



Autorità di Sistema Portuale
del Mare Adriatico Meridionale

Bari, Brindisi, Manfredonia, Barletta, Monopoli

Documento di Pianificazione Energetico Ambientale del Sistema Portuale
(DPEASP)

Marzo 2020



GRUPPO DI LAVORO



Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale:

Ing. Francesco Di Leverano

Ing. Annunziata Attolico

Ing. Cristian Casilli

Ing. Eugenio Pagnotta

Ing. Leonardo De Michele (collaborazione)



Di.T.N.E. Scarl:

Prof. Ing. Arturo de Risi

dott. Angelo Raffaele Colucci

ALTRI SOGGETTI INTERVENUTI:



Università del Salento:

Prof. Ing. Arturo de Risi

Prof. Ing. Gianpiero Colangelo

Prof. Ing. Marco Milanese



Indice generale

PARTE I. INTRODUZIONE.....	6
SEZIONE I.1. Il quadro normativo e di contesto.....	7
SEZIONE I.2. Contenuti generali del DPEASP.....	8
I.2.1. Le linee guida.....	8
I.2.2. Obiettivi del DPEASP.....	9
SEZIONE I.3. Il processo metodologico di formazione del DPEASP.....	10
SEZIONE I.4. Struttura del DPEASP.....	11
I.4.1. Premessa.....	11
I.4.2. Relazione generale.....	11
I.4.3. La fotografia iniziale.....	12
I.4.4. La scheda di aggiornamento annuale.....	12
I.4.5. I contenuti tecnici.....	12
I.4.6. La valutazione di fattibilità.....	12
I.4.7. Elaborati grafici.....	12
SEZIONE I.5. Approvazione del DPEASP, osservazioni del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e conseguente revisione del DPEASP.....	13
PARTE II. QUADRO CONOSCITIVO.....	14
SEZIONE II.1. Il porto di Bari.....	14
SEZIONE II.2. Il porto di Brindisi.....	15
SEZIONE II.3. I porti di Barletta, Manfredonia e Monopoli.....	17
II.3.1.1. Barletta.....	17
II.3.1.2. Manfredonia.....	18
II.3.1.3. Monopoli.....	20
SEZIONE II.4. Valutazione dei consumi energetici.....	21
II.4.1. I consumi di energia elettrica.....	22
II.4.1.1. Brindisi.....	22
II.4.1.2. Bari.....	27
II.4.1.3. Manfredonia.....	31
II.4.2. I consumi di energia termica.....	32
II.4.2.1. Brindisi.....	33
II.4.2.2. Bari.....	39
II.4.2.3. Manfredonia.....	45
SEZIONE II.5. Il traffico navale.....	47
PARTE III. PIANO DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE: LINEE DI AZIONE	51
SEZIONE III.1. SVILUPPO DEL “COLD IRONING”	51
III.1.1. Sistemi per l’alimentazione elettrica delle navi in porto.....	51
III.1.2. Ipotesi di soluzioni di “cold ironing” praticabili per l’Autorità di Sistema Portuale.....	55



SEZIONE III.2. EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLAMENTARE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE.....	56
III.2.1. Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo.....	56
III.2.2. Lo scambio sul posto.....	58
III.2.3. Il ritiro dedicato.....	59
III.2.4. I sistemi di accumulo dell'energia elettrica.....	61
SEZIONE III.3. REALIZZAZIONE DI DEPOSITI COSTIERI DI GNL NEI PORTI DI BRINDISI E DI BARI.....	62
III.3.1. Scenario.....	62
III.3.2. Le principali caratteristiche del GNL.....	64
III.3.3. Il sito di Brindisi.....	64
III.3.3.1. Scelta della configurazione di progetto di Brindisi.....	65
III.3.3.2. Descrizione generale dell'impianto di Brindisi.....	65
III.3.3.3. Modalità operative del deposito nel Porto di Brindisi.....	66
III.3.3.4. Ipotesi di localizzazione nel Porto di Brindisi.....	66
III.3.4. Deposito costiero di GNL nel Porto di Bari.....	68
SEZIONE III.4. ANALISI DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI ED APPLICAZIONE AL CASO DELL'AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE.....	69
III.4.1. Solare per la generazione di energia elettrica.....	69
III.4.1.1. Caratteristiche salienti della tecnologia FV.....	69
III.4.1.2. Dimensionamento di massima di un impianto FV in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale.....	73
1) Simulazione impianto FV - Brindisi.....	73
2) Prime valutazioni sulla realizzazione di un impianto FV a Brindisi.....	76
3) Simulazione impianto FV - Bari.....	81
4) Prime considerazioni sulla realizzazione di un impianto FV a Bari.....	85
5) Simulazione impianto FV - Manfredonia.....	90
III.4.2. Eolico.....	90
III.4.2.1. Caratteristiche salienti della tecnologia eolica.....	90
III.4.2.2. Tecnologie a confronto.....	91
III.4.2.3. Microturbine eoliche applicate al caso di studio.....	92
III.4.2.4. Dimensionamento di massima di un parco eolico in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale.....	95
1) Simulazione parco eolico - Brindisi.....	95
2) Prime considerazioni sulla realizzazione di impianti eolici.....	98
III.4.3. Sistemi di accumulo di energia elettrica.....	98
III.4.4. Solare per la generazione di energia termica.....	100
III.4.4.1. Caratteristiche salienti della tecnologia solare termica.....	100
III.4.4.2. Pannelli solari termici applicati al caso di studio.....	101
III.4.4.3. Considerazioni sulla realizzazione di impianti solari termici in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale.....	103
III.4.5. Energia dal mare.....	103
III.4.5.1. Introduzione.....	103
III.4.5.2. Lo scenario delle tecnologie a livello nazionale e internazionale.....	109
III.4.5.3. L'energia da onda estraibile nel mondo e nel Mediterraneo.....	110
III.4.5.4. Conclusioni.....	112
SEZIONE III.5. EFFICIENTAMENTO ENERGETICO.....	113
III.5.1. Caso di Brindisi.....	115
III.5.2. Caso di Bari.....	123



III.5.3. Caso di Manfredonia.....	131
III.5.4. Geotermia.....	134
III.5.4.1. Caratteristiche salienti della tecnologia.....	134
III.5.4.2. Considerazioni sulla realizzazione di impianti geotermici in grado di soddisfare il fabbisogno energetico delle pompe di calore dell’Autorità di Sistema Portuale.....	135
PARTE IV. GESTIONE AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE.....	140
<i>SEZIONE IV.1. Gli indicatori.....</i>	<i>140</i>
<i>SEZIONE IV.2. Valutazione degli eventuali impatti, mitigazioni e compensazioni.....</i>	<i>141</i>
<i>SEZIONE IV.3. Obiettivi dell’Autorità di Sistema sul fronte della gestione ambientale.....</i>	<i>142</i>
PARTE V. SISTEMA DI MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE.....	144
PARTE VI. CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER.....	151
<i>SEZIONE VI.1. La consultazione.....</i>	<i>151</i>
<i>SEZIONE VI.2. Risultanze della consultazione.....</i>	<i>152</i>
<i>SEZIONE VI.3. Incontro-dibattito con gli stakeholders e conclusioni in merito alla consultazione.....</i>	<i>152</i>
PARTE VII. PIANIFICAZIONE PLURIENNALE: INTERVENTI E MISURE.....	153
PARTE VIII. CONCLUSIONI.....	155
<i>SEZIONE VIII.1. Dati di sintesi.....</i>	<i>155</i>
<i>SEZIONE VIII.2. Software utilizzato.....</i>	<i>156</i>



PARTE I. INTRODUZIONE

Con determinazione n.190 del 29 maggio 2018 del Presidente dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale (nel seguito Autorità) è stato dato avvio al procedimento per la formazione del Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale affidando al DiTNE (Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia) l'incarico professionale inerente lo svolgimento delle prestazioni progettuali e di ricerca propedeutiche alla redazione del Documento di Pianificazione Energetica Ambientale relativo al Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale. L'attività è stata svolta da un gruppo di lavoro composto anche da figure professionali interne al Dipartimento tecnico dell'Ente incaricato soprattutto nella definizione del quadro conoscitivo e di quello esigenziale.

I principali contenuti del presente documento, funzionali alla pianificazione energetica del Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale, sono volti a:

- A. Definire il quadro di riferimento relativo al traffico portuale ed ai consumi energetici dell'Autorità;
- B. Definire l'evoluzione del quadro regolamentare inerente all'impiego delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia nel caso dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale;
- C. Definire gli scenari di pianificazione energetica in una logica di riduzione delle emissioni, attraverso una pluralità di linee d'azione, quali l'efficientamento delle strutture esistenti, lo sviluppo di un Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC)¹ ed il "cold ironing"².

¹ In conformità all'allegato A alla deliberazione 578/2013 e s.m.i. – Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (si veda in Appendice – Parte 1)

² Possibilità di alimentare le navi con corrente elettrica fornita da terra, mentre sono ferme in banchina. Normalmente le unità all'ormeggio tengono accesi i motori per mantenere in funzione il sistema di condizionamento dell'aria, le dotazioni di emergenza, le cucine e, nel caso di navi da crociera, per dare energia alle cabine dei passeggeri. Allo stato attuale solo pochi scali al mondo possiedono questa tipologia di impianti.



SEZIONE I.1. Il quadro normativo e di contesto

Il D.lgs. 4 agosto 2016, n. 169 “Riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, in attuazione dell'articolo 8, comma 1, lettera f), della legge 7 agosto 2015, n. 124” (modificato dal D. DLgs 13 dicembre 2017, n.232) prevede che le Autorità di Sistema Portuale promuovano la redazione del Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale del Sistema Portuale (DPEASP), sulla base delle Linee-guida adottate dal MATTM, di concerto con il MIT.

In particolare, l'art. 5 introduce l'articolo 4-bis alla legge 28 gennaio 1994, n. 84³:

<<Art. 4-bis (Sostenibilità energetica). - 1. La pianificazione del sistema portuale deve essere rispettosa dei criteri di sostenibilità energetica e ambientale, in coerenza con le politiche promosse dalle vigenti direttive europee in materia.

2. A tale scopo, le Autorità di sistema portuale promuovono la redazione del documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale con il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂.

3. Il documento di cui al comma 2, redatto sulla base delle linee guida adottate dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, definisce indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale. A tal fine, il documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale individua:

a. all'interno di una prefissata cornice temporale, gli interventi e le misure da attuare per il perseguimento dei traguardati obiettivi, dando conto per ciascuno di essi della preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;

b. le modalità di coordinamento tra gli interventi e le misure ambientali con la programmazione degli interventi infrastrutturali nel sistema portuale ;

c. adeguate misure di monitoraggio energetico ed ambientale degli interventi realizzati, al fine di consentire una valutazione della loro efficacia.>>.

Oltre agli aspetti normativi appena citati, sono da considerare anche alcuni altri elementi essenziali che hanno connotato il contesto strategico nel quale si è evoluta la normativa stessa relativa alla pianificazione energetico ambientale dei porti:

- “Green Guide. Towards excellence in port environmental management and sustainability” pubblicata a Ottobre 2012 dall’European Sea Ports Organisation (ESPO) che, pur nel rispetto delle differenze tra i porti:
 - definisce una visione comune del settore portuale relativamente alla sostenibilità ambientale;
 - promuove gli sforzi delle Autorità portuali europee nel campo della gestione ambientale;

³ In Appendice – Parte 2 la versione consolidata



- fornisce una guida ai porti per creare e sviluppare ulteriormente i loro programmi di gestione ambientale;
- mette in evidenza le principali sfide ambientali che affrontano i porti e mostra opzioni di risposta;
- sviluppa un approccio comune verso l'azione responsabile, nel rispetto della diversità dei porti, delle loro competenze e delle loro capacità;
- Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 Luglio 2015 ed adottato il 6 Agosto 2015 con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri al fine di migliorare la competitività del sistema portuale e logistico, di agevolare la crescita dei traffici delle merci e delle persone e la promozione dell'intermodalità nel traffico merci, anche in relazione alla razionalizzazione, al riassetto e all'accorpamento delle Autorità portuali esistenti. In particolare l'obiettivo 7, rubricato "Sostenibilità", del suddetto Piano strategico, prevede di ridurre l'impatto dei porti sull'ambiente in termini globali (gas serra) e locali, promuovendo l'utilizzo intelligente dell'energia attraverso l'adozione di misure orientate a risparmio ed efficienza energetica, integrate alle tecnologie di produzione e sfruttamento delle fonti rinnovabili, incentivando iniziative volte alla minimizzazione dell'impatto ambientale dei sistemi portuali nel loro complesso;
- Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257⁴ "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" (c.d. Direttiva DAFI – Deployment of alternative fuels infrastructure), che prevede la valutazione della necessità di installare nei porti punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-Gnl e opere per la fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio.

SEZIONE I.2. Contenuti generali del DPEASP

I.2.1. Le linee guida

Con decreto n. 408 del 17 dicembre 2018 (si veda in Appendice – Parte 3) del Direttore generale per il clima e l'energia del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Direttore generale per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali ed il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono state approvate le «Linee guida per la redazione dei documenti di pianificazione energetico-ambientale dei sistemi portuali» - ai sensi dell'art. 4-bis della legge 28 gennaio 1994, n. 84 - che forniscono gli indirizzi utili alla redazione dei documenti di pianificazione energetico-ambientale dei sistemi portuali, con l'obiettivo di ridurre i consumi di combustibili fossili e, quindi, le emissioni di CO₂, allo scopo, conseguentemente, di migliorare la qualità ambientale dei porti e delle aree limitrofe, di

⁴ Maggiormente approfondito al successivo capitolo SEZIONE III.3.REALIZZAZIONE DI DEPOSITI COSTIERI DI GNL NEI PORTI DI BRINDISI E DI BARI a pag.62



salvaguardare la salute e il benessere dei lavoratori e della popolazione, nonché di aumentare la competitività dei sistemi portuali.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del decreto in questione sono state rese operative le Linee Guida per i Documenti Energetico Ambientali dei Sistemi Portuali (DEASP).

Le Linee Guida rappresentano il primo atto per orientare e favorire le politiche infrastrutturali e gli stessi investimenti verso la riconversione alla sostenibilità di un settore tradizionalmente ad alto impatto ambientale.

Va sottolineato che il DPEASP è formalmente indipendente dalla pianificazione generale del Sistema Portuale, e viene adottato/approvato direttamente dall'Autorità di Sistema Portuale, senza necessità di approvazione da enti collegati o sovraordinati: come sopra richiamato il comma 2 dell'art. 4 bis del D.lgs. n. 169/2016, infatti, recita: "le Autorità di Sistema Portuale promuovono la redazione del documento di pianificazione energetica e ambientale del sistema portuale". Tale elaborato, quindi, non è un Piano, ma bensì un supporto tecnico che l'Autorità di Sistema Portuale promuove anche indipendentemente dal sistema della Pianificazione Portuale, pur rispettandone i principi, e prevedendone l'adozione autonomamente da parte degli organi della stessa Autorità.

Nel rapporto tra DPEASP e PRdSP va sottolineato che il primo si riferisce maggiormente alla situazione reale del porto, mentre il secondo ne prevede lo sviluppo futuro, modificando anche la destinazione d'uso di aree ed immobili. Resta inteso che, qualora l'attuazione delle previsioni di piano portuale modificasse sostanzialmente l'assetto studiato dal DPEASP, quest'ultimo dovrà essere conseguentemente adeguato.

1.2.2. Obiettivi del DPEASP

Come indicato al comma 3 del nuovo art. 4bis della legge n. 84/1994, il DPEASP: "*Definisce indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure al fine di migliorare l'efficienza energetica e di promuovere l'uso di energie rinnovabili in ambito portuale*".

Ne consegue che il suo ambito di riferimento si limita al settore energetico, avendo "il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂", pur dovendo considerare che, di riflesso, dovranno essere positivamente coinvolti tutti i parametri ambientali che possano essere migliorati dall'efficienza energetica e dall'uso delle energie rinnovabili, quali, ad esempio, la riduzione dell'inquinamento atmosferico e/o di quello acustico. Il già citato comma 3 specifica i contenuti/obiettivi che deve avere il DPEASP, così riassumibili:

- Individuazione degli obiettivi di sostenibilità energetico-ambientale del porto;
- Individuazione degli interventi e delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi;
- Preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici;
- Programmazione degli interventi, anche parziali, in un arco temporale prefissato, individuando gli obiettivi da raggiungere.



Le Linee Guida suggeriscono che la attività di pianificazione degli obiettivi e lo stesso monitoraggio dei risultati degli interventi realizzati, venga accompagnata da una preventiva messa a punto di uno strumento di verifica, in modo tale da:

- effettuare una fotografia della situazione esistente;
- individuare le criticità;
- assumere gli obiettivi energetico-ambientali confrontando questa situazione con le esigenze del territorio e con le migliori pratiche;
- individuare eventuali obiettivi parziali in un arco di tempo prefissato;
- monitorare i risultati raggiunti.

Viene, altresì, proposto che tale verifica sia basata su una metodologia riconosciuta e standardizzata, così da favorire la omogeneità delle strategie tra i diversi Sistemi Portuali: a tale scopo viene individuata la misura della cosiddetta “Carbon Footprint”, così come definita dalle norme UNI EN ISO 14064, come la più idonea per il caso in esame, riguardo in particolare ai seguenti aspetti:

- in relazione all’obiettivo energetico-ambientale (nella norma 14064 la quantificazione delle emissioni di CO₂ si basa sui consumi energetici);
- in relazione alla valutazione dell’efficacia degli interventi;
- in relazione all’adeguatezza, specie per la verifica/certificazione di parte terza.

SEZIONE I.3. Il processo metodologico di formazione del DPEASP

Le Linee Guida affrontano, in modo generale, la metodologia di formazione dei contenuti del DPEASP. Punto di partenza è la fotografia della situazione esistente, in termini di emissioni di CO₂, attraverso la valutazione della “Carbon Footprint” del Sistema Portuale, secondo quanto previsto dalla norma UNI 14064, appena richiamata.

Tale fotografia andrà letta alla luce della pianificazione portuale in essere, relativamente al tema delle emissioni di CO₂, consentendo così l’individuazione di un quadro di obiettivi integrati generali, evidenziandone le eventuali priorità. Tali obiettivi e priorità saranno formalizzati dall’Autorità del Sistema Portuale, in modo da fornire indicazioni precise per le fasi di redazione successive.

Dovranno essere individuate, quindi, le misure e gli interventi utili a raggiungere gli obiettivi assegnati, anche attraverso la valutazione della loro fattibilità, prendendo in esame gli elementi più strettamente connessi all’obiettivo energetico-ambientale prioritario previsto.

Per quanto riguarda l’estensione temporale del DPEASP, gli interventi e le misure possibili per la riduzione delle emissioni necessitano di un tempo adeguato sia per le autorizzazioni relative agli eventuali investimenti da



realizzare, che per la valutazione dei conseguenti effetti, considerando che si sta operando in un settore la cui rapidissima evoluzione tecnologica incide in modo significativo sulla stessa evoluzione dei costi.

Da ciò deriva che il DPEASP, strumento snello e operativo, come già detto non soggetto ad approvazioni sovraordinate, dovrà essere valutato ed eventualmente aggiornato almeno ogni tre anni, con la possibilità di adeguamenti intermedi se necessari. L'approfondimento di tale aggiornamento dipenderà dall'entità dei cambiamenti intervenuti nel triennio, fino all'effettuazione di una nuova valutazione della "Carbon Footprint", nel caso siano stati realizzati interventi e misure significativi.

Ciò viene indicato analogamente a quanto previsto per le stesse Linee Guida, che, proprio perché fortemente condizionate dall'evoluzione tecnologica e normativa, saranno vagliate ed eventualmente aggiornate ogni tre anni dalla loro emanazione.

SEZIONE I.4. Struttura del DPEASP

I.4.1. Premessa

In un contesto globale che vede crescere la sensibilità dell'opinione pubblica e dei vari stakeholder verso i temi della sostenibilità, analoga attenzione viene posta negli ultimi anni sempre di più verso il miglioramento della situazione energetico-ambientale delle infrastrutture portuali: da qui viene la stessa attenzione che il legislatore italiano ha inteso porre su questo tema, nell'ambito della complessiva riforma del sistema portuale.

Ne deriva il suggerimento di inserire nella premessa del DPEASP i riferimenti normativi, nonché gli esempi di best practices in materia ambientale e di riduzione delle emissioni: elementi utili alla definizione della visione complessiva della sostenibilità nelle aree portuali come elemento della competitività del sistema.

I.4.2. Relazione generale

La relazione generale del DPEASP contiene l'individuazione dei seguenti scopi primari:

- descrivere sinteticamente lo stato di fatto delle infrastrutture in esame, sia sotto il profilo fisico morfologico/funzionale (naturale, ambientale, infrastrutturale, funzionale, ecc.), che programmatico (soggetti, proprietà, concessioni, vincoli preordinati, stato della pianificazione e attuazione...), con riferimento alle distinte aree portuali del sistema;
- descrivere i contenuti del DPEASP (interventi e misure previsti), con riferimento all'intero sistema portuale;
- indicare le fasi attuative degli interventi e delle misure previste e la stima di massima dei relativi costi.



I.4.3. La fotografia iniziale

La prima fase della redazione del DPEASP deve prevedere una fotografia delle emissioni di CO₂ dell'insieme dei porti facenti parte del Sistema Portuale, secondo la metodologia della "Carbon Footprint", che fa riferimento alla norma UNI ISO 14064 e ai relativi protocolli attuativi specifici.

I.4.4. La scheda di aggiornamento annuale

Il DPEASP potrà contenere anche una scheda sintetica di aggiornamento annuale, che descriverà eventuali interventi o misure attuati nell'anno, indicandone gli elementi necessari per una valutazione della riduzione delle emissioni di CO₂ e dell'efficacia in termini di analisi Costi Benefici.

I.4.5. I contenuti tecnici

Tra gli obiettivi delle Linee Guida vi è quello di offrire una metodologia per la valutazione dinamica (allo stato dell'arte e ad intervalli programmati di tempo) del fabbisogno energetico dell'area portuale e quello di proporre una serie di soluzioni tecnologiche che consentano di ridurre l'impiego di energia primaria a parità di servizi offerti, privilegiando le tecnologie maggiormente rispettose dell'ambiente.

Tali soluzioni possono essere suddivise in due tipologie:

- gli interventi, che prevedono opere, impianti, strutture, lavori, come risultato d'investimenti effettuati con il fine di migliorare l'efficienza energetica e produrre energia da fonti rinnovabili;
- le misure, che mirano a ottenere gli stessi risultati attraverso regole, priorità, agevolazioni, etc. (accesso a bandi, ridefinizione delle condizioni contrattuali con concessionari e fornitori, etc.)

I.4.6. La valutazione di fattibilità

L'analisi costi-benefici dovrà contenere gli elaborati previsti dagli indirizzi nazionali, avendo particolare attenzione ad un'attenta valutazione delle esternalità e della quantificazione dei costi-benefici ambientali.

I.4.7. Elaborati grafici

Visto il carattere operativo del DPEASP, viene suggerito di inserire gli elaborati necessari a supportare l'individuazione delle misure e degli interventi previsti. A titolo di esempio, possono essere inseriti elaborati riferiti sia al Sistema Portuale che ai singoli porti e riguardanti:

- a) lo stato dei luoghi (caratteri fisici, morfologici e ambientali degli edifici e delle aree) con l'indicazione dei relativi consumi energetici;
- b) l'assetto della mobilità interna, con le previsioni delle modifiche;



- c) vincoli, aree a specifica tutela ambientale;
- d) elaborati grafici che riportino gli interventi previsti, anche per fasi temporali di attuazione.

SEZIONE I.5. Approvazione del DPEASP, osservazioni del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e conseguente revisione del DPEASP

Il Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale del Sistema Portuale nella versione del Settembre 2019 è stato adottato dal Comitato di gestione dell'AdSP MAM, riunitosi il 27 settembre 2019, ed è stato quindi inviato ai Ministeri delle Infrastrutture e dei Trasporti e dell'Ambiente e della Tutela e del Territorio e del Mare per i relativi pareri.

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, con nota protocollo n.1565 del 17 gennaio 2020, ha fatto pervenire il proprio riscontro con osservazioni al Documento di pianificazione energetica e ambientale inviato: la presente versione del documento di pianificazione energetica e ambientale rappresenta una revisione alla luce delle osservazioni pervenute.

La revisione del documento consiste essenzialmente in:

- adeguamento della struttura del documento, redatto secondo le Linee Guida approvate con il decreto direttoriale dei Ministeri delle Infrastrutture e dei Trasporti e dell'Ambiente e della Tutela e del Territorio e del Mare n.408 del 17 dicembre 2018, allo scopo di renderne maggiormente coerenti i contenuti con l'indice previsto dal citato decreto direttoriale;
- aggiunta di una ulteriore sezione con la quale viene meglio esplicitata la gestione degli aspetti ambientali, così come previsti nello stesso documento di pianificazione, con particolare riferimento alla integrazione tra gestione energetica e gestione ambientale e all'impegno della AdSP MAM per la realizzazione di un Sistema di Gestione Ambientale associato a un Sistema di Gestione dell'Energia che possa condurre al miglioramento del Self Diagnosis Method (SDM), così come definito da EcoPorts, e all'ottenimento della certificazione PERS (Port Environmental Review System), in linea con la ISO 14001:2015 e con le raccomandazioni ESPO (European Sea Ports Organisation);
- adeguamento della pianificazione pluriennale con integrazione degli interventi e misure previste e puntuale specificazione delle tempistiche, con adeguamento in base a quanto posto in essere fino ad oggi a partire dall'approvazione del documento di pianificazione da parte del Comitato di gestione avvenuta nel Settembre 2019.



PARTE II. QUADRO CONOSCITIVO

SEZIONE II.1. Il porto di Bari

Il porto di Bari ha circa 150 anni. Situato a nord-ovest della città vecchia, i suoi confini sono compresi ad ovest dal molo San Cataldo ed a est dal nuovo molo Foraneo (v. Figura 1). La costruzione iniziale del molo borbonico (1853), grazie alla sua funzionalità, lo fa diventare il punto di riferimento dei traffici commerciali marittimi e terrestri della provincia di "Terra di Bari" nella seconda metà dell'Ottocento.

Con la realizzazione a più riprese (1917, 1919, 1923 e 1938) del "Porto Nuovo", il porto di Bari assume una dimensione nazionale e internazionale a cavallo tra le due Guerre Mondiali. Negli anni '60, poi, viene redatto il "Progetto di massima del Piano regolatore del Porto", che rappresentò il primo modello della nuova operatività per lo scalo barese.

