Fonti alternative		
<i>Totale 2</i>		

<i>Totale 1+2</i>		
	Ci	Ci*

8. CONSUMI ANNUI DI FONTI PRIMARI DOPO L'INIZIATIVA

Vettori energetici	A p.c.i. GJ	B Quantità media ultimo triennio	C=A x B Contenuto energetico GJ	Equivalenza convenzionale TEP
Idrocarburi e combustibili solidi				
		<i>Totale 1</i>		

Vettori energetici	Contenuto energetico GJ	Equivalenza convenzionale TEP
Fonti alternative		
<i>Totale 2</i>		

<i>Totale 1+2</i>		
	Cf	Cf*

9. BILANCIO ANNUALE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Redigere un quadro riportante il bilancio fra produzioni e consumi prima e dopo l'iniziativa

10. BILANCIO ANNUALE DELL'ENERGIA TERMICA

Redigere un quadro riportante il bilancio fra produzioni e consumi prima e dopo l'iniziativa

11. RILIEVO DEI DATI DI CONSUMO E PRODUZIONE

Indicare come sono stati desunti i dati riportati ai quadri di cui ai punti 7), 8), 9), 10).

12. RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA ANNUO IN TEP A REGIME**13. INDICATORE DI RISPARMIO ENERGETICO ANNUO PER UNITA' DI CAPITALE INVESTITO****14. CALCOLO DI ENERGIA PRIMARIA RISPARMIATA NELL'INTERA VITA DELL'INIZIATIVA ESPRESSA IN TEP ATTUALIZZATI E CUMULATI**

Durata anni*	Anno	Risparmio R (dal punto 12) TEP/anno A	Fattore di sconto 5% B	Risparmio attualizzato TEP C=A x B	Risparmio in TEP attualizzato e cumulato Σ C
1			0.952		
2			0.907		
3			0.864		
4			0.823		
5			0.784		
6			0.746		
7			0.711		
8			0.777		
9			0.645		
10			0.614		
11			0.585		
12			0.557		
13			0.530		
14			0.505		
15			0.481		
16			0.458		
17			0.436		
				TEP attualizzati e cumulati Rta=	

(*) Gli anni da considerare sono di [anni necessari alla messa in opera dell'impianto] + n [anni di vita convenzionale]. L'energia prodotta sarà diversa da zero solo dall'anno di+1

15. CALCOLO DEL QUANTITATIVO DI ENERGIA PRODOTTA NELL'INTERA VITA DELL'INIZIATIVA ESPRESSA IN TEP ATTUALIZZATI E CUMULATI

Durata anni*	Anno	Risparmio R (dal punto 12) TEP/anno A	Fattore di sconto 5% B	Risparmio attualizzato TEP C=A x B	Risparmio in TEP attualizzato e cumulato Σ C
1			0.952		
2			0.907		
3			0.864		
4			0.823		
5			0.784		
6			0.746		
7			0.711		
8			0.777		
9			0.645		
10			0.614		
11			0.585		
12			0.557		
13			0.530		
14			0.505		
15			0.481		
16			0.458		
17			0.436		
				TEP attualizzati e cumulati Ep=	

(*). Gli anni da considerare sono di [anni necessari alla messa in opera dell'impianto] + n [anni di vita convenzionale]. L'energia prodotta sarà diversa da zero solo dall'anno di+1

16. INDICATORI DI MERITO

16.1. Quantità di energia risparmiata nell'intera vita dell'iniziativa in TEP attualizzata al tasso del 5% annuo per unità di investimento ammissibile a contributo espresso in migliaia di euro:

$$Mr = Rta / INVa \text{ (TEP/migliaia di €)}$$

16.2. Costo dell' energia prodotta (CE) considerando il costo totale dell'intervento ritenuto ammissibile (INVa). :

$$CE = Ep / INVa \text{ (migliaia di €/TEP)}$$

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE

8 marzo 2005, n. 249

Proposta unificata di realizzazione di rigassificatore in Gioia Tauro – L. 340/2000 – Delibera del Consiglio regionale del 14/2/2005 di approvazione del P.E.A.R..

LA GIUNTA REGIONALE

PREMESSO

— che erano state sottoposte alle Amministrazioni competenti, tra le quali la Regione Calabria, due diverse richieste per il conseguimento delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione ed all'esercizio di terminali di rigassificazione di g.n.l., entrambe nell'area di Gioia Tauro ed in corrispondenza, ovvero nella immediata prossimità dell'area portuale;

— che, in particolare, era stata avanzata istanza da parte della società L.N.G. Terminal, che prevedeva la realizzazione del progetto in area ASI con opere a mare ricadenti nel comune di San Ferdinando, nonché altra istanza da parte della Società Petroli-fera Gioia Tauro che prevedeva, invece, l'intero intervento all'interno dell'area portuale di Gioia Tauro, in zona demaniale;

— che nessuna delle due iniziative concludeva il necessario iter procedimentale con il conseguimento di tutte le autorizzazioni e concessioni occorrenti.

PRESO ATTO

— che le due capogruppo dei proponenti hanno comunicato la loro decisione di fondere le due iniziative individuando un unico soggetto giuridico comune titolare del progetto industriale che raccoglie i punti di eccellenza delle due precedenti proposte.

VISTI ED APPLICATI

— il piano Energetico-Ambientale Regionale che è stato approvato con delibera del Consiglio Regionale del 14 febbraio 2005 e che prevede espressamente la realizzazione in Calabria e più specificatamente nell'area di Gioia Tauro di un terminale di rigassificazione di g.n.l.;

— la legge 340/2000 che prevede e disciplina l'autorizzazione per la realizzazione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di g.n.l. da parte del Ministero delle Attività Produttive di concerto con il Ministero dell'Ambiente e d'intesa con la Regione interessata.

CONSIDERATO

— il progetto prevede un investimento diretto da parte del soggetto realizzatore di circa 500 milioni di € nel corso dei tre anni previsti per la realizzazione dell'intera iniziativa;

— che il processo di rigassificazione del gnl comporta la produzione, quale sottoprodotto del ciclo di lavorazione di «freddo industriale», da utilizzare per il potenziamento e la crescita di nuove attività industriali, all'interno ed all'esterno del porto;

— che, ai sensi della «legge obiettivo», quest'ultimo sarà destinato anche alla piattaforma del freddo prevista nel Piano di Sviluppo dell'Hub Interportuale di Gioia Tauro;

— che la realizzazione di tale progetto permetterà lo sviluppo del Porto di Gioia Tauro, il quale acquisirebbe un'importanza strategica primaria per tutto il Mediterraneo e il Nord Europa anche nel settore del mercato del freddo, e di tutta l'area industriale circostante;

— che la realizzazione del progetto porterà, inoltre, compensazioni e ricadute sul territorio, contribuirà allo sviluppo di attività nuove economico-industriali, con conseguente creazione di nuovi posti di lavoro e di qualificazione professionale sia mediante l'impiego diretto di personale nelle iniziative, sia in via indiretta, mediante il riflesso positivo, in termini d'opportunità occupazionali conseguenti allo sviluppo di nuove attività imprenditoriali;

— che tutto ciò costituisce obiettivo di importanza e rilevanza strategica dell'Amministrazione Regionale individuato, nell'ottica dello sviluppo imprenditoriale ed occupazionale della provincia di Reggio Calabria e dell'intero territorio regionale, anche quale punto di eccellenza e motivo di attrazione per investimenti nel quadro della maggiore competitività dell'offerta di assets e servizi;

— nessun onere finanziario, presente o futuro, è a carico del bilancio regionale.

SU PROPOSTA del Presidente della Giunta Regionale, formulata alla stregua dell'istruttoria compiuta dalla struttura interessata, nonché della espressa dichiarazione di regolarità espressa dal dirigente preposto al competente settore;

DELIBERA

Per quanto esposto in premessa che si richiama quale parte integrante del deliberato, di:

1. esprimere il parere favorevole alla proposta di realizzazione del terminale di rigassificazione di GNL da ubicare nell'Area di Gioia Tauro, subordinando il rilascio dell'intesa, come per legge, all'esito positivo di tutte le istruttorie tecniche ed ambientali da applicare alla procedura di autorizzazione ai sensi della normativa vigente ed alla definizione di apposito protocollo circa le opportune compensazioni e ricadute per il territorio;

2. delegare per la definizione di detto protocollo il Dirigente dott. Domenico Lemma;

3. disporre la pubblicazione del presente provvedimento nel B.U.R.C..

Il Segretario
F.to: Perani

Il Presidente
F.to: Chiaravalloti

Allegato alla deliberazione n. 249 dell'8 marzo 2005

Impianto di rigassificazione di GNL nel Porto di Gioia Tauro.

RELAZIONE GENERALE

PRELIMINARY
24 febbraio 2005Elenco elaborati aggiornamento Master Plan febbraio 2005 –
G_T_LNG PlantConcept design
Elenco elaborati

N.	Code	Title	Rev.
1	RT01	Relazione Generale	
2	PR01	Individuazione del sito: corografia	
3	PR02	Planimetria Generale: Stato di fatto	
4	PR03	Planimetria Generale di progetto: Individuazione blocchi funzionali	
5	PR04	Impianto di rigassificazione: Layout Generale	
6	PR05	Aggiornamento Carta Nautica del Porto di Gioia Tauro: Planimetria	
7	PR06	Pontile di accosto: pianta	
8	PR07	Pontile di accosto: sezioni e dettagli	
9	PR08	Serbatoi di Stoccaggio GNL: Pianta sezioni e particolari	
10	PR09	Vaporizzatori Open Rack: Pianta – prospetti e strutture	
11	PR10	Layout allaccio Rete Nazionale Gas: Soluzione 1	
12	PR11	Layout allaccio Rete Nazionale Gas: Soluzione 2	
13	PR12	Layout allaccio Rete Nazionale Gas: Soluzione 3	
14	PF01	Schema di funzionamento Generale dell'Impianto: Process flow diagram	
15	PF02	Processo di rigassificazione: Process flow diagram	
16	PF03	Impianto Azoto: Process Flow Diagram	
17	PF04	Impianto Blow Down & Flare: Process Flow Diagram	

N.	Code	Title	Rev.
18	PF05	Stazione prelievo e pompaggio acqua di mare: Process Flow Diagram	
19	PF06	Recupero energia fredda dal GNL: Process Flow Diagram	
20	EL01	Cabina elettrica di trasformazione tipo: Layout apparecchiature e prospetti principali	
21	EL02	Cabina elettrica di trasformazione tipo: Schema unifilare e fronte quadro 6kv	
22	EL03	Cabina elettrica di trasformazione tipo: Schema unifilare power center	
23	PG01	Campagne di indagini geognostiche: Planimetria con ubicazione sondaggi e sezione geologica	

TERMINAL GAS PETROLIFERO NEL PORTO DI GIOIA
TAURO – MASTER PLAN

INDICE

1. Premessa	
1.1 Il mercato dell'energia in Italia	
1.2 Il mercato del gas in Italia	
1.3 I terminali di rigassificazione dell'ambito della politica di promozione della concorrenza nell'offerta del gas	
1.4 Il progetto per un'area specializzata gasiera petrolifera nel porto di Gioia Tauro	
1.4.1 L'iter autorizzativo	
2. Il Progetto	
2.1 Il pontile di accosto	
2.2 Il deposito costiero petrolifero	
2.3 L'impianto di rigassificazione	
3. Descrizione del sito	
4. Accosto per le navi metaniere e petroliere	
4.1.1 Pontile di attracco e scarico GNL	

4.2 <i>Apparecchiature di scarico e tubazioni di trasferimento GNL</i>	6.3.6 <i>Stazione di misura, analisi e consegna</i>
4.3 <i>Pontile di ormeggio ed opere marittime</i>	6.4 <i>Sistemi di controllo e di sicurezza del processo</i>
4.3.1 <i>Tipologia strutturale proposta</i>	6.4.1 <i>Impianto prelievo e pompaggio acqua di mare ai vaporizzatori</i>
4.3.2 <i>Piattaforma</i>	6.4.2 <i>Impianto acqua demineralizzata</i>
4.3.3 <i>Briccole di accosto</i>	6.4.3 <i>Impianto gas combustibile (fuel gas) e turbo gas</i>
4.3.4 <i>Briccole di ormeggio</i>	6.4.4 <i>Impianto distribuzione gasolio</i>
4.3.5 <i>Pontile</i>	6.4.5 <i>Impianto blow-down flare e vent</i>
5. <i>Collegamento alla rete nazionale gas</i>	6.4.6 <i>Rete di alta pressione</i>
6. <i>Impianto di rigassificazione</i>	6.4.7 <i>Rete di bassa pressione</i>
6.1 <i>Piano di sviluppo dell'impianto</i>	6.4.8 <i>Impianto azoto</i>
6.2 <i>Caratteristiche generali del terminal di rigassificazione</i> .	6.4.9 <i>Impianto distribuzione acqua industriale/servizi/ acqua potabile/acqua di raffreddamento</i>
6.2.1 <i>Impianto di processo</i>	6.4.10 <i>Sistema antincendio: rilevazione ed estinzione</i>
6.2.2 <i>Sistema compressione B.O.G.</i>	6.4.11 <i>Impianto raccolta e trattamento acque sanitarie/ oleose</i>
6.2.3 <i>Treni di vaporizzazione</i>	6.4.12 <i>Impianto aria compressa</i>
6.2.4 <i>Utilities di supporto al processo</i>	6.4.13 <i>Sistema di recupero del freddo dal GNL</i>
6.2.5 <i>Infrastrutture accessorie</i>	7 <i>Aspetti relativi alla sicurezza</i>
6.3 <i>Descrizione tecnica e specifiche del terminal di rigassificazione</i>	1. <i>PREMESSA</i>
6.3.1 <i>Stoccaggio ed estrazione GNL</i>	1.1 <i>Il mercato dell'energia in Italia</i>
6.3.2 <i>Recupero e compressione boil-off gas</i>	Sotto il profilo energetico il 2003 ha rappresentato un anno anomalo durante il quale una bassa crescita economica è stata accompagnata da un incremento dei consumi di energia relativamente elevato; specificatamente, a fronte di un aumento del PIL pari al 0.3%, i consumi di energia primaria sono cresciuti del 2.6% e quelli elettrici del 2.9%. Il sensibile aumento, tuttavia, è ascrivibile a fattori estemporanei, legati essenzialmente al clima invernale ed estivo, piuttosto che a modifiche nel modello di sviluppo che difficilmente avrebbero potuto incidere così marcatamente in un solo anno.
6.3.3 <i>Sistema di condensazione boil-off gas</i>	L'evoluzione del mercato energetico italiano nel suo complesso viene evidenziato nella successiva Tabella 1, che confronta il bilancio energetico relativo al 2002 con quello del 2003 e 2004.
6.3.4 <i>Pompe di rilancio GNL</i>	
6.3.5 <i>Vaporizzatori</i>	

Tab. 1

Bilancio dell'energia negli anni 2002-2003 e 2004						
	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica ^(A)	Totale
Anno 2002						
Produzione	0,4	12,0	4,8	11,9	0,0	29,1
Importazione	13,6	48,9	107,6	0,5	11,3	181,9
Esportazione	0,1	0,0	21,0	0,0	0,2	21,3
Variazione scorte	-0,3	2,8	0,5	0,0	0,0	3,0
Disponibilità per il consumo interno	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1	186,7
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,5	-5,7	-0,1	-43,7	-51,0
Trasformazione in energia elettrica	-9,2	-18,5	-18,3	-10,9	56,9	0,0
Totale impegni finali ^(B)	4,0	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7
Anno 2003						
Produzione	0,6	11,2	5,5	12,1	0,0	29,3
Importazione	14,1	51,2	107,1	0,5	11,3	184,1
Esportazione	0,0	0,0	22,6	0,0	0,1	22,8
Variazione scorte	-0,3	-1,1	0,6	0,0	0,0	-0,8
Disponibilità per il consumo interno	15,0	63,5	89,3	12,5	11,2	191,5
Consumi e perdite del settore energetico	-0,7	-0,5	-5,2	-0,1	-44,2	-50,7
Trasformazione in energia elettrica	-10,3	-21,8	-15,4	-10,6	58,0	0,0
Totale impegni finali ^(B)	4,0	41,3	68,7	1,8	25,0	140,8
Anno 2004						
Produzione	0,5	10,4	5,5	13,1	0,0	29,5
Importazione	15,7	56,5	101,6	0,5	10,7	185,0
Esportazione	0,1	0,0	20,2	0,0	0,2	20,4
Variazione scorte	0,1	0,7	1,0	0,0	0,0	1,8
Disponibilità per il consumo interno	16,0	66,2	85,9	13,6	10,5	192,2
Consumi e perdite del settore energetico	-0,9	-0,5	-5,7	-0,1	-43,5	-50,8
Trasformazione in energia elettrica	-11,4	-25,2	-10,1	-12,1	58,7	0,0
Totale impegni finali ^(B)	3,7	40,5	70,1	1,5	25,7	141,5

^(A)Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica) e importazioni/esportazioni con l'estero valutate ad input termoelettrico convenzionale di 2.200 Kcal per kWh

^(B) Consumi finali di energia elettrica degli autoproduttori contabilizzati in termini di input di combustibili alla generazione

Fonte elaborazione AEEG su dati Ministero delle Attività produttive, Ministero dell'Economia e delle Finanze e G.R.T.N..

La produzione di energia primaria è leggermente aumentata nel 2003, nonostante un ulteriore abbassamento della produzione di gas naturale e degli apporti idroelettrici, grazie al signi-

ficativo aumento della produzione di greggio per l'entrata a regime dei giacimenti di Val d'Agri. La maggior parte del calo è stata determinata dalla riduzione della produzione di gas naturale. Questa non sembra dipendere tanto dall'esaurimento delle risorse, quanto dal crollo degli investimenti in esplorazione e sviluppo a partire dal 2000, al quale hanno contribuito soprattutto i vincoli normativi e la complessità delle procedure autorizzative.

A fronte del calo della produzione interna vi è stato un aumento delle importazioni, soprattutto di gas naturale, ma anche di carbone, mentre le importazioni di greggio e di semilavorati si sono marginalmente ridotte rispetto agli anni passati.

Le importazioni di energia elettrica sono rimaste praticamente immutate dopo i forti aumenti registrati negli ultimi anni.

Pertanto, il consistente aumento dei consumi è stato assicurato sostanzialmente mediante il prelievo dagli stoccaggi (soprattutto di gas naturale), mentre nel 2002 ha prevalso l'immissione.

Complessivamente la disponibilità per il consumo interno è cresciuta di 4.8 Mtep che risultano essenzialmente da un incremento del 5.4 Mtep di gas naturale e di 0.8 Mtep di carbone, contro un calo di 1.6 Mtep per il petrolio e derivati, mentre il contributo delle fonti rinnovabili è rimasto praticamente invariato.

Nel settore della generazione elettrica si è registrato un importante aumento degli input di gas naturale e di carbone, mentre si è ulteriormente ridotto il consumo di prodotti petroliferi. Nel com-

plesso, per far fronte alla crescita dei fabbisogni in presenza di un calo della generazione idroelettrica e della sostanziale stabilità delle importazioni, è significativamente aumentata la generazione termoelettrica.

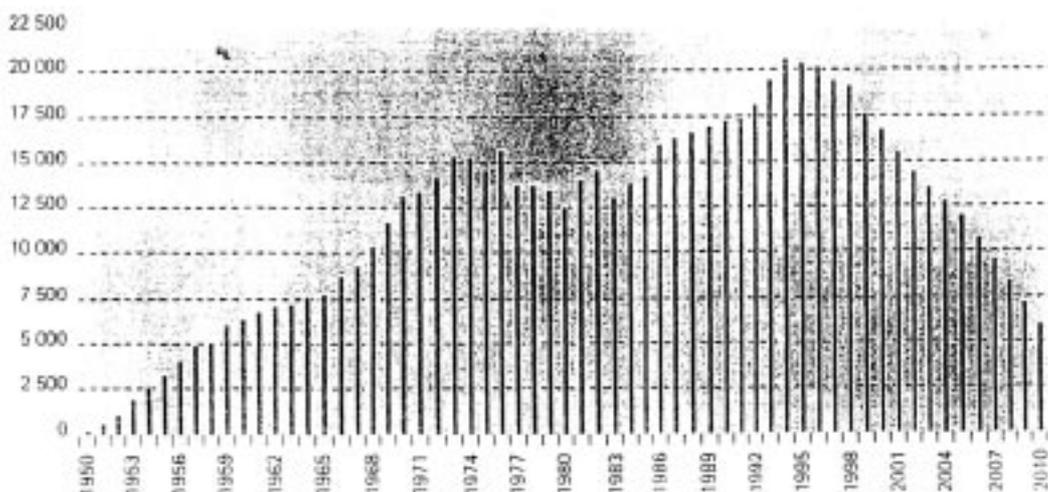
Il contributo del gas naturale agli input della trasformazione termoelettrica è infatti aumentato da 40.2% nel 2002, al 45.8% nel 2003, rispetto ad un calo dell'olio combustibile da 39.8% a 32.4% nel medesimo periodo.