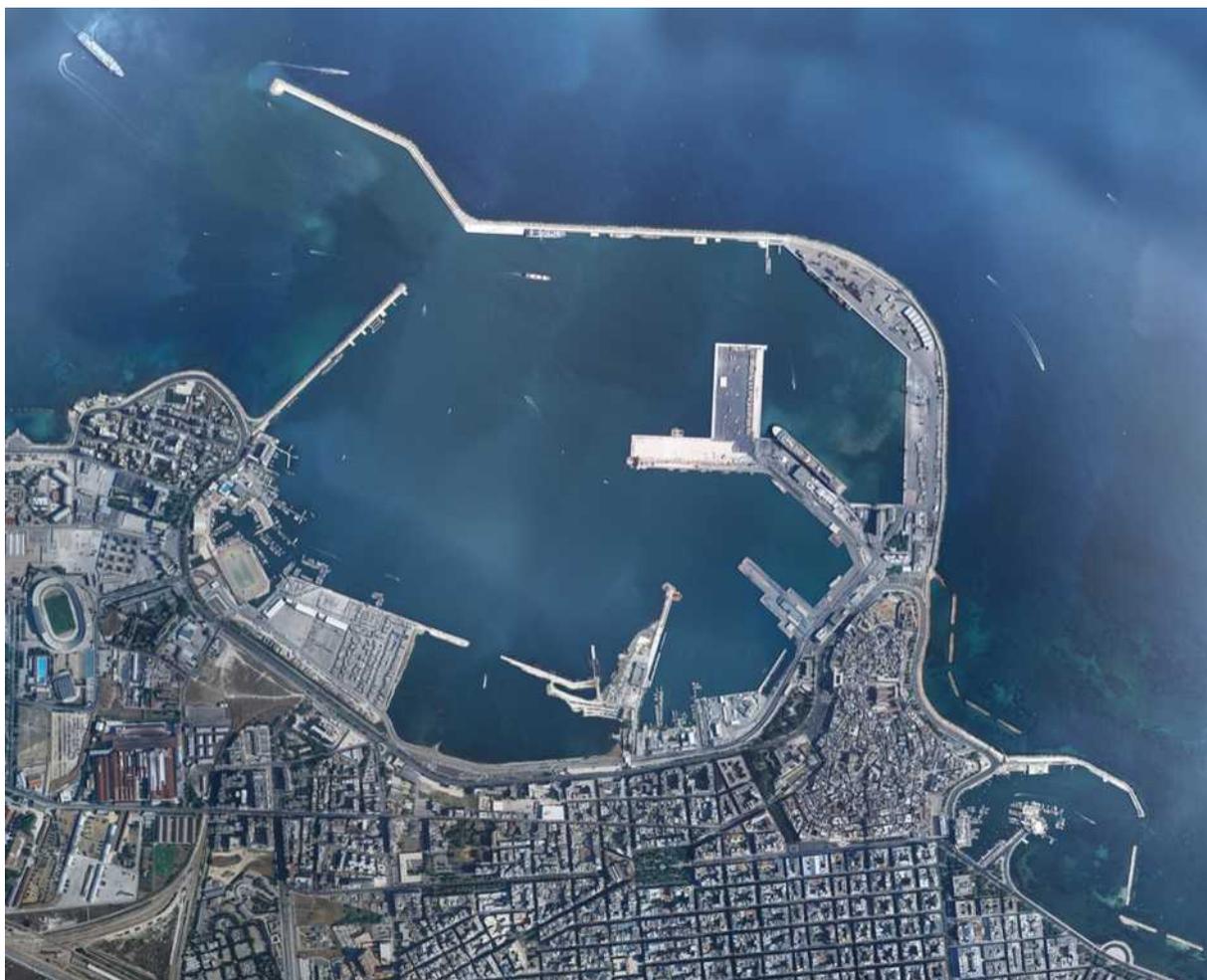


Figura 1. Vista del porto di Bari.



All'interno del porto ci sono cinque darsene: il Bacino Grande, la Darsena di Ponente, la Darsena di Levante, la Darsena Vecchia e la Darsena Interna. È stato appaltato il completamento delle strutture portuali nell'area Pizzoli-Marisabella. Attualmente è stata realizzata, ma non banchinata, la porzione dell'ansa di Marisabella.

Lo scalo dispone di circa 27 ormeggi, per 5.750 m di banchina, con fondali sino a 13m; piazzali operativi per oltre 740.000 m² e magazzini per circa 6.500 m². Sono presenti inoltre un moderno terminal per crociere e traghetti ed una stazione marittima al servizio di navi ferry (in prevalenza traffico extracomunitario).

Al termine dei lavori in corso per la realizzazione della colmata di Marisabella, il porto di Bari disporrà di ulteriori 900 m di banchine con profondità 12 m sul lato ovest, 280 m con profondità 8 m sul lato nord, 350 m con profondità di 6m sul lato est e ulteriori 350.000 m² di spazi per deposito merci e sosta di veicoli.

SEZIONE II.2. Il porto di Brindisi

Il porto di Brindisi si pone storicamente, per la sua felice posizione geografica e le sue caratteristiche fisiche, come il naturale "gate" di riferimento per le relazioni con la Grecia, l'area balcanica, la Turchia ed il bacino orientale del Mediterraneo. Attualmente, nel reticolo degli itinerari dei corridoi transnazionali, esso occupa una posizione strategica costituendo crocevia e momento di interscambio delle relazioni Nord-Sud con quelle Est-Ovest.

È possibile suddividerne la sua intera composizione in tre parti:

- Porto interno, formato da due lunghi bracci che cingono la città a Nord e ad Est e che prendono rispettivamente il nome di "Seno di Ponente" e "Seno di Levante" (superficie: 750.000 metri quadrati) dalla prevalente funzione militare – diportistica – crocieristica;
- Porto medio, formato dallo specchio acqueo che precede il canale di accesso al porto interno (Canale Pignonati) e dal seno Bocche di Puglia che ne forma il bacino settentrionale. (Superficie: 1.250.000 metri quadrati) dalla prevalente funzione commerciale;
- Porto esterno, limitato a Sud dalla terraferma, a levante dalle isole Pedagne, a ponente dall'isola S. Andrea, dal molo di Costa Morena e, a Nord, dalla diga di Punta Riso. (Superficie: 3.000.000 metri quadrati) con prevalenti funzioni industriali.

I collegamenti ferroviari si sviluppano attraverso il nodo della stazione di Brindisi: con il Nord, lungo la direttrice Bari - Bologna - Milano; con la Campania e la Calabria attraverso lo sfioro di Taranto e con il sud con il prolungamento della direttrice adriatica verso Lecce e il Salento.

I collegamenti stradali coincidono con i medesimi itinerari: per il Nord, superstrada per Bari e poi la A14; per le regioni ioniche e tirreniche, la SS7 sino a Taranto, quindi la SS 106(ionica) verso la Calabria e la superstrada per Potenza verso Salerno e Napoli.

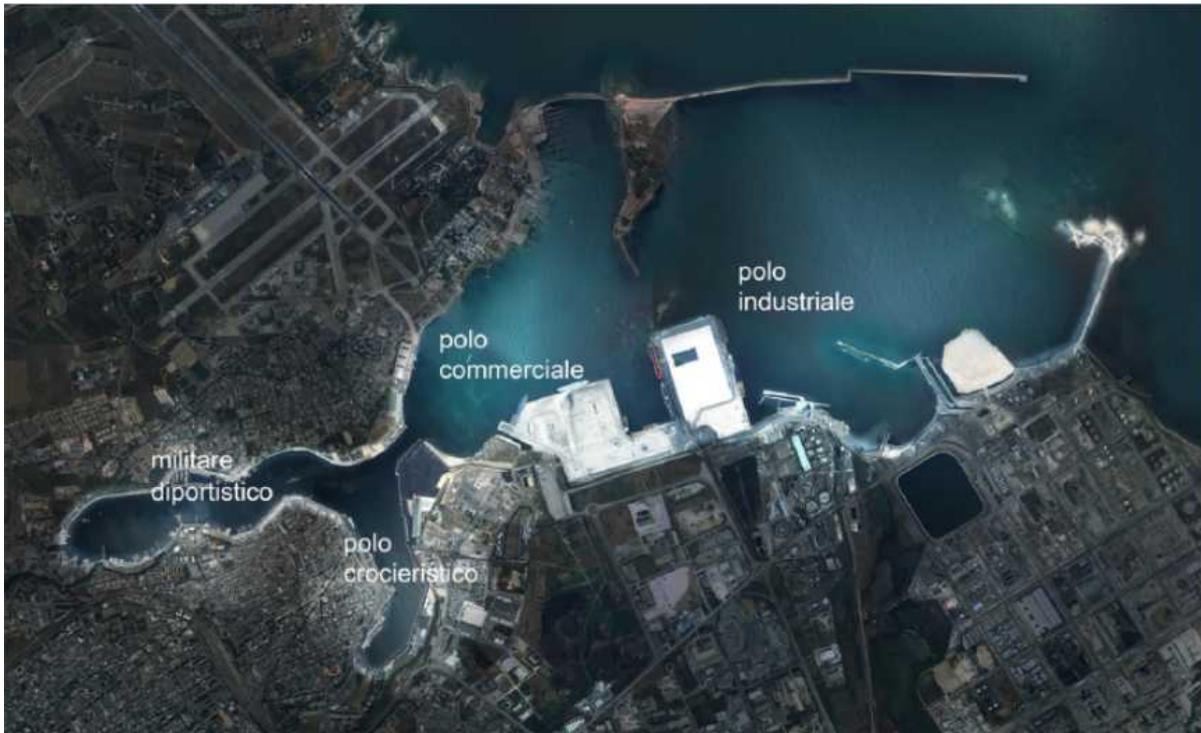


Figura 2. Individuazione macro aree funzionali del Porto di Brindisi su base ortofotocarta.

Rappresentazione delle macro – aree funzionali

Il Porto Medio, in attesa delle previste infrastrutturazioni legate all'intervento di realizzazione dei nuovi ormeggi di S.Apollinare, negli ultimi anni è stato oggetto di manutenzioni straordinarie che garantiscono la continua operatività delle principali banchine dedicate al traffico passeggeri e rotabili presso Costa Morena Ovest (passeggeri) dove sono disponibili ed operativi 5 ormeggi.

È stato completato l'intervento di infrastrutturazione della piastra sullo sporgente Est di Costa Morena, dotata di collegamento ferroviario, che garantisce al Porto Commerciale la disponibilità delle due Banchine di Testata Nord e banchina Est in stretta connessione con la rete ferroviaria e stradale.

Sono inoltre disponibili la banchina commerciale c.d. Prolungamento che garantisce l'ormeggio a navi fino a 200 mt di lunghezza.

Lo scalo dispone di circa 27 ormeggi, per 11.278 m di banchina, con fondali sino a 12,5 m; piazzali operativi per oltre 477.613 m².



SEZIONE II.3. I porti di Barletta, Manfredonia e Monopoli

II.3.1.1. Barletta

Il Porto di Barletta è classificato di seconda categoria, prima classe. Ospita traffico industriale e il 21 luglio 2009 è stata attivata la prima linea traghetti per servizio passeggeri tra i porti di Barletta e Durazzo. Si tratta di un bacino totalmente artificiale delimitato da due moli asimmetrici e convergenti, uno di ponente e uno di levante, distanti all'imboccatura 450 metri. I moli sono posti ad una distanza minima all'imboccatura di 450 metri tra loro; i fondali sono costituiti da sabbia e fango, raggiungono una profondità massima di 6,60 metri e permettono l'approdo di imbarcazioni di lunghezza totale pari a 165 metri. Il molo di levante non è attualmente operativo pertanto tutte le operazioni portuali si effettuano su quello di ponente che risulta articolato in quattro bracci:

- braccio molo di ponente;
- braccio molo centrale;
- primo braccio molo di tramontana;
- secondo braccio molo di tramontana.

È uno dei porti più apprezzati dell'Adriatico per ampiezza di bacino e sicurezza. Grazie ai numerosi insediamenti industriali presenti nei territori vicini, il porto costituisce un notevole punto di interscambio commerciale.

Attualmente il porto è specializzato nel commercio di un'estesa pluralità di merci tra cui le più importanti dal punto di vista commerciale risultano essere:

- sostanze rinfuse solide, quali il cemento, la pietra, la sabbia, l'argilla;
- sostanze rinfuse solide alimentari, quali il grano, il sale, la farina;
- prodotti chimici, quali il concime, il polietilene;
- prodotti liquidi alla rinfusa, quali benzina verde e gasolio.



Figura 3. Vista del porto di Barletta.

Il.3.1.2. Manfredonia

Il Porto di Manfredonia si compone di due infrastrutture:

1. Il Porto Commerciale (Porto Vecchio), prospiciente il centro cittadino, contiguo al nuovo porto turistico a gestione privata.
2. Il Bacino Alti Fondali, o porto isola, situato a nord dell'abitato, in adiacenza alla vasta Area di Sviluppo Industriale (ASI) di Manfredonia.

Il porto di Manfredonia, detto anche Porto Vecchio o Porto commerciale è costituito dalle seguenti strutture principali:

- Molo di Ponente lungo 900 m e largo 50 m, riservato al traffico commerciale, peschereccio e a navi di servizio. Sul molo sono inoltre presenti alcuni edifici a servizio delle forze armate (Guardia di Finanza,



Capitaneria di Porto, ufficio della Dogana, ecc.), il fanale rosso sulla testata e altre strutture per la cantieristica.

- Molo di Levante lungo 925 m e largo da un minimo di 15 m ad un massimo di 40 m, riservato per i primi 650 m ai soli pescherecci e per la restante parte impiegato esclusivamente come diga frangiflutti. Il molo ospita all'imboccatura il faro a luce bianca, alcune attività commerciali (bar, pescheria, cantieristica) e depositi impiegati dai marinai per il rimessaggio delle attrezzature da pesca e in testata il fanale verde, costruito originariamente a forma di fascio littorio.
- Molo trapezoidale, lungo 38 m, largo in testata 8 m, a circa 120 m dalla radice del Molo di Ponente, riservato sul lato sud alle navi passeggeri che svolgono servizio per le Isole Tremiti e a pescherecci sugli altri lati. Sul molo è presente un edificio che ospita un'attività commerciale (Ristorante) e attività a servizio del porto stesso.
- Banchina di Tramontana lunga 445 m in parallelo alla città. Sulla banchina attraccano navi pescherecce e delle forze armate.
- Darsena di Cala dello Spuntone a Sud-Ovest della banchina di Tramontana, adibita ad attracco di yacht (Centro Velico Gargano).
- Darsena di Cala Diomede a Nord-Est della banchina di Tramontana, adibita a scalo di Yacht (Lega Navale Italiana) e ormeggio di imbarcazioni di piccole dimensioni.



Figura 4. Vista del porto di Manfredonia.

II.3.1.3. Monopoli

Il bacino portuale comprende quattro insenature o cale:

- Porto Vecchio
- Cala Batteria o delle Batterie
- Cala Fontanelle
- Cala Curatori

Il sopraflutto, radicato a punta Curatori, si protende in direzione nord-est, sud-est; il sottoflutto, chiamato molo Margherita, radicato a punta Castello, si prolunga in direzione nord, nord-ovest per 200 metri. Ambedue i moli servono a riparare lo specchio del porto dalle forti mareggiate che periodicamente si abbattono dal quadrante nord-est.

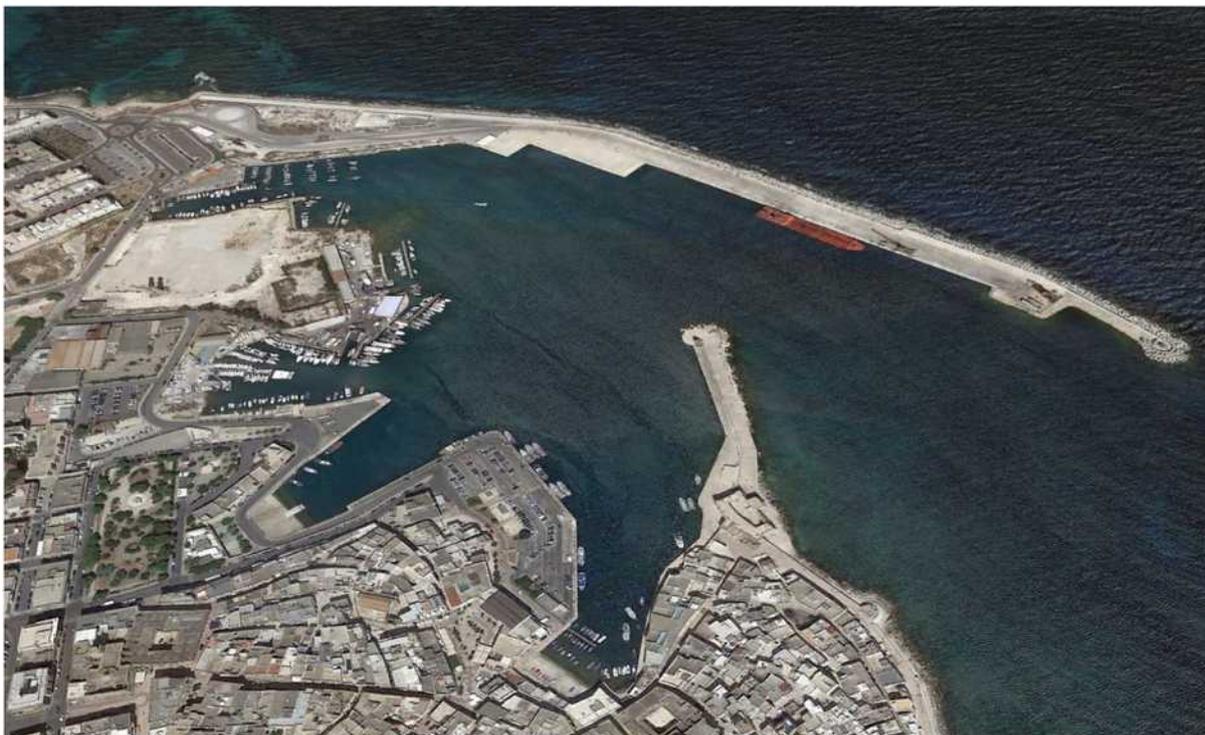


Figura 5. Vista del porto di Monopoli.

SEZIONE II.4. Valutazione dei consumi energetici

Al fine di pianificare il processo di evoluzione energetica dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale, nell'ambito del presente lavoro è stato delineato il quadro conoscitivo, relativo ai consumi energetici attuali (elettrici e termici) ed al traffico delle navi.

In considerazione dei consumi energetici e dei livelli di traffico poco significativi relativi ai porti di Barletta e Monopoli, si è ritenuto inizialmente di soprassedere per questi ultimi agli approfondimenti necessari alla redazione di apposite sezioni del documento, assumendo che le soluzioni metodologiche di seguito illustrate potranno essere applicate ad essi successivamente.

Si tiene a precisare che al momento l'analisi dello stato di fatto e delle attuali emissioni nonché dei consumi energetici è basata sui dati di stretta competenza dell'Autorità di Sistema Portuale.

Il percorso della partecipazione da parte degli stakeholders del Sistema Portuale nella fase di consultazione che si aprirà a seguire concorrerà cioè nella definizione dello scenario di competenza complessivo ivi includendo il dato degli operatori e delle aziende strettamente incluse nel sistema portuale.

L'analisi dell'impatto energetico delle attrezzature, dei macchinari, dei mezzi e quant'altro influisca significativamente sui consumi energetici e sulle emissioni nell'ambito dell'area portuale, anche se non



strettamente afferenti alla responsabilità dell'ADSP, verrà condotta in stretta collaborazione con i soggetti privati coinvolti nella loro qualità di proprietari o responsabili delle attività portuali individuate nell'ambito dei confini operativi di cui all'Allegato 1 delle linee guida.

In funzione della consistenza delle attività di adeguamento o infrastrutturazione che risulteranno incluse nella pianificazione, l'Autorità di Sistema Portuale, alle iniziative infrastrutturali descritte nel seguito del documento, aggiungerà le misure che intenderà adottare per agevolare il perseguimento degli obiettivi fissati.

In tali iniziative di natura incentivante potranno essere incluse agevolazioni logistiche ed eventualmente anche finanziarie di immediata e diretta ricaduta sui privati coinvolti.

Alla definizione del quadro d'azione, che necessariamente verrà arricchito dalle iniziative di natura privata, saranno disponibili tutte le informazioni necessarie a dotare di un ulteriore livello di dettaglio gli studi che in maniera preliminare risultano inclusi a supporto di questo documento di pianificazione, con particolare riferimento all'Analisi Costi Benefici, la cui redazione si fonda sulla disponibilità di informazioni inerenti la natura dell'investimento, la provenienza dei fondi, etc., tutti elementi che ne fissano il livello di dettaglio come previsto nel capitolo 5 delle linee guida.

Si specifica inoltre che in aggiunta alle iniziative oggetto del presente documento, risultano già programmate, e dunque in fase successiva alla pianificazione, iniziative di dragaggio e manutenzione dei fondali che scontano al momento le necessarie procedure autorizzative.

II.4.1. I consumi di energia elettrica

Nel seguito sono illustrati i consumi di energia elettrica dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale. In particolare, l'analisi è stata divisa in 3 parti: Brindisi, Bari e Manfredonia.

II.4.1.1. Brindisi

La Tabella seguente riporta l'elenco dei punti di consegna (POD) afferenti al porto di Brindisi.

Tabella 1. Elenco dei POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi

POD	INDIRIZZO DI FORNITURA
IT001E89742441	COSTA MORENA EST (FIUME PICCOLO) - BRINDISI
IT001E89756333	SPALATO/FABBR SERVIZI PASSEG. - BRINDISI
IT001E74997018	CALEFATI (BANCHINA FELTRINELLI) - BRINDISI
IT001E89180046	COSTA MORENA OVEST/ SERV IGIEN EX AREA AGENZIE - BRINDISI
IT001E70262920	COSTA MORENA OVEST/EX UFF. DOGANA - BRINDISI
IT001E72022744	CACCIA TORPED PERSEO- VIA RIZZO/ZONA SCIAIA- - BRINDISI



POD	INDIRIZZO DI FORNITURA
IT001E00225277	COSTA MORENA OVEST- - BRINDISI
IT001E89842147	EX P. FRANCO/CABINA MT/MONTECATINI/ PIF- - BRINDISI
IT001E89527166	REGINA DI BULGARIA/TERMINAL LEVANTE - BRINDISI
IT001E74608665	COSTA MORENA EST/IMP TECNOL NUOVO PIAZZALE - BRINDISI
IT001E74984987	SPALATO/SENO DI LEVANTE/BOX GDF V9 - BRINDISI
IT001E74540647	COSTA MORENA OVEST - BRINDISI
IT001E74817140	COSTA MORENA EST (FIUME PICCOLO) - BRINDISI
IT001E74810728	SANTA MARIA DEL CASALE/SCALO ALAGG VILL. PESCATORI-BANCH. MILLO
IT001E89497251	Regina di Bulgaria/Terminal di levante - BRINDISI
IT001E74984988	SPALATO (SENO DI LEVANTE) - BRINDISI
IT001E89602803	COSTA MORENA EST/BANCHINA DI RIVA - BRINDISI
IT001E89757885	DELLE BOCCE/ S. APOLLINARE/C.M. - BRINDISI
IT001E70262923	COSTA MORENA OVEST/BOX POLIZIA FRONTIERA - BRINDISI
IT001E89082923	DELLE BOCCE/POST VARCO DOG S'APOLLINARE - BRINDISI
IT001E70262921	COSTA MORENA OVEST/BOX G.D.F. - BRINDISI
IT001E74760622	S.Apollinare/Canale Pigonati - BRINDISI
IT001E74778233	Regina di Bulgaria/Stazione Marittima - BRINDISI
IT001E89723687	REGINA DI BULGARIA/CED EX STAZIONE MAR. - BRINDISI
IT001E74999430	BOCCE DI PUGLIA/SCIAIA - BRINDISI
IT001E74985011	REGINA DI BULGARIA/TUNNEL EX STAZ MARITTIMA - BRINDISI
IT001E74790377	REGINA DI BULGARIA/ILLUM VIABIL ITA' - BRINDISI
IT001E74702573	SPALATO/SENO DI LEVANTE/STAZ TRAGH CROCIERE - BRINDISI
IT001E74525776	S. APOLLINARE - BRINDISI
IT001E74525737	ENRICO FERMI - BRINDISI
IT001E74532935	VIA DELLE BOCCE - BRINDISI
IT001E74532936	S. APOLLINARE - BRINDISI

Con riferimento agli anni 2016-2018, la Tabella seguente riporta per ciascun POD e per ciascun mese/anno i consumi registrati, espressi in kWh.



Tabella 2. Consumi registrati da ciascun POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi negli anni 2016-2018

	Consumi totali 2016 (kWh)											
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
IT001E00225277												
IT001E70262921	663	555	558	302								
IT001E70262923	381	326	367	201								
IT001E72022744												
IT001E74532935												
IT001E74532936												
IT001E74540647										288	790	6487
IT001E74608665	68501	58705	55213	49811								
IT001E74702573	1009	930	950	863								
IT001E74760622	11928	10084	9486	8300								
IT001E74778233	28338	21803	27526	10566								
IT001E74790377	5783	5411	5781	5599								
IT001E74810728												
IT001E74982158	4508	4402	4138	3755								
IT001E74984987	342	399	427	285								
IT001E74984988	5013	4251	4114	3463								
IT001E74985011	2065	1807	1773	1521								
IT001E74997018												
IT001E74999430	156	141	131	99								
IT001E89082923	929	743	759	431								
IT001E89180046	172	152	131	136								
IT001E89497251	1850	1594	1662	1588								
IT001E89527166	633	590	640	612								
IT001E89602803	3795	4326	4628	3439								
IT001E89723687												
IT001E89742441												
IT001E89756333												
IT001E89757885												
IT001E89842147	3927	3628	3390	3623								
	Consumi totali 2017 (kWh)											
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
IT001E00225277					59789	100741	116908	123506	94921	68884	66488	95089
IT001E70262921					190	230	270	271	160	125	34	1



IT001E70262923					124	108	408	593	243	135	13	
IT001E72022744					2365	2111	2224	2433	2703	3044	3289	3452
IT001E74532935							3169	5264	6779	6425	7013	7575
IT001E74532936						94	1252	451		26	107	32
IT001E74540647	8618	8105	10039	10746	11658	12427	15749	18304	15213	15391	15910	17425
IT001E74608665					50721	45576	46001	54926	51520	48226	45659	63575
IT001E74702573												
IT001E74760622					8142	7320	7854	9936	11840	12706	12834	13587
IT001E74778233					8918	26812	33772	36130	19847	8604	18131	37379
IT001E74790377												
IT001E74810728					1545	1389	1468	1609	1770	1740	1413	1827
IT001E74982158												
IT001E74984987					240	282	292	242	213	267	242	222
IT001E74984988					2816	2582	2736	2988	3052	3510	3734	4049
IT001E74985011					1359	1246	1329	1464	1582	1807	1844	1932
IT001E74997018					1162	1050	1113	1242	1335	1443	2033	2874
IT001E74999430						2		2	1	1		3
IT001E89082923					124	248	356	370	161	96	63	16
IT001E89180046					55	112	151	226	122	85	81	94
IT001E89497251					1699	1010	1011	929	1627	1785	1504	1520
IT001E89527166					572	600	649	596	580	680	712	671
IT001E89602803					2449	2122	2137	2224	2301	2680	3200	3542
IT001E89723687					7106	9267	10588	9822	10086	10350	10657	10987
IT001E89742441					5735	7304	10036	10829	7364	5063	5537	7323
IT001E89756333					26	24	21	8	21	7	5	3
IT001E89757885					3643	3697	4219	4196	3624	3754	3912	4555
IT001E89842147					6203	7037	7784	8229	7873	7857	7982	8440
	Consumi totali 2018 (kWh)											
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
IT001E00225277	98821	83655										
IT001E70262921												
IT001E70262923												
IT001E72022744	3380	2895										
IT001E74532935	7381	5871	6057									
IT001E74532936	4											
IT001E74540647	18185	16582	17703		15525	16607						
IT001E74608665	67788	59733										



IT001E74702573													
IT001E74760622	13029	11039											
IT001E74778233	36996	38115											
IT001E74790377		140											
IT001E74810728	2142	1794											
IT001E74982158													
IT001E74984987	191	274											
IT001E74984988	3892	3329											
IT001E74985011	1860	1551											
IT001E74997018	2803	2350											
IT001E74999430	3	2											
IT001E89082923	18	16											
IT001E89180046	59	51											
IT001E89497251	1357	1239											
IT001E89527166	687	621											
IT001E89602803	2061	430											
IT001E89723687	11102	9762	10422										
IT001E89742441	7904	6725											
IT001E89756333	3	3											
IT001E89757885	4555	4071											
IT001E89842147	8212	7095											

La Tabella seguente riassume i dati sopra riportati, attraverso la media dei consumi per singolo POD.

Tabella 3. Media dei consumi registrati da ciascun POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi negli anni 2016-2018

POD	Consumi medi totali (kWh)												Totale
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	
IT001E00225277	98821	83655			59789	100741	116908	123506	94921	68884	66488	95089	908802
IT001E74608665	68145	59219	55213	49811	50721	45576	46001	54926	51520	48226	45659	63575	638592
IT001E74778233	32667	29959	27526	10566	8918	26812	33772	36130	19847	8604	18131	37379	290311
IT001E74540647	13402	12344	13871	10746	13592	14517	15749	18304	15213	7840	8350	11956	155882
IT001E74760622	13075	10981	10630	9237	7974	7513	7862	9401	10658	11787	12052	12885	124053
IT001E89723687	11102	9762	10422		7106	9267	10588	9822	10086	10350	10657	10987	110149
IT001E89842147	6070	5362	3390	3623	6203	7037	7784	8229	7873	7857	7982	8440	79849
IT001E89742441	7904	6725			5735	7304	10036	10829	7364	5063	5537	7323	73820
IT001E74790377	6844	3682	5639	5150	4268	3711	4017	4283	5596	5781	5598	5781	60349
IT001E74532935	7381	5871	6057				3169	5264	6779	6425	7013	7575	55534



Consumi medi totali (kWh)													
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
IT001E74984988	4999	4226	4543	3787	3233	2981	3224	3428	3546	4018	4290	4548	46821
IT001E89757885	4555	4071			3643	3697	4219	4196	3624	3754	3912	4555	40226
IT001E89602803	3547	2251	3978	3389	2756	2324	2476	2669	2820	2178	3520	3717	35622
IT001E74982158	3680	3071	3095	2779	1377	893	1359	779	1568	1485	2651	5491	28227
IT001E72022744	3380	2895			2365	2111	2224	2433	2703	3044	3289	3452	27896
IT001E74985011	2041	1731	1803	1524	1431	1289	1351	1483	1610	1855	1916	2028	20059
IT001E89497251	1604	1417	1662	1588	1699	1010	1011	929	1627	1785	1718	1520	17569
IT001E74997018	2803	2350			1162	1050	1113	1242	1335	1443	2033	2874	17405
IT001E74810728	2142	1794			1545	1389	1468	1609	1770	1740	1413	1827	16697
IT001E89527166	660	606	640	612	572	600	649	596	580	680	712	671	7578
IT001E74702573	1009	930	950	863									3752
IT001E89082923	474	380	759	431	124	248	356	370	161	96	63	7	3468
IT001E70262921	663	555	558	302	190	230	270	271	160	125	34	1	3359
IT001E74984987	267	337	427	285	240	282	292	242	213	267	242	222	3315
IT001E70262923	381	326	367	201	124	108	408	593	243	135	13		2899
IT001E74532936	4					94	1252	451		26	107	32	1966
IT001E89180046	116	102	131	136	55	112	151	226	122	85	81	94	1410
IT001E74999430	161	139	183	134	118	32	65	41	52	50	91	81	1146
IT001E89756333	3	3			26	24	21	8	21	7	5	3	121
TOTALE	29789 5	25474 1	15184 2	10516 2	18496 5	240951	277794	302259	252012	203589	213556	292112	2776874

Come si evince in modo chiaro dall'analisi dei dati, a fronte di un consumo complessivo di circa 2.7 GWh, il 33% del totale è assorbito dal POD IT001E00225277 - COSTA MORENA OVEST, mentre i primi cinque POD assorbono oltre il 76% del consumo totale di energia elettrica.

II.4.1.2. Bari

La Tabella seguente riporta l'elenco dei punti di consegna (POD) del porto di Bari.

Tabella 4. Elenco dei POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari

POD	INDIRIZZO DI FORNITURA
IT001E00221513	
IT001E00221515	



POD	INDIRIZZO DI FORNITURA
IT001E70246033	Varco Capitaneria
IT001E70257268	Ingresso Varco Dogana
IT001E70257270	Cantiere CDS
IT001E70263714	Area P.I.F.
IT001E70408762	Corso De Tullio
IT001E70554236	Molo Pizzoli
IT001E70564659	Palazzo Dogana
IT001E70574192	Locale piloti
IT001E70574681	Atrio Capitaneria/Polizia
IT001E70574685	Atrio Capitaneria/Polizia
IT001E70574708	Sede APL
IT001E71914876	
IT001E73930345	Locale piloti
IT001E74609998	
IT001E89144672	Colmata Marisabella
IT001E89416979	Darsena di Levante
IT001E89462744	
IT001E89581517	Area P.I.F.
IT001E89763001	Darsena di ponente
IT001E89837201	Blocco servizi B.Massi

Con riferimento agli anni 2016-2018, la Tabella seguente riporta per ciascun POD e per ciascun mese/anno i consumi registrati, espressi in kWh.

Tabella 5. Consumi registrati da ciascun POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari negli anni 2016-2018

POD	Consumi totali 2016 (kWh)											
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
IT001E00221513												
IT001E00221515												
IT001E70246033						1481	1988	2160	2578	2667	2581	2806



IT001E70257268	184	129	113	233	21	20	199	265	276	350	410	555
IT001E70257270	264	98	2874	307	400	407	388	538	500	412	390	361
IT001E70263714	1968	1640	2791	3722	3411	3021	3305	4378	4847	5886	6884	7181
IT001E70408762	5	140	219	142	156	194	280	221	202	164	215	298
IT001E70554236	6063	5192	4926	5209	4323	4054	4381	5264	5721	6328	6584	6917
IT001E70564659						4909	5151	5665	6101	6173	6044	6348
IT001E70574192												
IT001E70574681	140	132	140	135	140	85	26	215	24	70	41	
IT001E70574685	415	438	485	587	644	817	1009	931	802	679	578	494
IT001E70574708	11564	10005	10247	6606	5707	8236	11261	10795	7996	6201	7347	10621
IT001E71914876												
IT001E73930345												
IT001E74609998	1017	1007	237	171	627	937	689	820	806	665	892	1614
IT001E89144672	31720	27207	28571	26983	30169	31514	34860	35858	34048	36636	38171	42779
IT001E89416979	19348	15196	11695	9823	9339	8499	9649	10076	10129	11139	11671	13047
IT001E89462744	74	63	67	63	67	66	70	71	67	71	65	67
IT001E89581517	12173	9619	11347	8650	7618	14568	17371	16714	13097	9993	8564	11946
IT001E89763001												
IT001E89837201	34745	31846	33369	31494	32602	28589	29365	29166	26616	24834	28151	29481
	Consumi totali 2017 (kWh)											
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
IT001E00221513	57370	46010	34176	26488	39463	72877	101591	108881	57346	31605	37313	59432
IT001E00221515	79252	64662	61405	52730	60345	82147	93570	102176	74565	40885	49985	68983
IT001E70246033	2775	2591	2542	2329	2988	2554	2375	2195	2402	4179	2926	3283
IT001E70257268	257	438	204	203	329	405	425	446	274	511	378	215
IT001E70257270	419	356	481	342	398	377	492	735	409	506	389	399
IT001E70263714	7084	5922	6037	4686	3354	2524	3350	2249	4861	3610	3050	5501
IT001E70408762	631	354	262	110	27	22	21	20	32	37	44	55
IT001E70554236	6892	5829	5835	5133	5072	4843	5155	5138	5824	6831	7132	8153
IT001E70564659	6129	5072	5051	4448	5539	5397	5606	4717	4310	4969	6878	8785
IT001E70574192	853	339	366	329	306	281	369	300	425	892	787	942
IT001E70574681		75	92	78	121	81	81	322	458	481	767	1000
IT001E70574685	360	387	507	604	764	919	1047	1055	866	704	539	454
IT001E70574708	12932	8436	7959	6399	6678	9000	11875	11386	7910	6630	8149	10548
IT001E71914876	1570	1305	1204	1034	943	813	825	899	871	1013	1487	1484
IT001E73930345	2380	2151	2380	2304	2381	2305	2381	2380	2304	2381	2305	2381
IT001E74609998	2115	1230	854	605	744	1154	1411	1340	950	792	908	1396



IT001E89144672	39766	30025	30114	29104	31379	29786	37166	40102	36569	38353	42193	45057
IT001E89416979	13357	10791	10350	6854	7892	8590	9590	10593	10682	11316	11709	12979
IT001E89462744	79	60	68	63	65	63	66	66	64	57		
IT001E89581517	14968	10938	9070	5031	9373	16923	20047	20425	15853	6667	8842	13597
IT001E89763001	18015	14203	11876	13376	20857	15892	16397	16611	15284	18055	16189	19481
IT001E89837201	31097	26273	27289	22358	23527	25070	28022	28374	20737	22718	24603	27451

La Tabella seguente riassume i dati sopra riportati, attraverso la media dei consumi per singolo POD.

Tabella 6. Media dei consumi registrati da ciascun POD dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari negli anni 2016-2018

POD	Consumi medi totali (kWh)												Totale
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	
IT001E00221515	79252	64662	61405	52730	60345	82147	93570	102176	74565	40885	49985	68983	830705
IT001E00221513	57370	46010	34176	26488	39463	72877	101591	108881	57346	31605	37313	59432	672552
IT001E89144672	35743	28616	29343	28044	30774	30650	36013	37980	35309	37495	40182	43918	414065
IT001E89837201	32921	29060	30329	26926	28065	26830	28694	28770	23677	23776	26377	28466	333889
IT001E89763001	18015	14203	11876	13376	20857	15892	16397	16611	15284	18055	16189	19481	196236
IT001E89581517	13571	10279	10209	6841	8496	15746	18709	18570	14475	8330	8703	12772	146697
IT001E89416979	16353	12994	11023	8339	8616	8545	9620	10335	10406	11228	11690	13013	132157
IT001E70574708	12248	9221	9103	6503	6193	8618	11568	11091	7953	6416	7748	10585	107244
IT001E70554236	6478	5511	5381	5171	4698	4449	4768	5201	5773	6580	6858	7535	68400
IT001E70564659	6129	5072	5051	4448	5539	5153	5379	5191	5206	5571	6461	7567	66766
IT001E70263714	4526	3781	4414	4204	3383	2773	3328	3314	4854	4748	4967	6341	50631
IT001E70246033	2775	2591	2542	2329	2988	2018	2182	2178	2490	3423	2754	3045	31313
IT001E73930345	2380	2151	2380	2304	2381	2305	2381	2380	2304	2381	2305	2381	28033
IT001E71914876	1570	1305	1204	1034	943	813	825	899	871	1013	1487	1484	13448
IT001E74609998	1566	1119	546	388	686	1046	1050	1080	878	729	900	1505	11491
IT001E70574685	388	413	496	596	704	868	1028	993	834	692	559	474	8043
IT001E70574192	853	339	366	329	306	281	369	300	425	892	787	942	6189
IT001E70257270	342	227	1678	325	399	392	440	637	455	459	390	380	6121
IT001E70257268	221	284	159	218	175	213	312	356	275	431	394	385	3420
IT001E70574681	140	104	116	107	131	83	54	269	241	276	404	1000	2922
IT001E70408762	318	247	241	126	92	108	151	121	117	101	130	177	1926
IT001E89462744	77	62	68	63	66	65	68	69	66	64	65	67	797



	Consumi medi totali (kWh)												
POD	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
TOTALE	293233	238246	222102	190886	225296	281868	338494	357397	263801	205146	226646	289931	3133042

Come si evince in modo chiaro dall'analisi dei dati, a fronte di un consumo complessivo di circa 3.1 GWh, il 26% del totale è assorbito dal POD IT001E00221515, mentre i primi cinque POD assorbono oltre il 78% del consumo totale di energia elettrica.

II.4.1.3. Manfredonia

Per quanto attiene la sede di Manfredonia, gli ultimi dati disponibili sono riferiti al 2016 e sono di seguito riportati

Tabella 7. Consumi per il 2016 riferiti alla sede di Manfredonia dell'Autorità di Sistema Portuale

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Lungomare N. Sauro (Sede)												
POD:	IT001E71967120												
Potenza Impegnata:	4,5 Kw												
Potenza Disponibile:	5,0 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	352,00	467,00	427,00	348,00	362,00	318,00	293,00	375,00	536,00	434,00	377,00	324,00	4.613,00

Tabella 8. Consumi per il 2016 riferiti al porto commerciale della sede di Manfredonia dell'Autorità di Sistema Portuale

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Via Molo di Levante												
POD:	IT001E72120359												
Potenza Impegnata:	11,00 Kw												
Potenza Disponibile:	11,00 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	3.354,00	3.425,00	3.120,00	2.731,00	2.635,00	2.376,00	2.106,00	1.964,00	2.594,00	2.967,00	3.253,00	3.672,00	34.197,00

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Via Molo di Ponente												
POD:	IT001E00249168												
Potenza Impegnata:	53,10 Kw												
Potenza Disponibile:	53,10 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	12.027,00	12.600,00	11.993,00	10.520,00	10.213,00	7.712,00	7.197,00	7.575,00	8.683,00	9.786,00	11.281,00	11.636,00	121.223,00



Tabella 9. Consumi per il 2016 riferiti al porto industriale della sede di Manfredonia dell'Autorità di Sistema Portuale

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Porto Industriale												
POD:	IT001E89789559												
Potenza Impegnata:	80,00 Kw												
Potenza Disponibile:	80,00 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	4.344,00	4.657,00	4.590,00	3.922,00	3.772,00	3.220,00	2.925,00	2.192,00	2.652,00	3.099,00	3.342,00	3.829,00	42.544,00

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Porto Industriale												
POD:	IT001E89789562												
Potenza Impegnata:	50,00 Kw												
Potenza Disponibile:	50,00 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	7.802,00	8.392,00	8.267,00	7.170,00	6.670,00	5.933,00	5.467,00	4.840,00	5.134,00	5.723,00	6.141,00	7.154,00	78.693,00

ANNO:	2016												
Indirizzo Fornitura:	Porto Industriale												
POD:	IT001E89789565												
Potenza Impegnata:	25,00 Kw												
Potenza Disponibile:	25,00 Kw												
Consumi:	Novembre 2015	Dicembre 2015	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Totale
Kw	4.277,00	4.793,00	4.716,00	4.029,00	4.089,00	3.096,00	2.765,00	2.318,00	2.450,00	2.584,00	2.851,00	3.446,00	41.414,00

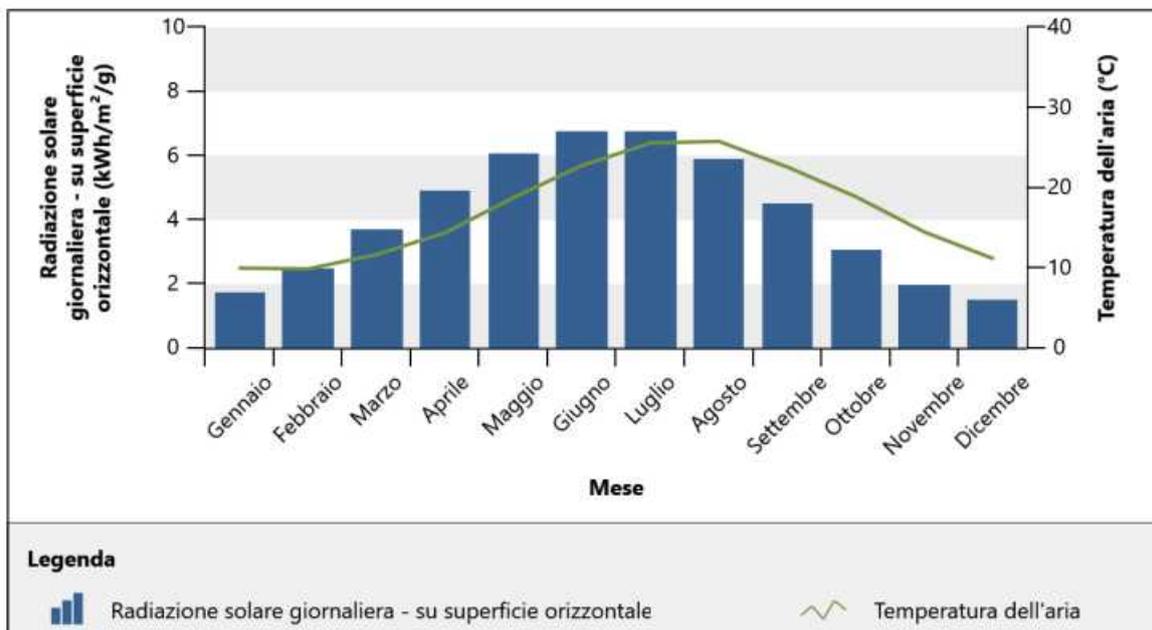
II.4.2. I consumi di energia termica

Nel seguito sono illustrati i consumi di energia termica dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale. Analogamente allo studio dei consumi di energia elettrica, anche l'analisi dei consumi di energia termica è stata divisa in 3 parti: Brindisi, Bari e Manfredonia.



II.4.2.1. Brindisi

Dati climatici



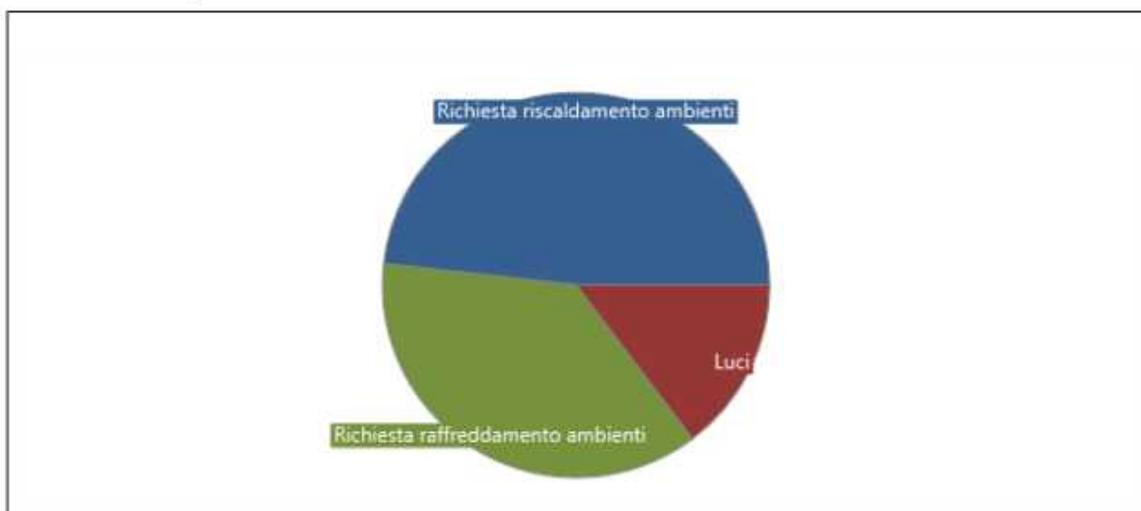
Temperatura di progetto riscaldamento	4.1								
Temperatura di progetto raffreddamento	31.0								
Ampiezza temperatura del suolo	5.8								
Mese	Temperatura dell'aria	Umidità relativa	Precipitazione	Radiazione solare giornaliera - su superficie orizzontale	Pressione atmosferica	Velocità del vento	Temperatura del suolo	Gradi-giorno riscaldamento	Gradi giorno raffreddamento
	°C	%	mm	kWh/m²/g	kPa	m/s	°C	°C-g	°C-g
Gennaio	10.0	78.7%	105.53	1.75	101.9	3.8	14.4	248	0
Febbraio	9.9	76.8%	79.71	2.50	101.6	4.3	14.0	227	0
Marzo	11.7	76.3%	85.02	3.70	101.6	4.1	14.3	195	53
Aprile	14.4	76.0%	76.88	4.91	101.3	3.7	15.2	108	132
Maggio	18.8	76.3%	52.01	6.09	101.5	3.3	18.2	0	273
Giugno	22.8	74.3%	44.25	6.78	101.5	3.3	21.8	0	384
Luglio	25.6	74.2%	31.30	6.78	101.5	3.5	24.3	0	484
Agosto	25.8	75.6%	34.82	5.91	101.5	3.1	25.5	0	490
Settembre	22.6	76.6%	91.57	4.49	101.7	3.1	23.8	0	378
Ottobre	18.9	78.6%	98.95	3.09	101.7	3.4	21.2	0	276
Novembre	14.5	78.8%	133.69	1.99	101.8	3.8	18.2	105	135
Dicembre	11.2	79.2%	132.59	1.50	101.8	4.0	15.7	211	37
Annuale	17.2	76.8%	966.32	4.13	101.6	3.6	18.9	1.094	2.641

Figura 6. Dati climatici di Brindisi



Le figure seguenti riportano per ciascuno dei principali edifici dell'area portuale di Brindisi la stima della richiesta di energia con un'indicazione sommaria degli obiettivi di riduzione dei consumi auspicabili.

Richiesta d'energia - caso di riferimento



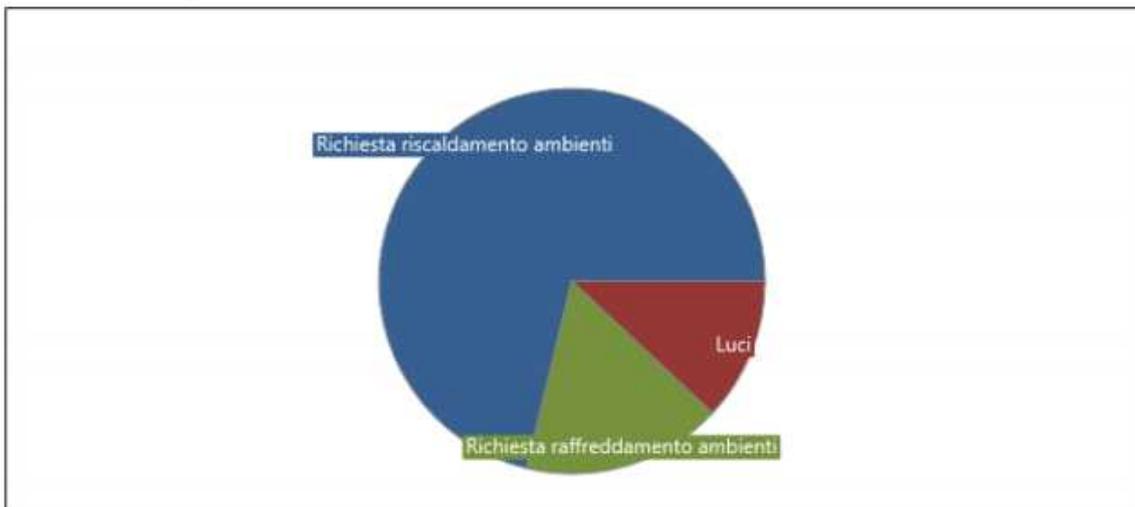
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	469.824	48.2%
Richiesta raffreddamento ambienti	360.959	37.1%
Luci	143.331	14.7%

Dimensioni dell'impianto	4.768	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	88.1	kWh/m ²
Obiettivo	-26.9%	
Caso proposto	64.4	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	420.259	kWh
Caso proposto	307.122	kWh
Combustibile risparmiato	113.137	kWh

Figura 7. Richieste di energia – Ex stazione Marittima - Brindisi



Richiesta d'energia - caso di riferimento



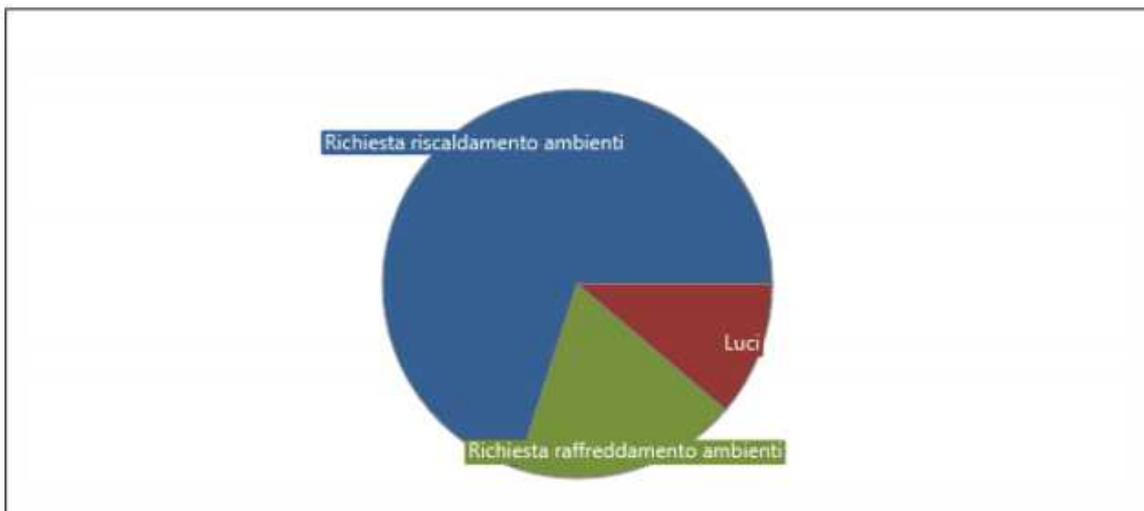
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	220.087	71.2%
Richiesta raffreddamento ambienti	51.854	16.8%
Luci	37.094	12%

Dimensioni dell'impianto	1.231	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	104	kWh/m ²
Obiettivo	-20.9%	
Caso proposto	82.1	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	127.740	kWh
Caso proposto	100.991	kWh
Combustibile risparmiato	26.749	kWh

Figura 8. Richieste di energia – Posto ispezione frontiera - Brindisi



Richiesta d'energia - caso di riferimento



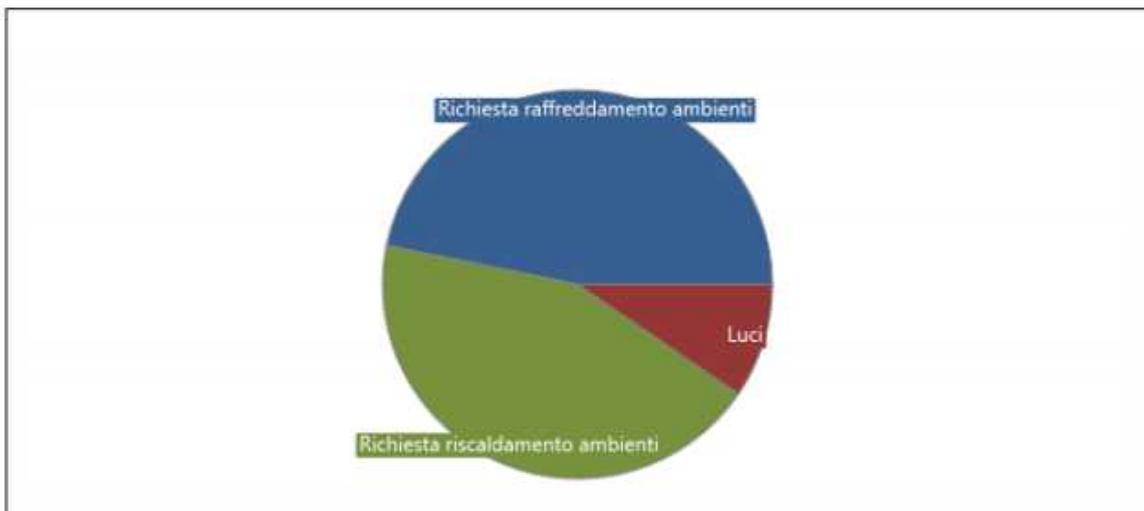
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	114.049	70%
Richiesta raffreddamento ambienti	30.507	18.7%
Luci	18.315	11.2%

Dimensioni dell'impianto	608	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	109	kWh/m ²
Obiettivo	-21.5%	
Caso proposto	85.9	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	66.500	kWh
Caso proposto	52.229	kWh
Combustibile risparmiato	14.271	kWh