1.2 Il mercato del gas in Italia

L'entrata in vigore del decreto legislativo 164/00 ha dato il via al processo di liberalizzazione del settore del gas naturale, introducendo una specifica regolamentazione in materia di importazione, nonché di limitazione dell'immissione di gas prodotto o importato, nella rete nazionale¹ (L'art. 19, comma 3, del decreto legislativo 164/00 prevede che «A decorrere dall'1 gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti, o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivamente al 2002 fino a raggiungere il 61%»). L'idea sottostante a tali limitazioni era di garantire lo sviluppo della concorrenza nella fase di approvvigionamento di gas, creando nuove opportunità di importazioni indipendenti da Eni, che attualmente detiene il monopolio del mercato, sulla scorta della progressiva riduzione della produzione di gas naturale nei prossimi anni, nonché della stasi di iniziative di investimento nell'upstream nazionale.

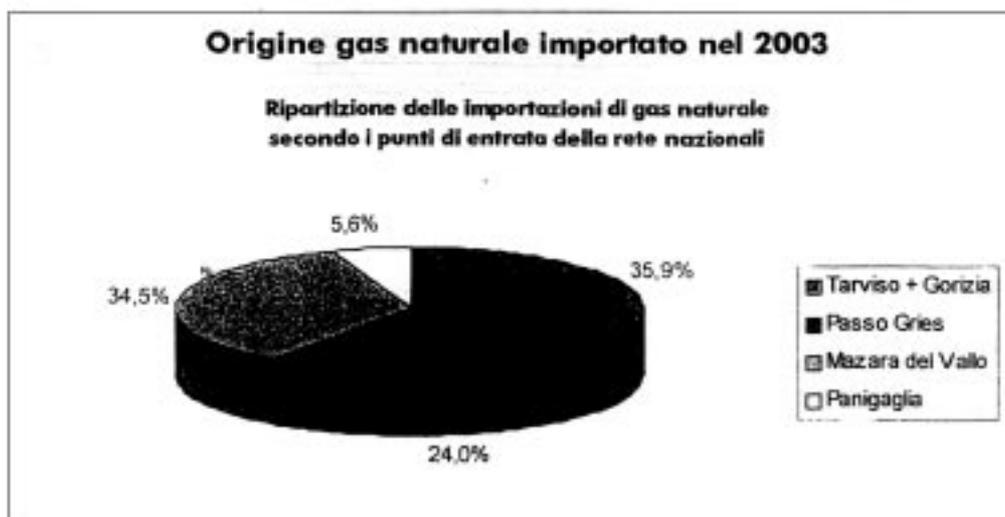
Fig. 1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950 – $M(m^3)$ valori storici dal 1950 al 2003 e previsioni dal 2004 al 2010



Nel 2003 sono stati importati in Italia circa 62 miliardi di metri cubi di gas. La figura 3, di seguito riportata, mostra la ripartizione delle importazioni di gas naturale in base al punto di entrata nella rete di trasporto nazionale: la quota maggiore di import giunge in Italia tramite il punto d'ingresso di Tarvisio, al confine con il gasdotto austriaco TAG, la cui provenienza è principalmente la Russia (risale ad appena l'inizio del 2004 il build-up dell'ultimo dei contratti stipulati da Eni con la russa Gazprom); seguono le importazioni di gas algerino, che arrivano in Italia attraverso il

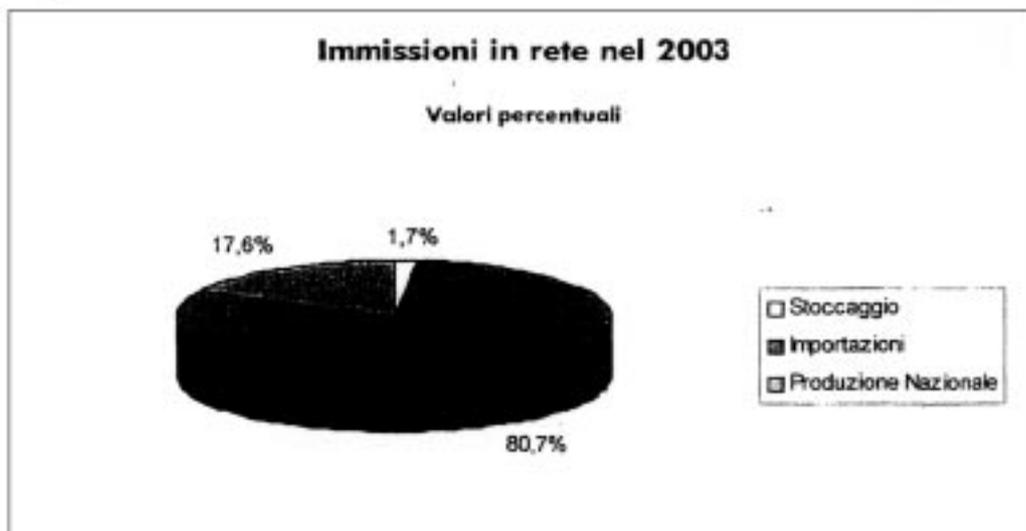
Transmed, con punto d'entrata ubicato in Sicilia, (Mazara del Vallo), e poi le importazioni che giungono mediante il confine con la Svizzera di Passo Gries (si tratta di gas proveniente principalmente dai Paesi Bassi), e in minor quota da altre produzioni intercomunitarie, nonché dalla Norvegia; infine il gas proveniente dalle produzioni del Nord Africa, che giunge come gas naturale liquefatto (GNL) presso il terminale di Panigaglia dove viene rigassificato e immesso in rete.



Fonte: M.A.P.

L'Italia è dunque un paese che punta sempre di più sulle importazioni per provvedere al proprio fabbisogno di gas. Nel 2003 le importazioni hanno coperto oltre l'80% dei consumi (Fig. 3).

Fig. 3



Fonte: Elaborazione AEEG su dati M.A.P.

1.3 I terminali di rigassificazione dell'ambito della politica di promozione della concorrenza nell'offerta del gas.

Tra le disposizioni in materia di politica energetica, in merito al potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale, la legge 273/02 stabilisce che i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, hanno diritto di allocare una quota pari all'80% delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni (art. 27, comma 2).

L'accesso prioritario definito dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas il 15 maggio 2002, n. 91, diviene un diritto di allocazione riconosciuto anche a soggetti diversi dagli utilizzatori del terminale senza limitazioni alla nuova capacità realizzabile e non richiede procedure di accertamento da parte dell'Autorità.

La deliberazione n. 120/01 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha definito delle condizioni transitorie di accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione, stabilendo in particolare una procedura di conferimento annuale della capacità sulla base continua e l'obbligo di offrire la capacità disponibile. È riconosciuta altresì la facoltà alle parti di definire condizioni contrattuali in deroga a quelle previste nella medesima delibera n. 120/01 nel rispetto dell'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni e la trasparenza del servizio; tali condizioni, devono, tuttavia, essere approvate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Negli anni 2001 e 2002 il volume annuo di GNL rigassificato su base spot nel terminale di Panigaglia è stato pari al 10% del volume rigassificato totale. Nel 2002 il numero di scariche di GNL avvenute in base a contratti di lungo periodo è aumentato invece del 18% circa, per volumi complessivi pari a 21.5 milioni di Gj.

Tab. 2

Tariffe per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia per l'anno termico 2003/04

Corrispettivi unitari	Unità di misura	Valore
Di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m ³ liquido	3,307942
Associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	18.916,430343
Variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati CVP (Corrispettivo integrativo di trasporto)	€/GJ	0,064996
CVLP (Corrispettivo integrativo di rigassificazione)	€/GJ	0,003133
Perdite	Per m ³ rigassificato	2%

Fonte: Relazione annuale 2004 AEEG

La tariffa per il servizio di rigassificazione introdotta con la deliberazione 120/01, calcolato a portire da un vincolo di ricavi determinato sulla base dei dati di bilancio dell'impresa, è costituito da tre corrispettivi: un corrispettivo di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato, un corrispettivo associato agli approdi contrattuali e un corrispettivo variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati.

1.4 Il progetto per un'area specializzata gasiera petrolifera nel porto di Gioia Tauro

Sulla base delle premesse relative al mercato dell'energia in Italia e delle previsioni per i prossimi anni che vedono un notevole incremento della richiesta di Gas Naturale, non disgiunto tuttavia da una sostenuta domanda di prodotti petroliferi liquidi, si è ipotizzata un'area specializzata nell'ambito del porto di Gioia Tauro. La scelta si basa su considerazioni di ordine economico, sociale ed ambientale.

La grande attenzione con la quale oggi si guarda alle ricadute ambientali nel caso di insediamento di terminali petroliferi, tende a concentrare in aree circoscritte le installazioni industriali. La concentrazione comporta la possibilità di allestire adeguatamente l'area in modo che vengano minimizzati i rischi sul territorio potendosi monitorare, in maniera concentrata, tutti i parametri del ciclo produttivo, con particolare riferimento agli effetti che riguardano l'ecosistema, la sicurezza sotto il profilo antincendio e dell'inquinamento indotto, tanto sulla terraferma che sullo specchio marino prospiciente l'insediamento stesso.

È utile sottolineare come realizzazioni che rispettino questi canoni di sicurezza comportino ingenti investimenti, che spesso trovano giustificazione solo in presenza di più realtà produttive nel medesimo settore merceologico, in un contesto territoriale adeguatamente servito da infrastrutture.

1.4.1 L'iter autorizzativo

Ai sensi dell'art. 8 legge 340 del 2000, l'autorizzazione alla costruzione di un terminal di rigassificazione del GNL è rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive. Di seguito si riassumono brevemente le azioni da intraprendere al fine dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

Step 1

Presentazione al Ministero Attività Produttive di:

Attività:

- Richiesta di autorizzazione;
- Progetto preliminare.

Presentazione al Ministero dell'Ambiente di:

Attività:

- Studio di Impatto Ambientale;
- Progetto preliminare.

Presentazione al Comitato Tecnico Regionale di:

Attività

- Rapporto di Sicurezza Preliminare.

Step 2

Il Ministero delle Attività Produttive:

Attività:

- a) Nomina il Responsabile Unico del Procedimento.

Il Ministero dell' Ambiente entro 60 giorni

Attività:

- b) Entro 60 giorni concede il «Nulla Osta» alla prosecuzione del procedimento, ove ne sussistano i presupposti.

Step 3

Il Ministero delle Attività Produttive:

Attività:

- a) Convoca conferenza dei servizi.

Se l'esito della conferenza dei servizi comporti la variazione dello strumento urbanistico, allora:

Attività:

- b) La determinazione costituisce proposta di variante dello strumento urbanistico.

Step 4 (Solo se prevista variante allo strumento urbanistico)

Entro 90 giorni dalla determinazione:

Attività:

- a) Si pronuncia definitivamente il Consiglio Comunale;

- b) Trascorsi i 90 gg. senza che sia accaduto quanto al sub a), la determinazione della conferenza dei servizi equivale ad approvazione della variazione dello strumento urbanistico.

Step 4'

Entro 180 giorni dall'avvio del procedimento (Step 1 sub a), il Ministero delle attività Produttive, di concerto con il Ministro dell' Ambiente, d'intesa con la Regione interessata:

Attività:

- a) Rilascia l'autorizzazione a costruire.

In assenza del «nulla osta» di cui allo Step 2 sub b):

Attività:

- b) È rimessa la decisione finale al Consiglio dei Ministri.

2. IL PROGETTO

Il terminal gas petrolifero che si intende realizzare sarà suddiviso in tre componenti fondamentali:

- il pontile di accosto;
- il deposito costiero;
- l'impianto di rigassificazione e relativo stoccaggio.

2.1 Il pontile di accosto

Nella realizzazione del progetto si è posta una grande attenzione all'impatto che la costruzione delle nuove strutture avrebbe potuto avere sulla funzionalità del porto di Gioia Tauro. È risaputo, infatti, che il porto è uno dei più importanti nel Mediterraneo soprattutto per il traffico di contenitori e pertanto la realizzazione di nuovi insediamenti produttivi, con le relative opere, è bene non producano ripercussioni sulla operatività dell'esistente container terminal.

Da vari studi e simulazioni eseguiti a cura di società specializzate negli anni passati, si è dedotto che non è possibile prevedere la contemporanea presenza di navi portacontenitori e petroliere o metaniere all'interno del bacino di espansione né tanto meno del canale navigabile senza inficiare la operatività del terminal contenitori.

Questo problema, quindi, esclude completamente la possibilità di realizzare un accosto per le navi nella zona del porto protetta nei confronti del mare aperto.

Si consideri, inoltre, che già in passato la Autorità Portuale ha condotto degli studi di simulazione della navigabilità all'interno del bacino portuale per verificare l'effetto della presenza di un accosto per navi oil tankers da 100.000 DWT sulla banchina occidentale del canale portuale.

Questi studi hanno messo in evidenza che la presenza di navi oil tanker agli accosti dedicati risulterebbe di intralcio, anche ampliando le dimensioni del canale portuale, per la esecuzione di manovre rapide ed in sicurezza da parte delle navi portacontenitori che intendono ormeggiare alle banchine poste ad est.

È necessario che le operazioni di scarico del Gas Naturale Liquefatto dalla nave metaniera avvengano in condizioni di sicurezza: per realizzare tale configurazione è richiesto che le condizioni del mare nonché dei venti agenti siano tali da non generare dei movimenti eccessivi da parte della nave ormeggiata.

La soluzione tecnica adottata per l'attracco delle navi gasiere richiede la realizzazione di un pontile, situato esternamente rispetto al canale portuale e dotata di briccole di accosto e briccole di ormeggio per le navi stesse.

Questo pontile sarà posizionato perpendicolarmente rispetto alla linea di riva: nello specifico, il progetto prevede di realizzare una pipe rack su pontile, munita di un apposito cunicolo per le tubazioni di trasferimenti del GNL.

Sul pipe rack del pontile e all'interno del cunicolo sotterraneo destinata al passaggio delle tubazioni dal pontile all'impianto, evitando così qualsiasi tipo di impatto visivo o ambientale, troveranno posto tutti i collegamenti di processo e ausiliari tra la piattaforma di scarico ed le altre apparecchiature di processo.

In particolare, si prevedono:

— due tubazioni metalliche da 26" coibentate per lo scarico del GNL pressione di progetto 12 bar, temperatura di progetto -168°C;

— una tubazione metallica da 24" coibentata per i vapori di ricircolo alla metaniera, pressione di progetto 4 bar, temperatura di progetto -168°C;

— tubazioni per i fluidi ausiliari alla e dalla piattaforma di scarico collegata alla nave (acqua industriale e potabile, aria compressa, azoto liquido e gassoso, antincendio);

— tubazioni per l'adduzione di acqua di mare per i rigassificatori «open rack»

2.2 *Il deposito costiero petrolifero*

Il deposito costiero, già in fase di realizzazione, occuperà una quota significativa dell'insediamento. Ben collegato alla rete viaria territoriale e fisicamente separato dal bacino interno esistente dal terminal contenitori, occupa una superficie di circa 71.000 mq. Per lo stoccaggio di prodotti petroliferi di categoria A e C per la spedizione sia via terra che via mare. In base al progetto originario, il deposito costiero avrà una capacità totale di 42.033 mc.

Il pontile di accosto prevede la possibilità di attracco delle bettoline fino a 10.000 DWT a servizio del deposito costiero.

2.3 *L'impianto di rigassificazione*

Sulla base delle premesse relative al mercato dell'energia in Italia e delle previsioni per i prossimi anni che vedono un note-

vole incremento della richiesta di gas naturale, si è progettata la realizzazione un nuovo terminal di rigassificazione nel porto di Gioia Tauro, nell'Italia meridionale.

3. *DESCRIZIONE DEL SITO*

Il porto di Gioia Tauro si trova sulla costa occidentale della Calabria, affacciato sul mar Tirreno, poco distante dallo stretto di Messina e dall'aeroporto di Lamezia Terme.

La posizione geografica del porto, situato a poche ore di navigazione dalla rotta Suez-Gibilterra o Mare del Nord-Gibilterra, consente alle navi di deviare dalla rotta principale per scalare al porto: inoltre è da mettere in risalto l'equidistanza tra i porti del Nord Europa, raggiungibili via terra (corridoio adriatico e tirrenico) ed i porti africani.

Il porto di Gioia Tauro ha avuto una svolta fondamentale con il protocollo di intesa del 1993 con il quale fu concordata la realizzazione di un grande «container terminal». Oltre al terminal Container l'ASI ha provveduto alla realizzazione di un'ampia area industriale di sviluppo con termine al porto il quale, dopo l'ascesa degli ultimi anni, è stato classificato come porto di rilevanza internazionale ed è passato dalla competenza regionale a quella dell'Autorità Portuale.

Il terminal GNL sarà ubicato nella zona retroportuale adiacente all'area che sarà destinata alla «Piastra del freddo». L'impianto si troverà, tra l'altro, in vicinanza del costruendo deposito costiero per olii combustibili.

Il sito nel quale sorgerà l'impianto è ad una distanza di circa 7 km rispetto alla Rete Nazionale Gas (RNG) costruita dalla SNAM che si sviluppa tra Mazara del Vallo e Minerbio, pertanto la posizione baricentrica nel mar Mediterraneo del Porto di Gioia Tauro e la vicinanza rispetto alla Rete Nazionale Gas sono caratteristiche peculiari del sito prescelto e consentono di ottenere dei vantaggi particolarmente convenienti nella realizzazione generale del progetto.



Fig. 4 – Rete Nazionale Gasdotti

4. ACCOSTO PER LE NAVI METANIERE E PETROLIERE

4.1.1 Pontile di attracco e scarico GNL

Il punto di scarico delle navi metaniere è costituito da un pontile in acciaio articolata su due differenti livelli: il primo occupato dai serbatoi di servizio, tubazioni e valvole, ed il secondo occupato dai bracci di scarico del GNL e da quelli di servizio, nonché dalla sala di comando e controllo.

Questa sala operativa è preposta a svolgere le seguenti funzioni:

- controllo e gestione delle operazioni di «unloading» GNL;
- gestione delle operazioni di «loading» di aria compressa-azoto liquido-acqua servizi;
- controllo delle operazioni di accosto (mediante sistema elettronico di controllo delle velocità di accosto);
- controllo dell'attracco (mediante sistema di monitoraggio dello sforzo dei cavi di ormeggio).

Il sistema di scarico del GNL dalle navi metaniere è costituito da n. 4 bracci di scarico rigidi di cui 3 operativi ed uno di back-up. Il sistema è completato da un braccio di carico vapori di ritorno (per il trasferimento del B.O.G. nei serbatoi a bordo della nave) e da un braccio di eventuale carico dell'azoto liquido a bordo nave.

Questo collegamento non ostacolerà la libertà di movimento dei bracci all'interno dell'involucro di collegamento e comunque saranno rispettate come minimo le seguenti distanze:

- distanza minima di 0,15 mt, tra una qualsiasi parte di un braccio in funzione e quella di un braccio in posizione di riposo;
- distanza minima di 0,3 mt, tra una qualsiasi parte di un braccio in funzione ed una struttura adiacente, un condotto, un'apparecchiatura, ecc.;
- distanza minima di 0,3 mt, tra tutte le parti adiacenti dei bracci in funzione, ad eccezione dei contrappesi. La distanza minima tra i contrappesi dei bracci in funzione dovrà essere di 0,15 mt.

I bracci di scarico saranno dotati di dispositivi di sicurezza impostati su due livelli operativi. Il superamento del primo livello operativo fa sì che vengano bloccate le operazioni di scarico del GNL; in questo modo, pertanto, si ottiene automaticamente il blocco delle pompe a bordo nave e la chiusura delle valvole di intercettazione.

Al superamento del secondo livello operativo, si aziona automaticamente il sistema di sgancio di emergenza (E.R.C.) dei bracci di scarico così da permettere alla nave metaniera di allontanarsi dal punto di attracco. I due livelli hanno entrambi una soglia di azione che è funzione delle condizioni meteorologiche.

Il GNL viene quindi inviato tramite 3 linee criogeniche di trasferimento, di cui una di back-up, ai serbatoi di stoccaggio a terra.

Parallelamente alle linee suddette è stata prevista una linea di ritorno vapori: infatti durante le operazioni di scarico del GNL, il vapore di boil-off presente nei serbatoi a terra, deve essere allontanato per evitare l'innalzamento di pressione oltre i valori operativi (e/o progettuali). Normalmente il flusso di vapori, verso la nave, è garantito dalla differenza di pressione tra serbatoi a terra e serbatoi a bordo nave; se necessario, però, i vapori di boil-off possono essere pressurizzati attraverso i compressori di boil-off.