Figura 9. Richieste di energia – stazione extra schengen - Brindisi



Richiesta d'energia - caso di riferimento



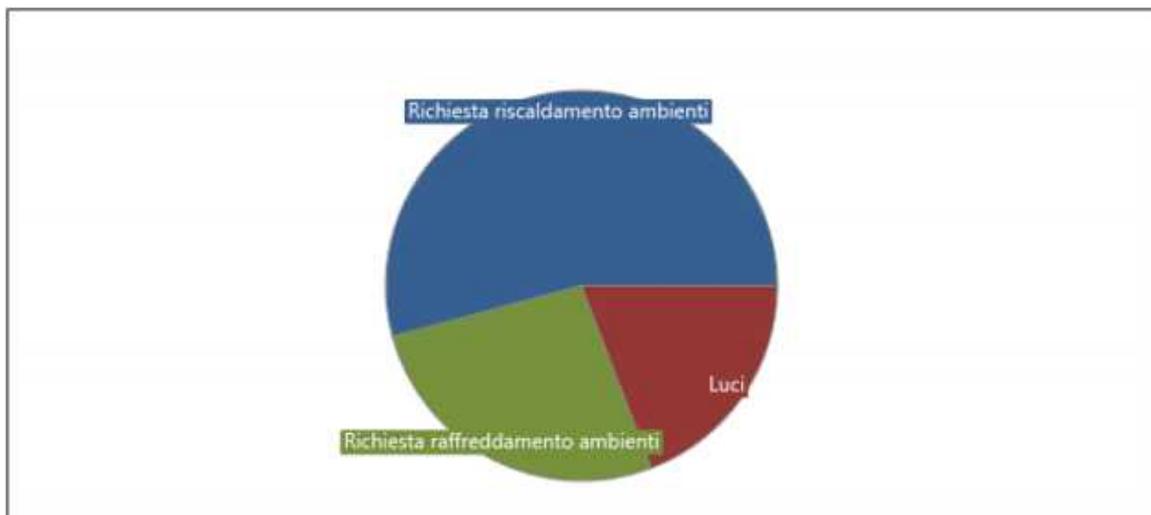
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta raffreddamento ambienti	130.340	46.8%
Richiesta riscaldamento ambienti	121.686	43.7%
Luci	26.543	9.5%

Dimensioni dell'impianto	734	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	151	kWh/m ²
Obiettivo	-31.6%	
Caso proposto	103	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	110.551	kWh
Caso proposto	75.637	kWh
Combustibile risparmiato	34.915	kWh

Figura 10. Richieste di energia – stazione traghetti - Brindisi



Richiesta d'energia - caso di riferimento



Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	271.822	54.2%
Richiesta raffreddamento ambienti	133.484	26.6%
Luci	96.218	19.2%

Dimensioni dell'impianto	3.208	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	72.1	kWh/m ²
Obiettivo	-23.6%	
Caso proposto	55.1	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	231.320	kWh
Caso proposto	176.711	kWh
Combustibile risparmiato	54.609	kWh

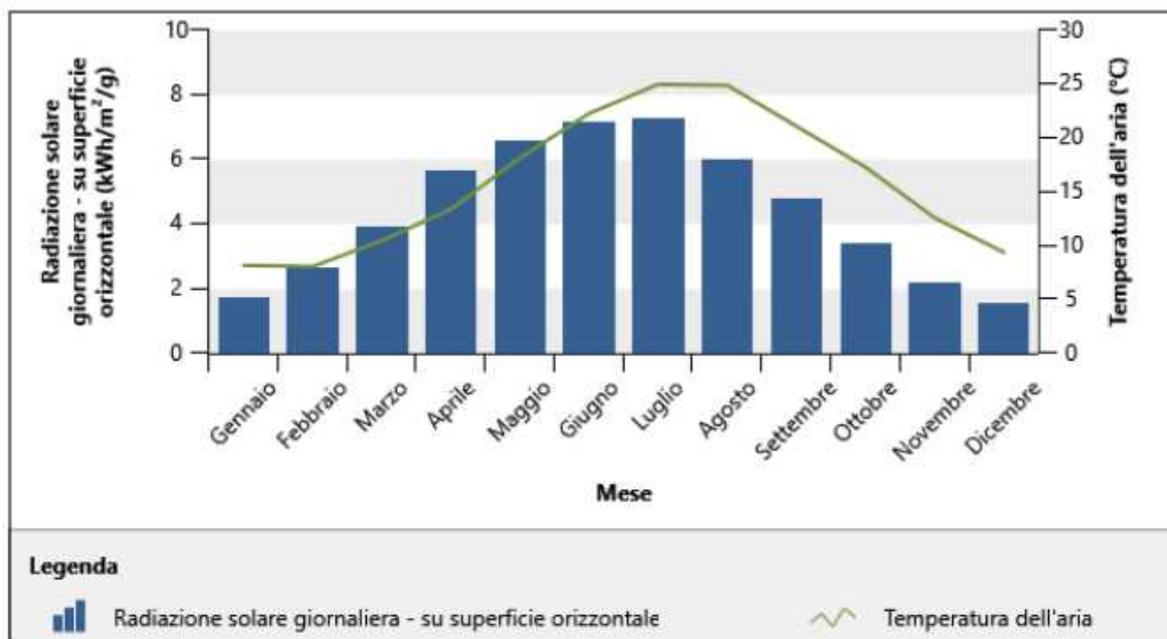
Figura 11. Richieste di energia – terminal levante - Brindisi



II.4.2.2. Bari

Analogamente al caso di Brindisi, la Figura 12 riporta i dati climatici di Bari, utili alla realizzazione delle stime sull'efficiamento energetico degli edifici

Dati climatici

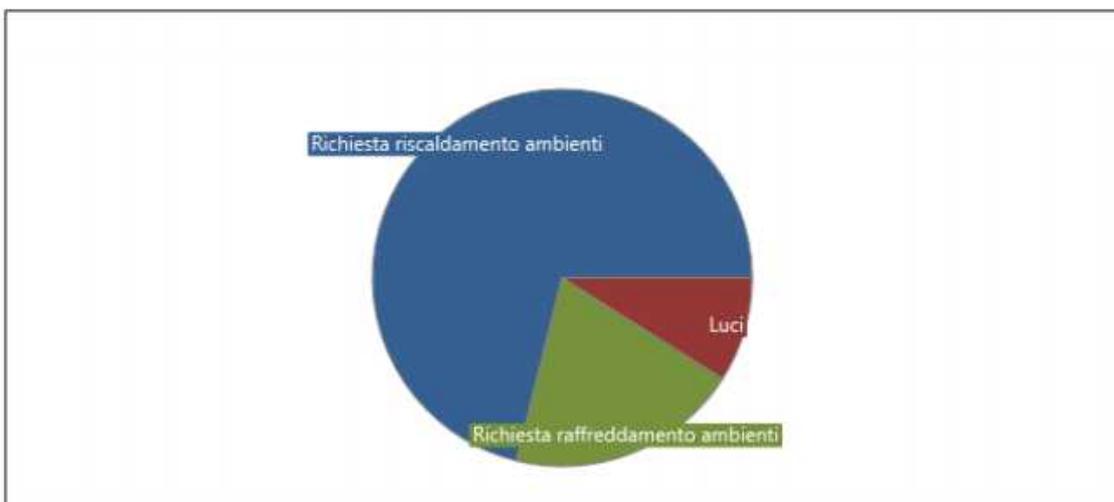


	Temperatura di progetto riscaldamento	2.0							
	Temperatura di progetto raffreddamento	31.9							
	Ampiezza temperatura del suolo	12.3							
Mese	Temperatura dell'aria	Umidità relativa	Precipitazione	Radiazione solare giornaliera - su superficie orizzontale	Pressione atmosferica	Velocità del vento	Temperatura del suolo	Gradi-giorno riscaldamento	Gradi giorno raffreddamento
	°C	%	mm	kWh/m²/g	kPa	m/s	°C	°C-g	°C-g
Gennaio	8.2	76.9%	114.02	1.74	101.3	3.3	11.2	304	0
Febbraio	8.1	73.0%	76.87	2.68	101.1	3.5	11.3	277	0
Marzo	10.5	71.1%	78.46	3.91	101.0	3.6	13.0	233	16
Aprile	13.4	70.3%	79.56	5.68	100.8	3.4	15.4	138	102
Maggio	18.2	69.3%	48.95	6.59	100.9	3.1	19.9	0	254
Giugno	22.3	65.6%	43.55	7.16	100.9	3.1	24.4	0	369
Luglio	25.0	64.4%	30.82	7.31	101.0	3.1	27.3	0	465
Agosto	24.9	67.0%	41.31	6.03	101.0	3.0	27.7	0	462
Settembre	21.1	72.1%	89.25	4.81	101.2	3.0	24.1	0	333
Ottobre	17.3	76.8%	86.51	3.44	101.2	2.9	20.0	22	226
Novembre	12.6	78.1%	126.56	2.22	101.2	3.1	15.5	162	78
Dicembre	9.4	77.6%	139.51	1.54	101.2	3.3	12.3	267	0
Annuale	16.0	71.8%	955.37	4.43	101.1	3.2	18.5	1.402	2.305

Figura 12. Dati climatici di Bari



Richiesta d'energia - caso di riferimento



Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	123.337	71.1%
Richiesta raffreddamento ambienti	34.473	19.9%
Luci	15.594	9%

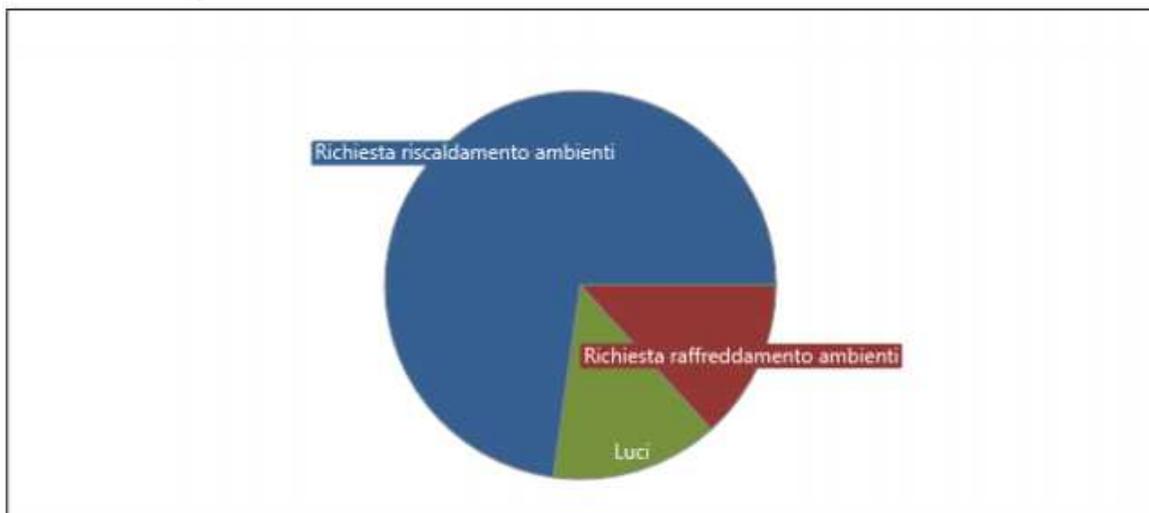
Dimensioni dell'impianto	518	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	132	kWh/m ²
Obiettivo	-24.4%	
Caso proposto	99.6	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	68.197	kWh
Caso proposto	51.575	kWh
Combustibile risparmiato	16.622	kWh

Le figure seguenti riportano per ciascun edificio dell'area portuale di Bari preso in esame la stima della richiesta di energia con un'indicazione sommaria degli obiettivi di riduzione dei consumi auspicabili.

Figura 13. Richieste di energia – banchina massi - Bari



Richiesta d'energia - caso di riferimento



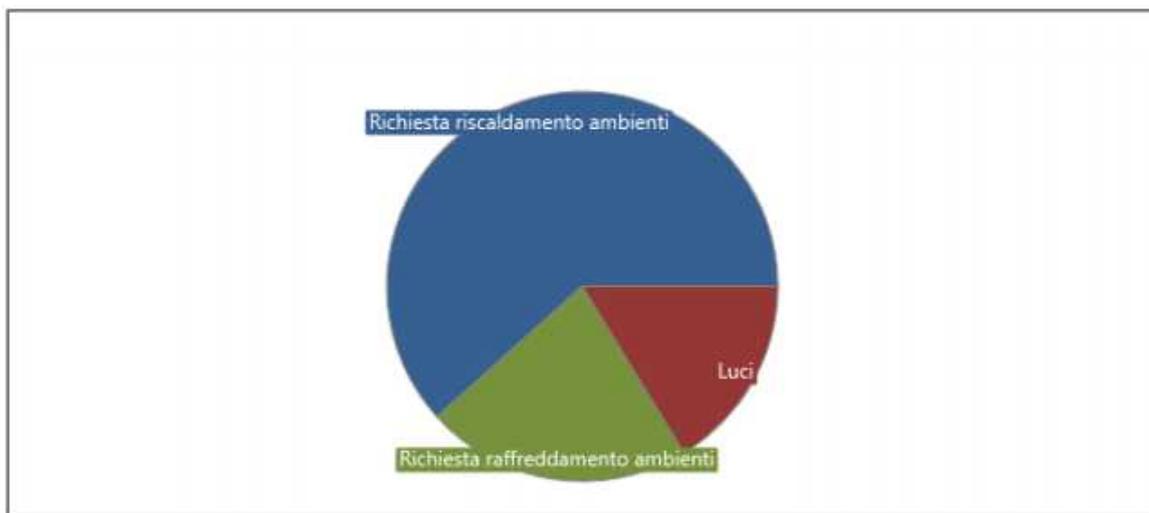
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	166.447	72.8%
Luci	31.851	13.9%
Richiesta raffreddamento ambienti	30.439	13.3%

Dimensioni dell'impianto	1.072	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	90.9	kWh/m ²
Obiettivo	-24.1%	
Caso proposto	69	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	97.480	kWh
Caso proposto	74.019	kWh
Combustibile risparmiato	23.461	kWh

Figura 14. Richieste di energia – casa del portuale - Bari



Richiesta d'energia - caso di riferimento



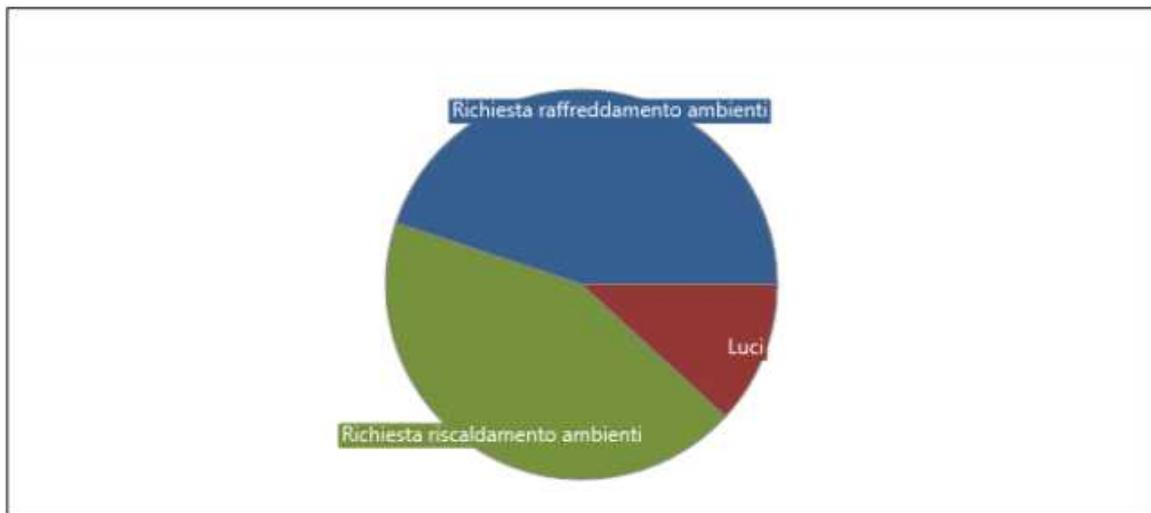
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	193.137	61.7%
Richiesta raffreddamento ambienti	68.988	22%
Luci	51.029	16.3%

Dimensioni dell'impianto	1.692	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	81.8	kWh/m ²
Obiettivo	-25.1%	
Caso proposto	61.3	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	138.404	kWh
Caso proposto	103.726	kWh
Combustibile risparmiato	34.677	kWh

Figura 15. Richieste di energia – palazzina PIF - Bari



Richiesta d'energia - caso di riferimento



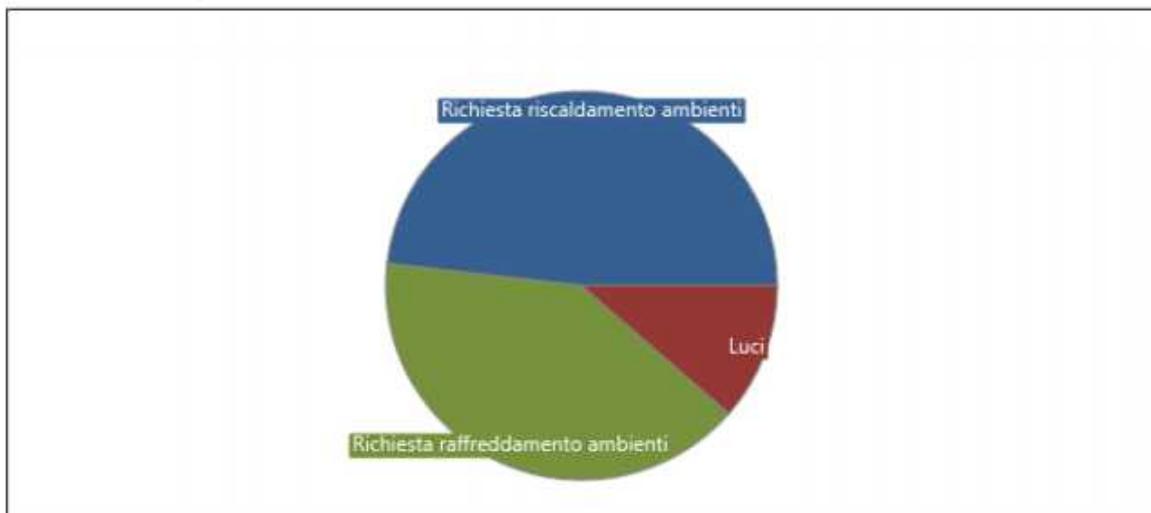
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta raffreddamento ambienti	487.305	44.9%
Richiesta riscaldamento ambienti	469.791	43.3%
Luci	128.600	11.8%

Dimensioni dell'impianto	4.263	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	105	kWh/m ²
Obiettivo	-36.5%	
Caso proposto	66.6	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	447.632	kWh
Caso proposto	284.039	kWh
Combustibile risparmiato	163.593	kWh

Figura 16. Richieste di energia – stazione marittima - Bari



Richiesta d'energia - caso di riferimento



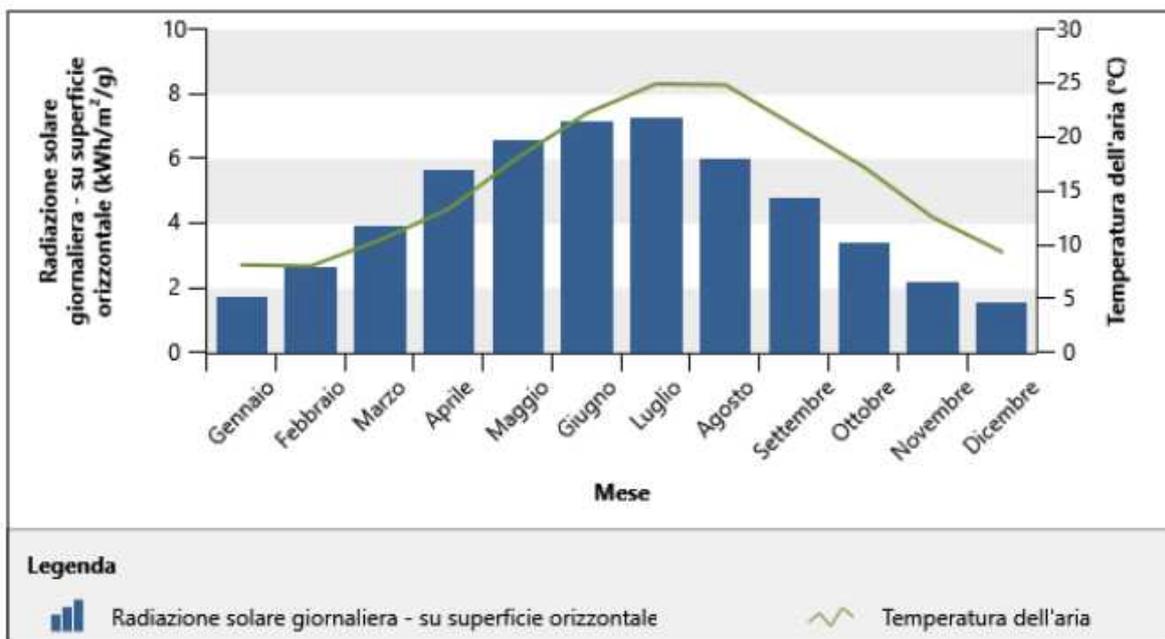
Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	501.222	48.2%
Richiesta raffreddamento ambienti	420.152	40.4%
Luci	118.978	11.4%

Dimensioni dell'impianto	3.994	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	107	kWh/m ²
Obiettivo	-33.5%	
Caso proposto	71	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	426.103	kWh
Caso proposto	283.466	kWh
Combustibile risparmiato	142.637	kWh

Figura 17. Richieste di energia – terminal crociere - Bari



Dati climatici



Temperatura di progetto riscaldamento	2.0								
Temperatura di progetto raffreddamento	31.9								
Ampiezza temperatura del suolo	12.3								
Mese	Temperatura dell'aria	Umidità relativa	Precipitazione giornaliera	Radiazione solare giornaliera - su superficie orizzontale	Pressione atmosferica	Velocità del vento	Temperatura del suolo	Gradi-giorno riscaldamento	Gradi giorno raffreddamento
	°C	%	mm	kWh/m²/g	kPa	m/s	°C	°C-g	°C-g
Gennaio	8.2	76.9%	114.02	1.74	101.3	3.3	11.2	304	0
Febbraio	8.1	73.0%	76.87	2.68	101.1	3.5	11.3	277	0
Marzo	10.5	71.1%	78.46	3.91	101.0	3.6	13.0	233	16
Aprile	13.4	70.3%	79.56	5.68	100.8	3.4	15.4	138	102
Maggio	18.2	69.3%	48.95	6.59	100.9	3.1	19.9	0	254
Giugno	22.3	65.6%	43.55	7.16	100.9	3.1	24.4	0	369
Luglio	25.0	64.4%	30.82	7.31	101.0	3.1	27.3	0	465
Agosto	24.9	67.0%	41.31	6.03	101.0	3.0	27.7	0	462
Settembre	21.1	72.1%	89.25	4.81	101.2	3.0	24.1	0	333
Ottobre	17.3	76.8%	86.51	3.44	101.2	2.9	20.0	22	226
Novembre	12.6	78.1%	126.56	2.22	101.2	3.1	15.5	162	78
Dicembre	9.4	77.6%	139.51	1.54	101.2	3.3	12.3	267	0
Annuale	16.0	71.8%	955.37	4.43	101.1	3.2	18.5	1.402	2.305

Figura 18. Dati climatici di Manfredonia

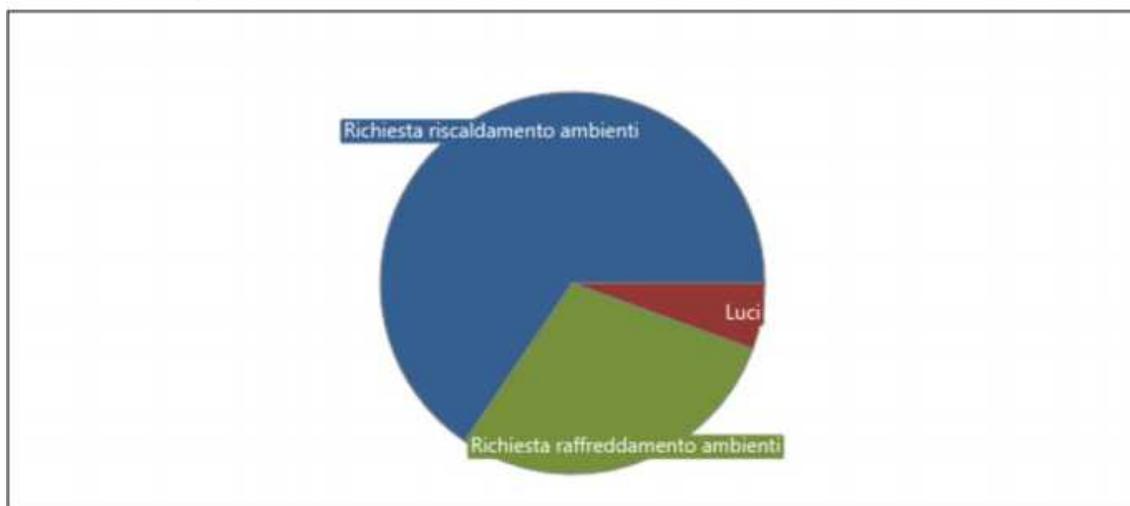
II.4.2.3. Manfredonia

Analogamente ai casi di Brindisi e Bari, la Figura 18 riporta i dati climatici di Manfredonia, utili alla realizzazione delle stime sull'efficiamento energetico dell'unico edificio sede dell'Autorità di Sistema Portuale.



Di seguito la figura che riporta la stima della richiesta di energia per l'unico edificio della sede di Manfredonia con un'indicazione sommaria degli obiettivi di riduzione dei consumi auspicabili.

Richiesta d'energia - caso di riferimento



Richiesta d'energia - caso di riferimento		
Sezione	kWh	%
Richiesta riscaldamento ambienti	15.553	65.5%
Richiesta raffreddamento ambienti	6.854	28.9%
Luci	1.327	5.6%

Dimensioni dell'impianto	118	m ²
Punto di riferimento	143	kWh/m ²
Paese - Regione	Italia	
Notes	Energia elettrica	
Caso di riferimento	74.9	kWh/m ²
Obiettivo	-34.9%	
Caso proposto	48.7	kWh/m ²
Impianto - Piano		
Consumo combustibile	Annuale	
Caso di riferimento	8.796	kWh
Caso proposto	5.724	kWh
Combustibile risparmiato	3.072	kWh

Figura 19. Richiesta di energia edificio di Manfredonia



SEZIONE II.5. Il traffico navale

Le tabelle seguenti riassumono il traffico navale registrato nei porti di Brindisi, Bari e Manfredonia

Tabella 10. Traffico navale nel porto di Brindisi – Anni 2016-2017

	ANNO PERIODO DA/A	2016 GENNAIO-DICEMBRE			2017 GENNAIO-DICEMBRE			Differenza	
		IN	OUT	TOTALE	IN	OUT	TOTALE	TOTALE	%
A1	TOTALE TONNELLATE	7.521.954	2.575.609	10.097.563	7.007.780	2.499.728	9.507.508	590.055	-5,8%
A2	RINFUSE LIQUIDE	2.147.307	477.316	2.624.623	1.996.777	427.316	2.424.093	200.530	-7,6%
	di cui:								
A21	Petrolio greggio	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A22	Prodotti (petroliferi) raffinati	1.115.468	305.950	1.421.418	1.113.390	287.511	1.400.901	20.517	-1,4%
A23	Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale	637.863	171.366	809.229	585.750	139.805	725.555	83.674	-10,3%
A24	Prodotti chimici	1.573	0	1.573	3.000	0	3.000	1.427	90,7%
A25	Altre rinfuse liquide	392.403	0	392.403	294.637	0	294.637	97.766	-24,9%
A3	RINFUSE SOLIDE	3.754.648	373.061	4.127.709	3.202.500	231.942	3.434.442	693.267	-16,8%
	di cui:								
A31	Cereali	65.457		65.457	100.252	0	100.252	34.795	53,2%
A32	Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi	192.984	16	193.000	222.893	3.001	225.894	32.894	17,0%
A33	Carboni fossili e ligniti	3.468.363	0	3.468.363	2.854.862	0	2.854.862	613.501	-17,7%
A34	Minerali/cementi/calci	0	373.045	373.045	0	228.941	228.941	144.104	-38,6%
A35	Prodotti metallurgici	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A36	Prodotti chimici	27.844	0	27.844	24.493	0	24.493	3.351	-12,0%
A37	Altre rinfuse solide	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A4	MERCI VARIE IN COLLI	1.619.999	1.725.232	3.345.231	1.808.503	1.840.470	3.648.973	303.742	9,1%
	di cui:								
A41	In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)	242.636	293.026	535.662	292.520	320.650	613.170	77.508	14,5%
A42	Ro-Ro (contenitori esclusi)	1.313.280	1.412.045	2.725.325	1.349.696	1.464.617	2.814.313	88.988	3,3%
A43	Altre merci varie	64.083	20.161	84.244	166.287	55.203	221.490	137.246	162,9%
	ALTRE INFORMAZIONI (numero)								
B1	Numero toccate			2.484			n.d.		
B12	Stazza lorda			n.d.			n.d.		
B2	Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)	263.943	269.426	533.369	246.934	245.179	492.113	41.256	-7,7%
	di cui:								
B21	Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B22	Passeggeri traghetti	263.943	269.426	533.369	246.934	245.179	492.113	41.256	-7,7%
B3	Numero di passeggeri crociere			5.270			109.008	103.738	1968,5%
	di cui:								
B31	"Home Port"	6	1	7	10.809	12.030	22.839	22.832	326171,4%
B32	"Transiti" (da contarsi una sola volta)			5.263			86.169	80.906	1537,3%
B4	Numero di container in TEU (B41+B42)	920	937	1.857	490	616	1.106	751	-40,4%
	di cui:								
B41	"Hinterland" (B411+B412)			0			0		
	di cui:								
B411	Vuoti	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.			
B412	Pieni	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.			
B42	"Transhipped" (B421+B422)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
	di cui:								
B421	Vuoti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B422	Pieni	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B5									
B51	Numero unità Ro-Ro	59.841	64.135	123.976	60.756	66.137	126.893	2.917	2,4%
B52	Numero veicoli privati	44.536	48.149	92.685	41.974	35.907	77.881	14.804	-16,0%
B53	Numero veicoli commerciali	0	0	0	0	0	0	0	0,0%

Fonte: Avvisatore Marittimo del Porto di Brindisi - elaborazione: SIT - ufficio rilevazioni statistiche AdSP del Mare Adriatico Meridionale
aggiornamento: Gennaio 2018



Tabella 11. Traffico navale nel porto di Bari – Anni 2016-2017

ANNO PERIODO DA/A	2016 GENNAIO-DICEMBRE			2017 GENNAIO-DICEMBRE			Differenza				
	IN	OUT	TOTALE	IN	OUT	TOTALE	TOTALE	%			
A1	TOTALE TONNELLATE			3.579.043	2.030.659	5.609.702	3.610.507	2.051.420	5.661.927	52.225	0,9%
A2	RINFUSE LIQUIDE			0	0	0	0	0	0	0,0%	
	di cui:										
A21	Petrolio greggio	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
A22	Prodotti (petroliferi) raffinati	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
A23	Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
A24	Prodotti chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
A25	Altre rinfuse liquide	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
A3	RINFUSE SOLIDE			1.875.998	168.716	2.044.714	1.689.857	50.008	1.739.865	304.849	-14,9%
	di cui:										
A31	Cereali	1.723.667	162.933	1.886.600	1.524.459	50.008	1.574.467	312.133	-16,5%		
A32	Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi	5.544	0	5.544	14.298	0	14.298	8.754	157,9%		
A33	Carboni fossili e ligniti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%		
A34	Minerali/cementi/calci	18.874	0	18.874	39.375	0	39.375	20.501	108,6%		
A35	Prodotti metallurgici	25.165	5.783	30.948	0	0	0	30.948	-100,0%		
A36	Prodotti chimici	102.748	0	102.748	110.492	0	110.492	7.744	7,5%		
A37	Altre rinfuse solide	0	0	0	1.233	0	1.233	1.233	0,0%		
A4	MERCI VARIE IN COLLI			1.703.045	1.861.943	3.564.988	1.920.650	2.001.412	3.922.062	357.074	10,0%
	di cui										
A41	In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)	346.652	398.194	744.846	354.525	375.556	730.081	14.765	-2,0%		
A42	Ro-Ro (contenitori esclusi)	1.343.202	1.447.672	2.790.874	1.552.242	1.612.838	3.165.080	374.206	13,4%		
A43	Altre merci varie	13.191	16.077	29.268	13.883	13.018	26.901	2.367	-8,1%		
	ALTRE INFORMAZIONI (numero)										
B1	Numero toccate						2.219				
B12	Stazza lorda						51.915.643				
B2	Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)			564.222	556.491	1.120.713	627.338	595.602	1.222.940	102.227	9,1%
	di cui:										
B21	Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
B22	Passeggeri traghetti	564.222	556.491	1.120.713	627.338	595.602	1.222.940	102.227	9,1%		
B3	Numero di passeggeri crociere						400.875				
	di cui:										
B31	"Home Port"	52.367	56.770	109.137	80.064	84.096	164.160	55.023	50,4%		
B32	"Transiti" (da contarsi una sola volta)			291.738			233.428	58.310	-20,0%		
B4	Numero di container in TEU (B41+B42)			35.708	35.885	71.593	34.474	34.221	68.695	2.898	-4,0%
B41	"Hinterland" (B411+B412)			35.708	35.885	71.593	34.474	34.221	68.695	2.898	-4,0%
	di cui:										
B411	Vuoti	7.026	3.690	10.716	4.884	6.780	11.664	948	8,8%		
B412	Pieni	28.682	32.195	60.877	29.590	27.441	57.031	3.846	-6,3%		
B42	"Transshipped" (B421+B422)			0	0	0	0	0	0	0,0%	
	di cui:										
B421	Vuoti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%		
B422	Pieni	0	0	0	0	0	0	0	0,0%		
B5	Numero unità Ro-Ro			63.592	68.510	132.102	73.288	76.308	149.596	17.494	13,2%
B52	Numero veicoli privati	104.864	112.905	217.769	124.161	126.645	250.806	33.037	15,2%		
B53	Numero veicoli commerciali	0	0	0	0	0	0	0	0,0%		

fonte: PCS GAIA elaborazione: SIT- ufficio rilevazioni statistiche AdSP del Mare Adriatico Meridionale
aggiornamento 11.01.2018



Tabella 12. Traffico navale nel porto di Manfredonia – Anni 2016-2017

ANNO	PERIODO DA/A	2016			2017			Differenza	
		GENNAIO-DICEMBRE IN	OUT	TOTALE	GENNAIO-DICEMBRE IN	OUT	TOTALE	TOTALE	%
A1	TOTALE TONNELLATE	334.214	168.340	502.554	289.343	279.986	569.329	66.775	13,3%
A2	RINFUSE LIQUIDE	0	134.400	134.400	0	115.394	115.394	19.006	-14,1%
	di cui:								
A21	Petrolio greggio	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A22	Prodotti (petroliferi) raffinati	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A23	Prodotti petroliferi gassosi, liquefatti o compressi e gas naturale	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A24	Prodotti chimici	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A25	Altre rinfuse liquide	0	134.400	134.400	0	115.394	115.394	19.006	-14,1%
A3	RINFUSE SOLIDE	324.697	26.952	351.649	280.781	114.194	394.975	43.326	12,3%
	di cui:								
A31	Cereali	195.409	26.952	222.361	185.210	114.194	299.404	77.043	34,6%
A32	Derrate alimentari/mangimi/oleaginosi	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A33	Carboni fossili e ligniti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A34	Minerali/cementi/calci	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A35	Prodotti metallurgici	16.775	0	16.775	20.665	0	20.665	3.890	23,2%
A36	Prodotti chimici	90.587	0	90.587	60.007	0	60.007	30.580	-33,8%
A37	Altre rinfuse solide	21.926	0	21.926	14.899	0	14.899	7.027	-32,0%
A4	MERCI VARIE IN COLLI	9.517	6.988	16.505	8.562	50.398	58.960	42.455	257,2%
	di cui:								
A41	In contenitori (compresi contenitori Ro-Ro)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A42	Ro-Ro (contenitori esclusi)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
A43	Altre merci varie	9.517	6.988	16.505	8.562	50.398	58.960	42.455	257,2%
	ALTRE INFORMAZIONI								
B1	Numero toccate			210			205	5	-2,4%
B12	Stazza lorda			425.165			327.885	97.280	-22,9%
B2	Numero di passeggeri locali e traghetti (B21+B22)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
	di cui:								
B21	Passeggeri locali (viaggi < 20 miglia)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B22	Passeggeri traghetti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B3	Numero di passeggeri crociere	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
	di cui:								
B31	"Home Port"	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B32	"Transiti" (da contarsi una sola volta)			0				0	0,0%
B4	Numero di container in TEU (B41+B42)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B41	"Hinterland" (B411+B412)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
	di cui:								
B411	Vuoti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B412	Pieni	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B42	"Transshipped" (B421+B422)	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
	di cui:								
B421	Vuoti	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B422	Pieni	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B5									
B51	Numero unità Ro-Ro	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B52	Numero veicoli privati	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
B53	Numero veicoli commerciali	0	0	0	0	0	0	0	0,0%

fonte: Capitaneria di porto di Manfredonia - elaborazione: SIT / ufficio rilevazioni statistiche AdSP del Mare Adriatico Meridionale
aggiornamento gennaio 2018



Alla luce dei dati riportati nelle tabelle riassuntive del traffico navale, estrapolando i dati che maggiormente interessano dal punto di vista dei consumi energetici e facendo un confronto fra il 2016 ed il 2017, è possibile fare le seguenti considerazioni:

- il numero di passeggeri locali e su traghetti è diminuito del 7.7% su Brindisi ed è aumentato del 9.9% su Bari (su Manfredonia non è presente);
- su Brindisi nel 2017 è decollato l'approdo delle navi da crociera, con un incremento dei passeggeri del 1968%, mentre su Bari il numero è rimasto praticamente invariato (-0.8%) (su Manfredonia non è presente);
- riguardo il numero di container in transito, nel porto di Brindisi è stata registrata una diminuzione del 40.4%, mentre in quello di Bari la riduzione è stata più contenuta, fermandosi al 4% (su Manfredonia non è presente);
- riguardo infine, il trasporto veicoli, su Brindisi c'è stato un aumento di unità ro-ro del 2.4%, a fronte di una riduzione dei veicoli privati del 16%; a Bari l'incremento è stato del 13.2% e del 15.2% per le unità ro-ro ed i veicoli privati rispettivamente, mentre per il porto di Manfredonia il dato non è presente.

Con riferimento ai consumi di energia elettrica (al momento autoprodotta) da parte delle navi all'ormeggio è possibile fare le seguenti considerazioni e stime:

- i traghetti assorbono mediamente 1.5 MW e stazionano in banchina per circa 5 h/toccata;
- le navi da crociera assorbono mediamente 5 MW e stazionano in banchina per circa 7 h/toccata;
- I consumi elettrici delle altre imbarcazioni che transitano dal porto possono essere considerati trascurabili.

Conseguentemente nel caso del porto di Brindisi risulta mediamente una potenza di energia elettrica consumata a bordo nave pari a:

- $1060 [\text{numero toccate traghetti}] \times 1.5 [\text{MW}] \times 5 [\text{h/toccata}] / 8760 [\text{hh/anno}] = 0,96 \text{ MW}$
- $40 [\text{numero toccate navi da crociera}] \times 5 [\text{MW}] \times 7 [\text{h/toccata}] / 8760 [\text{hh/anno}] = 0,16 \text{ MW}$

Per una potenza media assorbita durante l'anno pari a 1,12 MW.

In modo del tutto analogo nel caso del porto di Bari risulta:

- $1200 [\text{numero toccate traghetti}] \times 1.5 [\text{MW}] \times 12 [\text{h/toccata}] / 8760 [\text{hh/anno}] = 2,47 \text{ MW}$
- $230 [\text{numero toccate navi da crociera}] \times 5 [\text{MW}] \times 12 [\text{h/toccata}] / 8760 [\text{hh/anno}] = 1,58 \text{ MW}$

Per una potenza media assorbita durante l'anno pari a 4,04 MW.



PARTE III. PIANO DI SVILUPPO ENERGETICO-AMBIENTALE: LINEE DI AZIONE

Il presente studio è finalizzato alla definizione di una strategia di sviluppo energetico ed ambientale dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale che ne migliori la competitività riducendo i principali fattori di pressione sulle matrici ambientali. In particolare, nell'ambito del presente documento sono stati individuati in via prioritaria i seguenti obiettivi specifici da raggiungere nel breve/medio periodo nell'ambito delle infrastrutture facenti capo all'AdSP MAM:

- riduzione del fabbisogno energetico attuale attraverso interventi di efficientamento energetico;
- monitoraggio del fabbisogno energetico futuro;
- utilizzo di sistemi e tecnologie a minor impatto ambientale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico attuale;
- produzione di energia da fonti rinnovabili;
- cooperazione tra operatori pubblici e privati.

Di seguito vengono analizzati alcuni possibili interventi e linee di azione.

SEZIONE III.1. SVILUPPO DEL “COLD IRONING”

Con il termine “cold ironing” si intende l'insieme delle soluzioni tecnologiche atte a fornire energia elettrica alle navi in banchina, in modo che le stesse possano spegnere i propri apparati di generazione, riducendo i consumi di combustibile e dunque le emissioni in atmosfera.

L'Autorità di Sistema Portuale ha già sviluppato uno studio di fattibilità, relativamente al porto di Bari, e un ulteriore studio per quanto concerne il Porto di Brindisi. Di seguito si riporta un estratto della documentazione progettuale in relazione alle tecnologie da impiegare per la realizzazione dell'intervento.

III.1.1. Sistemi per l'alimentazione elettrica delle navi in porto⁵

Lo schema generale di un sistema di alimentazione da terra delle navi in porto, detto “shore-to-ship power” o “cold ironing” o “High Voltage Shore Connection” (HVSC), è riportato nella Figura 20, e si riferisce allo standard IEC 80005-1.

⁵ Dati estratti dallo studio di soluzioni progettuali per la fornitura di energia elettrica alle navi nel porto di Bari

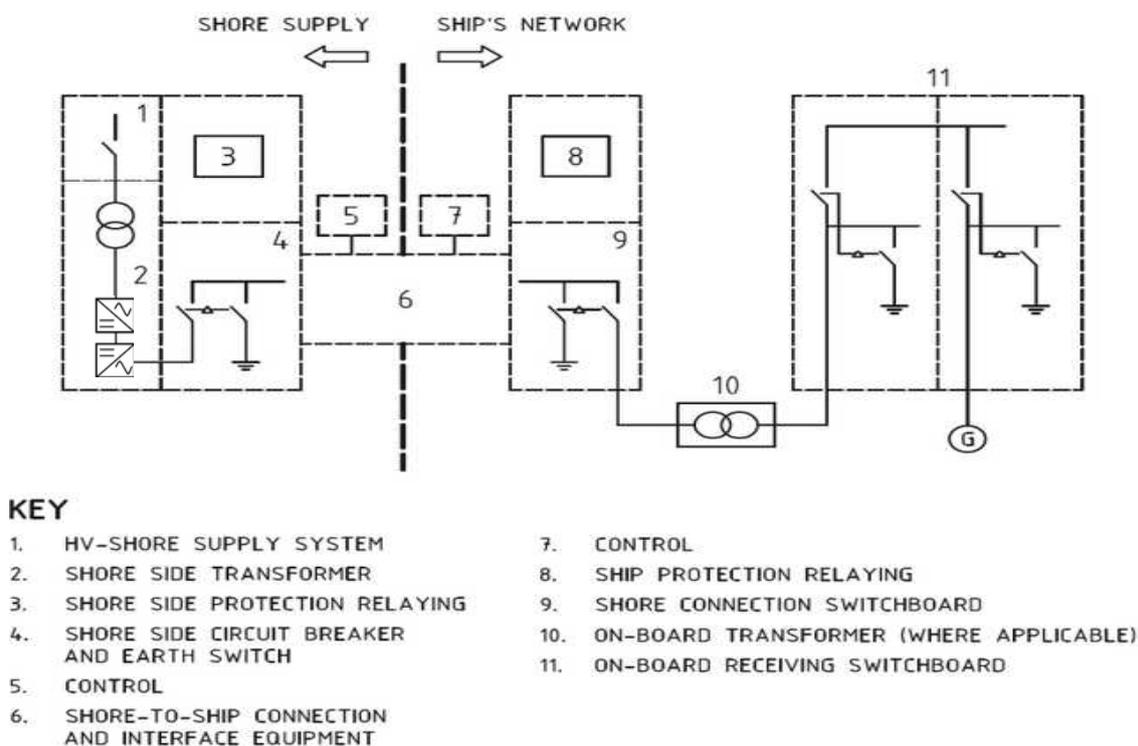


Figura 20. Schema generale del "Cold-Ironing".

Nello schema generale, è indicato con 1 l'interruttore generale dell'impianto, generalmente al livello di media tensione della rete di distribuzione primaria alla quale il sistema di "cold ironing" è connesso. La sezione 2 è costituita dai dispositivi di condizionamento della potenza, e include i trasformatori, che consentono tanto l'adattamento alla tensione normata del sistema di "cold-ironing" (6,6-11 kV) quanto il rispetto delle prescrizioni di isolamento del guasto a terra, ed eventuali sistemi di conversione della frequenza, qualora la frequenza nominale del sistema elettrico a terra non corrisponda con quella del sistema elettrico della nave, generalmente pari a 60 Hz per le grandi navi.

La sezione di sistema a terra si completa con dispositivi di protezione (indicati con 3 in Figura 20), interruzione e messa a terra (4). La connessione tra i due sistemi è realizzata mediante un componente di collegamento ed interfaccia (6), che comprende opportuni apparati di controllo tanto a terra (5) quanto a bordo nave (7). All'ingresso della nave è previsto un quadro di interfaccia a MT, o quadretto presa da terra, con relativi dispositivi di protezione (8-9), e la connessione al quadro elettrico principale di bordo (11) può essere realizzata direttamente qualora la tensione nominale di bordo coincida con quella proveniente da terra, altrimenti è necessaria l'interposizione di un opportuno trasformatore (10).

Le principali differenze tra le realizzazioni o le proposte dei sistemi di alimentazione da terra delle navi in porto sono legate alle modalità di realizzazione della conversione della frequenza (2) e del componente di collegamento e interfaccia (6).



Per quanto concerne gli apparati di interfaccia tra il sistema elettrico di terra ed il sistema elettrico a bordo nave, si parla essenzialmente di componenti, detti avvolgicavo, che consentano il collegamento mediante un cavo flessibile opportunamente posizionato fino a raggiungere il quadro di interfaccia a bordo nave, che possa sopportare i normali movimenti della nave. In questi dispositivi è presente un sistema di alimentazione ausiliaria in bassa tensione dei motori per lo svolgimento e l'avvolgimento del cavo, nonché per la movimentazione delle eventuali altre parti mobili.



Figura 21. Avvolgicavo fisso a colonna (fonte Cavotec).

Le prese e le spine di cui sono dotati gli avvolgicavo, le junction box ed i quadri a terra ed a bordo nave sono realizzate secondo gli standard, in modo da consentire la possibilità di collegamento in qualsiasi porto. Si riporta in Figura 22 l'esempio della spina al capo di un avvolgicavo a 11 kV, ed in Figura 23 due esempi di quadretti presa, con diverso numero di prese a seconda della potenza da alimentare.



Figura 22. Esempio di spina al terminale di un avvolgicavo.



Figura 23. Esempi di quadretti presa.



III.1.2. Ipotesi di soluzioni di “cold ironing” praticabili per l’Autorità di Sistema Portuale

Con riguardo al “cold ironing”, le soluzioni potrebbero essere principalmente due:

- Modello SEU (Sistema Efficiente di Utenza). Per una più puntuale descrizione del SEU si veda in seguito a pag.56 il paragrafo “EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLAMENTARE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE”. Le caratteristiche:
 - il modello presuppone la realizzazione di impianti fotovoltaici su aree dell’Autorità di Sistema Portuale, o limitrofe, di taglia sufficiente a garantire l’autosufficienza energetica dell’Autorità di Sistema Portuale e l’alimentazione delle navi da crociera tramite “cold ironing”; la soluzione ipotizzata prevede anche la presenza di uno storage per coprire eventuali spunti di potenza. Tutta l’energia in eccesso verrebbe ceduta alla rete, mentre quella utilizzata dall’Autorità di Sistema Portuale verrebbe regolata dal contratto con il fornitore nel quale sarebbe definito il prezzo di vendita dell’energia;
 - vantaggi: il prezzo dell’energia venduta sarebbe al netto degli oneri di trasporto; l’eccedenza verrebbe ceduta alla rete; il fornitore realizzerebbe l’investimento e, grazie al meccanismo del POD virtuale⁶, potrebbe cedere energia e potenze utili a soddisfare l’esigenza di tutti i porti ricadenti nell’Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale (Barletta, Bari, Brindisi, Manfredonia e Monopoli); l’armatore avrebbe l’onere di eseguire modifiche di modesta entità sul mezzo navale perché la trasformazione avverrebbe a terra con idoneo trasformatore;
 - svantaggi o criticità: occorre predisporre le opere di infrastrutture a terra e l’impianto di trasformazione per erogare l’energia alla frequenza corretta; i costi del trasformatore sono rilevanti (più di 800K);
- Modello distributore. Le principali caratteristiche di tale modello sono:
 - l’Autorità di Sistema Portuale stipulerebbe un atto concessorio in favore di un fornitore di energia elettrica per consentirgli di allocare i propri impianti di distribuzione all’interno del/dei porto/i e banchina;
 - l’Autorità di Sistema Portuale richiederebbe al fornitore la realizzazione delle opere necessarie a erogare l’energia con la potenza necessaria a realizzare il “cold ironing”; l’armatore eseguirebbe le opere di adeguamento sul mezzo navale necessarie ad emungere l’energia dalla banchina;
 - vantaggi: maggiore semplicità e rapidità nella realizzazione;

⁶ Il POD è l’acronimo di Point of Delivery conosciuto anche come “punto di fornitura”, “punto di consegna” o “punto di prelievo”. Se il POD appartiene ad un SSPC (si veda a tal proposito a pag.56 il paragrafo “EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLAMENTARE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE” allora è possibile distinguere diverse tipologie di POD tra cui quello VIRTUALE ossia un POD relativo ad impianti di produzione o unità di consumo connesse alla rete pubblica per il tramite delle linee private presenti all’interno dell’ASSPC con presenza di più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere interconnessi circuitualmente fra loro.



- svantaggi o criticità: buona parte del progetto sarebbe a carico dell'Autorità di Sistema Portuale riguardando le infrastrutturazioni del/dei porto/i. Sarebbe parzialmente finanziabile attingendo ai finanziamenti relativi ai "green ports": L'armatore dovrebbe sostenere i costi di adeguamento (non trascurabili) per utilizzare la frequenza del fornitore di energia elettrica; il prezzo dell'energia risentirebbe degli oneri di trasporto e degli altri accessori al pari di un normale contratto.

Sulla base di quanto appena illustrato è evidente come il Modello SEU sia preferibile, per le ragioni su esposte, rispetto al Modello distributore.

SEZIONE III.2. EVOLUZIONE DEL QUADRO REGOLAMENTARE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE

Al fine di definire il quadro regolamentare, relativo all'impiego delle FER per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, è necessario approfondire i seguenti temi:

- Sistema Semplice di Produzione e Consumo;
- Scambio sul posto;
- Ritiro dedicato;
- Sistemi di accumulo.

III.2.1. Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo

Considerati gli attuali consumi di energia dell'Autorità di Sistema Portuale e i possibili scenari di sviluppo in una logica di "cold ironing", nell'ambito del presente lavoro è stata valutata la realizzazione di un Sistema Semplice di Produzione e Consumo basato sull'impiego di fonti energetiche rinnovabili (FER), al fine di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale per i prossimi decenni. Pertanto, nella presente Sezione sono stati definiti gli elementi essenziali del quadro regolamentare di riferimento, inerenti gli interventi oggetto di valutazione.

Nella presente sezione sono riassunte le principali regole applicative per il riconoscimento di SSPC. Per un maggior dettaglio si rimanda all'Appendice – Parte 4.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono "sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico."



Gli SSPC si suddividono in due gruppi: i Consorzi e Cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC).

Gli ASSPC, a loro volta, si suddividono nelle seguenti categorie:

- SEU - Sistemi Efficienti di Utenza: "Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un 'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione".
- SEESEU-A, B, C o D - Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C o D: "realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi.:
 - i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
 - iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tenendo in considerazione le modifiche introdotte dalla legge 221/15, con decorrenza 2 febbraio 2016);
 - iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore del presente provvedimento ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema. Nel caso di soggetti che, nel periodo compreso tra il 6 maggio 2010 e l'1 gennaio 2014, erano, anche limitatamente a una parte del suddetto periodo, sottoposti al regime di amministrazione straordinaria, l'unicità del soggetto giuridico titolare dell'unità di produzione e dell'unità di consumo di energia elettrica deve essere verificata alla data del 1 gennaio 2016;
 - v. sono SS PC già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;
 - vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica



gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema".

- SSP - sistemi in regime di Scambio sul Posto (vedasi Sezione successiva).
- ASAP - Altri Sistemi di Auto Produzione: "sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante."
- ASE - Altri Sistemi Esistenti: "sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con il presente provvedimento nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario".

III.2.2. Lo scambio sul posto⁷

Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente auto consumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Con riferimento al caso in esame, Lo Scambio sul Posto può essere erogato al cliente finale (Autorità di Sistema Portuale) presente all'interno di un cosiddetto "Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)" che, al tempo stesso, sia consumatore e produttore di energia elettrica, in relazione agli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC.

Ai fini dell'accesso allo Scambio sul Posto per ASSPC devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di cogenerazione ad alto rendimento non è superiore a 200 kW;

⁷ Fonte dati: www.gse.it



- la potenza degli impianti di produzione complessivamente installata nell'ASSPC non è superiore a 500 kW.

Il GSE procede all'erogazione del contributo in conto scambio su base semestrale (in acconto) e su base annuale (in conguaglio) come segue:

- il contributo in conto scambio di acconto del primo semestre viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di maggio di ciascun anno per le convenzioni che risultano attive al 31 marzo dell'anno "n" di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 15° giorno lavorativo del mese di giugno dell'anno;
- il contributo in conto scambio di acconto del secondo semestre viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di ottobre di ciascun anno per le convenzioni che risultano attive al 30 settembre dell'anno di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 15° giorno lavorativo del mese di novembre dell'anno.

Le tempistiche di pubblicazione possono essere modificate dal GSE in ragione di eventuali variazioni alla normativa di riferimento o per esigenze tecnico-operative condivise con l'AEEGSI.

Il contributo in conto scambio di conguaglio viene pubblicato entro il giorno 15 del mese di Maggio dell'anno successivo, con riferimento dell'anno di competenza. L'erogazione viene effettuata entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di competenza.

In Appendice – Parte 5 è riportata la modalità di calcolo del corrispettivo unitario di scambio forfetario per l'anno 2017, nonché le regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo.

III.2.3. Il ritiro dedicato⁸

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dal 1° gennaio 2008.

Consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

⁸ Fonte dati: www.gse.it



- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un autoproduttore.

Gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione per i quali è previsto il riconoscimento di una Tariffa Onnicomprensiva (incentivo + ricavo da vendita dell'energia) non possono accedere al servizio di Ritiro Dedicato.

Nello specifico quindi non possono accedere gli impianti fotovoltaici incentivati dal D.M. 05 Luglio 2012 (quinto Conto Energia) o D.M. 05 Maggio 2011 (quarto Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva), e gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18 Dicembre 2008, dal D.M. 06 Luglio 2012 e dal D.M. 23 Giugno 2016.

Il Ritiro Dedicato, infine, non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto.

Il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso.

Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW.

il produttore può richiedere l'applicazione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) che, stabiliti annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, si differenziano per fonte e per scaglione di energia.

In tutti gli altri casi, ovvero se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW (esclusi i casi di cui sopra);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW.

Il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO), ovvero il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione dei PO; in questo modo i produttori vengono comunque remunerati con il prezzo più vantaggioso.



Il GSE procede all'erogazione del corrispettivo di vendita dell'energia elettrica immessa in rete su base mensile. Il corrispettivo relativo all'energia immessa in rete nel mese "n" viene pubblicato entro il giorno 25 del mese "n+1" unitamente alla proposta di fattura corrispondente da compilarsi a cura del produttore.