Tutte le linee di trasferimento saranno coibentate, per limitare la produzione del vapore, ad eccezione dei bracci di scarico; sulla piattaforma sarà installato un serbatoio di drenaggio di circa 30 mc, che ha la funzione di raccogliere il GNL presente all'interno dei bracci, mediante le operazioni di flussaggio degli stessi: il flussaggio è realizzato con azoto alla fine delle operazioni di «unloading» del prodotto.

4.1.1.1.1.1 Apparecchiature primo livello piattaforma di servizio

Primo livello piattaforma di servizio

Serbatoio di drenaggio di processo: 30 mc

Piping criogenico

Piping aria compressa/azoto

Piping acqua potabile e servizi

4.1.1.1.1.2 Apparecchiature secondo livello piattaforma di servizio

Secondo livello piattaforma di attracco e scarico

Bracci di scarico GNL: 3+1 back-up

Braccio di ritorno vapori: 1

Braccio di carico azoto liquido: 1

Sala controllo/gestione «unloading»: 1

Serbatoio di raccolta di sicurezza: 90 mc

Cannoni monitori antincendio.

La piattaforma, al primo livello è coronata da un cordolo in cemento armato, ed in corrispondenza dei bracci di scarico anche da un canale di raccolta dell'eventuale GNL sversatosi accidentalmente: il canale di raccolta è collegato ad apposito serbatoio di collettamento di sicurezza della capacità totale di circa 90 mc.

Sulla piattaforma sarà installato un serbatoio di drenaggio di circa 30 mc, che ha la funzione di raccogliere il GNL presente nei bracci dopo le operazioni di flussaggio degli stessi; similmente a quanto descritto in precedenza, il flussaggio è realizzato mediante azoto alla fine delle operazioni di unloading del prodotto.

4.2 Apparecchiature di scarico e tubazioni di trasferimento GNL

La metaniera ormeggiata al pontile sarà collegata alle due tubazioni di mandata da 28" tramite quattro bracci di carico da 16", uno dei quali in funzione di riserva.

Al fine di equilibrare il sistema nave-serbatoi è inoltre previsto il collegamento di un altro braccio da 16" che connette i serbatoi della nave alla tubazione da 24" per il ricircolo dei vapori proveniente dal parco serbatoi.

I bracci di carico saranno di tipo bilanciato, servocomandati ed in grado di trattare con flessibilità:

- le diverse tipologie di navi esistenti ed il cui sviluppo è previsto nell'immediato futuro;
- la possibile variazione di pescaggio durante le operazioni di scarico;

— le variazioni della posizione delle flange di attacco legate al massimo moto ondoso riscontrabile in condizioni di lavoro.

I bracci di carico saranno dotati di dispositivi di sicurezza per evitare rilasci del prodotto o danneggiamenti alla nave e alla piattaforma in condizioni di emergenza.

In particolare nel caso vengano superati i campi operativi dei bracci, secondo il primo livello di intervento saranno fermate le pompe di trasferimento e chiuse le valvole sui bracci; il secondo livello di intervento prevede lo sgancio rapido dei bracci in modo tale da permettere alla nave metaniera di abbandonare l'ormeggio senza spandimenti di GNL.

Al termine delle operazioni i bracci di scarico saranno svuotati per gravità in apposito serbatoio situato al piano inferiore della piattaforma di attracco.

Per portare i bracci di carico alla temperatura nominale di pompaggio all'inizio delle operazioni, è previsto il raffreddamento con circolazione di GNL proveniente dalla nave.

Durante le operazioni di scarica la portata di GNL proveniente dalla nave, determinata dalle pompe di bordo (variabile tra 10.000 e 14.000 mc/h) transita nelle due tubazioni in parallelo fino al parco serbatoi.

Ai fini della sicurezza del trasferimento del GNL dalle navi gasiere ai serbatoi di processo, sono previsti sistemi di controllo e misura delle portate di prodotto in transito nelle tubazioni in grado di verificare i quantitativi in partenza ed in arrivo: questo accorgimento tecnico permette di segnalare rapidamente squilibri tra le misure causati da eventuali perdite lungo le linee.

Nelle fasi di attesa delle metaniere le due tubazioni saranno mantenute alla temperatura di $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, necessaria per l'inizio di una nuova operazione di scarico, mantenendo in ricircolo il GNL prelevato dai serbatoi. Tale modalità di funzionamento dell'impianto sarà reso possibile da valvole sulle tubazioni poste sulla piattaforma di attracco e da apposite pompe.

Solo in condizioni di interventi di ripristino o lunghe fermate le tubazioni potranno tornare a temperatura ambiente. In tali casi sarà necessario portare il sistema: alla temperatura di $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ prima dell'inizio delle operazioni di scarico del gas liquefatto. Il raffreddamento sarà realizzato grazie circolazione di vapori di azoto liquido, controllandone la temperatura per evitare sollecitazioni anomale durante il processo.

Nel percorso relativo al tratto a mare sul pontile, le tubazioni di 28" del GNL e la tubazione da 24" per i vapori di ricircolo, saranno adeguatamente sostenute e guidate da supporti scorrevoli che ne consentiranno le dilatazioni termiche senza provocarne scavallamenti o incastamenti.

Al fine di mantenere le condizioni di sollecitazione del materiale costituente la tubazione a valori compatibili con gli ampi margini di sicurezza previsti per questo tipo di impianto, la dilatazione (negativa) delle tubazioni sarà assorbita da adeguati compensatori metallici criogenici.

Nel tratto in cui il pontile si intesta a terra è previsto un pozzo per la discesa delle tubazioni per permetterne l'imbocco in una pipe-way destinata all'arrivo delle tubazioni del GNL e delle tubazioni dell'acqua di mare per la rigassificazione, alla zona dell'impianto distante circa 4000 metri.

La notevole lunghezza della pipe-way è legata alla necessità di evitare il transito sotto il canale e il successivo passaggio nella zona operativa dell'operatore terminalistico, in modo tale da con-

sentire all'operatore stesso di non avere interferenze con i lavori della fase di realizzazione e successivamente con l'esercizio dell'impianto. È comunque allo studio una ipotesi alternativa che mira ad ottimizzare il percorso della tubazione.

All'arrivo nella zona dell'impianto sarà realizzata un'opera di risalita delle tubazioni la quale consentirà l'arrivo dei prodotti nelle relative aree di impiego.

Lungo il tracciato delle tubazioni sono previsti degli speciali compensatori metallici criogenici in grado di assorbire le dilatazioni del materiale costituente le tubazioni senza provocare sollecitazioni anomale.

4.3 *Pontile di ormeggio ed opere marittime*

Il pontile di ormeggio e le relative opere marittime ad esso connesse, consentiranno l'attracco delle navi metaniere propeudeutico ad ogni operazione di scarico del gas naturale liquefatto.

In particolare, il pontile di ormeggio sarà costituito, principalmente, da:

— una piattaforma attrezzata per le operazioni di scarico cui le navi gasiere accosteranno dal lato nord del pontile;

— una piattaforma attrezzata per le operazioni di scarico per petroliere fino a 10.000 DWT (per attracco rinfuse liquide) posizionata sul lato sud del pontile;

— 3 briccole di accosto per navi gasiere (lato nord),

— 9 briccole di ormeggio;

— travi di connessione tra la piattaforma stessa e la linea di costa, di supporto alle tubazioni principali e di servizio e ad una strada di transito per i mezzi di manutenzione e di gestione,

— passerelle di accesso per il personale operativo;

— tunnel per sottopassaggio delle linee di trasferimento del gas liquido dalla radice del terminale all'impianto di rigassificazione.

— 4.3.1 *Tipologia Strutturale Proposta*

— Gli alti fondali in gioco e la severità delle condizioni ambientali (meteomarine e sismiche) impongono l'adozione, per le fondazioni, di strutture a traliccio usualmente chiamate «jacket» fissate al fondale marino mediante pali in acciaio infissi per una opportuna lunghezza.

— La realizzazione dei ponti operativi (accosti, ormeggi, piattaforme di scarico) è prevista con piano in calcestruzzo collaborante con un traliccio di travi metalliche.

— Le travi di connessione tra la piattaforma e la linea di costa saranno di tipo a traliccio tubolare e supportano le due tubazioni di trasferimento, le tubazioni ed i cavi elettrici dei servizi, oltre ad una strada di accesso della larghezza di circa 3.00 m.

— 4.3.2 *Piattaforma*

— La piattaforma sarà costituita da un impalcato in struttura mista ferro-calcestruzzo supportato da due «jacket» indipendenti o sei pali ciascuno.

— L'impalcato sarà situato ad una quota pari a 16.00 metri ed è destinato a supportare le tubazioni GNL e le tubazioni per il ritorno vapori in arrivo alla piattaforma, il serbatoio di drenaggio dei bracci di scarico, le tubazioni e le valvole per la distribuzione dell'azoto, dell'aria, strumentazione ed un edificio dedicato ai servizi ed ai comandi.

— Oltre a quanto descritto, saranno presenti 2x4 bracci di carico da 16" dedicato allo scarico dell'LNG dalle navi gasiere e 2x1 bracci da 16" per il ritorno dei vapori di LNG ai serbatoi della nave gasiera stessa.

— Infine, la piattaforma ospiterà, per ognuna delle due aree dei bracci di carico, anche l'installazione di una sala controllo con ampia visuale sul manifold nave, comprendente:

— il pannello di controllo dei bracci di scarico e relativa strumentazione;

— sistema di comando sgancio di emergenza e sistema di monitoraggio sforzo sui cavi di ormeggio;

— telecomando monitori antincendio;

— quadro elettrico;

— torre con passerella telescopica per l'accesso alla nave e gru di servizio;

— torri dei monitori antincendio;

— luci di segnalazione.

È previsto infine un cordolo in cemento armato posto a delimitazione dell'area di pertinenza dei bracci di scarico: è utile sottolineare che tale area di rispetto sarà realizzata in modo tale da avere uno strato di finitura superiore in calcestruzzo, con una pendenza media dell'1%: questo accorgimento è stato progettato così da convogliare eventuali perdite di LNG dai bracci di carico verso il perimetro e favorire anche lo scolo dell'acqua piovana.

4.3.3 *Briccole di accosto*

È prevista la realizzazione di tre briccole di accosto, sia sul lato nord che sul lato sud del pontile: tali briccole hanno lo scopo di assorbire l'energia di accosto delle navi gasiere, di evitare che le stesse vengano in contatto con la piattaforma quando sono sottoposte all'azione del vento, della corrente e del moto ondoso, di costituire punti di ormeggio per i cavi di spring di ritenuta longitudinale ed infine di assicurare una corretta posizione dell'asse dei manifold con l'asse della batteria dei bracci di carico.

Ciascuna briccola sarà corredata con un gruppo di verricelli a sgancio rapido con capacità di 100 tonnellate per ciascun gancio, completo di cabestano ad azionamento elettrico o pneumatico per il recupero delle cime di ormeggio.

Le briccole di accosto, previste di tipo rigido a «jacket» per le motivazioni di cui sopra, sono dotate di ammortizzatori in gomma (fender) per l'assorbimento dell'energia d'accosto calcolata in progetto: ogni briccola sarà fondata su sei pali d'acciaio.

Un pannello, in struttura d'acciaio guarnito con imbottiture di materiale a basso coefficiente d'attrito e di opportune dimensioni, trasferirà la reazione di impatto alla fiancata delle navi gasiere contenendo il carico unitario entro valori accettabili.

La piattaforma operativa, con piano di calpestio in calcestruzzo, sarà posizionata ad una quota pari a +16.00 metri: i vertici del suddetto piano saranno sagomati e protetti con materiale antifrizione per evitare danni ai cavi di ormeggio (legno azobé, o materiali aventi caratteristiche analoghe).

4.3.4 *Briccole di ormeggio*

È prevista la realizzazione di nove briccole di ormeggio di tipo a «jacket», ciascuna fondata su quattro pali d'acciaio: un'ampia piattaforma operativa sarà prevista ad una quota pari a + 16.00 m.

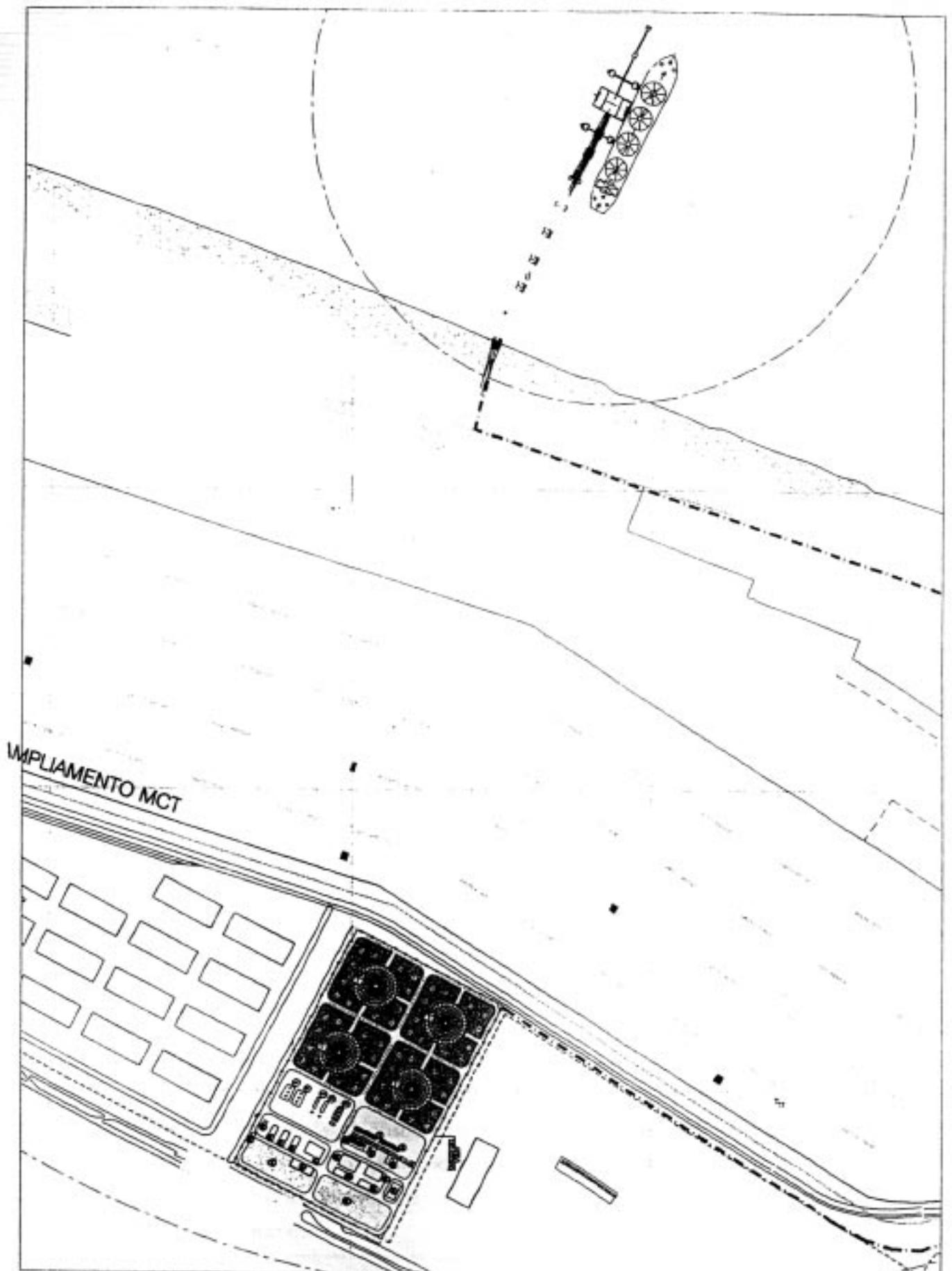
Ciascuna briccola sarà dotata di due gruppi dotati di quattro ganci a scocco con capacità di 100 tonnellate per ciascun gancio, completi di cabestano ad azionamento elettroidraulico o pneumatico per il recupero delle cime di ormeggio.

Le sei briccole lato terra saranno anche coinvolte quali supporto delle travi del pontile: tutti i ganci a scocco avranno la possibilità di essere sganciati sia localmente, con manovra manuale o con comando elettroidraulico o pneumatico, oppure a distanza ma dalla sala controllo, ubicata in piattaforma, con rilascio in sequenza di ogni singolo gancio e, per i casi di emergenza, con rilascio simultaneo di tutti i ganci.

4.3.5 *Pontile*

La piattaforma di scarico sarà collegata a terra da un pontile realizzato con travi longitudinali in acciaio di tipo a traliccio tubolare; dette travi supporteranno il sistema di tubazioni di trasferimento LNG, quello dei servizi e la strada di accesso, la cui carreggiata sarà larga circa 3.00 m dedicata al personale ed ai mezzi operativi.

Fig. 6 - Planimetria generale dell'impianto



5. COLLEGAMENTO ALLA RETE NAZIONALE GAS

Il terminale di rigassificazione in oggetto potrà allacciarsi alla rete nazionale gas sfruttando tre possibili soluzioni: dai vaporizzatori il gas stesso sarà convogliato tramite una tubazione da 42" alla stazione di regolazione e misura fiscale (RE.MI.) e di lì al collegamento con la rete dei metanodotti nazionale (RNG).

Come illustrato nell'allegato stralcio planimetrico, il terminale GNL occupa una posizione particolarmente favorevole nei riguardi dell'allacciamento al sistema di metanodotti nazionale essendo la zona già servita da un collegamento con la rete principale.

La prima ipotesi di collegamento prevede la realizzazione di un gasdotto sottomarino della lunghezza di circa 9 km: tale gasdotto congiungerà l'impianto di rigassificazione con il punto di allaccio della rete SNAM gas esistente e situato a sud del porto di Gioia Tauro nella località di Palmi.

La seconda ipotesi di collegamento prevede la costruzione di un gasdotto con percorso a terra con il medesimo punto di collegamento alla rete nazionale gas, avente lunghezza di circa 7 km.

La terza ed ultima ipotesi, infine, prevede la realizzazione di un gasdotto interrato il cui tracciato permetterà il collegamento

tra il terminale di rigassificazione e il punto di allaccio del gasdotto di alimentazione della futura centrale elettrica denominata «Tractebel», armonizzandosi con la proposta di gasdotto già avanzata da SNAM per l'adduzione del combustibile della centrale stessa, avente lunghezza di circa 7 km.

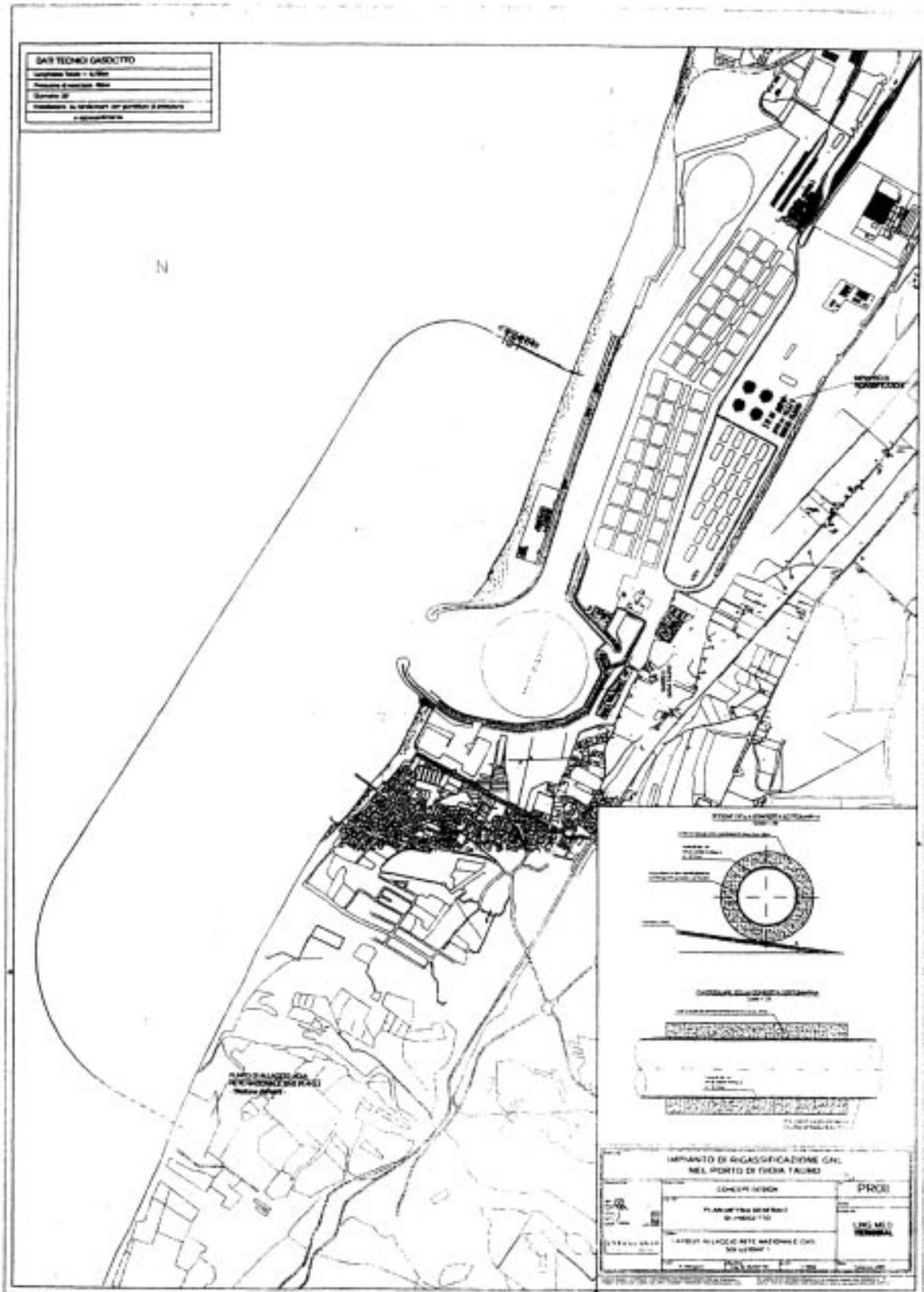
Nelle due soluzioni che prevedono il passaggio a terra, il gasdotto sarà completamente interrato e a fine lavori saranno ripristinate le condizioni geomorfologiche delle aree attraversate. Inoltre, od opera realizzata e lungo tutta la fascia interessata, nei terreni agricoli sarà possibile effettuare le ordinarie pratiche colturali mentre nelle altre aree potrà riprendere lo crescita della vegetazione erbacea ed arbustiva tipica della zona.