III.2.4. I sistemi di accumulo dell'energia elettrica⁹

Un Sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere installati su:

- impianti solari fotovoltaici incentivati;
- impianti solari termodinamici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile diversi dai fotovoltaici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi, anche in sostituzione al regime incentivante dei Certificati Verdi;
- impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore costituiti da unità per le quali viene richiesto il riconoscimento del funzionamento come Cogenerazione ad Alto Rendimento e/o il riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile che accedono, nell'ambito del Ritiro Dedicato, ai prezzi minimi garantiti nel caso in cui l'energia elettrica è ritirata dal GSE o è commercializzata sul libero mercato;
- impianti di produzione che accedono allo Scambio sul Posto;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile per i quali è richiesta l'emissione di Garanzie d'Origine.

Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

- Configurazione 1: Monodirezionale lato produzione;
- Configurazione 2: Bidirezionale lato produzione;
- Configurazione 3: Bidirezionale post-produzione.

⁹ Fonte dati: www.gse.it



SEZIONE III.3. REALIZZAZIONE DI DEPOSITI COSTIERI DI GNL NEI PORTI DI BRINDISI E DI BARI

III.3.1. Scenario

La normativa comunitaria e sovra comunitaria sul tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo è diventata, nel corso degli ultimi anni, sempre più stringente. Grandi sono poi stati i mutamenti nel mercato internazionale dei prodotti petroliferi (sul versante dei consumi il crescente squilibrio del rapporto diesel/benzina; assetto attuale delle raffinerie che consente modesti incrementi nella produzione di gasolio; maggiore vulnerabilità delle raffinerie ecc.). E intanto l'attenzione verso le emissioni delle navi – in generale e in particolare nei porti, che nel nostro paese sono prevalentemente inglobati nelle aree urbane – si è fatta via via più alta.

Con il decreto legislativo n. 257 del 16 dicembre 2016 (in Appendice – Parte 6), l'Italia ha recepito la direttiva 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi - c.d. Direttiva DAFI (Deployment of alternative fuels infrastructure).

L'allegato III – sezione C – di tale decreto contiene il Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi nel settore dei trasporti marittimi e interni, e la realizzazione della relativa infrastruttura.

Con l'art. 6, comma 1, D.Lgs. 257/2016 si prevede che l'Italia debba assicurare la realizzazione, entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi, di una rete di punti di rifornimento per il GNL per consentire la circolazione di navi adibite alla navigazione interna o marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T.

Nel perseguire tale strategia, si vanno consolidando due macro-obiettivi:

1. COSTRUZIONE DI NAVI ALIMENTATE CON CARBURANTI A BASSE EMISSIONI (PROPULSIONE ELETTRICA – ANCHE CON SISTEMI DI RICARICA IN AREE PORTUALI - E /O IBRIDA E GNL)

Rispondenza agli obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti, introdotti dall'allegato VI alla Convenzione Marpol e dalla direttiva (UE) 2016/802 sulla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili.

Molte compagnie del settore crocieristico hanno deciso di commissionare navi a GNL, scegliendo questo combustibile per poter rispettare i nuovi limiti sulle emissioni di zolfo che sono già in vigore in Nord Europa e che nei prossimi anni verranno estesi a tutto il Mediterraneo: Costa Crociere, MSC Crociere, Caronte & Tourist (traghetto a GNL per la navigazione nello stretto di Messina)

2. RIDUZIONE DEL TASSO DI INQUINAMENTO NEGLI AMBITI PORTUALI

Il trasporto marittimo e i porti rappresentano un volano dello sviluppo economico del Paese, tuttavia l'attività marittima nei porti e le infrastrutture in ambito portuale generano rilevanti impatti ambientali.

Per ridurre l'impatto ambientale dei porti, si possono mettere in atto diverse strategie:

- innovazione tecnologica: miglioramento dei carburanti e dei sistemi di propulsione dei mezzi marini e terrestri, elettrificazione delle banchine;



- innovazione organizzativa: auto-generazione (tramite impianti di GNL a bordo o con altri mezzi) dell'energia necessaria alle navi ferme in porto;
- innovazione regolamentare: con l'entrata in vigore della Convenzione BWM si possono prefigurare nuovi strumenti tecnologici e nuove procedure per il trattamento in area portuale delle acque di zavorra.

L'obiettivo di questo percorso è quello di sviluppare una rete nazionale finalizzata all'abbattimento delle emissioni generate dal trasporto. A tale scopo sono state individuate tre macro-aree:

- area mar Tirreno e mar Ligure;
- area mare Adriatico;
- area mari del sud Italia, in particolare il corridoio del mar di Sicilia (linea Suez-Gibilterra).

Con un simile scenario, alla luce del fatto che l'intero comparto armatoriale mondiale ha deciso inequivocabilmente di ridurre significativamente le emissioni, guardare all'utilizzo del GNL è una delle opzioni più praticabili e competitive, in particolare per alcuni tipi di navi e per il servizio che svolgono.

Nel nord Europa fin dal 2000 si è guardato all'uso del GNL principalmente per i traghetti, partendo da quelli di piccole dimensioni. La tecnologia a bordo può, a buona ragione, essere ormai considerata "adulta" e la recente emanazione da parte dell'IMO dell'IGF Code – Codice di sicurezza internazionale per la nave che utilizza gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità entrato in vigore il 1° gennaio 2017 – ha portato alla definizione di uno standard internazionale per le navi.

Gli ostacoli principali per l'utilizzo del GNL sembrano concentrati soprattutto a terra: logistica e percezione di pericolo da parte dell'opinione pubblica. Trattandosi di un combustibile "pulito" (zero emissioni di SO_x e particolati; riduzione delle emissioni di NO_x e CO₂) l'interesse degli operatori è, infatti, molto concreto sebbene esistano forti preoccupazioni sulle possibilità di approvvigionamento e su una normativa specifica ancora da emanarsi da parte dell'Amministrazione relativa alle operazioni di bunkeraggio delle navi che utilizzino tale carburante. Una sperimentazione è stata proposta nel porto di Civitavecchia, per ciò che riguarda le navi da crociera, e nel porto di Messina, relativamente ai ferries.

Esiste ormai una conclamata volontà di respiro internazionale che spinge verso l'utilizzo del gas naturale. In Italia, dove questa fonte arriva in enormi quantità non solo via mare, le iniziative in corso sono molteplici e qualcuna ha portato a risultati concreti: lo scorso 13 marzo 2018 le associazioni Assoport, Federchimica /Assogasliquidi, Assocostieri, Confitarma e Assarmatori hanno siglato presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, alla presenza del Ministro pro tempore Graziano Delrio, un protocollo di collaborazione per l'utilizzo del Gas Naturale Liquido nei porti italiani. La sinergia tra differenti stakeholder è, infatti, fondamentale per rimuovere ostacoli di vario tipo esistenti, principalmente di natura burocratica.



III.3.2. Le principali caratteristiche del GNL

Il Gas Naturale Liquefatto ha le seguenti proprietà:

- Temperatura di ebollizione: -163°C
- Densità: ca. 450 kg/mc
- GNL evapora con un fattore di espansione volumetrica di ca. 600 volte
- GNL è inodore ed incolore
- GNL non è tossico
- GNL non provoca inquinamento se sversato
- Il gas naturale ha una range di infiammabilità tra il 5% ed il 15% in aria a 20 °C (molto inferiore rispetto al GPL).

Negli impianti GNL non vengono svolte reazioni chimiche ma solo operazioni di tipo fisico (trasferimento, compressione, evaporazione); per impianti della tipologia che verrà qui presa in considerazione le condizioni operative sono caratterizzate da basse temperature (criogeniche) ma, a differenza dei grandi impianti di rigassificazione, portate volumetriche contenute e pressioni medie (fino ad 8 bar).

Da un punto di vista costruttivo, una certa importanza in materia di sanità/sicurezza riveste la caratteristica impiantistica dell'installazione in esame tipica del settore di ricezione: unità disposte all'aperto e poste a distanza l'una dall'altra. Tale disposizione diminuisce la possibilità di accumulo di prodotti infiammabili nell'ambiente in caso di sversamento e crea impedimento alla diffusione degli incidenti (effetto "domino").

III.3.3. Il sito di Brindisi

Nei prossimi decenni sono attese significative riduzioni dei limiti di emissione per il trasporto navale. Questa richiesta spingerà verso l'adozione di nuove tecnologie e di combustibili con minor impatto ambientale. Il Gas Naturale Liquefatto è una alternativa molto promettente agli attuali combustibili per contenere le emissioni di CO₂, SO_x, NO_x, indotte dal traffico marittimo Ro-Ro e passeggeri.

L'adozione di una infrastruttura di bunkering GNL per il porto di Brindisi può essere un vantaggio competitivo nella ricezione di navi convertite a GNL nel prossimo futuro.

Importanti operatori presenti nel settore a livello nazionale ed internazionale hanno manifestato interesse alla realizzazione di un deposito costiero di GNL nel porto di Brindisi. Detta disponibilità si ritiene interessante al fine della programmazione degli interventi futuri dell'Autorità di Sistema Portuale dell'Adriatico Meridionale in tema di sostenibilità energetico-ambientale.



III.3.3.1. Scelta della configurazione di progetto di Brindisi

Nell'ambito di manifestazioni d'interesse avanzate alla Autorità di Sistema Portuale, sulla base delle condizioni di sito identificabili allo stato attuale e dei requisiti progettuali, si può ipotizzare un'analisi della configurazione d'impianto ritenuta preferibile, salvo ovi approfondimenti progettuali in sede di eventuale formalizzazione di candidature. In particolare, si possono individuare tre aspetti:

- Tipologia e taglia del serbatoio: una possibile configurazione progettuale può prevedere la realizzazione dello stoccaggio da 20.000 m³ tramite un unico serbatoio di tipo atmosferico. In assenza di vincoli legati alla modularità dell'investimento e di compatibilità con le aree disponibili, la soluzione con serbatoio atmosferico unico permette di minimizzare l'investimento rispetto a quella con serbatoi di tipo bullet e ad una soluzione con più serbatoi atmosferici di dimensioni minori.
- Gestione degli isocontainer: sulla base della revisione dei dati di pubblico dominio riferiti ad altri terminali GNL, per questioni di sicurezza, logistiche nonché di disponibilità delle aree il carico degli isocontainer si ritiene opportuno venga effettuato alle baie di carico già utilizzate per il truck loading, con gli isocontainer collocati su rimorchio. Gli isocontainer sarebbero poi trasportati via gomma presso il centro di movimentazione container con possibilità di movimentazione su vagoni ferroviari.
- Attraversamento viabilità interna e ferrovia con linee criogeniche: la scelta preferibile risulterebbe l'attraversamento aereo mediante realizzazione di rack ad altezza idonea ma devono essere presi in considerazione passaggi interrati per consentire il passaggio in sicurezza del traffico locale.

III.3.3.2. Descrizione generale dell'impianto di Brindisi

Il deposito ipotizzato per Brindisi potrebbe essere localizzato all'interno del porto in posizione prossima al varco di accesso Morena Est in area attualmente libera da impianti, asfaltata, dotata di sottoservizi e caratterizzata dalla presenza di viabilità ferroviaria e stradale che limita ed attraversa l'area stessa.

La banchina di riferimento per l'ormeggio delle metaniere sarebbe il molo di Costa Morena Est, con caratteristiche adeguate per le navi interessate (area evidenziata in rosso nella successiva Figura 24).

Il progetto dovrà prevedere la realizzazione degli interventi infrastrutturali e impiantistici necessari a consentire:

- l'attracco di navi metaniere per lo scarico del GNL al deposito aventi caratteristiche di capacità di carico fino a circa 30.000 m³;
- l'attracco di navi metaniere (bettoline) per il carico di GNL dal deposito aventi caratteristiche di capacità di carico minimo di 1000 m³;
- il trasferimento del prodotto liquido (GNL) dalle navi gasiere al serbatoio di stoccaggio e da quest'ultimo alle bettoline ("terminal to ship"), attraverso bracci di carico;



- lo stoccaggio del GNL, mediante un serbatoio verticale atmosferico di tipo full containment con parete esterna in calcestruzzo, di capacità utile di 20.000 m³;
- la distribuzione del prodotto al mercato attraverso operazioni di caricamento su autocisterne ("terminal to truck") e isocontainer caricati su rimorchio.

III.3.3.3. Modalità operative del deposito nel Porto di Brindisi

Il deposito dovrà essere progettato per lo svolgimento delle seguenti funzioni:

- permettere l'approdo sicuro e lo scarico delle navi gasiere;
- stoccare il GNL a temperatura criogenica, tra un'operazione di scarico gasiera e l'altra;
- reliquefare il boil-off gas generato (BOG) durante le fasi operative dell'impianto;
- permettere il caricamento in sicurezza delle autobotti, degli isocontainer e delle bettoline

e per operare secondo quattro principali modalità:

- Scarico metaniere (UNLOADING);
- Carico autocisterne e isocontainer;
- Carico bettoline;
- Stoccaggio GNL in assenza di operazioni di carico e scarico (HOLDING).

III.3.3.4. Ipotesi di localizzazione nel Porto di Brindisi

Per l'attuazione del progetto si può ipotizzare l'utilizzo della banchina di Costa Morena Est e si possono identificare tre possibili aree per la realizzazione dell'impianto.

La banchina e le aree eleggibili sono visibili nella seguente immagine satellitare.



Figura 24. Aree per la realizzazione dell'impianto GNL

Le tre aree, evidenziate più in dettaglio nella seguente immagine satellitare (fonte: Google Earth), vengono, per brevità, denominate come segue:

1. Area portuale: l'area all'interno del porto, caratterizzata dal fatto di essere attraversata dalla viabilità di accesso al porto per traffico su gomma e ferroviario.



2. Area Consorzio ASI: arretrata rispetto al porto, si estende parallelamente alla principale strada di accesso all'ingresso del porto industriale.
3. Area centrale elettrica: nelle adiacenze della vecchia centrale di produzione di energia elettrica.



Figura 25. Particolare aree per la realizzazione dell'impianto GNL

III.3.4. Deposito costiero di GNL nel Porto di Bari

Dalla necessità di dotare anche lo scalo di Bari di sistema di accumulo di GNL per il rifornimento delle navi scaturisce l'iniziativa di valutare una soluzione compatibile con i luoghi.



Dal vaglio delle soluzioni possibili scaturisce una ipotesi progettuale innovativa, ossia l'utilizzo di un serbatoio di GNL galleggiante (FSU = Floating Storage Unit).

Tale valutazione deriva da una preliminare ricognizione dei luoghi dalla quale è emersa l'impossibilità di localizzare un deposito costiero di tipo tradizionale, installato a terra secondo la classificazione e le tecnologie previste dalla norma UNI EN 1473.

La soluzione del deposito galleggiante tramite “*barge*” (FSU) è caratterizzata da notevoli vantaggi inerenti all'installazione. Tra questi la possibilità di accumulo in prossimità degli approdi e quindi in prossimità della nave metaniera di rifornimento periodico (LNG Carrier Ship), la riduzione delle superfici necessarie a terra per le infrastrutture complementari, la possibilità di smobilitare anche temporaneamente il deposito galleggiante in caso di emergenza o necessità, la possibilità di upgrade del volume di stoccaggio.

La soluzione presa in considerazione viene già utilizzata all'estero ed è al vaglio di altre Autorità di Sistema Portuale in Italia. Si pone come interessante ipotesi di installazione per i depositi costieri *small scale*, soprattutto negli scali caratterizzati da elevati traffici e da una conformazione del sedime portuale piuttosto ristretta, confinata in una fascia costiera delimitata dal mare e dalla Città.

Da una analisi delle collocazioni compatibili, in considerazione degli spazi, emerge la possibilità di ormeggiare l'unità di stoccaggio in testa alla Banchina n.10 che consentirebbe la collocazione permanente del *barge* ed il periodico attracco (temporaneo) della nave metaniera.

SEZIONE III.4. ANALISI DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI ED APPLICAZIONE AL CASO DELL'AUTORITA' DI SISTEMA PORTUALE DEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE

III.4.1. Solare per la generazione di energia elettrica

III.4.1.1. Caratteristiche salienti della tecnologia FV

L'energia solare per la generazione di potenza elettrica sta assumendo un ruolo sempre più importante a livello nazionale e mondiale; si stima infatti che nel 2030, il fotovoltaico potrebbe fornire circa il 4% dell'energia elettrica prodotta nel mondo.

Dal punto di vista della connessione elettrica, gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in:

- Impianti a isola (stand-alone);
- Impianti connessi in rete (grid-connect).

Gli impianti privi dell'allaccio alla rete di distribuzione elettrica, utilizzano delle batterie di accumulo per immagazzinare l'energia in esubero prodotta durante le ore diurne per poi restituirla durante la notte. Questa tipologia di impianti ha un'ampia applicazione e diffusione in Italia nel settore della segnaletica stradale e visiva.



Gli impianti solari grid-connect invece, cedono interamente l'energia elettrica prodotta in esubero, alla rete elettrica nazionale.



Figura 26. Esempio di installazione FV

Dal punto di vista dell'esposizione solare, è opportuno evidenziare come la favorevole collocazione geografica della Puglia assicuri rilevanti potenzialità del territorio in termini di sviluppo delle tecnologie solari.

La maggior parte delle celle fotovoltaiche, cosiddette di prima generazione, è costituita da semiconduttori in silicio. A questo tipo di celle è riconducibile circa l'84% degli impianti fotovoltaici installati nel mondo (28% monocristallino e 56% policristallino). Il rendimento medio attuale dei pannelli in silicio è compreso tra il 15% ed il 19% con degrado delle prestazioni elettriche molto contenuto nei 20 anni di vita utile: molti costruttori garantiscono infatti, l'80% della performance in 25 anni.

Le celle fotovoltaiche, cosiddette di seconda generazione, ovvero in film sottile, sono composte da strati nanometrici di materiale semiconduttore "attivo", depositati su supporti in vetro, polimero, ecc.

A titolo d'esempio, i grafici e le tabelle seguenti mostrano le principali caratteristiche di due pannelli fotovoltaici costituiti da celle di prima e seconda generazione.

- 1) Sunpower X22-370;
- 2) First solar CdS/CdTe.

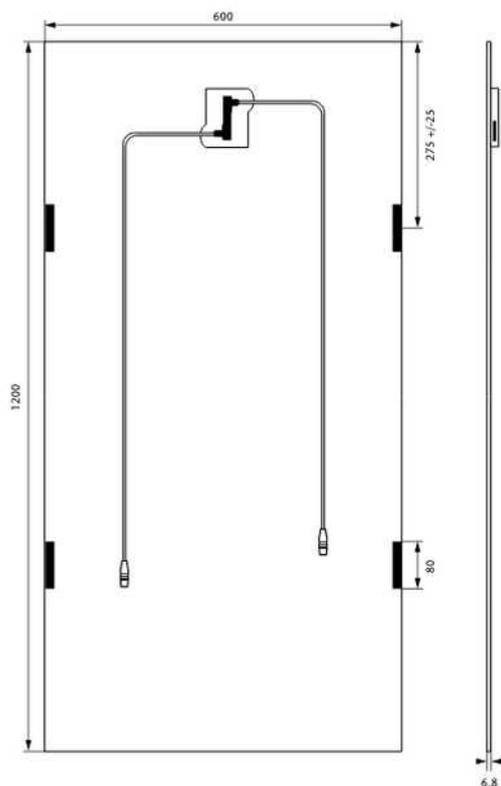


Test e Certificazioni	
Test standard #	IEC 61215, IEC 61730, UL1703, Resistenza al fuoco : Classe 1 (UNI9177)
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Certificati di Cradle to Cradle™ Silver: "Declare." listed.
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	1000 V: IEC 62804, PVEL Durata 600 ore
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC

Dati Elettrici	
	SPR-X22-370
Potenza nominale (P _{nom}) ⁷	370 W
Tolleranza di potenza	+5,0%
Efficienza del modulo	22,7%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	59,1 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	6,26 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc})	69,5 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc})	6,66 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL
Corrente massima del fusibile	15 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C

Condizioni Operative e Dati Meccanici	
Temperatura	-40° C a +85° C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A+
Celle solari	96 celle monocristalline Moxeon di III generazione
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-65, MC4
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m ² fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m ² fronte
Cornice	Alluminio anodizzato nero classe 1, massima classificazione AAMA

Figura 27. Estratto della scheda tecnica del pannello Sunpower Serie X - X22-370



Parametri meccanici

Lunghezza [mm]	1200
Larghezza [mm]	600
Profondità [mm]	6,8
Profondità con scatola di connessione [mm]	19,9
Peso [kg]	12
Scatola di connessione (produttore)	First Solar
Cavo positivo (produttore/lunghezza [mm]/ Sezione del conduttore [mm ²])	General Cable/610/3,2
Cavo negativo (produttore/lunghezza [mm]/ Sezione del conduttore [mm ²])	General Cable/610/3,2
Connettori (produttore)	Multicontact/MC3
Rivestimento anteriore (materiale)	Vetro temprato/3,2
Tipo di celle (numero/tecnologia)	116/CdS/CdTe
Incorporamento celle (materiale)	Etilvinilacetato (EVA) con bordi sigillati
Rivestimento posteriore (materiale/spessore [mm])	Vetro temprato/3,2
Telaio (materiale/tipo di profilo)	Privo di telaio

Parametri elettrici in STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 secondo EN 6090-4)

Codice articolo	100285	100284	100287	100288	100270	100271
Classi di potenza (valore nominale) [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50	75,00
Tolleranze prestazioni rispetto al valore nominale [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Grado di efficienza [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07	10,42
Tensione massima U_{mpp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90	69,40
Corrente massima I_{mpp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07	1,08
Tensione di funzionamento a vuoto U_{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00	92,00
Corrente di corto circuito I_{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20

Figura 28. Estratto della scheda tecnica del pannello First solar CdS/CdTe

I dati sopra riportati evidenziano i maggiori rendimenti raggiunti dalle celle commerciali di prima generazione. Pertanto, per il caso oggetto di studio si ritiene che tale tipologia di celle sia da preferire alla seconda.



III.4.1.2. Dimensionamento di massima di un impianto FV in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale

Nell'ambito del presente studio sono state eseguite 2 differenti simulazioni, riguardanti il dimensionamento di massima di più impianti FV a servizio dell'Autorità di Sistema Portuale sedi di Brindisi e Bari.

1) Simulazione impianto FV - Brindisi

Le tabelle e i diagrammi che seguono riportano per i primi 5 POD per consumo, l'energia elettrica prodotta da 5 differenti impianti FV (uno per POD) in grado di azzerare l'assorbimento complessivo annuale di energia di ciascun POD. Infine, l'ultimo grafico è relativo alla simulazione di un ipotetico impianto, in grado di produrre il totale di energia consumata dall'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi.

Tabella 13. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E00225277 – Brindisi

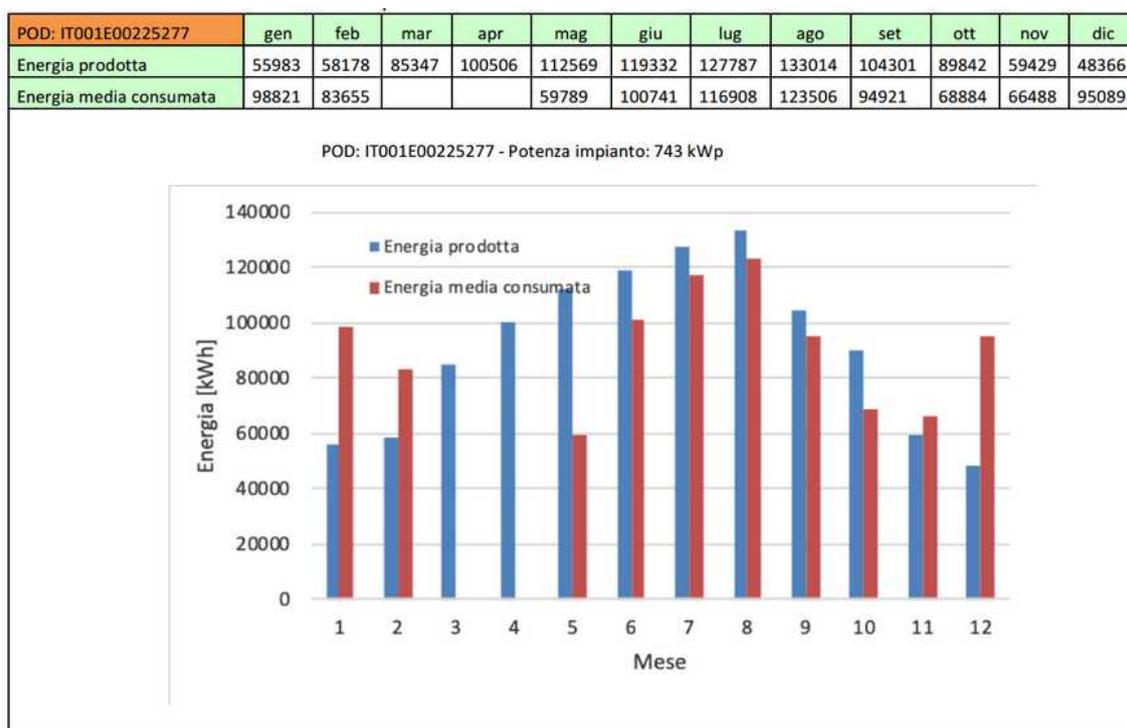




Tabella 14. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E74608665 – Brindisi

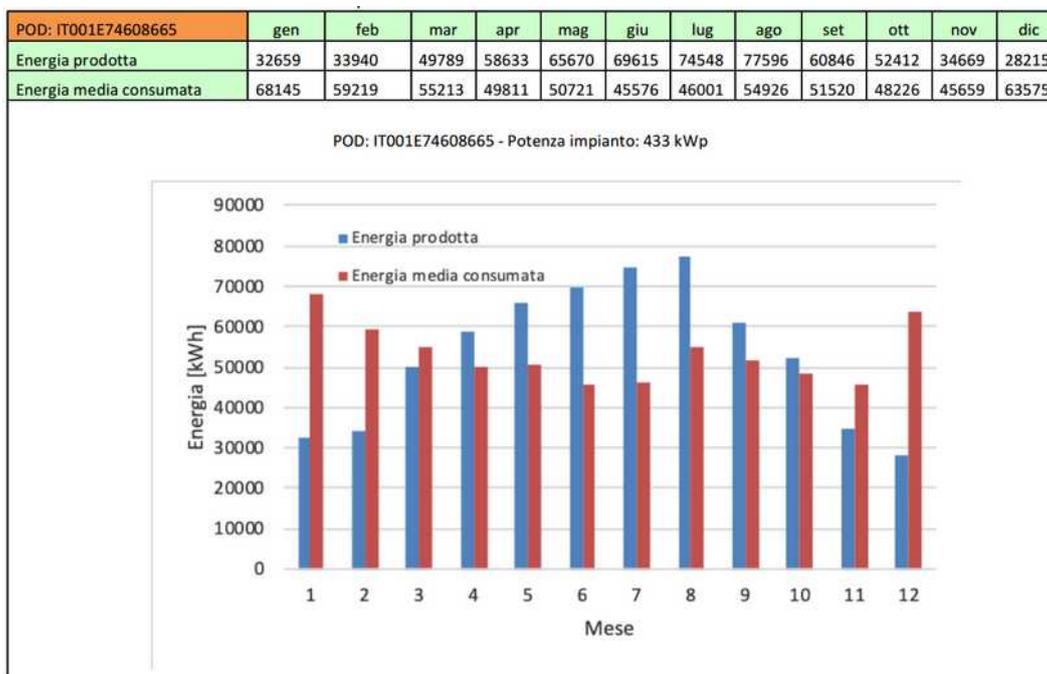


Tabella 15. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E74778233 – Brindisi

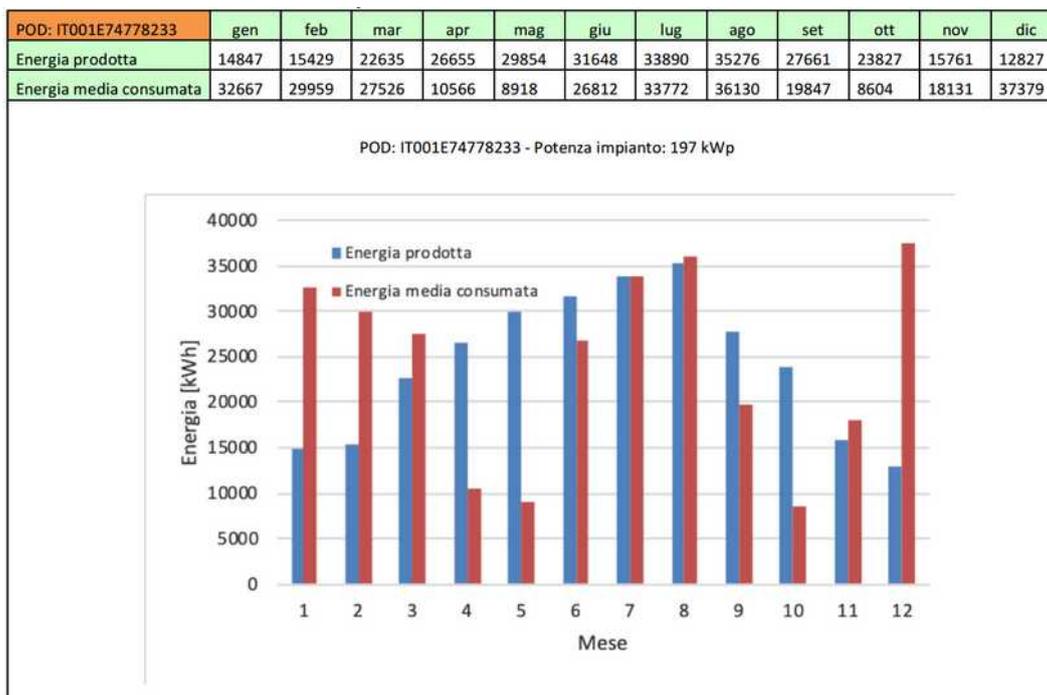




Tabella 16. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E74540647 – Brindisi

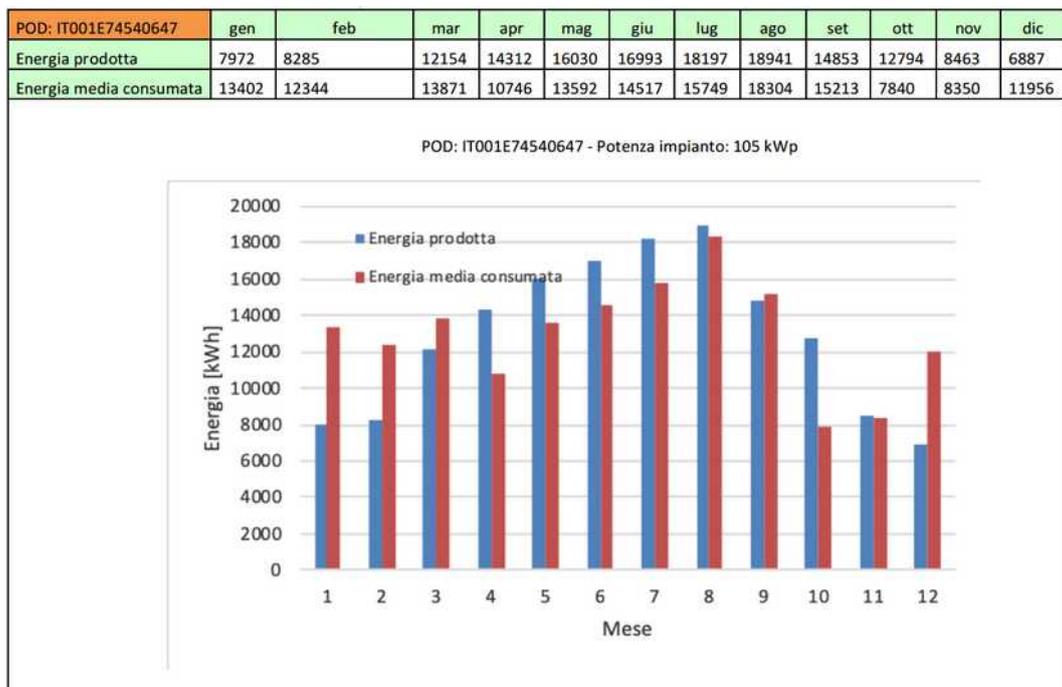


Tabella 17. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E74760622 – Brindisi

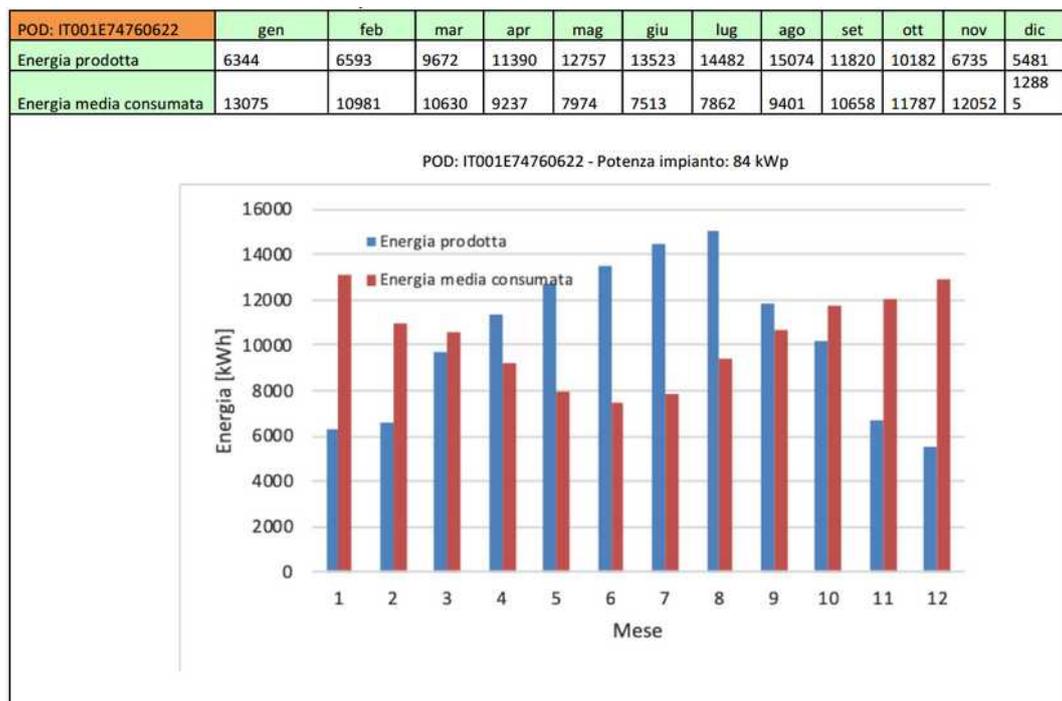
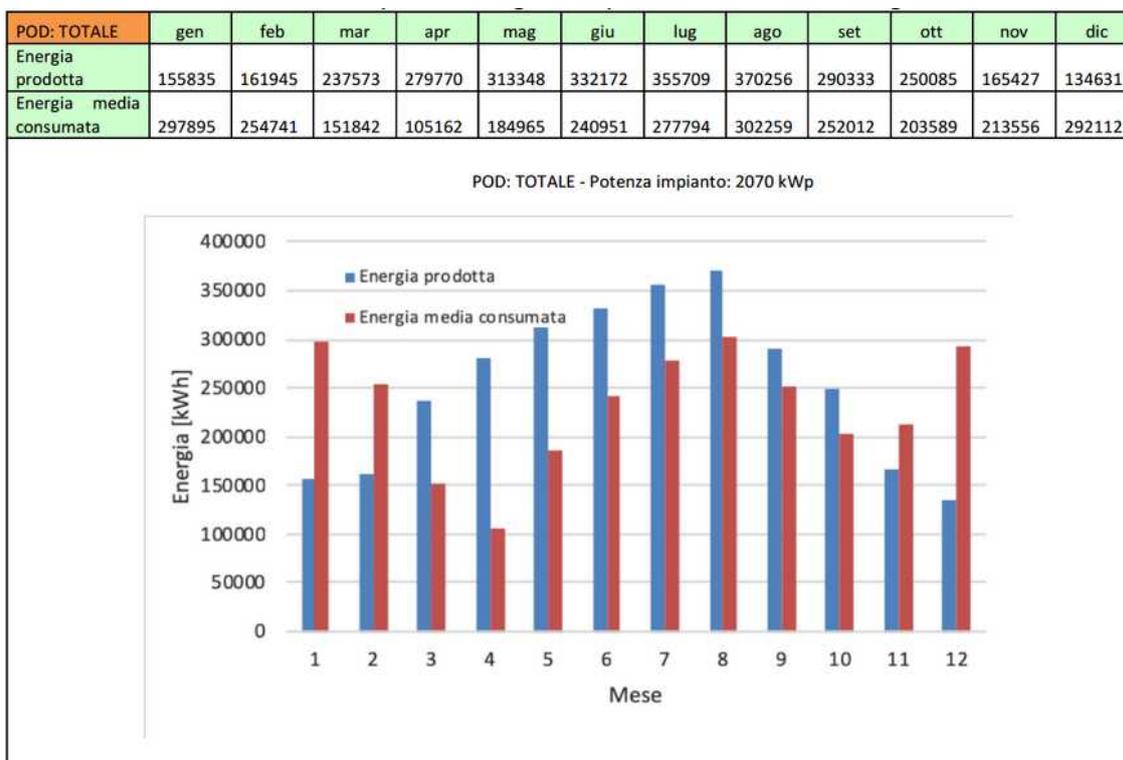




Tabella 18. Risultati simulazione impianto FV in grado di produrre il totale dell'energia elettrica consumata – Brindisi



2) Prime valutazioni sulla realizzazione di un impianto FV a Brindisi

Per ogni MWp di FV installato occorre una superficie, priva di ombreggiamenti, di circa 10000 mq. Allo scopo l'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi ha individuato le aree indicate nella figura seguente, quali potenziali spazi per l'installazione di pannelli fotovoltaici. Dette aree assommano ad una superficie complessiva di 25850 mq e sono dunque sufficienti per la realizzazione di un impianto avente le caratteristiche sopra indicate.



Figura 29. Potenziali spazi per l'installazione di pannelli fotovoltaici nel porto di Brindisi

Nel seguito si riportano i risultati dell'analisi di fattibilità tecnico-economica-ambientale relativa alla realizzazione di un impianto FV dislocato sulle aree indicate in Figura 29 ed avente una potenza complessiva 2070 kWp, in accordo con i dati riassuntivi riportati in Tabella 18.

Si evidenzia che l'energia elettrica prodotta è stata valorizzata a 5 cEuro per la parte ceduta alla rete ed a 20 cEuro per la parte autoconsumata.

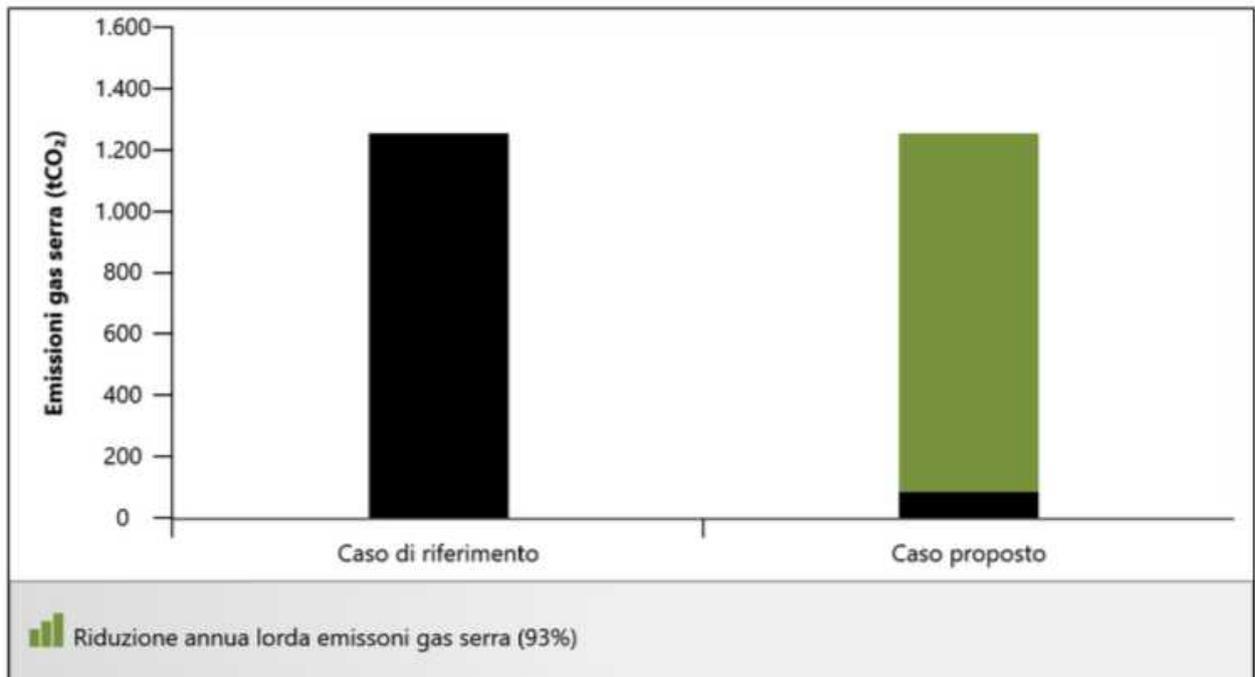


Figura 30. Emissioni di gas serra – Brindisi



Figura 31. Equivalenza gas serra – Brindisi



Tabella 19. Fattibilità finanziaria - Brindisi

Parametri finanziari

Tasso inflazione	%	1%
Vita progetto	anno	25

Costi | Risparmi | Reddito

Costi iniziali			
Costo iniziale	100%	€	2.484.000
<hr/>			
Totale costi iniziali	100%	€	2.484.000
Incentivi e sovvenzioni			
		€	0
Costi annuali e pagamento debiti			
Costi di gestione e manutenzione (economie)		€	83.628
<hr/>			
Totale costi annui		€	83.628
Risparmi e ricavi annui			
Ricavi da cessione di energia elettrica		€	493.457
<hr/>			
Risparmi e ricavi totali annui		€	493.457

Fattibilità finanziaria

TIR ante-imposte - attività	%	17.3%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	6.1
Ritorno del capitale investito	anno	5.9

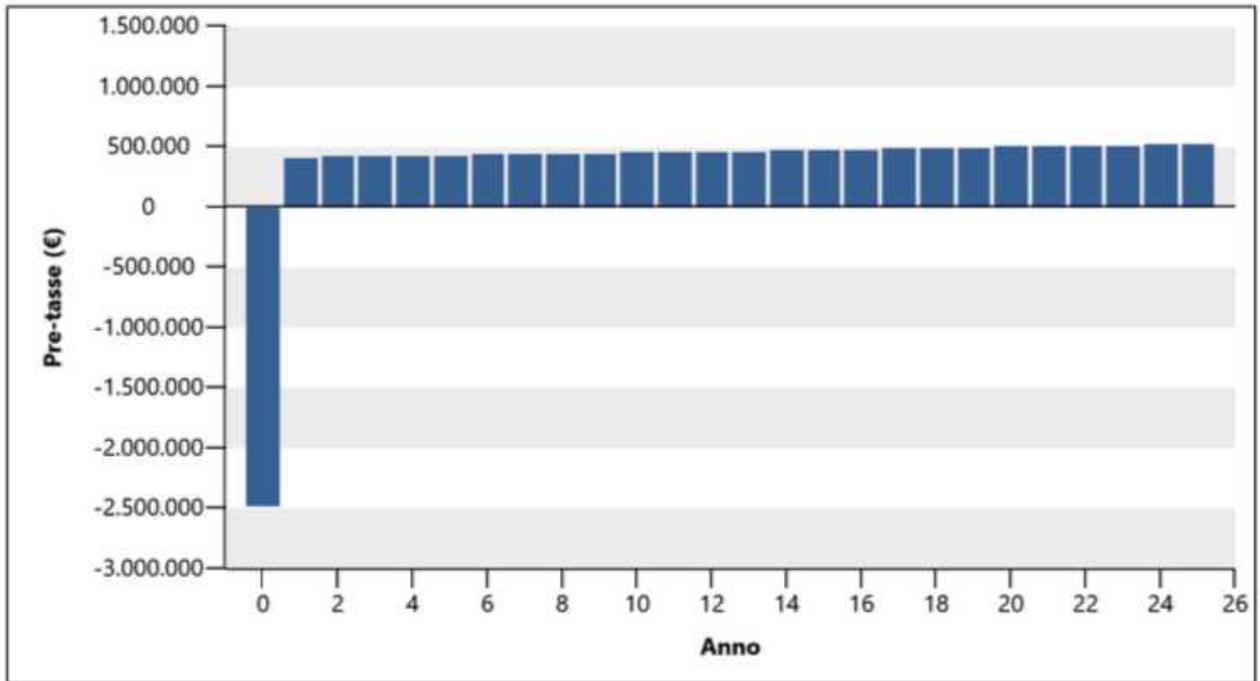


Figura 32. Flusso di cassa annuale – Brindisi

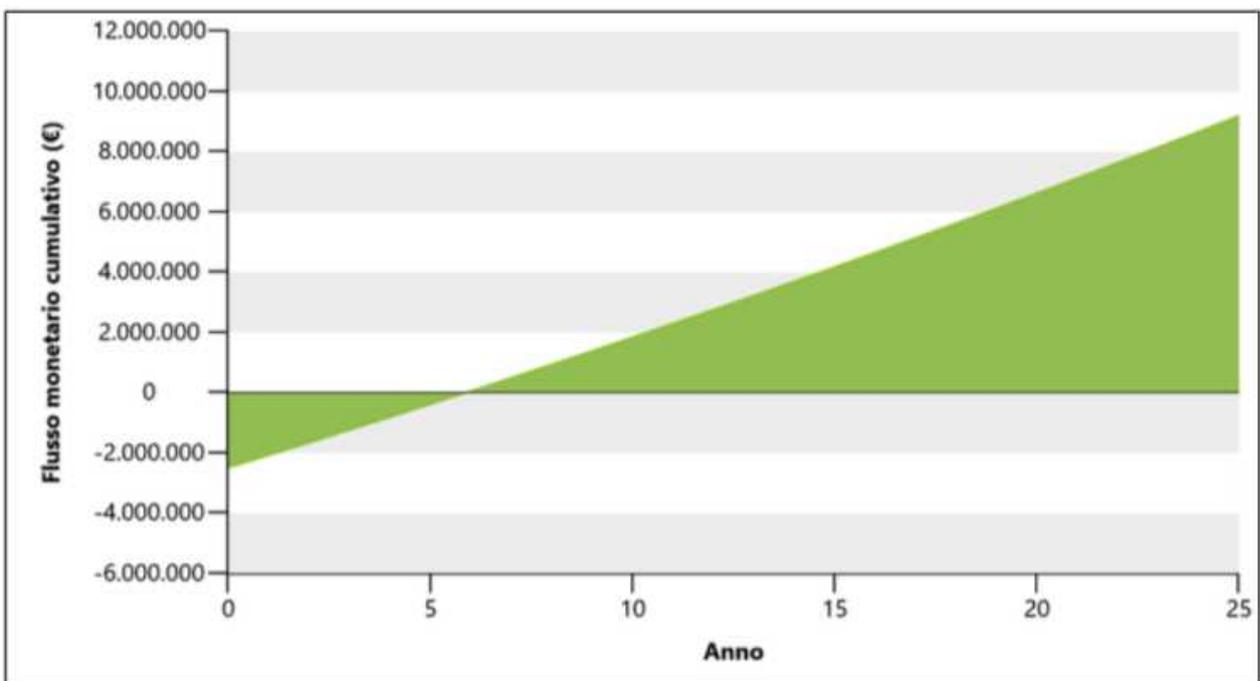


Figura 33. Flusso di cassa cumulativo – Brindisi



Tabella 20. Analisi di rischio - Brindisi

Effettuare analisi su	TIR pre-tasse - capitale proprio investito				
	500 No				
Numero di combiazioni Generatore aleatorio					
Parametro	Unità	Valore	Gamma (+/-)	Minimo	Massimo
Costi iniziali	€	2.484.000	50%	1.242.000	3.726.000
Gestione e manutenzione	€	83.628	50%	41.814	125.442
Energia elettrica ceduta alla rete	MWh	2.903.81	50%	1.451.91	4.355.72
Prezzo cessione energia elettrica	€/MWh	169.93	50%	84.97	254.90
Mediana				%	16.8%
Livello di rischio				%	10%
Minimo entro intervallo di confidenza				%	9.2%
Massimo entro intervallo di confidenza				%	28.2%

3) Simulazione impianto FV - Bari

Analogamente al caso di Brindisi, anche per l'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari è stata sviluppata una simulazione relativa all'installazione di impianti FV finalizzati a coprire il relativo fabbisogno energetico. I diagrammi che seguono riportano per i primi 5 POD per consumo, l'energia elettrica prodotta da 5 differenti impianti FV (uno per POD) in grado di azzerare l'assorbimento complessivo annuale di energia di ciascun POD. Infine, l'ultimo grafico è relativo alla simulazione di un ipotetico impianto, in grado di produrre il totale di energia consumata dall'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari.



Tabella 21. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E00221515 – Bari

POD: IT001E00221515	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Energia prodotta	42484	44150	64768	76272	85426	90558	96974	100940	79151	68179	45099	36703
Energia media consumata	79252	64662	61405	52730	60345	82147	93570	102176	74565	40885	49985	68983

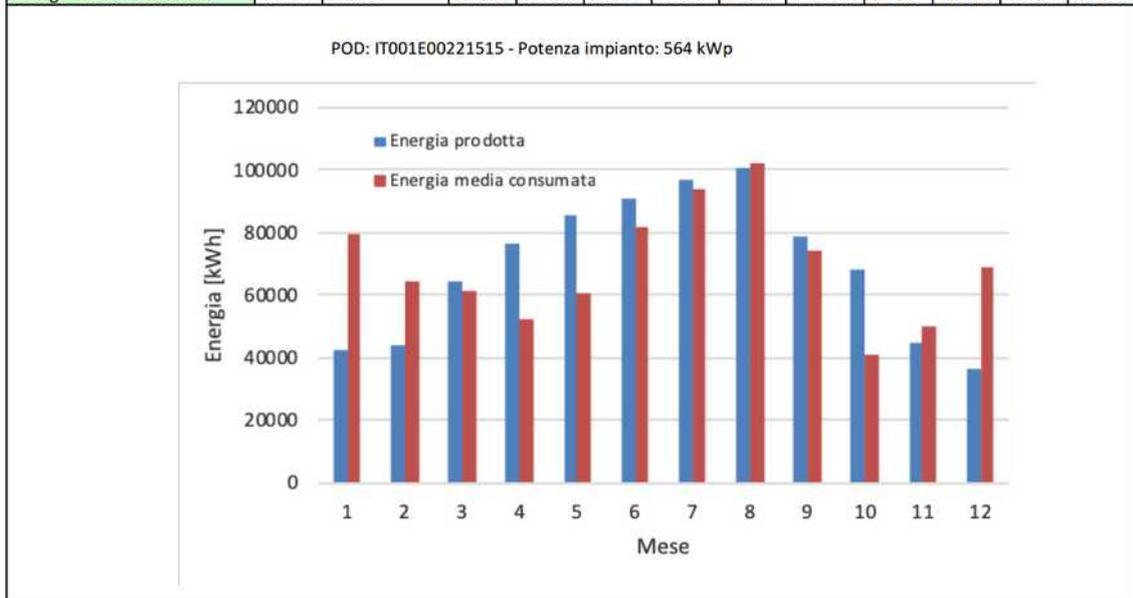


Tabella 22. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E00221513 – Bari

POD: IT001E00221513	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Energia prodotta	34396	35745	52437	61751	69162	73317	78512	81723	64082	55199	36513	29716
Energia media consumata	57370	46010	34176	26488	39463	72877	101591	108881	57346	31605	37313	59432