Il metanodotto in progetto ha un diametro nominale di 42"

ed una pressione di esercizio di circa 75 bar.

La scelta finale del percorso sarà oggetto di approfondimento nello studio di impatto ambientale e del conseguente confronto con gli enti competenti al fine di realizzare la migliore soluzione tecnico-economica ed ambientale: il gasdotto sarà progettato e realizzato in conformità alla normativa vigente in materia, con particolare riferimento al D.M. del 24/11/1984 che regola il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale, ed alle specifiche tecniche nazionali ed internazionali.

FIGURA 7 - GASDOTTO SOTTOMARINO



6 IMPIANTO DI RIGASSIFICAZIONE

Le caratteristiche principali dell'impianto di rigassificazione sono riportate nel riepilogo che segue:

- Capacità complessiva di stoccaggio – 380.000 mc – (GNL)
- Send out orario – 1,5 Mil mc/h (GN)
- Potenzialità totale annua a regime – 12 Mld mc/anno (GN)

6.1 Piano di sviluppo dell'impianto

L'impianto sarà progettato per garantire una produzione potenziale di 12 miliardi di metri cubi di gas naturale per anno ed una produzione all'avviamento pari a 8 miliardi di metri cubi di gas naturale per anno.

6.2 Caratteristiche generali del terminal di rigassificazione.

La funzione di un siffatto terminal è quella di trasformare il gas naturale liquefatto (GNL) in gas (GN) perché questo venga successivamente immesso nella rete nazionale gas (RNG) per essere distribuito su tutto il territorio nazionale.

Il gas viene trasformato in GNL nei terminali di liquefazione, che provvedono alla liquefazione ed alle operazioni di «loading» sulle navi metaniere. Il liquido ottenuto deve essere stoccato sia nei serbatoi delle navi, che successivamente nei serbatoi a terra, ad una temperatura di -161°C ed a pressione prossima a quella atmosferica; in tali condizioni il gas occupa un volume circa 600 volte minore e pertanto ne risulta economicamente vantaggioso il suo trasporto via mare.

È possibile suddividere l'impianto in cinque blocchi differenti dal punto di vista funzionale:

- Opere per le operazioni di attracco delle navi metaniere e «unloading» del GNL;
- Stoccaggio on-shore del GNL (serbatoi criogenici);
- Impianto di processo (sistema compressione B.O.G., impianto di vaporizzazione);
- Utilities di supporto al processo;
- Infrastrutture accessorie (magazzini, uffici, ecc.)

6.2.1 Impianto di processo

Il GNL viene estratto dalle pompe immerse nei serbatoi e inviato ai treni di vaporizzazione dell'impianto: nonostante l'elevato grado di coibentazione dei serbatoi e delle linee di trasferimento del GNL, il sistema assorbe calore dall'ambiente esterno per cui si produrrà inevitabilmente una quantità di vapore nei serbatoi.

Tale vapore è definito in letteratura tecnica come vapore di boil-off (B.O.G.): questo gas dovrà essere estratto, pressurizzato attraverso la stazione di compressione boil-off e successivamente assorbito nuovamente nel GNL attraverso il condensatore di B.O.G., facente parte integrante del treno di vaporizzazione.

6.2.2 Sistema compressione B.O.G.

Questo sistema è costituito dai compressori a cui vengono inviati i vapori del GNL; a monte dei compressori saranno installati un desurriscaldatore che realizza l'abbassamento di temperatura nel caso in cui vapori di boil-off siano troppo caldi, ed un serbatoio K.O. Drum che ha la funzione di abbattere eventuale presenza di liquidi presenti nei vapori.

6.2.3 Treni di vaporizzazione

L'impianto di vaporizzazione sono divisi in tre sezioni

- Condensatore di Boil-Off Gas;
- Pompe di rilancio del GNL;
- Vaporizzatori.

Il condensatore di boil-off ha la funzione di far assorbire i vapori provenienti cicli compressori, nel GNL proveniente dal collettore delle pompe di estrazione del GNL dai serbatoi.

Nel condensatore stesso mediante l'iniezione di azoto gassoso o liquido si ottiene anche la correzione di un parametro energetico del gas (indice di Wobbe) così come richiesto dall'ente gestore della rete gas: tale parametro viene continuamente monitorato fino a quando il gas non raggiunge il punto di immissione nella rete di trasporto nazionale.

Le pompe di rilancio del GNL (II stadio di pompaggio) hanno il compito di aumentare la pressione dei GNL per portarla, in uscita dagli evaporatori, ad una pressione compatibile con quella della rete nazionale gas (RNG), di circa 75 bar.

Le pompe in oggetto sono pompe criogeniche del tipo verticale «Barrel»: la linea di aspirazione di tali pompe è collegata sia al condensatore di boil-off gas, che al collettore di mandata delle pompe di 1° stadio installate nei serbatoi.

I vaporizzatori hanno invece la fondamentale funzione di effettuare l'unica trasformazione fisica che si realizza sul prodotto: il passaggio dallo stato liquido (GNL) allo stato gassoso (GN).

L'impianto vede la realizzazione di un primo treno di vaporizzazione che impiega vaporizzatori del tipo open-rack (O.R.V.) e di un secondo treno di vaporizzazione con vaporizzatori del tipo a «fiamma sommersa» (S.C.V.).

I vaporizzatori del tipo «open-rack» (annoverabili nella tipologia «a ruscellamento d'acqua», secondo la definizione della norma UNI EN 1473), utilizzano l'acqua di mare come fluido riscaldante.

Lo scambio di calore si realizza attraverso l'acqua che scorre direttamente sulla superficie esterna dello scambiatore, mentre il GNL scorre in pressione all'interno dei pannelli di vaporizzazione.

L'acqua di mare in uscita dagli scambiatori si raccoglie in apposite vasche installate sotto gli scambiatori stessi e, tramite appositi condotti, viene restituita al mare.

I vaporizzatori a «fiamma sommersa» (annoverabili nella tipologia «a combustione sommersa» secondo la definizione della norma UNI EN 1473), sono costituiti da una vasca di acqua dolce in cui è immerso il fascio tubiero in cui circola, in pressione, il GNL da vaporizzare;

la vasca è «termostata» mediante un dispositivo a combustione sommersa che utilizza i fumi caldi prodotti dalla combustione di gas per mantenere costante la temperatura dell'acqua.

6.2.4 Utilities di supporto al processo

Per garantire il funzionamento delle macchine del processo, la sicurezza, il controllo e la gestione dell'impianto stesso sono necessari una serie di impianti secondari di che di seguito si riportano:

- impianto di prelievo e pompaggio acqua di mare ai vaporizzatori;
- impianto acqua demineralizzata;
- impianto gas combustibile;
- impianto distribuzione gasolio;
- impianto turbo-gas;
- impianto di sicurezza per lo scarico del gas;
- impianto azoto (liquido e gassoso);
- impianto distribuzione acqua industriale/servizi ed acqua potabile;
- impianto acqua di raffreddamento;
- impianto antincendio;
- impianto trattamento acque sanitarie/oleose;
- impianto aria compressa (servizi e strumenti);
- sistemi di controllo del processo ed utilities;
- sistema di controllo sicurezze impianti;
- impianto di distribuzione energia elettrica (potenza e controllo).

6.2.5 *Infrastrutture accessorie*

Le infrastrutture accessorie sono principalmente collocate nella zona funzionale esterna alla parte dell'impianto di processo e sono di seguito elencate:

- sala controllo (on-shore);
- uffici, portineria/controllo accesso principale e servizi generali;
- sistema fognario acque bianche/nere;
- recinzione.

6.3 *Descrizione tecnica e specifiche del terminal di rigassificazione*

6.3.1 *Stoccaggio ed estrazione GNL*

Per l'immagazzinamento del GNL verranno costruiti 4 serbatoi con capacità geometrica pari a circa 110.000 mc e capacità utile operativa pari a 95.000 mc.

All'interno di ogni serbatoio saranno installate 4 pompe (1° stadio di pompaggio) di estrazione, del tipo sommerse, con caratteristiche specificate in fase esecutiva.

La prevalenza delle pompe sarà determinata in fase esecutiva, in funzione del percorso tubazioni.

Le prime due pompe alimenteranno il primo treno di vaporizzazione, mentre le altre due alimenteranno il secondo treno di vaporizzazione.

L'installazione delle quattro pompe in ciascun serbatoio, consentirà di alimentare l'impianto di vaporizzazione da ogni singolo serbatoio; in modo tale da consentire la manutenzione degli altri serbatoi con relative pompe, senza interrompere la produt-

tività dell'impianto. Le stazioni di pompaggio di 1° stadio permetteranno inoltre le seguenti operazioni addizionali:

- trasferimento del prodotto da un serbatoio od un altro (per esigenze di manutenzione e/o sicurezza);
- ricircolo del prodotto nello stesso serbatoio (per esigenze di processo);
- ricircolo del GNL lungo le linee di trasferimento tra la piattaforma di scarico ed i serbatoi (per il mantenimento delle temperature criogeniche delle tubazioni stesse).

I serbatoi, saranno del tipo cilindrico fuori terra a «contenimento totale», quindi costruiti mediante un contenitore interno in acciaio al 9% in Ni, realizzato con un cilindro in lamiera chiuso alla base, ed un contenitore secondario esterno in cemento armato precompresso. La filosofia progettuale che si adotterà nella progettazione esecutiva dei serbatoi seguirà le seguenti linee guida:

- consentire le operazioni di riempimento e di prelievo del GNL in tutta sicurezza;
- resistere al numero di cicli di riempimento e di svuotamento ed al numero previsto di operazioni di riscaldamento e raffreddamento nel corso della loro vita;
- contenere il liquido o temperatura criogenica in sicurezza;
- consentire all'evaporato di essere evacuato in sicurezza;
- impedire la penetrazione di aria e di umidità, tranne nell'estremo tentativo di evitare una depressione oltre i limiti progettuali;
- ridurre gli ingressi di calore;
- funzionare in tutta sicurezza tra le pressioni operative e/o di progetto minima e massima.

I serbatoi saranno quindi progettati per assicurare una tenuta totale ai gas e ai liquidi.

Nei serbatoi non saranno realizzate aperture sul fondo o sulle pareti al di sotto del livello del liquido e tutti gli attraversamenti del piping e delle strumentazioni saranno realizzate sul tetto per garantire i migliori livelli di sicurezza.

Si valuterà in sede di progettazione esecutiva l'opportunità di realizzare uno strato di fondo in materiale coibente con perlite in blocchi o con vetro cellulare.

Entrambi i due contenitori saranno rivestiti superficialmente internamente con materiale coibente; tra i due contenitori è realizzata una intercapedine che sarà riempita di perlite espansa.

Il contenitore secondario avrà una soletta di base in calcestruzzo armato normale con spessore min. di 1,4 m, mentre le pareti laterali saranno realizzate in cemento armato precompresso con spessore min. 1 m, e cavi di precompressione a doppia maglia (orizzontale e verticale); la copertura, anch'essa facente parte del contenitore secondario, sarà realizzata in cemento armato normale, con spessore pari a 0,50m, con cupola a forma sferica.

L'appoggio della cupola sulle pareti in cemento armato precompresso è realizzato mediante un anello di rinforzo in c.a.p.

Dalla cupola in cemento armato partiranno dei pendini in acciaio che avranno la funzione di sospendere il tetto superiore in lamiera di acciaio, facente parte del contenitore primario, su cui verrà appoggiata la coibentazione.

L'involucro esterno in cemento armato precompresso esposto all'atmosfera sarà progettato e trattato in modo da impedire qualsiasi penetrazione d'acqua o di umidità. I serbatoi saranno dotati di pipe-rack per il supporto delle tubazioni che fungeranno anche da piattaforma di servizio per la manutenzione in particolar modo delle pompe immerse di 1° stadio.

La soletta di base del contenitore secondario sarà sollevata dal piano campagna, così da realizzare una intercapedine areata in modo da prevenire il possibile congelamento del terreno.

L'intero serbatoio sarà poggiato su pali di fondazione in calcestruzzo armato sino alla profondità presumibile di 40m.: per garantire un ottimo comportamento alle azioni sismiche, si adoterà un sistema costituito da supporti in neoprene installati alla sommità dei pali di fondazione.

Tale sistema di connessione tra testa del palo e soletta di appoggio del serbatoio consente la maggiorazione del periodo proprio di vibrazione dell'intero serbatoio aumentando le garanzie strutturali di tenuta dell'intero sistema fondazioni/serbatoio.

Le caratteristiche geometriche, le specifiche di progetto e dei materiali sono di seguito elencate:

6.3.1.1.1.1.1 *Serbatoi di stoccaggio*

Caratteristiche del serbatoio

Diametro interno contenitore primario: 66 m

Altezza interna contenitore primario: 31 m

Diametro interno contenitore secondario: 68 m

Altezza parete contenitore secondario: 33,5 m

Diametro esterno contenitore secondario: 70 m

Altezza di colmo contenitore secondario: 42,6m

Spessore cupola copertura: 0,5 m

Raggio cupola di copertura: 68 m

Spessore soletta di base: 1,4 m

Altezza massima di riempimento GNL: 30m

Altezza minima di estrazione GNL: 1,9 m

Spazio vuoto superiore: 0,5 m

Pressione di progetto min: -5 mbar

Pressione di progetto max: 300 mbar

Pressione di esercizio mix.: 40 mbar

Pressione di esercizio max.: 250 mbar

Temperatura di progetto: -168 °C

Temperatura di esercizio: -161 °C

Ogni serbatoio sarà dotato di sistemi per il controllo della pressione operativa, e di valvole di sicurezza e rompivuoto. In caso di aumento della pressione, oltre il limite operativo (>250 mbar), il sistema permetterà di scaricare del gas attraverso l'impianto di blow-down e di inviarlo alla torcia di bassa pressione; in caso di

bassa pressione (<40 mbar) invece, il sistema di pressurizzazione (derivato dal sistema fuel-gas) immetterà automaticamente gas all'interno dei serbatoi. Nel caso in cui i sistemi in oggetto non dovessero intervenire, o nel caso in cui le anomalie dovessero prolungarsi innalzando ulteriormente il set-point di pressione, sono implementate sui serbatoi delle valvole di sicurezza e delle valvole rompivuoto.

Le valvole di sicurezza avranno due livelli di intervento:

— primo livello di alta pressione pari a 280 mbar;

— secondo livello di altissima pressione 300 mbar (pressione di progetto).

Le valvole di sicurezza, in oggetto, avranno collegamento e scarico diretto in atmosfera, così come previsto dalla norma UNI EN 1473.

Le valvole rompivuoto entrano in funzione nel caso in cui la pressione del serbatoio scenda a valori dell'ordine di -3 mbar, immettendo all'interno del serbatoio aria esterna.

Ogni serbatoio sarà inoltre equipaggiato con tutta la strumentazione per il controllo e gestione del processo, per la gestione degli allarmi, per la messa in servizio e fuori servizio dei serbatoi (secondo la norma UNI EN 1473) ed in particolare:

— misura e trasmissione dei valori di temperatura;

— misura e trasmissione del livello;

— misura e trasmissione dei valori di densità;

— misura e trasmissione dei valori di pressione.

La misura e trasmissione della temperatura, avverrà per mezzo di due sistemi tra loro ridondanti di lettura e trasmissione del valore, un primo sistema costituito da uno strumento mobile su tutta l'altezza del contenitore primario, ed un secondo sistema costituito da sensori di temperatura a termoresistenza, installati a distanza non maggiore di 2 m tra loro, sia nel liquido che nella fase vapore. Inoltre, secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 1473, il serbatoio sarà dotato di strumentazioni per la misura e la trasmissione delle temperature della parete e del fondo del contenitore primario e di quello secondario.

La misura e trasmissione del livello avverrà con tre strumentazioni separate; le prime due strumentazioni saranno tra loro ridondanti e utilizzeranno una misurazione del tipo a lettura metrica continua; il terzo strumento, sempre a lettura continua, sarà del tipo a gradiente di pressione tra fondo serbatoio e superficie del liquido.

Tutti i tre loop di lettura e trasmissione del livello saranno dotati di soglia di allarme di alto e basso livello. Due strumenti indipendenti ridondanti tra loro saranno dotati di soglia di allarme di altissimo livello che causerà l'azione della funzione di ESD delle pompe di alimentazione e delle valvole sulle linee di ricircolo.

Due altri strumenti indipendenti saranno invece regolati con soglia sul bassissimo livello che fermerà le pompe di estrazione del GNL; gli strumenti di misura e trasmissione della densità del GNL saranno installati all'interno del serbatoio per la verifica e controllo dell'indesiderato effetto roll-over, mediante una coppia di strumenti a funzionamento mobile.

La misurazione della pressione interna dei serbatoi sarà realizzata mediante trasmettitori di pressione installati in modo permanente ed aventi le seguenti funzioni:

— coppia di strumenti per la misurazione in continuo della pressione;

— trasmettitore indipendente dai precedenti con soglia di allarme di alta pressione;

— trasmettitore indipendente dai precedenti con soglia di allarme di bassa pressione, con conseguente azione di arresto dei compressori del B.O.G. ed eventuale azione sul sistema di pressurizzazione serbatoi;

— Misurazione e trasmissione della pressione differenziale tra intercapedine di isolamento e serbatoio primario.

L'affidabilità della strumentazione dovrà comunque essere garantita dai seguenti accorgimenti:

— facilità di manutenzione, ove possibile anche durante il normale esercizio d'impianto;

— ridondanza della strumentazione;

— trasmettitori dei parametri di soglia d'allarme ai fini della sicurezza, indipendenti dalla strumentazione finalizzata alla gestione dei loop di esercizio;

— trasmissione di tutti i parametri al sistema di supervisione in sala controllo;

— trasmissione degli allarmi direttamente all'operatore designato.

6.3.2 *Recupero e compressione boil-off gas*

Le caratteristiche del fluido trattato, con temperatura di ebollizione pari a circa -161°C alla pressione atmosferica, impongono la coibentazione sia dei serbatoi che degli impianti di trasferimento del GNL; nonostante tali accorgimenti, sia a causa di entrate di calore sia a causa del calore sviluppato dagli stessi componenti di processo (ad esempio le pompe di estrazione), si produce principalmente all'interno dei serbatoi una certa quantità di evaporato denominato boil-off gas, che non può, principalmente per problemi di inquinamento ambientale e di sicurezza gestionale, essere disperso in atmosfera.

A tal uopo è previsto un sistema di recupero di tali vapori che vengono estratti e inviati ai compressori di boil-off.

Per mantenere la temperatura dei vapori e valori inferiori a -150°C è prevista la installazione di un desurriscaldatore mediante il quale i vapori vengono eventualmente raffreddati iniettando del GNL proveniente dalle pompe di rilancio dei treni di vaporizzazione; in seguito a tale processo è necessario prevedere anche l'installazione di un separatore/polmone K.O. Drum che consenta l'abbattimento di eventuali goccioline di liquido presenti nei vapori desurriscaldati. I vapori di boil-off vengono quindi compressi e successivamente inviati ai treni di vaporizzazione, dove vengono assorbiti mediante condensatori nel GNL stesso.

La portata dei vapori di boil-off varia in funzione della condizione di esercizio nelle quali ci si trova.

6.3.2.1 *Fase di esercizio dell'impianto*

Nella fase di normale esercizio dell'impianto, i vapori sono prodotti solo a causa del calore entrante nel serbatoio, o del calore prodotto dalle pompe di estrazione; tale quantità di vapore deve essere decurtata del vapore che deve restare all'interno del serbatoio stesso per mantenere la pressione nei limiti operativi ($4\div 250$ mbar) durante il normale esercizio (tenendo in conto che

lo spazio a disposizione dei vapori aumenta in seguito alla diminuzione del livello del liquido). In tali condizioni solo un compressore di boil-off sarà in marcia.

6.3.2.2 *Fase di scarico del GNL dalla nave*

Durante le operazioni di «unloading» del GNL dalle navi metaniere ai serbatoi, la quantità di vapori che devono essere recuperati aumenta considerevolmente perché il livello del liquido all'interno del serbatoio cresce e quindi aumenta proporzionalmente anche la pressione interna del serbatoio stesso (per effetto della diminuzione del volume a disposizione dei vapori), per ovviare a tale innalzamento delle pressioni si dovrà procedere al recupero della quantità di vapore, in eccedenza rispetto alla situazione operativa precedente, e quindi in tal caso il numero dei compressori di boil-off funzionanti in parallelo sarà pari a due.

Normalmente i vapori che devono essere allontanati dall'interno dei serbatoi per far posto al GNL, tramite la linea di ritorno vapori/braccio ritorno vapori, vengono inviati (in misura del 50% circa) ai serbatoi della nave stessa.

Nel caso in cui la pressione dei serbatoi a bordo nave è maggiore della pressione dei vapori non ritornerebbero in modo naturale alla nave, per cui in tal caso il sistema prevede la possibilità di mettere in marcia in parallelo gli altri due compressori di boil-off che in condizioni di esercizio normale sono di back-up ai primi due.

I compressori saranno dotati di limitatore di pressione allo scopo di scongiurare il rischio di superare la pressione massima ammissibile degli equipaggiamenti situati a valle: l'intero sistema di recupero dei vapori di boil-off sarà controllato da un meccanismo di regolazione della portata dei compressori che in seguito all'azione dei trasmettitori di pressione nei serbatoi agirà sul numero dei compressori in marcia.

Inoltre, il sistema di regolazione sarà dotato di una sequenza di messa fuori servizio a comando manuale o automatico che permetterà di mantenere isolati i singoli compressori in caso di avaria della singola unità.

Ad implementare il sistema, sarà presente l'impianto blow-down e torcia bassa pressione, che, in caso di avaria della stazione compressori di boil-off sarà in grado di smaltire la quantità di vapori necessaria al mantenimento delle pressioni operative, effettuando la combustione degli stessi prima dell'immissione in atmosfera.

Le caratteristiche del sistema compressione B.O.G. e le specifiche di progetto e dei materiali sono di seguito elencate:

6.3.2.2.1.1.1 *Specifiche stazione recupero BOG*

K.O. Drum

Pressione di progetto: 9 bar

Materiale: Acciaio inossidabile

Compressori di Boil-off

Numero: 4

Tipo: Alternativo/rotativo

Portata: 15.000 Smc/h

Capacità di modulazione della portata: Sino al 5%

Pressione in aspirazione: atmosferica

Pressione in mandata max: 5÷6 bar

Temp. di aspirazione vapori: <-150°C

6.3.3 *Sistema di condensazione boil-off gas*

Il sistema di condensazione assolve al compito di miscelare e far assorbire i vapori provenienti dai compressori di boil-off nel GNL proveniente dalle pompe di estrazione installate nei serbatoi.

Il condensatore è un serbatoio in pressione di tipo verticale che contiene nella parte superiore un cilindro leggermente più piccolo del recipiente in cui è inserito; il cilindro permette il contatto tra il GNL ed i vapori che entrano entrambi dall'alto del condensatore, consentendo l'assorbimento dei vapori nel liquido.

Il serbatoio/condensatore ha anche la funzione di creare un polmone di riserva per evitare problemi di disinnescamento delle pompe di rilancio del treno di rigassificazione.

Sia il livello che le pressioni interne al condensatore, sono controllate mediante trasmettitori che, nel caso in cui la pressione scenda sotto i valori operativi, permettono l'ingresso di gas proveniente dai vaporizzatori, mentre, in caso contrario, permettono l'invio di gas verso il sistema fuel-gas.

Il sistema di condensazione è strettamente connesso con la stazione di analisi chimico-energetica del gas in uscita dai vaporizzatori prima della immissione nella rete nazionale gas; infatti la qualità del gas immesso nel gasdotto deve rispettare alcuni parametri tra cui l'indice di Wobbe.

Nel caso in cui dalla stazione di analisi (prima della immissione in rete) risulti che il gas abbia un indice di Wobbe superiore a quello consentito, il parametro viene regolato immettendo nel condensatore una miscela di aria ed azoto gassoso.

Nel caso in cui la portata dei gas di boil-off sia basso durante il normale esercizio dell'impianto, e quindi lo sia anche la quantità di gas trattato nel condensatore, viene inserito del gas (in uscita dai vaporizzatori) all'interno del condensatore, per aumentare la quantità di gas trattato e quindi consentire l'immissione della miscela di aria ed azoto, per una puntuale correzione dell'indice di Wobbe.

Nel caso in cui tale miscela non consenta di correggere l'indice di Wobbe il sistema prevede anche la possibilità di correzione mediante l'immissione diretta di azoto liquido nella parte inferiore del condensatore stesso.

6.3.3.1.1.1.1 *Caratteristiche condensatori BOG*

Condensatori Boil-off gas

Numero condensatori per treno: 1

Pressione di progetto: 9 bar

Materiale: Acciaio inossidabile

6.3.4 *Pompe di rilancio GNL*

Le pompe di rilancio, o di secondo stadio, assolvono, alla funzione di prelevare il GNL dal condensatore di boil-off o direttamente dalle linee di mandata delle pompe di estrazione di primo stadio, e di rilanciare, in termini di pressione e portata, il liquido verso i vaporizzatori, per ottenere (a meno della perdita di carico

nei vaporizzatori) la pressione necessaria nel gas, circa 75 bar, per la immissione nella Rete Nazionale Gas. Le pompe in oggetto saranno pompe del tipo verticali «Barrel».

Al fine di garantire un livello di operatività elevato e la massima flessibilità di funzionamento per ciascun treno, saranno installate 3 pompe, ognuna dimensionata per il 50% della portata di rigassificazione.

Le caratteristiche tecniche delle pompe di rilancio (II stadio di pompaggio) saranno determinate in sede di progettazione esecutiva.

6.3.5 *Vaporizzatori*

I vaporizzatori assolvono alla funzione di effettuare l'unica trasformazione chimico-fisica del prodotto, cioè la trasformazione dallo stato liquido (GNL) allo stato gassoso (GN). I vaporizzatori che si installeranno al servizio del processo saranno di due tipi:

— Open rack (Open Rack Vaporizer);

— A fiamma sommersa (Submerged Combustion Vaporizer).

I vaporizzatori O.R.V. trasformano allo stato gassoso il GNL utilizzando il calore ceduto dall'acqua di mare che funge da fluido termoisolante.

L'acqua, viene prelevata dalla stazione idrovora a mare, e tramite le linee di trasferimento, arriva sino al manifold dei pannelli degli evaporatori. L'acqua di mare viene distribuita dall'alto attraverso dei collettori e raccolta nella parte inferiore degli evaporatori in una vasca di contenimento per poi successivamente, mediante un canale a pelo libero in pendenza, essere restituita al mare.

Per impedire fenomeni di inquinamento termico dello specchio di mare in cui l'acqua viene restituita, il sistema è dimensionato per ottenere un salto termico tra acqua in ingresso ed acqua in uscita pari al massimo a 7 °C. Il GNL viene immesso in pressione nei pannelli di evaporazione ed in seguito allo scambio termico si trasforma in gas, che verrà immesso nella Rete Nazionale Gas.

I vaporizzatori del tipo SCV sono invece costituiti da una vasca carica di acqua dolce che è «termostata», durante il flusso del GNL attraverso dei fasci tuberi, mediante l'inserimento dei gas combustibili dovuti al funzionamento di un bruciatore che lavora con eccesso di aria comburente. In questo caso il calore necessario alla trasformazione fisico-chimica del GNL è assicurato quindi dal sistema bruciatore-vasca, utilizzando acqua demineralizzata come fluido termovettore di scambio termico. I gas combustibili, dopo aver ceduto le necessarie calorie, vengono scaricati in atmosfera attraverso apposito camino.

6.3.5.1.1.1.1 *Caratteristiche vaporizzatori*

Vaporizzatori I treno

Numero vaporizzatori: 3+3 back-up

Tipologia vaporizzatori: Open-rack (O.R.V.)

Portata O.R.V.: Avviamento 180.000 Kg/h – Massima prevista 270.000 Kg/h

Pressione di progetto: 105 bar

Pressione uscita gas: Circa 75 bar

Temperatura minima ingresso acqua di mare: 10°C

Temperatura massima acqua di mare: 7°C

Portata acqua di mare (per singolo O.R.V.): Avviamento 4.800 mc/h (per 180.000 kg/h di GNL) – Massima prevista 7.400 mc/h (con 270.000 kg/h di GNL)

Vaporizzatori II treno

Numero vaporizzatori: 2+2 back-up

Tipologia vaporizzatori: Open-rack (O.R.V.) in servizio – A fiamma sommersa (S.C.V.) back-up

Portata O.R.V. ed S.C.V.: Avviamento 125.000 Kg/h – Massima prevista 188.000 Kg/h

Pressione di progetto: 105 bar

Pressione uscita gas: Circa 75 bar

Temperatura minima ingresso acqua di mare: 10°C

Temperatura massima acqua di mare: 7°C

Portata acqua di mare (per singolo O.R.V.): Avviamento 4.800 mc/h (per 180.000 kg/h di GNL) – Massima prevista 7.000 mc/h (con 125.000 kg/h di GNL)

L'acqua di mare che viene prelevata per essere inviata ai vaporizzatori dovrà avere le seguenti caratteristiche chimico-fisiche, per assicurare il prolungato funzionamento degli evaporatori:

— ioni metalli pesanti (Hg⁺⁺, Cu⁺⁺, Pb, Ni, ecc.): <10 parti per miliardo;

— ioni Cl: tra 0,5 e 0,05 parti per milione;

— solidi sospesi: <10 parti per milione

— PH: 7,5÷8,5

— Filtrazione: rimozione delle particelle

>10 mm

La stazione sarà completata da un sistema di rilevazione e monitoraggio della qualità dell'acqua, secondo i parametri sopra citati e da un sistema di additivazione con sostanza biocida e di clorurazione per eliminare la crescita di organismi e batteri negli impianti di prelievo.

6.3.6 *Stazione di misura, analisi e consegna*

Dopo aver subito la trasformazione fisico-chimica, il gas prima della uscita verso il punto di allaccio alla rete nazionale gas (RNG), dovrà essere misurato, mediante un misuratore di portata di tipo fiscale, e dovrà essere sottoposto alle analisi chimico-energetiche per verificare la compatibilità con i requisiti richiesti dal cliente. Le caratteristiche del gas naturale che dovrà essere immesso nel gasdotto dovranno rispettare alcuni parametri fra cui:

6.3.6.1.1.1.1 *Caratteristiche GN*

Parametri chimico-fisici gas

Temperatura: 0÷20°C

Indice di Wobbe: <12.450 Kcal/Smc

Contenuto di O₂: <0,30% molare

In seguito alla misura dei parametri mediante analizzatori (potere calorifico superiore, indice di Wobbe, contenuto di O₂, contenuto di H₂S) il gas viene «corretto» (nei blocchi funzionali a monte dell'impianto) e successivamente immesso nel metanodotto di allaccio alla rete nazionale gas.

6.4 *Sistemi di controllo e di sicurezza del processo*

Tutto il processo di rigassificazione verrà controllato da due «control room», installate in posizioni strategiche e sicure. La prima control room è posizionata sulla piattaforma di attracco e scarico navi, per il controllo e gestione delle operazioni di «unloading» GNL e per la gestione degli allarmi e delle procedure di ESD legate alle operazioni di scarico del GNL (il tutto progettato secondo norma UNI EN 1532). La seconda control room sarà invece destinata al controllo e gestione dell'intero processo e degli impianti utilities di supporto al processo. Il sistema di supervisione sarà realizzato con PLC, di marche primarie a livello mondiale, e le interfacce uomo-macchina saranno costruite da pagine grafiche rappresentative dei blocchi funzionali d'impianto di facile ed intuitivo funzionamento.

Il sistema di supervisione realizzerà le seguenti funzioni:

- controllo del processo;
- controllo delle utilities al processo;
- acquisizione registrazione ed archiviazione storica dei parametri operativi;
- visualizzazione grafica dei parametri operativi;
- gestione delle sequenze di processo (avviamento, esercizio, fermo impianti);
- sistemi di aiuto agli operatori;
- sistema di gestione degli allarmi;
- acquisizione registrazione ed archiviazione storica degli allarmi;
- interfaccia con altri sub-sistemi.

In parallelo al sistema di supervisione sopra descritto, si realizzeranno altri due sub-sistemi relativi all'aspetto sicurezza:

- Sistema ESD (Emergency Shut Down);
- Sistema F&G (Fire & Gas).

Il sistema ESD comprenderà tutte le funzioni di arresto di emergenza dei blocchi funzionali dell'impianto, tenendo conto dell'analisi dei rischi e dello studio matriciale causa/effetto in modo da ottenere un arresto utile e sicuro per le apparecchiature del processo.

Il sistema di sicurezza consentirà, dalla sala controllo, la effettuazione delle seguenti operazioni e/o attività:

- sorvegliare e verificare lo stato degli equipaggiamenti di protezione dell'impianto di processo e delle utilities;
- attivare un ESD con l'ausilio del corrispondente pulsante;
- neutralizzare l'attivazione automatica di un ESD mediante chiave hardware.

Il sistema F&G (Fire&Gas) è un sistema che avrà il compito di ricevere tutti i segnali di presenza di fuoco o di gas, e permetterà agli operatori di individuare la zona di incidente, permettendo sia in modo automatico sia in modo manuale l'inserimento e l'interfaccia con i sistemi antincendio.

6.4.1 *Impianto prelievo e pompaggio acqua di mare ai vaporizzatori*

La stazione di prelievo e pompaggio acqua di mare sarà utilizzata per la vaporizzazione del GNL, mediante l'utilizzo di evaporatori ORV a ruscellamento d'acqua (così come definiti da norma UNI EN 1473).

La stazione di prelievo pompaggio e distribuzione acqua di mare sarà costituita dalle seguenti sezioni:

- vasca di prelievo a livello mare, con paratoie di intercettazione del flusso in ingresso ed uscita per manutenzione, ed installazione di griglie e filtro a nastro finalizzate alla grigliatura primaria e filtrazione dell'acqua stessa;

- vasca di pompaggio, dove sarà prevista l'installazione delle pompe di rilancio dell'acqua verso le linee di trasferimento;

- condotte di trasferimento acqua di mare verso i vaporizzatori.

La portata totale di acqua di presa sarà pari a circa 6,38 mc/s in fase di avviamento con una potenzialità massima prevista pari a 10 mc/s.

Le pompe dedicate alla presa di acqua di mare saranno di due diverse portate e precisamente da 13.200 mc/h e da 4.000 mc/h in modo da avere una maggiore flessibilità di configurazione di utilizzo nelle varie fasi produttive d'impianto.

L'acqua prelevata sarà così distribuita verso i collettori dei vaporizzatori O.R.V. e successivamente in seguito allo scambio termico sarà convogliata verso il mare. La progettazione delle portate di prelievo è stata ottenuta imponendo un salto termico, tra acqua prelevata in mare e restituita, massimo di 7°C.

6.4.2 *Impianto acqua demineralizzata*

L'impianto acqua demineralizzata si rende necessario principalmente per l'utilizzo connesso con gli evaporatori del tipo S.C.V. Il sistema sarà composto da uno stoccaggio ed accumulo dell'acqua di reazione prodotta nelle vasche dei vaporizzatori S.C.V., e da una sezione di demineralizzazione e neutralizzazione del pH.

6.4.3 *Impianto gas combustibile (fuel gas) e turbo gas*

L'impianto in oggetto avrà la funzione di alimentare la rampa gas dei vaporizzatori S.C.V. (di back-up del secondo treno di vaporizzazione) e la turbina a gas prevista come generatore di emergenza per l'intero impianto.

L'impianto avrà come sorgenti di alimentazione sia il gas di boil-off, prodotto nell'impianto stesso, sia il gas proveniente dalla linea in uscita dai vaporizzatori ad alta pressione; si potrà inoltre, per una maggior sicurezza di esercizio, prevedere una pipeline di collegamento alla rete nazionale gas RNG per la ricezione del gas necessario in situazioni di emergenza, ed altrimenti non disponibile.

Si prevede di suddividere il sistema di distribuzione alle utenze sopra citate su due livelli di pressione:

- 20 bar per la turbina a gas;

- 3 bar per le altre utenze.

La turbina a gas avrà una potenza elettrica di circa 12 MW, (con rendimento di circa il 25%, valore standard per turbine a ciclo semplice) ed una potenza di alimentazione pari a circa 46 MW, con un consumo di gas metano pari almeno a 3000 kg/h.

Dal sistema gas combustibile, sarà possibile anche derivare, mediante apposito skid di depressurizzazione, controllo e gestione, il gas di bilanciamento per il mantenimento delle pressioni operative nei serbatoi di stoccaggio on-shore (gas di pressurizzazione).

6.4.4 *Impianto distribuzione gasolio*

L'impianto alimenterà i motori a combustione interna (antincendio) ed eventuali caldaie per produzione calore (riscaldamento uffici); sarà costituito da un serbatoio interrato del volume minimo di 20 mc, costruito in vetroresina con doppio fasciame; il serbatoio sarà corredato di 2 passi d'uomo affiancati in modo da essere alloggiati in un unico pozzetto. Il pozzetto che racchiuderà i passi d'uomo sarà saldato al mantello e costruito da cassaforma di contenimento ca a perdere in vetroresina. Il sistema di distribuzione sarà corredato da pompa e/o pompe di prelievo del gasolio per i collegamenti con le utenze.

6.4.5 *Impianto blow-down flare e vent*

Il sistema in oggetto ha la funzione di raccogliere i vapori sviluppati durante il processo e/o per cause accidentali non recuperabili dal sistema boil-off, e di inviarli all'impianto flare-stack (torcia di combustione), per la combustione degli evaporati prima della immissione in atmosfera.

I vapori che si sviluppano durante il normale esercizio dell'impianto o per cause accidentali, hanno due livelli di pressione per cui sia per il collettamento sia per la immissione in atmosfera è necessario prevedere due linee separate di blow-down e flare.

La prima linea, di alta pressione, raccoglierà i vapori provenienti dalle valvole di sicurezza dei condensatori di boil-off e di tutti gli equipaggiamenti contenenti il fluido ad alta pressione.

In sede dell'analisi dei rischi, si verificherà la necessità di convogliare anche gli scarichi delle valvole di sicurezza dei vaporizzatori al sistema blow-down flare alta pressione; in caso positivo, come previsto dalla norma UNI EN 1473, si effettuerà scarico diretto in atmosfera delle valvole di sicurezza, oppure si installerà apposito sistema di raccolta e immissione in atmosfera denominato stack-vent (colonna di ventilazione).

La seconda linea, di bassa pressione, raccoglierà i vapori di spiazzamento o di flash (non recuperabili) dei serbatoi di stoccaggio on-shore, nonché gli scarichi delle valvole di sicurezza degli apparecchi in cui circola il fluido a bassa pressione.

Le valvole di sicurezza dei serbatoi di stoccaggio on-shore, saranno a scarico diretto in atmosfera, così come previsto dalla norma UNI EN 1473.

Le flare di alta e bassa pressione saranno installate su apposita piattaforma a mare e collegate a terra mediante linee di blow-down sottomarine. Da un dimensionamento preliminare del sistema si sono estrapolati i seguenti valori:

- Flare stack – alta pressione: 300.000 Kg/h;

- Flare stack – bassa pressione: 70.000 Kg/h.

6.4.6 Rete di alta pressione

Nella rete ad alta pressione saranno raccolti gli scarichi relativi alle valvole di sicurezza poste a valle dei vaporizzatori della linea di rigassificazione e quelle sulla mandata delle pompe in alta pressione: essi saranno convogliati ad una tubazione di scarico («vent») collocata in area sicura dell'impianto.

L'evento più gravoso per il dimensionamento della rete è quello che si verifica nel caso di intervento di sezionamento della tubazione di mandata del gas in linea e conseguente fermata delle pompe spinta ai vaporizzatori.

In caso di ritardato ripristino del collegamento alla rete, il GNL incapsulato all'interno del vaporizzatore per il sezionamento delle valvole a monte e a valle, assorbendo calore dall'esterno (si ipotizza che il sistema di irroramento acqua di mare rimanga in funzione), continuerebbe a vaporizzare e di conseguenza, essendo impedito il normale efflusso del gas, si determinerebbe un notevole aumento della pressione, fino a determinare l'apertura della valvola di sicurezza.

L'intervento della valvola manterrebbe la pressione interna allo scambiatore al valore di taratura della valvola stessa: sulla tubazione di mandata, a monte del «vent» di scarico è previsto un separatore delle eventuali frazioni liquide.

La posizione del «vent» è stata individuata in funzione del rispetto delle distanze di sicurezza, dalle apparecchiature dell'impianto e dagli edifici e zone frequentabili dal personale.

Saranno, peraltro, eseguite accurate simulazioni pittoriche per determinare le caratteristiche architettoniche dell'apparecchiatura e di adeguati schermature che ne rendano minimo l'impatto visivo.

Le caratteristiche di massima previste del sistema sono:

- Diametro di massima del collettore mandata: 32"
- Altezza del «vent»: 30 m

6.4.7 Rete di bassa pressione

Nella rete a bassa pressione saranno raccolti gli scarichi relativi a parte delle valvole di sicurezza dei serbatoi, ai vapori derivanti dallo scarico della nave con ricircolo intercettato, l'eventuale ricircolo di una pompa sommersa e quelli determinati da una eventuale diminuzione della pressione atmosferica ed infine quelli relativi al sistema di boil off.

Il dimensionamento del sistema sarà basato sulla portata di boil off prevedibile durante la discarica della nave.

I vapori saranno convogliati ad appositi fornelli (nel numero adeguato a smaltire la portata di cui sopra) nei quali il gas verrà bruciato in ambiente confinato senza possibilità di produrre inneschi. I gas di scarico verranno convogliati in atmosfera tramite opportuni camini.

Il diametro del collettore di mandata sarà pari a 20".

6.4.8 Impianto azoto

Il sistema in oggetto ha la funzione di garantire stoccaggio e produzione di azoto sia in forma liquida che gassosa per le esigenze di processo e per l'eventuale rifornimento delle navi metaniere.

L'impianto sarà in grado di produrre e distribuire azoto liquido, mediante separatore a membrana con insufflaggio di aria compressa.

L'impianto sarà corredato da due serbatoi di stoccaggio criogenico della capacità di 30 ed 80 mc; il primo in cascata al produttore di azoto liquido, il secondo in parallelo al primo serbatoio, in grado di ricevere il fluido tramite riempimento mediante autobotti.

La produzione dell'azoto gassoso sarà realizzata da scambiatore azoto-aria. Le caratteristiche dimensionali in termini di portate e pressioni, sia per l'azoto liquido che gassoso saranno definite in sede di progettazione esecutiva.

6.4.9 Impianto distribuzione acqua industriale/servizi/acqua potabile/acqua di raffreddamento

L'impianto di distribuzione acqua per il terminal sarà derivato dalla rete di distribuzione presente all'interno dell'area portuale di Gioia Tauro. Si prevede una necessità di acqua potabile/servizi/industriale pari ad un totale di circa 80mc/h; il sistema sarà costituito da un serbatoio di accumulo, cilindrico fuori terra in C.A. della capacità minima di 3.500 mc. L'acqua necessaria per il raffreddamento di alcuni motori del processo sarà invece garantita da un impianto separato dal primo, costituito da una torre evaporativa (in ciclo aperto) o da raffreddatori d'acqua a ciclo chiuso con refrigeranti ecologici. Nel primo caso si può stimare un impianto di potenzialità pari a circa 4.800 kW, con portata in circolo di 450 mc/h ed una portata di reintegro al massimo delle condizioni operative e ambientali, pari a 22 mc/h; il sistema sarà dimensionato in funzione delle massime temperature ambientali estive e comunque garantirà un salto termico di circa 10°C, con temperatura acqua di ritorno pari al massimo a 44°C.

L'impianto di raffreddamento sarà composto da una torre evaporativa a estrazione forzata mediante ventilatori comandati da inverter per il controllo del numero di giri, per l'adeguamento del set-point di temperatura al valore impostato.

6.4.10 Sistema antincendio: rilevazione ed estinzione

Gli impianti ausiliari di rilevazione incendio assolveranno alla funzione di rilevare in modo automatico situazioni di emergenza (rilascio di GNL, presenza di gas infiammabile, fuoco ecc.), di attivare gli allarmi in sala controllo per permettere la localizzazione dell'incidente all'interno dello stabilimento.

Gli impianti di estinzione antincendio automatici avranno invece il compito di:

- Limitare e contenere perdite e rilasci di GNL nell'ambiente circostante;
- Proteggere dal fuoco e irraggiamento cose e persone.

I sistemi di limitazione delle perdite e rilasci nell'ambiente circostante agiranno prevalentemente sui sistemi di intercettazione di emergenza dei blocchi funzionali dell'impianto, mediante valvole del tipo fire-safe ad azionamento pneumatico; il contenimento delle perdite sarà invece costituito da vasche di raccolta (servite da un sistema a schiuma ad alta espansione min. 1/1000, al fine di limitare l'evaporazione ed il rischio di accensione). Le vasche di raccolta saranno posizionate nei punti ritenuti a maggior rischio ed in particolare

- piattaforma off-shore di scarico GNL;
- zona stoccaggio on-shore;
- zona rigassificazione.

I sistemi automatici di protezione dal fuoco e dall'irraggiamento termico in caso di incendio saranno invece costituiti da:

— anello idrico antincendio interrato, lungo tutto il contorno dell'impianto, con erogazione mediante idranti ad acqua sopra-suolo del tipo UNI70 a doppia bocca di erogazione e cannoni ad acqua nei punti più critici;

— anello liquido schiumogeno (ad alta espansione) interrato, con erogazione mediante cannoni monitori a schiuma e lance ubicati in prossimità delle aree più pericolose;

— anelli idrici di coronamento del tetto dei serbatoi di stoccaggio con ugelli di erogazione acqua di raffreddamento con portata min. di 3 l/minuto per mq di superficie del tetto dei serbatoi;

— anelli idrici di raffreddamento del mantello dei serbatoi mediante ugelli di erogazione con portata min. di 3 l/minuto per mq di superficie del serbatoio;

— impianti di raffreddamento ad acqua mediante ugelli, per tutta la superficie dei pipe-rack di supporto tubazioni, con portata min. di 10/15 l/minuto per mq di superficie da coprire;

— linee di trasporto acqua antincendio al bacino di accosto per i cannoni idrici, installati sulla piattaforma di scarico, con erogazione minima di 20 l/minuto per mq di superficie da coprire;

— linee di trasporto liquido schiumogeno al bacino di accosto con erogazione mediante versatori ad elevata portata di schiuma ad alta espansione (rapporto di espansione minimo 1/1000), con sversamento della schiuma all'interna del bacino di accosto; finalizzato all'attenuazione dei fenomeni di evaporazione, eventuale rapida transizione di fase, e rischio di accensione. I versatori saranno disposti in modo omogeneo lungo tutto il bacino di accosto e dimensionati in modo che la portata totale possa garantire la ricopertura dell'intero bacino con uno spessore di schiuma minimo pari a 20 cm con tempo di ricoprimento massimo da 3 a 6 minuti.

Tutti gli impianti descritti saranno alimentati da apposita stazione di pressurizzazione e pompaggio acqua antincendio, nella quale sarà collocata anche la centrale di stoccaggio e produzione liquido schiumogeno. La portata totale del sistema idrico antincendio è stata in sede preliminare dimensionata prevedendo la situazione più critica (incendio di un serbatoio), con erogazione contemporanea di acqua sui tetti e sui mantelli dei tre serbatoi (per la parte sottoposta ad irraggiamento), e sul pipe-rack di supporto tubazioni per la parte interessata all'incendio.

Si perviene in tal caso ad una portata di 5300 mc/h così ripartita:

2100 mc/h per il raffreddamento dei tetti;

1300 mc/h per il raffreddamento dei mantelli;

1800 mc/h per il raffreddamento dei pipe-rack.

A tale portata dovrà essere addizionata la portata di alimentazione di idranti o cannoni idrici, stimata in almeno 360 mc/h, per un funzionamento contemporaneo di almeno 3 cannoni idrici (portata singola 120 mc/h). Si ottiene quindi una portata totale di 5660 mc/h che dovrà essere garantita dalla centrale di pressurizzazione e pompaggio composta da 4 pompe, di cui una di back-up, della portata singola di 1855 mc/h. Le pompe saranno alimentate da motori a combustione interna a gasolio e da doppia alimentazione elettrica preferenziale.

Saranno inoltre presenti sistemi di irrorazione ad acqua per consentire l'eventuale allontanamento delle persone presenti saranno realizzati «sentieri freddi» sempre mediante sistema con ugelli di irrorazione ad acqua. È da sottolineare che all'interno dello stabilimento sarà presente una stazione di pronto intervento presidiata da apposita squadra (fire brigade) dotata di mezzi mobili di estinzione incendio.

6.4.11 *Impianto raccolta e trattamento acque sanitarie/oleose*

L'impianto in oggetto sarà costituito dai impianti di collettamento così suddivisi:

— rete di raccolta acque nere di scarico uffici/spogliatoi ecc.;

— rete di raccolta acque meteoriche di piazzale;

— rete di raccolta drenaggi acque oleose.

La prima rete di raccolta raccoglierà gli scarichi delle acque sanitarie nere e le convoglierà in un depuratore a fanghi attivi ad ossidazione totale, con stabilizzazione del fango in modo da consentire la riduzione del carico organico al di sotto dei limiti normativi; l'impianto sarà dimensionato per un carico relativo a circa 150 persone.

Le reti di raccolta acque meteoriche e raccolta drenaggi oleosi saranno separate ma i loro scarichi avranno come terminale un impianto di trattamento per acque reflue industriali così composto:

— vasca di raccolta interrata in C.A. della capacità minima di 1.000 mc;

— pompe di travaso dalla vasca al serbatoio di stoccaggio;

— serbatoio di stoccaggio cilindrico verticale fuori terra in C.A. della capacità minima di 1.500 mc.

— Il serbatoio di stoccaggio sarà dotato di skimmer a nastro per il recupero degli oli in galleggiamento e consentirà inoltre il trasferimento del liquido all'unità di trattamento, mediante pompe di trasferimento, così composte:

— n. 2 filtri a sabbia a rigenerazione continua in acciaio AISI304;

— n. 1 filtro a carboni attivi costituito da n. 2 colonne in carboni attivi a scaglie;

— n. 1 quadro di gestione e controllo del sistema.

Le acque così trattate saranno immesse in mare, mentre gli oli recuperati saranno smaltiti fuori dall'impianto.

6.4.12 *Impianto aria compressa*

L'impianto aria compressa, dovrà garantire la produzione e distribuzione aria a differenti tipologie di utenza, e principalmente:

- aria strumenti;
- aria servizi.

La stazione di produzione aria compressa sarà costituita da minimo 4 compressori, di cui uno di back-up. A valle dei compressori l'impianto sarà suddiviso in due sezioni; la prima sezione per la produzione di aria servizi, la seconda per la distribuzione di aria strumenti.

L'aria prodotta dai compressori sarà accumulata in un primo serbatoio della capacità di circa 100 mc collegato in uscita alle due sezioni. A valle del serbatoio di accumulo, la prima sezione di distribuzione per l'aria servizi, sarà collegata direttamente alle utenze. La seconda sezione invece sarà costituita da:

- essiccatore;
- serbatoio di accumulo da 100 mc;
- filtri desabbiatori;
- filtri desolatori.

I compressori aria saranno del tipo con elettrocompressori silenziosi, rotativi a vite, monostadio, con raffreddamento ad aria, e portata singola di circa 5000 Nmc/h, e con pressione di mandata di 10,5 bar.

L'essiccatore sarà invece del tipo a ciclo frigorifero, ad espansione diretta con gas refrigerante ecologico del tipo R407C o R134A.

6.4.13 *Sistema di recupero del freddo dal GNL*

Per recuperare le frigorifiche di «sottoprocesso» disponibili dal processo di rigassificazione è possibile affiancare ai tradizionali vaporizzatori ORV, degli scambiatori a circuito chiuso con flussi separati; in questi ultimi circola da una parte il prodotto da rigassificare e dall'altra un fluido gassoso con caratteristiche criogeniche che fungerà da fluido termovettore per le frigorifiche «estrattibili» dal processo.

Precisamente, fino a temperature nell'ordine dei -35/-40 gradi centigradi, possono trovare impiego miscele di acqua e glicole, mentre per temperature più basse, (fino a -60 gradi centigradi) è necessario ricorrere all'ammoniaca.

Nel caso di temperature ancora più basse, possibili con il GNL, è necessario il ricorso a veicoli più complessi e costosi, quali butano o propano.

Sarà possibile utilizzare le «frigorifiche di sottoprocesso» per la gestione di una piattaforma del freddo finalizzata alla conservazione di prodotti ortofruttili e floro-vivaistici mediante la installazione di magazzini ad atmosfera controllata, con tempera-

tura prossima a 0°C. l'area destinata a tale utilizzazione è situata nella zona retroportuale, ed avrà una estensione di circa 30Ha di cui 18 edificabili.

È ipotizzabile «estrarre» dal processo di rigassificazione circa 20÷25 milioni di watt (sfruttando la rigassificazione di almeno 113.000 kg/h di GNL) di cui solo una parte è possibile utilizzarla per lo scambio termico negli ambienti ad atmosfera controllata.

Ipotizzando un percorso delle linee di trasferimento del fluido termovettore pari a circa 1 Km (mandata/ritorno) e considerando la presenza dello scambiatore di processo e degli scambiatori fluido termovettore/aria installati nei magazzini di conservazione, si può ipotizzare una efficienza del sistema pari al 50÷70%; quindi le frigorifiche effettivamente «disponibili» per il controllo delle temperature dei magazzini sono pari a circa 10÷17 milioni di watt.

L'impianto di recupero delle frigorifiche si completa con una stazione di pompaggio per il ricircolo del fluido termovettore e dei sistemi di gestione e controllo del sistema.

7. ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

La riconversione in gas del GNL, è un processo, nel complesso, di estrema semplicità risolvendosi in una evaporazione a pressione costante (non di valore eccezionale in quanto pari a 80 bar) resa possibile ed accelerata da somministrazione di calore. La stessa somministrazione di calore avviene ad opera del fluido più comune in natura (acqua di mare) utilizzato alla temperatura di presa a mare e restituito al proprio ambiente ad una temperatura di pochi gradi inferiore. Durante lo scambio termico l'acqua cede calore al GNL senza entrarne in contatto, in quanto irrorata sulla superficie esterna di serpentine metalliche percorse al loro interno dal prodotto da gassificare.

Gli aspetti da tenere in considerazione ai fini della sicurezza sono, piuttosto, legati alla particolare sostanza processata ed alle sue caratteristiche chimico- fisiche.

Il GNL nasce dalla liquefazione per solo raffreddamento di una miscela di gas di composizione variabile in funzione della zona di provenienza ma prevalentemente costituito da idrocarburi gassosi il cui componente principale è il metano.

Alla temperatura di -161°C il GNL si presenta come un liquido incolore, non aggressivo, fortemente volatile, con tensione di vapore pari a quella atmosferica. Il peso specifico del liquido è di circa 0,45 Kg/dmc, mentre il peso specifico del gas è pari a circa 0,75 Kg/Smc.

Le caratteristiche di cui sopra ed in particolare l'estrema volatilità e la bassissima temperatura alla quale il GNL deve essere mantenuto per rimanere stabile alla pressione atmosferica determinano, per garantire buoni margini di sicurezza, una serie di requisiti per i materiali di contenimento e per gli organi di manovra e di processo tali da renderli, già in condizioni di normale operatività, sofisticati.

L'esperienza di molti anni di esercizio di impianti di liquefazione e di rigassificazione, peraltro, ha consentito di accumulare una grande quantità di indicazioni per la realizzazione e l'esercizio degli impianti in condizioni di sicurezza. A tal fine sono state effettuate consultazioni delle banche dati internazionali relative agli incidenti verificatisi durante l'esercizio dei terminali operanti in tutte le parti del mondo.

Per quanto riguarda la pericolosità degli impianti in caso di incidente, si deve rilevare che la «pericolosità» del GNL è da addebitarsi sostanzialmente al fatto che eventuali perdite del prodotto liquido vaporizzano assorbendo calore dall'ambiente esterno. Il vapore creatosi, non tossico, già a temperature dell'ordine di meno 110°C è più leggero dell'aria e tende, in ambienti liberi, a disperdersi rapidamente in atmosfera. Nella diffusione in aria esiste peraltro un campo di miscelazione (5 – 15 % in volume) entro il quale il gas è infiammabile, bastando a provocare l'ignizione della miscela fonti di limitata energia. Per tale motivo l'attenzione in fase di progetto è volta ad evitare fuoriuscite di prodotto e, comunque a dislocare tutte le possibili fonti di perdita in posizioni adeguate, monitorando con attenzione ogni possibile insorgenza di rilasci.

In particolare per quanto riguarda la progettazione si è posto particolare impegno ad adottare le migliori tecnologie conosciute, prestando specifica attenzione ai seguenti punti:

— la disposizione delle apparecchiature è stata scelta in maniera tale da ottenere un ordinato flusso dei prodotti evitando che si determinassero aree congestionate o difficilmente raggiungibili da mezzi di pronto intervento;

— la maggior parte delle apparecchiature e degli organi di manovra di processo contenente GNL o gas è stata sistemata all'aperto ma con le opportune schermature (o protezioni di raffreddamento a velo d'acqua, ecc.) riguardo alla radiazione termica conseguente agli incidenti ipotizzabili;

— le temperature e le pressioni di progetto delle tubazioni e delle apparecchiature sono state scelte con i dovuti margini rispetto a tutte le condizioni verificabili, normali o anomale;

— è previsto che la flessibilità delle tubazioni, necessaria per mantenere le sollecitazioni del materiale entro i valori ammissibili, sia ottenuta mediante adeguati compensatori criogenici non ricorrendo a giunti di espansione criogenici se non in condizioni di assoluta necessità. I supporti delle tubazioni ne consentiranno i movimenti dovuti alle variazioni di temperatura senza provocare anomale azioni resistenti al movimento e senza determinare ponti termici tra tubazione e struttura di supporto;

— i materiali per le tubazioni e le apparecchiature saranno adeguati alle particolari condizioni di esercizio e comunque in linea con la normativa relativa (EN 160);

— le giunzioni in linea saranno del tipo saldato riducendo al minimo indispensabile le flange;

— ove, comunque, presenti le flange, le valvole di manovra e le valvole di sicurezza saranno montate in modo di minimizzare i pericoli in caso di perdita, con orientamento tale che l'eventuale getto di gas non possa interessare apparecchiature vicine;

— per evitare spandimenti di ipotetiche perdite di GNL da apparecchiature o punti singolari delle tubazioni, le suddette zone saranno dotate di confinamento locale con invio in vasche di raccolta dotate di rivelazione della perdita;

— particolare cura sarà riservata alla scelta dei materiali e delle particolarità costruttive delle valvole criogeniche che dovranno essere di tipo saldato con possibilità di manutenzione senza necessità di estrazione del corpo dalla tubazione;

— i fabbricati per la gestione dell'impianto e per il ricovero di attrezzature ed impianti saranno realizzati in struttura di calcestruzzo armato e pannellature cementizie in grado di garantire resistenze al fuoco REI 180;

— tutte le apparecchiature di misura e controllo ed i relativi cavi di collegamento alla sala manovra saranno protetti adeguatamente dal rischio di riscaldamento eccessivo ad opera dell'irraggiamento in caso di incendio;

— l'impianto sarà dotato di rete di terra a maglia in grado di assorbire le più gravose correnti di guasto;

— saranno assicurate protezioni catodiche per le strutture e tubazioni metalliche interrate;

— bracci di carico, serbatoi ed accessori, edifici, ecc. saranno adeguatamente protetti contro le scariche atmosferiche;

— l'illuminazione delle apparecchiature e zone di impianto sulle quali sono possibili interventi del personale sarà garantita, ai livelli necessari per intervento, sia in funzionamento normale che in condizioni di alimentazione di emergenza. Torri faro consentiranno inoltre una illuminazione diffusa dell'intera area di impianto.

Per quanto riguarda i criteri di esercizio e manutenzione dell'impianto sono stati previsti i seguenti criteri:

— tutto il personale destinato alla conduzione dell'impianto sarà addestrato prima dell'inizio delle operazioni tramite opportuni corsi teorici, visite ad impianti simili, stages presso operatori del campo, prove teoriche e pratiche anche con l'ausilio di simulatori d'impianto;

— sarà inoltre costituita una squadra specialistica di addetti alla sicurezza con particolare addestramento pratico ed adeguati mezzi di intervento.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE

8 marzo 2005, n. 250

POR Calabria 2000/2006. Misura 1.11 – Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico. «Disciplina attuativa ai sensi dell'art. 31 quater della legge regionale 7/2001».

LA GIUNTA REGIONALE

PREMESSO CHE:

— Il POR Calabria è stato approvato con decisione CE dell'8 agosto 2000 n. C (2000) 2345;

— Il complemento di Programmazione del predetto POR Calabria è stato approvato con D.G.R. n. 735/2001 (BURC n. 96 del 14/9/2001);

— Nel Comitato di sorveglianza del 7 dicembre 2004 sono state approvate alcune modifiche alla misura 1.11 – Energie pulite e reti energetiche- Az. 1.11a) – Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico; le più rilevanti delle quali ri-

guardano gli ambiti di intervento, le tipologie delle operazioni ammissibili al cofinanziamento ed i beneficiari finali;

— In particolare la misura 1.11 promuove: il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili, come definite nella direttiva 2001/77/CE, e la promozione di interventi volti a favorire il risparmio energetico, sia attraverso la riduzione dei consumi civili ed industriali, sia attraverso la razionalizzazione delle fasi di generazione e distribuzione di energia.

— È stata avviata specifica attività di concertazione fra: il Dipartimento Obiettivi Strategici – settore energia – e le cinque Province Calabresi, finalizzata alla individuazione delle priorità regionali e delle azioni da realizzare nel campo dello sviluppo delle energie rinnovabili;

— Ciascuna Amministrazione Provinciale, sulla base delle linee progettuali definite di concerto con il settore Energia preposto ha provveduto alla elaborazione di un proprio piano di azione locale (P.A.L.) articolato nelle diverse tipologie: Biomassa, Solare, Fotovoltaico, Risparmio Energetico nei diversi usi finali.

CONSIDERATO che:

— il POR prevede la possibilità di utilizzare il regime di aiuto delle PMI;

— l'art. 31 quater della L.R. n. 7/2001 ha determinato che spetta alla G.R. disciplinare, con propri atti, le modalità attuative per la concessione degli aiuti entro i limiti di cui al Reg. (CE) n. 70/2001, s.m.i;

— il settore Energia competente del Dipartimento Obiettivi Strategici ha predisposto, ai sensi dell'art. 31 quater della L.R. 7/2001 ed in coerenza con quanto previsto nel regolamento CE n. 70/2001 la Disciplina Attuativa a cui ogni Provincia dovrà fare riferimento, allegato sub A al presente atto.

UDITA

— La relazione del Presidente della Giunta Regionale, Dott. Giuseppe Chiaravalloti, formulata a seguito dell'istruttoria compiuta dalla struttura interessata nonché dalla espressa dichiarazione di regolarità dell'atto resa dal Dirigente preposto al competente settore energia;

DELIBERA

Per quanto esposto in premessa, che si intende integralmente riportato in dispositivo, di:

1. Approvare la disciplina attuativa, allegata alla presente deliberazione, quale parte integrante e sostanziale, coerente con quanto previsto dal Reg. (CE) n. 70/2001, a cui ciascuna Provincia e Ente Locale (soggetto attuatore) dovrà fare riferimento per l'attuazione della Mis. 1.11 – Azione 1.11.a del POR Calabria.

2. Disporre che le procedure approvate con il presente atto vengano comunicate, in ottemperanza al richiamato Regolamento 70/2001, alla Commissione Europea, per il tramite della RAP.

3. Demandare al Dirigente del settore Energia del Dipartimento Obiettivi Strategici la esecuzione della presente deliberazione autorizzandolo a stipulare apposite convenzioni con le singole Amministrazioni provinciali.

4. Disporre la pubblicazione della presente deliberazione nel BURC

Il Segretario
F.to: Perani

Il Presidente
F.to: Chiaravalloti



FONDI STRUTTURALI 2000 - 2006



REGIONE CALABRIA DIPARTIMENTO OBIETTIVI STRATEGICI SETTORE ENERGIA PROGRAMMA OPERATIVO REGIONALE

ASSE I RISORSE NATURALI

MISURA 1.11 Energie Pulite e Reti Energetiche

Azione 1.11.a Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico

DISCIPLINA ATTUATIVA

(art. 31 quater – Legge Regionale n. 7/2001)

secondo le finalità contenute nei documenti:

Quadro Comunitario di Sostegno per le Regioni Italiane Obiettivo 1 (2000-2006)

Decisione n. C (2000) 2050 del 1 agosto 2000

Programma Operativo Regionale Calabria 2000-2006 Decisione n. C (2000) 2345 del 8 agosto 2000

Complemento di Programmazione

DISCIPLINA ATTUATIVA

La presente direttiva viene emanata in attuazione dell'art. 31 quater della legge regionale n. 7/2001, in attuazione dell'Azione a - Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico della Misura 1.11 - Energie Pulite e reti energetiche del POR - Calabria 2000/2006, ed in coerenza con i Regolamenti CE 1260/1999, CE 69/2001, CE 70/2001, CE 448/2004 a cui ciascuna Amministrazione Provinciale dovrà fare riferimento.

Ciascuna **Amministrazione Provinciale** incentiverà la realizzazione degli interventi previsti nella misura 1.11 - Azione 1.11 a: *Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico*, per come determinato in sede di tavolo di concertazione "Regione-Amministrazioni provinciali", attraverso la concessione di un contributo in conto capitale, tenendo conto del riparto dei fondi per il periodo 2000/2006, determinato dalla Giunta Regionale con la deliberazione n. 1013 del 4.12.2001 ed ogni eventuale riparto di fondi aggiuntivi.

La Regione Calabria emana la presente direttiva per raggiungere, tra l'altro, le finalità:

- dello sviluppo e della diffusione delle fonti rinnovabili, che permettono il contenimento dei fenomeni di inquinamento ambientale nel territorio provinciale con particolare riferimento agli obiettivi stabiliti dal protocollo di Kyoto e dai provvedimenti dell'Unione Europea;
- la realizzazione di politiche di sviluppo socio-economico delle aree interessate dagli interventi, con particolare riflesso sui livelli occupazionali;
- la crescita e la competitività dell'industria del settore, con ampie possibilità in termini di indotto e di valorizzazione delle risorse locali;

La diffusione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico negli usi finali, attraverso l'attivazione dei Piani e delle Misure citate, si basa anche su alcuni provvedimenti legislativi e normativi, quali:

- il D.P.R. 660/96 recante "Regolamento per l'attuazione della direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi";
- il Decreto 2 aprile 1998 del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato concernente le modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi;
- la Legge n. 133/99, che prevede all'articolo 10, comma 7, primo periodo, che l'esercizio di impianti che utilizzano fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW, anche collegati alla rete, non è soggetto agli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del T.U. approvato con D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504, e che l'energia consumata, autoprodotta o ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale ed alle relative addizionali sull'energia elettrica;

- la Deliberazione n. 224/2000 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che concerne la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto della energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW, situati sul territorio nazionale;
- il D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 recante: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", recepito dalla Giunta Regionale con la deliberazione n. 832/2004;
- la Deliberazione n. 103/2003 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che concerne le linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica;
- la Deliberazione n. 111/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che concerne l'approvazione di 9 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria relativi agli interventi di cui all'articolo 5, comma 1, dei Decreti Ministeriali 24 aprile 2001 e sostituzione dell'allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2002, n. 234/02;
- il Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 concernente "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- la Legge 23 agosto 2004, n. 239 concernente: "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

Articolo 1

(Disponibilità finanziarie)

Per gli interventi oggetto della presente direttiva la disponibilità dei fondi è quella indicata nel Complemento di Programmazione del POR Calabria 2000/2006. Gli interventi saranno finanziati dalla Regione Calabria, con i fondi afferenti alla Misura 1.11, Azione a del POR Calabria 2000/2006.

Per gli interventi oggetto dei bandi provinciali la disponibilità dei fondi per il finanziamento in conto capitale deve essere indicata in una Tabella riepilogativa da inserire di seguito, in cui deve essere evidenziata altresì la spesa totale e la quota a carico del soggetto proponente.

Le risorse che eventualmente si rendessero disponibili per carenza di richieste verranno ripartite tra gli interventi successivamente. Le eventuali somme residue saranno rese disponibili nell'Azione 1.11.a per essere riutilizzate per le tipologie di interventi ivi previste.

Le richieste di contributo favorevolmente istruite, inserite in graduatoria e non finanziabili per carenza di fondi, potranno essere finanziate con i fondi che eventualmente si rendessero disponibili

dalla rendicontazione finale del I° periodo 2000/2002.

Articolo 2

(Requisiti oggettivi)

In coerenza con gli indirizzi disposti dal Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 e con le linee guida approvate con Deliberazione n. 200/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, gli interventi ammissibili riguardano le seguenti tipologie, la cui realizzazione deve rispettare le norme tecniche e i requisiti specifici disposti dalle schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria, approvate con Deliberazione n. 111/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas:

1. Impianti fotovoltaici connessi in rete con potenza minima di 1 kWp e massima di 20 kWp

(Scheda tecnica n. 7)

Si precisa che saranno ritenuti ammissibili anche interventi di ampliamento di impianti fotovoltaici esistenti

2. Impianti fotovoltaici stand alone finalizzati esclusivamente all'illuminazione pubblica in zone non servite dalla rete di distribuzione di energia

(Scheda tecnica n. 7)

3. Impianti solari termici attivi per la produzione di acqua calda sanitaria e il riscaldamento dell'acqua delle piscine con superficie minima di 6 m² e massima di 50 m².

(Scheda tecnica n. 8)

4. Impianti di climatizzazione con pompa di calore elettrica ad aria esterna, aventi potenza minima di 10 kWe e massima di 50 kWe, ammissibili esclusivamente se abbinati ad Impianti fotovoltaici

(Schede tecniche nn. 15 e 7)

Si precisa che saranno ritenuti ammissibili interventi di installazione di pompa di calore elettrica ad aria esterna anche in altri settori, oltre a quello domestico, e anche presso edifici già dotati di impianti fotovoltaici.

5. Interventi di Isolamento termico in edilizia, aventi superficie minima da coibentare pari a 300 m², superfici vetrate incluse, realizzati attraverso la coibentazione interna/esterna delle pareti e delle coperture e l'installazione di doppi vetri in edifici costruiti anteriormente al 1991

(Schede tecniche nn. 5 e 6)

6. Impianti di riscaldamento funzionanti a bassa temperatura (45°C max) serviti da caldaia a condensazione ammissibili esclusivamente se abbinati ad impianti solari termici

(Schede tecniche nn. 3 e 8)

Si precisa che saranno ritenuti ammissibili interventi di installazione di caldaia a condensazione anche in altri settori, oltre a quello domestico, e anche presso edifici già dotati di impianti solari termici.

7. Installazione di caldaie con basse emissioni di NOx (Scheda tecnica n. 3)

Le percentuali di finanziamento in conto capitale, riferite all'investimento ritenuto ammissibile, sono così stabilite per ciascuna tecnologia/tipologia generale d'intervento:

- Impianti fotovoltaici (FV): finanziamento massimo in conto capitale pari al 75%, ad eccezione delle PMI¹ il cui finanziamento massimo in conto capitale è pari al 65%.
- Impianti solari termici attivi (PS): finanziamento massimo in conto capitale pari al 30%.
- Impianti di climatizzazione con pompa di calore elettrica ad aria esterna (PC): finanziamento massimo in conto capitale pari al 40%.
- Interventi di risparmio energetico (IRE): finanziamento massimo in conto capitale pari al 40%.

Le iniziative dovranno riguardare i settori dell'edilizia pubblica e privata, civile, industriale, turistica, artigianale, agricola, sportiva ed il settore terziario.

Le condizioni generali per l'ammissibilità alle agevolazioni sono le seguenti:

- realizzazione avviata successivamente alla data di presentazione della domanda di agevolazione che deve pervenire a partire dalla data di pubblicazione del bando sul Bollettino Ufficiale della Regione Calabria;
- localizzazione dell'intervento nel territorio della Provincia di _____ e coerenza con il relativo Piano Energetico Ambientale Provinciale;
- presentazione della domanda secondo le modalità descritte al successivo articolo 4 e della documentazione ad essa allegata secondo le indicazioni contenute nell'articolo 5 del bando;
- i destinatari del finanziamento devono impegnarsi a non distogliere, dall'uso previsto nel progetto e nel provvedimento di concessione, i beni oggetto dell'intervento per almeno 5 anni dalla data di ultimazione dei lavori e a rispettare le norme di buona conduzione e manutenzione dei predetti beni. Per gli impianti fotovoltaici il suddetto periodo è di almeno 12 anni.

Si precisa inoltre che:

- gli interventi oggetto della richiesta di finanziamento devono rispettare i limiti indicati e le norme tecniche richiamate nel bando e in tutti i suoi allegati e i requisiti e le specifiche tecniche contenute nelle schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria, approvate con Deliberazione n. 111/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e qui allegate come **"Allegato B: Scheda tecnica n. 3, Scheda tecnica n. 5, Scheda tecnica n. 6, Scheda tecnica n. 7, Scheda tecnica n. 8"** e come **"Scheda tecnica n. 15"**;
- *relativamente agli impianti fotovoltaici:*
 - a. le prescrizioni tecniche sono descritte, a titolo non esaustivo, nella "Specifiche tecniche di fornitura", predisposta dall'ENEA (**Allegato_FV1**);

¹ Per la definizione di PMI, fare riferimento alla normativa prevista nel Regolamento CE 70/2001, così come recepita dallo Stato Italiano

- b. è necessaria la certificazione del costruttore dei moduli fotovoltaici attestante che il decadimento delle prestazioni durante la vita media dei moduli sia così articolato: 10% di decadenza nei primi 12 anni e 20% nell'arco dei 20 anni;
- c. il funzionamento deve essere garantito dall'installatore per almeno due anni dalla data di collegamento alla rete;
- d. devono essere connessi alla rete elettrica di distribuzione, in conformità a quanto prescritto dalle norme tecniche vigenti (DK5950, UNI-CEI 11-20, ecc.) attraverso la rete di utenza di bassa tensione (rete elettrica del complesso edilizio o dell'elemento di arredo urbano a cui si riferisce l'intervento), purché la titolarità del contratto di fornitura di energia elettrica, che identifica in maniera univoca la rete di utente, sia intestata al soggetto richiedente. Nel caso di affidamento dell'intervento a Società di servizi energetici (ESCo) o in concessione a terzi, secondo la normativa vigente, il soggetto richiedente sarà la ESCo o il concessionario, il titolare del contratto di fornitura di energia elettrica dovrà volturare il contratto di utenza alla ESCo o al concessionario ovvero dichiarare l'impegno a farlo secondo lo schema di dichiarazione allegato (**Allegato_D5**);

relativamente agli impianti solari termici:

- a. le prescrizioni tecniche sono descritte, a titolo non esaustivo, nella "Specificazione tecnica di fornitura", predisposta dall'ENEA (**Allegato_PS1**);
- b. è richiesta la sottoscrizione, da parte dell'impresa installatrice, di un contratto di "Garanzia del Risultato Solare" secondo lo schema allegato (**Allegato_PS2**);
- c. il funzionamento deve essere garantito dall'installatore per almeno due anni dalla data di collaudo;

relativamente a tutti gli impianti solari, fotovoltaici e termici, le installazioni devono essere eseguite in conformità al manuale di installazione. Al cliente finale deve essere fornito un libretto di impianto contenente obbligatoriamente:

1. dati del produttore, marca e modello del modulo fotovoltaico/collettore solare, del dispositivo di conversione CC/CA, dell'apparato di regolazione della spinta e del vaso d'espansione omologati ISPESL e dell'accumulatore solare;
2. certificati, dei moduli fotovoltaici (IEC 61215) e/o dei collettori solari (EN 12975-1 e EN 12975-2), rilasciati da istituti di Certificazione, riconosciuti dall'Unione Europea, o da Enti nazionali di Ricerca, quali ad esempio il JRC, l'ENEA, il TÜV Rheinland, l'ISPRA, estremi dell'Istituto che certifica e/o qualifica i moduli fotovoltaici, i collettori solari o il sistema.
3. elenco dei numeri di serie del materiale installato;
4. modalità e prescrizioni di legge da rispettare per lo smantellamento dell'impianto;
5. al libretto devono essere, inoltre, allegata la scheda di progetto impianto così come costruito e la scheda prestazioni impianto (**Allegato_PS2**) contenenti almeno i seguenti dati:

- superficie captante lorda (ingombro) in m²;
 - copertura del fabbisogno energetico annuale in %;
 - fabbisogno medio annuo dell'utenza in kWh/anno;
 - fabbisogno medio giornaliero dell'utenza in l/giorno a 45°C;
 - energia necessaria con acqua in ingresso a 15°C in kWh/anno;
 - insolazione media annua in kWh/m²*anno (sulla superficie captante dell'impianto);
 - procedure di manutenzione ordinaria richieste.
- gli impianti solari, fotovoltaici e termici, devono essere provvisti di apparecchiature per la contabilizzazione energetica e il monitoraggio delle prestazioni per le verifiche e i controlli di cui al successivo articolo 10. La fornitura di energia elettrica/termica potrà essere effettuata anche sotto forma di "Servizio Energia/Calore";
- gli impianti solari, fotovoltaici e termici devono impiegare moduli fotovoltaici e/o collettori solari certificati e/o qualificati da Istituti Certificatori, riconosciuti dall'Unione Europea, o da Enti nazionali di Ricerca, e accompagnati da un manuale di installazione, uso e manutenzione;
- gli impianti devono essere progettati e eseguiti ponendo particolare attenzione, in rapporto al territorio, agli aspetti di integrazione architettonica negli involucri esterni degli edifici o nelle strutture a cui saranno asserviti;
- saranno finanziati soltanto gli impianti per i quali, a fine lavori, la ditta installatrice abbia rilasciato la prescritta Dichiarazione di Conformità ai sensi della Legge 46/90 e gli impianti collaudati secondo la normativa vigente (UNI 9711) da parte di un tecnico abilitato e iscritto al competente albo professionale.

Articolo 3 **(Requisiti soggettivi)**

Possono presentare domanda di contributo tutti i soggetti pubblici e privati, come specificato nel Complemento di Programmazione, che risultino proprietari o che esercitino un diritto reale di godimento, anche in qualità di fornitore di servizi energetici (ESCO), sul complesso edilizio cui si riferisce l'intervento, di durata non inferiore a dodici anni dalla data di pubblicazione dei bandi provinciali sul Bollettino Ufficiale della Regione Calabria.

Per quanto riguarda le domande presentate dal sistema imprenditoriale (PMI), si informa che l'eventuale contributo è concesso a titolo "de minimis" (Regolamento CE n. 69/2001 della Commissione del 12 gennaio 2001). Pertanto, al momento della presentazione della domanda, da parte del soggetto richiedente dovranno essere rilasciate esaurienti informazioni su eventuali altri aiuti a titolo "de minimis" ricevuti nei tre anni precedenti la domanda stessa.

Il cumulo rispetto al massimale consentito, dalla vigente normativa comunitaria in materia di regime "de minimis", per ciascuna impresa, verrà verificato al momento della concessione del contributo.

Articolo 4 (Procedure)

Nei limiti delle disponibilità finanziarie di cui all'articolo 1 del bando e fino ad esaurimento delle disponibilità stesse, valgono le procedure di cui ai seguenti commi.

Le domande dovranno essere redatte utilizzando esclusivamente il modello di cui all'**Allegato_A** al bando, dattiloscritto o compilato in stampatello, e dovranno essere inviate, unitamente alla documentazione richiesta, al seguente indirizzo:

Provincia di _____ – Settore _____ – Via _____ – CAP _____.

Le domande dovranno essere inviate entro e non oltre 30 giorni, naturali e consecutivi a decorrere dalla data di pubblicazione del bando nel Bollettino Ufficiale della Regione Calabria, esclusivamente a mezzo plico raccomandato A/R, all'indirizzo sopra indicato. Per la data di presentazione farà fede il timbro dell'ufficio postale. In caso di più istanze da parte dello stesso richiedente dovranno essere presentate altrettante domande, ciascuna corredata della documentazione essenziale da allegare alla domanda di cui all'articolo 5 del bando.

Le domande presentate dai soggetti privati dovranno essere in bollo, così come previsto dalla vigente disciplina sull'imposta di bollo.

Le domande dovranno, tra l'altro, indicare la percentuale del contributo pubblico richiesto, espresso in cifre con due decimali e in lettere (in caso di discordanza tra il valore in cifre e quello in lettere, sarà valida l'indicazione minore). Qualora venga richiesto un contributo percentuale maggiore di quello indicato all'articolo 2, per l'istruttoria sarà assunto comunque il valore massimo ammesso dal bando.

L'insieme della documentazione dovrà essere presentata, pena l'esclusione, in busta sigillata, controfirmata sui lembi, recante all'esterno la dicitura: *NON APRIRE, Domanda di finanziamento POR Calabria 2000/2006 Azione 1.11.a - Produzione di energia da fonti rinnovabili e Risparmio Energetico - nome e cognome del soggetto richiedente.*

Il legale rappresentante, ai sensi del DPR 445/2000, dovrà firmare la domanda in qualità di soggetto richiedente il contributo e dovrà allegare un documento di identità valido oltre alla documentazione essenziale da allegare alla domanda di cui all'articolo 5 del bando.

Articolo 5

(Documentazione essenziale da allegare alla domanda)

La domanda, per risultare ammissibile, dovrà essere corredata, pena la non ammissione all'istruttoria, della seguente documentazione, la cui parte progettuale e tecnica dovrà essere firmata e timbrata da un Tecnico abilitato regolarmente iscritto al relativo Albo Professionale:

- scheda progetto, secondo il modello di cui all'**Allegato_A** al presente bando, relativa alla realizzazione dell'intervento proposto (una per ogni intervento);
- progetto esecutivo (così come definito dal DPR 554/99 Sezione quarta artt. 35-44), corredato da relazione di progetto, calcoli e verifica statica della struttura di sostegno, in relazione al peso proprio dell'impianto e all'azione del vento e della neve, disegni esecutivi, relazione di compatibilità ambientale e urbanistica, ove necessario, computo metrico estimativo, redatto sulla base del prezzario regionale in vigore per le opere ivi previste, sulla base di analisi dei prezzi per le opere non previste, quadro economico di progetto e, nel caso di affidamento dell'intervento a Società di servizi energetici (ESCO) o in concessione a terzi, piano economico finanziario;
- piano di sicurezza e di coordinamento ai sensi del Decreto Legislativo 494/94 e successive modificazioni ed integrazioni, ove necessario;
- piano di gestione e manutenzione degli impianti ed eventuale copia di contratto di affidamento dell'intervento a Società di servizi energetici (ESCO) o al concessionario;
- certificati, dei moduli fotovoltaici (IEC 61215) e/o dei collettori solari (EN 12975-1 e EN 12975-2), rilasciati da istituti di Certificazione, riconosciuti dall'Unione Europea, o da Enti nazionali di Ricerca, quali ad esempio il JRC, l'ENEA, il TÜV Rheinland, l'ISPRA.
- in caso di soggetto proponente pubblico, copia delle deliberazioni adottate dagli organi competenti, in ordine all'approvazione del progetto, dell'iniziativa e del relativo piano economico finanziario;
- copia della richiesta di tutte le concessioni edilizie/autorizzazioni necessarie corredate, nel caso di aree soggette a vincoli paesaggistici e/o ambientali, della copia dell'istanza presentata alla competente autorità per il rilascio del nullaosta ai sensi del Testo Unico sui Beni Culturali e Ambientali di cui al Decreto Legislativo n°490/1999 e vigente legislazione regionale;
- attestazione di avvenuta presentazione della Denuncia di Inizio Attività al Comune nel quale ricade l'intervento;
- dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, resa ai sensi del DPR 445/00 secondo lo schema allegato (**Allegato_D1**):
 - a) di assunzione di impegno di spesa per la parte non coperta dal contributo in conto capitale richiesto, compresi IVA e altri eventuali oneri e spese non ammissibili al finanziamento;
 - b) di autorizzazione ad eseguire l'intervento da parte del proprietario del complesso edilizio, qualora diverso dal soggetto richiedente;

- c) attestante la natura, la decorrenza e la durata del diritto reale di godimento (nel caso il soggetto richiedente sia titolare del solo diritto di godimento);
- dichiarazione sostitutiva di certificazione antimafia, resa ai sensi del DPR 445/00 secondo lo schema allegato (**Allegato_D2**);

(solo per le imprese PMI):

- dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, resa ai sensi del DPR 445/00 secondo lo schema allegato (**Allegato_D3**):
 - a) attestante l'iscrizione alla Camera di Commercio e la vigenza;
 - b) attestante le dimensioni dell'impresa in base alla normativa comunitaria (Regolamento CE 70/2001);
 - c) attestante che l'impresa non si trova in stato di fallimento, di liquidazione e di cessazione attività;
 - d) di essere a conoscenza dell'art. 36 della legge 20.03.1970 n°300 che prevede alcuni obblighi a carico dei titolari dei benefici accordati dallo Stato, e di impegnarsi ad applicare ai lavoratori dipendenti per tutta la durata del periodo delle agevolazioni, condizioni non inferiori a quelle risultanti dai contratti di lavoro delle categorie e della zona;
- dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, resa ai sensi del DPR 445/00 secondo lo schema allegato (**Allegato_D4**):
 - a) attestante di non aver beneficiato, nei tre anni precedenti alla presentazione della domanda, di altre agevolazioni a titolo di aiuti "de minimis", ovvero, di averne beneficiato per un importo di EUR _____, _____, e di impegnarsi a rispettare, per un periodo di tre anni dalla data di ottenimento della prima agevolazione "de minimis", il limite di cumulo di EUR 100.000,00 di agevolazioni "de minimis" complessivamente ottenute.

La Provincia può richiedere, in qualunque momento, approfondimenti sulla documentazione prodotta. In caso di mancato invio di quanto richiesto entro 20 (venti) giorni dalla data di ricezione, il soggetto richiedente sarà considerato rinunciatario.

Articolo 6 **(Costi ammissibili)**

Ai fini del calcolo del finanziamento in conto capitale, sarà considerato ammissibile il costo d'investimento relativamente alle seguenti voci di spesa:

- progettazione, direzione lavori, oneri per concessione edilizie (nel limite massimo del 5% dell'investimento);
- opere edili strettamente connesse alla realizzazione dell'impianto/intervento;
- fornitura dei materiali e dei componenti necessari alla realizzazione dell'impianto/intervento;
- installazione e collaudo dell'impianto/intervento.

I costi unitari di ogni tipologia d'intervento non devono superare i costi unitari massimi ammissibili previsti dall'**Allegato_A** al presente bando, ferma restando la percentuale di cofinanziamento assegnata ad ogni tipologia d'intervento.

Ai fini dell'erogazione del contributo e della regolarità delle spese, ad esclusione dell'anticipazione di cui all'articolo 9, le suddette spese dovranno essere documentate con fatture originali quietanzate, dichiarazioni liberatorie, redatte secondo lo schema allegato alla Convenzione di cui all'articolo 9, copie dei certificati di pagamento bancari (bonifici o assegni circolari) e dovranno riferirsi a interventi avviati successivamente alla presentazione della domanda di agevolazione. Per chi decida di iniziare l'intervento prima della comunicazione dell'ammissione al beneficio, si precisa che la mancata inclusione nella graduatoria degli aventi diritto al finanziamento, non dà luogo ad alcun diritto di rivalsa nei confronti della Provincia.

Non verranno riconosciute ammissibili le spese relative all'acquisto dei materiali usati, di consumo o parti di ricambio.

L'ammissibilità delle spese è disciplinata dal Regolamento (CE) n. 448/2004 della Commissione Europea.

Articolo 7

(Esame delle domande e modalità di concessione del contributo)

L'istruttoria delle domande e la redazione della relativa graduatoria, secondo i criteri individuati nel presente bando, saranno eseguite dal Settore _____ della Provincia di _____.

I criteri di valutazione degli interventi proposti e relativo punteggio (**Allegato_C**), sulla cui base verranno definite le graduatorie, sono i seguenti:

- a) rapporto fra emissione annua di CO₂ evitata, espressa in Kg calcolata con riferimento al "Rapporto Energia Ambiente" 2004 pubblicato dall'ENEA, e l'investimento proposto, espresso in EURO [kgCO₂/€];
- b) livello di partecipazione economica dei soggetti richiedenti [%];
- c) costo unitario, espresso in EURO, del tep risparmiato calcolato con riferimento alle schede tecniche di cui all'articolo 2 del presente bando [€/tep];

Qualora l'intervento preveda la realizzazione di entrambi gli impianti solari incentivati, i valori, calcolati, secondo i criteri sopra definiti, verranno successivamente moltiplicati per un fattore di priorità pari a 1,5, fatti salvi eventuali ulteriori fattori di priorità individuati dalla Provincia nel proprio Piano di Azione o Piano Energetico Ambientale Provinciale.

Sulla base dei criteri sopra definiti e della valutazione di ammissibilità delle istanze pervenute, verranno redatte specifiche graduatorie secondo le singole tipologie degli interventi, mentre le risorse disponibili verranno assegnate e ripartite tra gli interventi con successivo atto, ovvero considerando prioritarie le proposte di impianti fotovoltaici con solare termico.

Nel caso in cui due o più domande di finanziamento nell'ambito di una graduatoria avessero lo stesso punteggio, ai fini della formazione della graduatoria, varrà la data di spedizione delle domande stesse. Se le domande di cui sopra avessero anche la stessa data di spedizione, per determinare la loro posizione in graduatoria, si procederà ad apposito sorteggio pubblico.

Sulla base delle graduatorie così formulate verranno concessi i contributi sino ad esaurimento dei fondi disponibili. Le graduatorie dei beneficiari ed i relativi importi ammessi a finanziamento verranno approvati con determinazione dirigenziale e pubblicate sul Bollettino Ufficiale della Regione Calabria.

Il Settore _____ della Provincia di _____ provvederà ad approvare le suddette graduatorie e a concedere i contributi, nell'ordine indicato dalle stesse, fino ad esaurimento dei fondi disponibili. All'ultima domanda relativa a ciascuna graduatoria, verrà concesso il residuo della somma stanziata, indipendentemente dall'importo concedibile alla stessa.

Le eventuali somme residue di una delle graduatorie, saranno utilizzate per la concessione del contributo alle domande parzialmente finanziabili o non finanziabili di un'altra graduatoria.

Le graduatorie così formate e i relativi importi ammessi a finanziamento verranno rese pubbliche sul Bollettino Ufficiale della Regione Calabria e sul sito internet (http://www.provincia._____.it) della Provincia di _____.

Articolo 8

(Tempi e modalità di realizzazione degli interventi del contributo)

In caso di accoglimento della domanda, si dovrà dare inizio ai lavori di realizzazione dell'intervento entro 60 (sessanta) giorni utili dalla data di ricevimento della comunicazione della concessione del finanziamento. Le opere dovranno essere completate entro il termine di 180 (centoottanta) giorni utili a decorrere dalla stessa data.

Sulla base di istanza motivata, documentata e debitamente sottoscritta, presentata prima della naturale scadenza del termine per l'inizio o il completamento dei lavori, per causa di comprovata forza maggiore, potranno essere concesse proroghe per l'inizio e per l'ultimazione dei lavori, compatibilmente con le scadenze previste dal POR Calabria 2000/2006 per l'attuazione locale della Misura 1.11 -Azione a).

La Provincia comunicherà al soggetto richiedente l'esito della valutazione sulla concessione o meno della proroga richiesta.

Il soggetto richiedente dovrà tempestivamente comunicare, a mezzo raccomandata, l'avvenuto inizio dei lavori di realizzazione dell'intervento, specificandone la data ed allegando la seguente documentazione:

- copia del verbale di consegna dei lavori e della denuncia inizio attività ove prevista;
- pianificazione sequenziale e temporale dell'attività.

Articolo 9 **(Erogazione del contributo)**

Ai fini della erogazione del contributo, deve essere presentata la certificazione antimafia così come previsto dalle vigenti leggi.

Sulla base della graduatoria, formulata per ogni tipologia di intervento, si procederà alla erogazione del cofinanziamento in conto capitale, nella misura percentuale richiesta rispetto alla spesa ritenuta ammissibile; tale misura percentuale in ogni caso non potrà superare quella massima fissata nel presente bando. La Provincia stipulerà una specifica Convenzione con i soggetti beneficiari del contributo.

L'erogazione del contributo potrà avvenire in due fasi, dietro formale richiesta, utilizzando esclusivamente i formulari allegati alla Convenzione ed esclusivamente secondo le seguenti modalità:

1. un acconto, pari al 50% dell'ammontare del contributo pubblico concesso, potrà essere erogato dalla Provincia dietro formale richiesta di anticipazione, a valle del ricevimento della comunicazione di avvenuto inizio dei lavori di realizzazione dell'intervento di cui al precedente articolo. Ai soggetti privati è richiesta la presentazione di polizza fideiussoria a garanzia dell'importo anticipato per il periodo di tempo fino al collaudo definitivo, rilasciata esclusivamente da istituti bancari o assicurativi all'uopo abilitati;
2. il saldo sarà erogato dietro formale richiesta, da trasmettere alla Provincia al termine dei lavori di realizzazione dell'intervento, a seguito della verifica di conformità dell'impianto costruito con quello progettato e dell'idoneità della documentazione a corredo della richiesta di saldo. Alla richiesta di saldo, il soggetto richiedente dovrà allegare la seguente documentazione:
 - consuntivo analitico della spesa sostenuta;
 - certificazione della spesa conforme alle vigenti leggi fiscali e relativo elenco. In particolare, sulle fatture originali, deve essere distinto l'ammontare relativo alla posa in opera da quello relativo alla fornitura, specificando, in quest'ultimo caso, il costo dei moduli fotovoltaici e/o collettori solari e del gruppo di conversione e/o del bollitore solare; non sono considerate valide, ai fini dell'erogazione del contributo, le fatture che non contengono la sopraindicata distinzione;
 - copia del verbale ultimazione lavori e della comunicazione di ultimazione dei lavori, certificato di regolare esecuzione dell'opera e dichiarazione che l'opera stessa è stata eseguita in conformità a quanto dichiarato nella domanda di contributo (a meno di variante approvata), sottoscritta dal direttore dei lavori o da un tecnico abilitato;
 - dichiarazione di conformità di cui alla legge 46/90 e s.m.i., ove prevista, o dichiarazione di esecuzione "a regola d'arte" da parte della impresa esecutrice per le altre tipologie di intervento per le quali la suddetta dichiarazione, a norma della legge 46/90 e s.m.i., non è prevista;

- verbale di collaudo sottoscritto dal direttore dei lavori o da un tecnico abilitato;
- schema dettagliato di impianto come costruito;
- dichiarazione di verifica tecnico-funzionale dell'impianto, prevista dalla specifica tecnica di fornitura (**Allegato_FV1**);
- scheda di progetto dell'impianto come costruito, prevista dalla citata specifica tecnica (**Allegato_FV1**);
- attestazione da parte del Distributore dell'avvenuto collegamento dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica (nel caso di attivazione del contratto di scambio previsto dalla deliberazione n. 224/2000 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas);
- dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, resa ai sensi del DPR 445/00 secondo lo schema allegato alla Convenzione:
 - di non aver usufruito o richiesto altri contributi, nazionali o comunitari, per l'intervento in corso di finanziamento, ovvero, dichiarazione che indichi la fonte di finanziamento e l'ammontare del contributo;

(solo per le imprese PMI):

- attestante che le agevolazioni ottenute a titolo "de minimis" sono le seguenti:

Legge di riferimento	Data di concessione della agevolazione	Importo in euro della agevolazione
TOTALE		

Eventuali condizioni particolari di ammissibilità delle spese, previste dal Regolamento (CE) n. 448/2004, dovranno essere esplicitamente ed esclusivamente dichiarate dal beneficiario del contributo mediante lo specifico modello allegato alla Convenzione.

Nel caso in cui il beneficiario del contributo, sia esso soggetto pubblico o privato, documenti le spese sostenute in misura minore di quelle riconosciute ammissibili, il contributo verrà ridotto proporzionalmente, mentre al contrario, in caso di aumento delle spese, il contributo non potrà essere proporzionalmente maggiorato rispetto all'impegno assunto e lo stesso sarà concesso solo nel caso che le variazioni di spesa, non inficino la valutazione e la relativa posizione dell'intervento in graduatoria.

Le erogazioni di cui sopra sono in ogni caso subordinate all'effettivo trasferimento delle risorse finanziarie dalla Regione Calabria alla Provincia.

Articolo 10 *(Verifiche e controlli)*

La Provincia si riserva di accertare la regolare esecuzione delle opere, nonché la loro conformità al progetto presentato (incluse le eventuali varianti approvate), il rispetto dei tempi fissati per l'inizio dei lavori e per il completamento dell'intervento e tutto quant'altro possa risultare necessario nel

procedere all'erogazione del contributo. A tal fine, possono essere eseguiti sopralluoghi in corso d'opera e verifiche tecniche in qualsiasi momento per 5 anni dalla data di ultimazione dei lavori (per gli impianti fotovoltaici il suddetto periodo è di 12 anni).

Al fine di consentire l'attività di raccolta dati, analisi delle prestazioni e monitoraggio dell'iniziativa, il soggetto beneficiario dovrà dichiarare di consentire il libero accesso all'impianto al personale della Provincia o da essa delegato.

Sempre allo stesso fine, il soggetto beneficiario dovrà impegnarsi a inviare alla Provincia di _____, a mezzo raccomandata A/R entro il 30 aprile di ciascun anno, e per un periodo non inferiore a 5 anni (per gli impianti fotovoltaici il suddetto periodo è di 12 anni) dalla data di ultimazione dei lavori, la scheda prestazioni impianto (**Allegato_PS2 o Allegato_FV1**) compilata con i dati di funzionamento dell'impianto, allegando la copia della bolletta di fornitura di gas di rete (o altro combustibile) e/o di conguaglio emessa dal distributore di energia elettrica.

Il beneficiario del contributo dovrà impegnarsi a conservare, per un periodo non inferiore a 5 anni (per gli impianti fotovoltaici il suddetto periodo è di 12 anni) tutti i documenti amministrativi, contabili, tecnici e probatori relativi alla realizzazione dell'intervento e renderli disponibili per eventuali controlli da parte di organismi regionali, nazionali ed europei, presso la propria sede. I regolamenti generali a cui fare riferimento sono: Regolamento (CE) 1260/1999 e Regolamento (CE) 448/2004.

Articolo 11 **(Varianti)**

Eventuali richieste di varianti in corso d'opera dovranno:

- essere motivate ed integrate da idonea documentazione giustificativa;
- dovranno comunque migliorare l'efficienza dell'opera senza aumento della spesa prevista a carico della Provincia di Catanzaro;
- dovranno essere presentate con congruo anticipo rispetto alla prevista data di ultimazione lavori e inoltrate mediante plico raccomandato A/R.

Le eventuali richieste di varianti verranno esaminate dalla Provincia di _____ che provvederà a comunicare tempestivamente l'approvazione o meno della variante richiesta.

In ogni caso la variante proposta non potrà comportare un aumento del finanziamento, né peggiorare il rapporto quantità di emissioni di CO₂ evitate per unità di capitale investito, o l'efficienza energetica dell'impianto né comunque peggiorare il punteggio conseguito in graduatoria.

La Provincia di _____ potrà approvare o respingere la richiesta di variante sulla base della valutazione della fondatezza dei motivi in essa esposti.

Articolo 12 ***(Decadenza e revoca del contributo)***

Nel caso di inadempienza da parte del beneficiario del finanziamento o se lo stesso non abbia ultimato i lavori nei termini fissati, senza che abbia presentato istanza motivata per la concessione di una proroga del termine alla Provincia, o che siano state rilasciate dichiarazioni false o in mancanza dei requisiti tecnici dell'impianto accertati in sede di collaudo o di verifica da parte del personale tecnico della Provincia, sarà revocato il contributo concesso ed in caso di avvenuta erogazione di somme a titolo di anticipazione, queste dovranno essere restituite ovvero saranno recuperate a valere sulle garanzie fideiussorie di cui all'articolo 9, maggiorate di un interesse pari al tasso ufficiale di sconto vigente alla data dell'ordinativo di pagamento.

Il mancato inizio dell'intervento entro 60 (sessanta) giorni utili dalla data di ricevimento della comunicazione di accoglimento della domanda di contributo, o il mancato completamento delle opere entro il termine di 180 (centoottanta) giorni utili a decorrere dalla stessa data, o entro il termine conseguente all'approvazione di una eventuale istanza di variante e/ di proroga, comportano la decadenza dal diritto al contributo concesso e il recupero del contributo già erogato.

Si procederà alla revoca del contributo concesso e al recupero del contributo già erogato, maggiorato degli interessi legali, nei seguenti casi:

- per le stesse spese oggetto della domanda di contributo sono state ottenute le agevolazioni previste da altre norme statali, regionali, comunitarie o comunque concesse da enti o istituzioni pubbliche;
- mancato rispetto degli adempimenti di legge;
- sostanziale difformità tra progetto presentato e opera realizzata;
- utilizzo totale o parziale del contributo per finalità diverse dai motivi della concessione;
- rimozione o dismissione prima di 5 anni dalla data di ultimazione dei lavori (per gli impianti fotovoltaici il suddetto periodo è di 12 anni);
- la quantità di energia prodotta a regime è inferiore del 30% alle previsioni progettuali;
- l'assenza della strumentazione di verifica prescritta;
- l'iniziativa non viene rendicontata entro il 30 settembre 2006

Le somme restituite sono versate in entrata nel bilancio della Regione nel capitolo di pertinenza della Misura 1.11.

Si procede altresì alla revoca del contributo concesso e al recupero del contributo già erogato, maggiorato degli interessi legali, nel caso di mancato rispetto degli impegni assunti dal soggetto richiedente nella domanda di contributo e/o nella Convenzione.