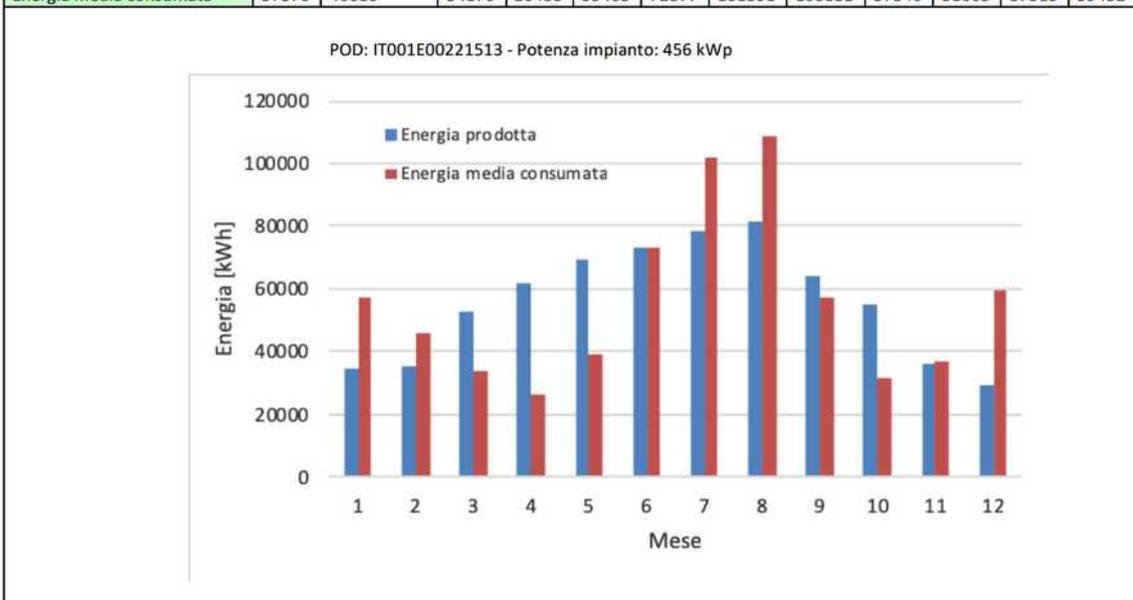




Tabella 23. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E89144672 – Bari

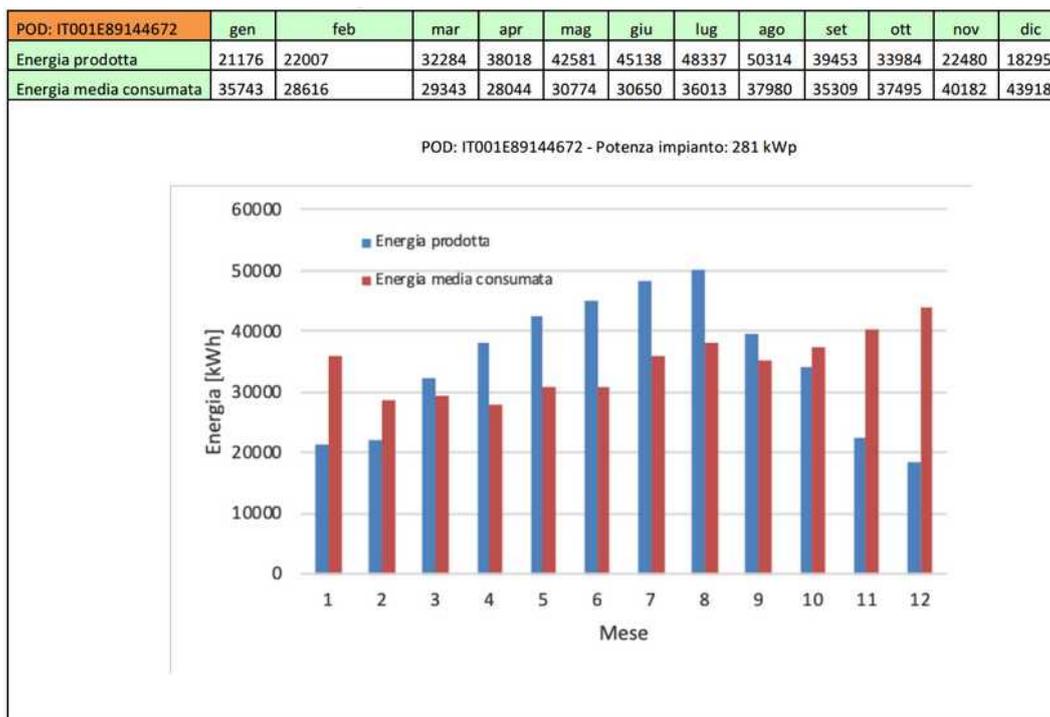


Tabella 24. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E89837201 – Bari

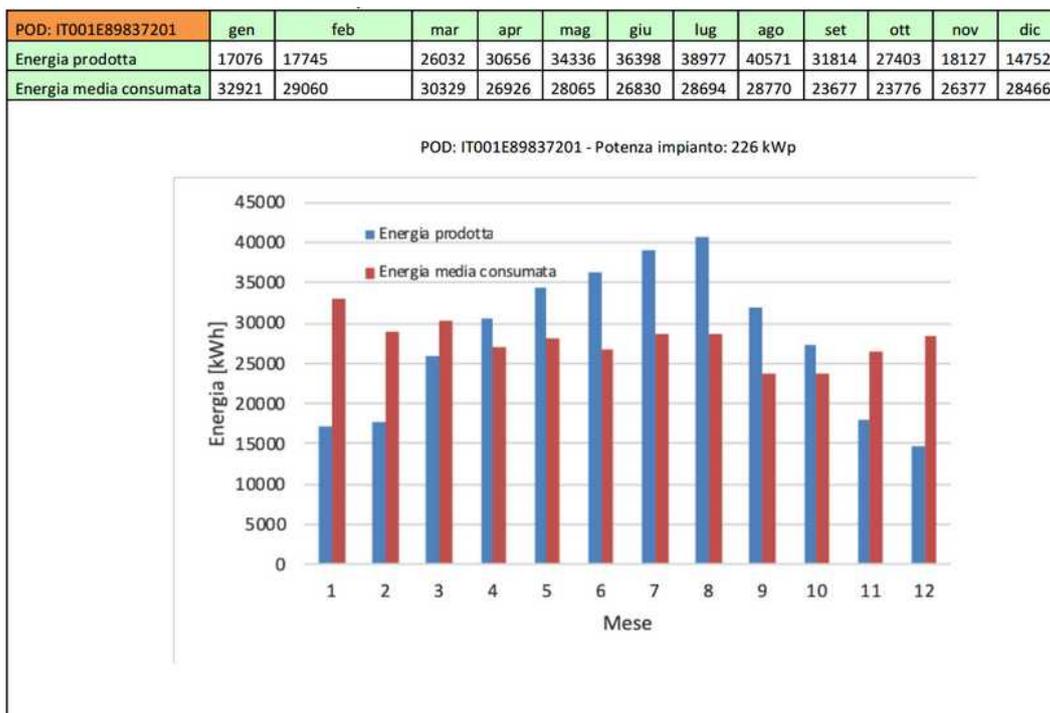




Tabella 25. Risultati simulazione impianto FV sul POD IT001E89763001 – Bari

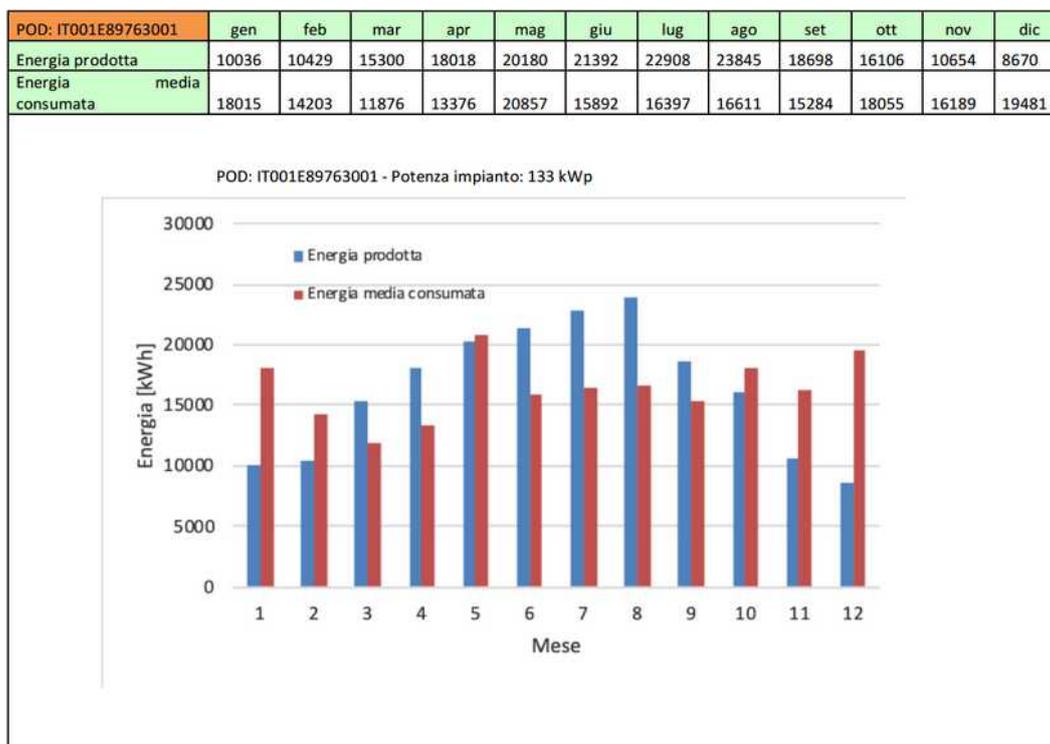
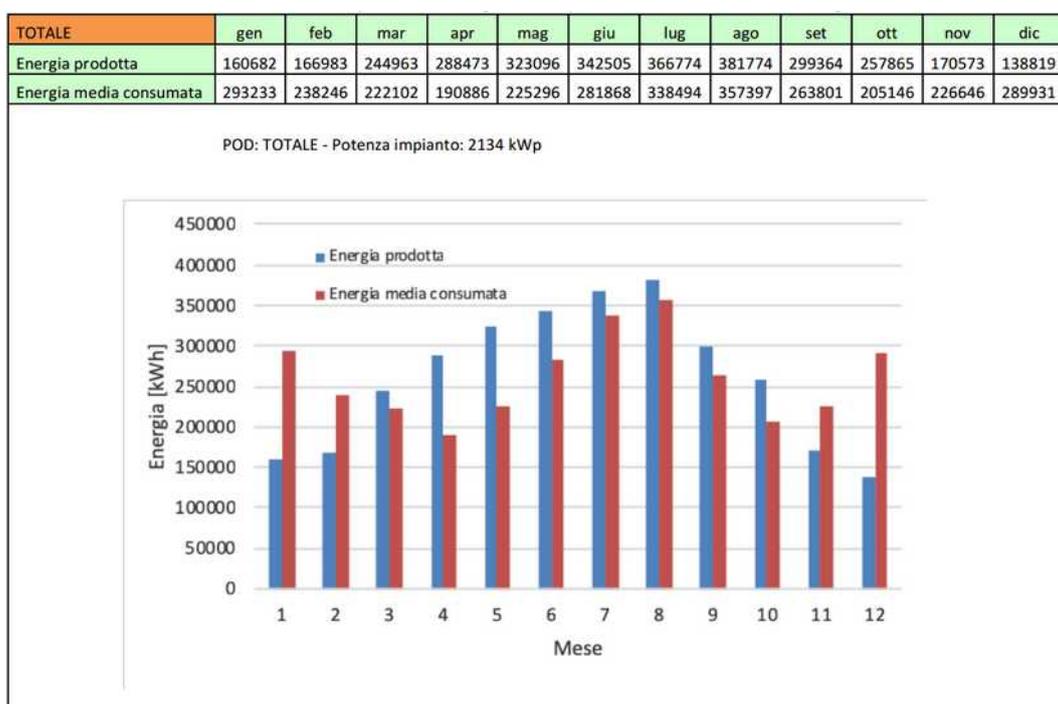


Tabella 26. Risultati simulazione impianto FV in grado di produrre il totale dell'energia elettrica consumata – Bari





4) Prime considerazioni sulla realizzazione di un impianto FV a Bari

Allo scopo di realizzare un impianto FV l'Autorità di Sistema Portuale sede di Bari ha individuato le aree indicate nella figura seguente, quali potenziali spazi per l'installazione di pannelli fotovoltaici. Dette aree assommano ad una superficie complessiva di 16800 mq in grado di ospitare un impianto di potenza pari a 1500kWp.

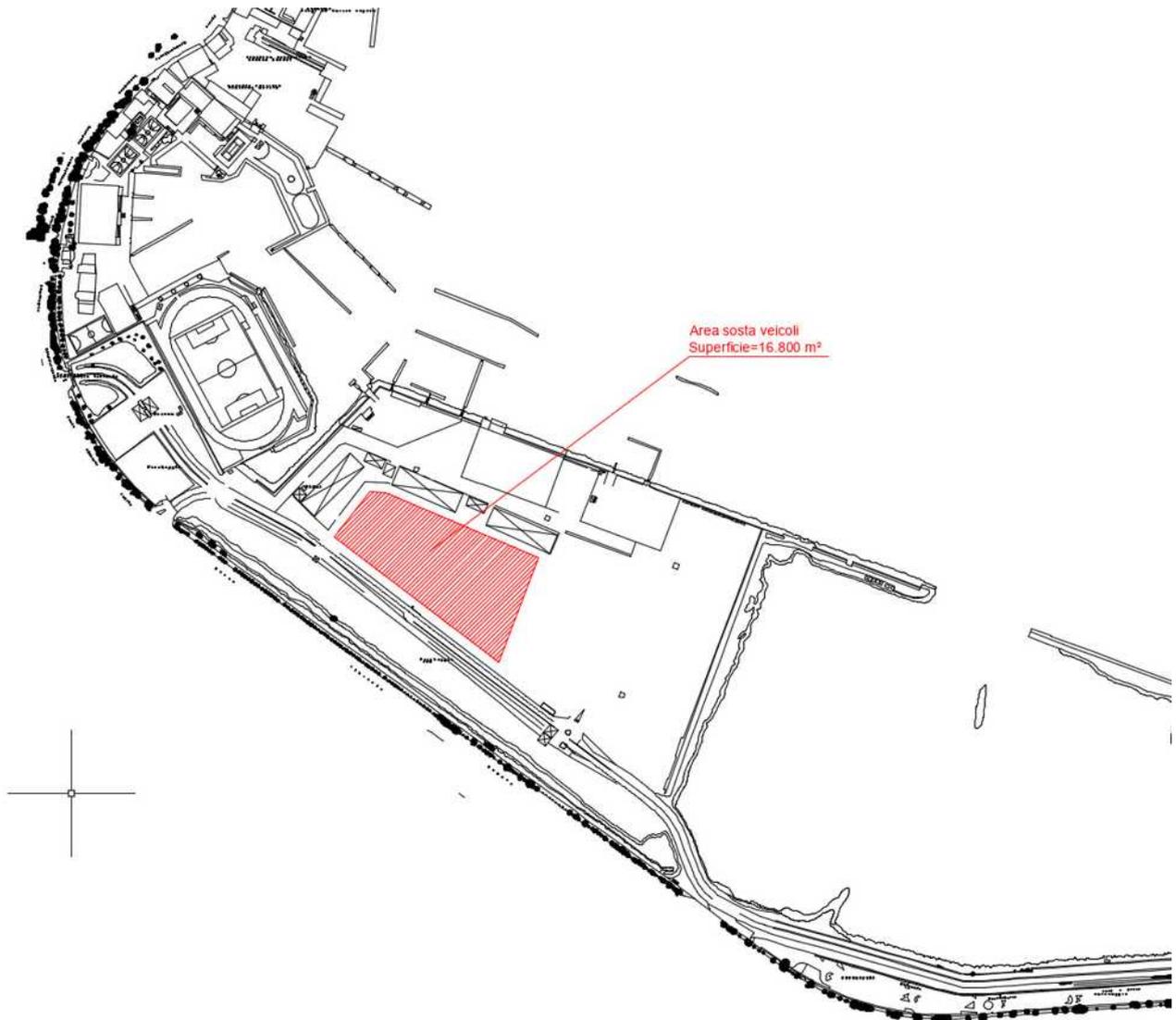


Figura 34. Potenziali spazi per l'installazione di pannelli fotovoltaici nel porto di Bari

Nel seguito si riportano i risultati dell'analisi di fattibilità tecnico-economica-ambientale relativa alla realizzazione di un impianto FV dislocato sulle aree indicate in Figura 34 ed avente una potenza complessiva 1500 kWp.



Si evidenzia che l'energia elettrica prodotta è stata valorizzata a 5 cEuro per la parte ceduta alla rete ed a 20 cEuro per la parte autoconsumata.

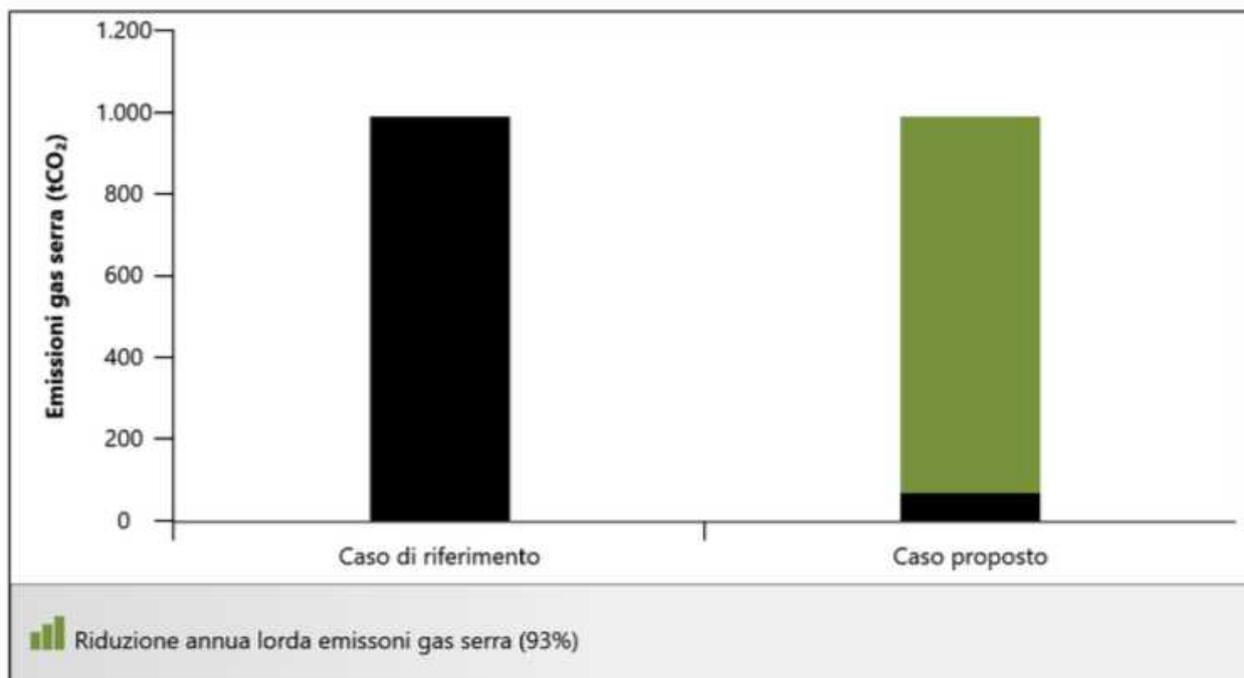


Figura 35. Emissioni di gas serra – Bari

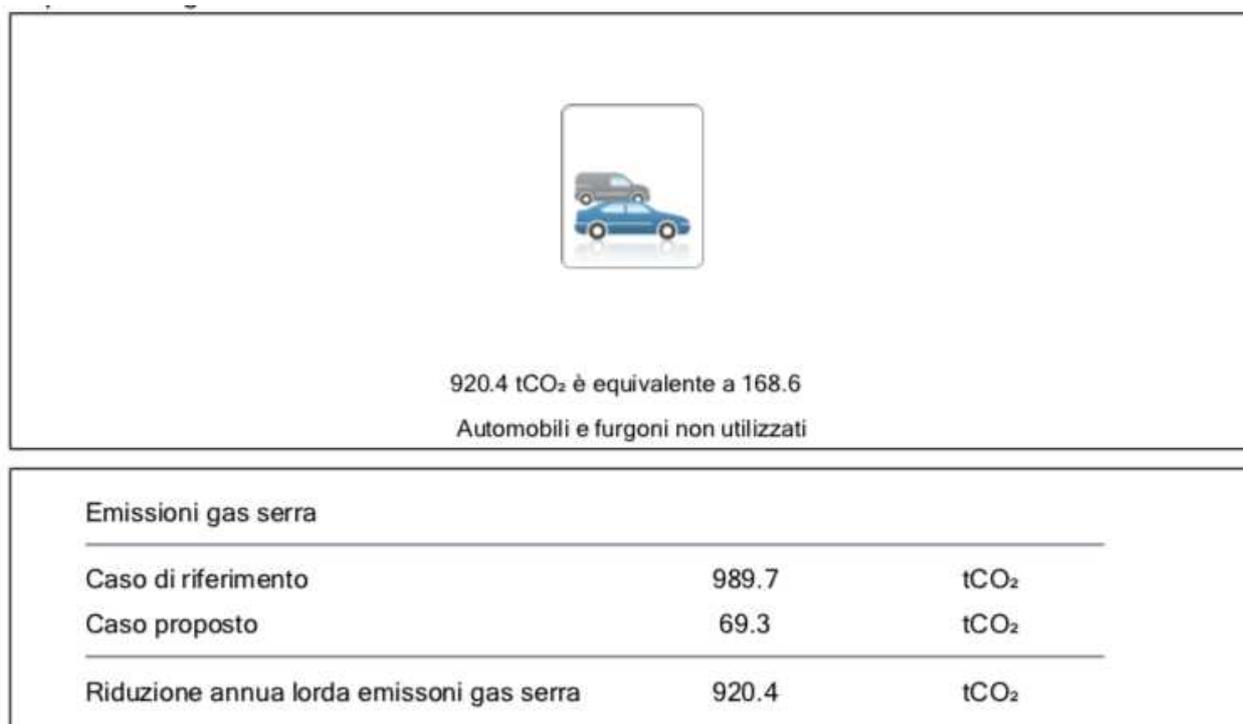


Figura 36. Equivalenza gas serra – Bari



Tabella 27. Fattibilità finanziaria – Bari

Parametri finanziari

Tasso inflazione	%	1%
Vita progetto	anno	25

Costi | Risparmi | Reddito

Costi iniziali			
Costo iniziale	100%	€	1.800.900
<hr/>			
Totale costi iniziali	100%	€	1.800.900
Incentivi e sovvenzioni			
		€	0
Costi annuali e pagamento debiti			
Costi di gestione e manutenzione (economie)		€	60.630
<hr/>			
Totale costi annui		€	60.630
Risparmi e ricavi annui			
Ricavi da cessione di energia elettrica		€	456.456
<hr/>			
Risparmi e ricavi totali annui		€	456.456

Fattibilità finanziaria

TIR ante-imposte - attività	%	23%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	4.5
Ritorno del capitale investito	anno	4.4

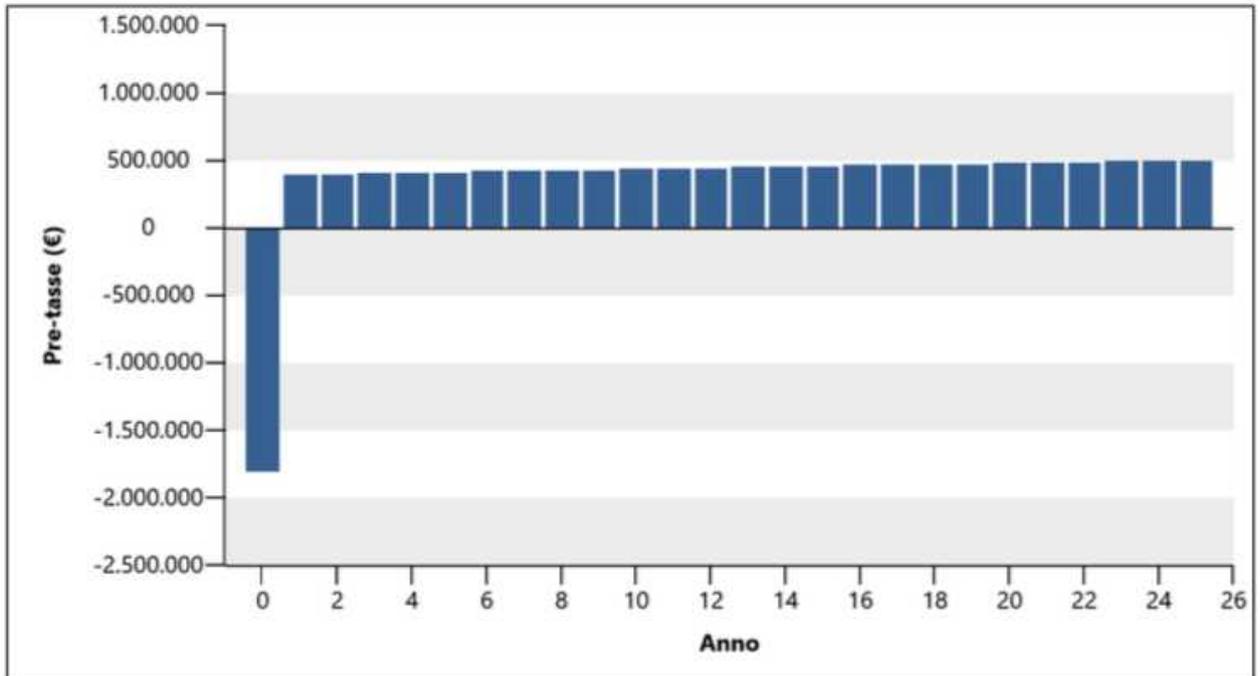


Figura 37. Flusso di cassa annuale – Bari

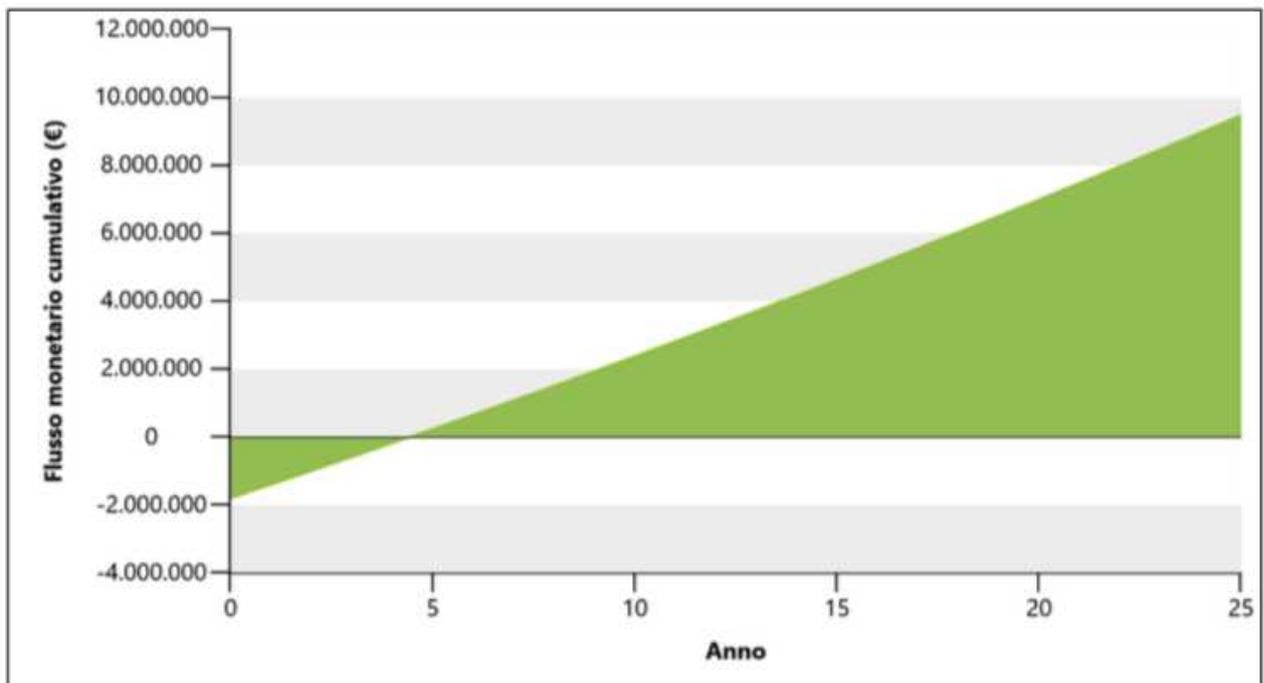


Figura 38. Flusso di cassa cumulativo – Bari



Tabella 28. Analisi di rischio – Bari

Effettuare analisi su Numero di combiazioni Generatore aleatorio	TIR pre-tasse - capitale proprio investito				
	500		No		
Parametro	Unità	Valore	Gamma (+/-)	Minimo	Massimo
Costi iniziali	€	1.800.900	50%	900.450	2.701.350
Gestione e manutenzione	€	60.630	50%	30.315	90.945
Energia elettrica ceduta alla rete	MWh	2.291.73	50%	1.145.86	3.437.59
Prezzo cessione energia elettrica	€/MWh	199.18	50%	99.59	298.76
Mediana				%	23%
Livello di rischio				%	10%
Minimo entro intervallo di confidenza				%	12.6%
Massimo entro intervallo di confidenza				%	36.6%

5) Simulazione impianto FV - Manfredonia

Per quanto attiene la sede di Manfredonia dell'Autorità di Sistema Portuale, i consumi annuali (rilevati nel 2016) relativi al porto commerciale e industriale pari a circa 320.000 kW e principalmente derivanti dall'impianto di protezione catodica potrebbero far ipotizzare la possibilità di un adeguato risparmio mediante l'installazione di un adeguato impianto fotovoltaico.

Tale opportunità tuttavia non è stata valutata in quanto l'unica disponibilità di superfici sulle quali effettuare l'installazione è relativa al molo esistente per il quale, però, non vi è certezza sulla possibilità futura di utilizzo.

III.4.2. Eolico

III.4.2.1. Caratteristiche salienti della tecnologia eolica

L'eolico è una delle tecnologie più affermate e consolidate per la produzione di energia da fonte rinnovabile. Questa tecnologia ha raggiunto ormai una fase di piena maturità, con elevati livelli di competitività rispetto alle tecnologie tradizionali di generazione di potenza da combustibili fossili. Per tale motivo, l'energia eolica è destinata a svolgere un ruolo sempre più importante nel futuro scenario energetico nazionale.



La produzione di energia elettrica di un generatore eolico è ovviamente funzione della velocità del vento. Al di sotto dei 3÷5 m/s (velocità di cut-in) il generatore è fermo. La velocità minima che permette alla macchina di fornire la potenza di progetto è tipicamente 8-12 m/s. Ad elevate velocità (20-25 m/s), ovvero raggiunta la cosiddetta velocità di cut-off, l'aerogeneratore viene arrestato e messo a bandiera per ragioni di sicurezza.

Secondo uno studio dell'European Wind Energy Association (EWEA), nel 2013 i paesi dell'Ue hanno installato 11 GW di nuovi impianti eolici raggiungendo una potenza cumulata pari a 117 GW, con una produzione di energia elettrica pari a 257 TWh, pari al 8% del consumo elettrico europeo.

L'obiettivo di potenza che l'Italia si è prefissato per il 2020 è 16,2 GW a fronte di una produzione di energia elettrica di 27,2 TWh, con un risparmio di 5,1 Mtep (l'autorità italiana per l'energia elettrica e il gas, con la Delibera EEN 3/08 ha fissato il valore del fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria in 0,187 tep/MWh) e di CO₂ pari a 16 M ton di CO₂.

III.4.2.2. Tecnologie a confronto

Lo sviluppo tecnologico delle turbine eoliche è iniziato nella seconda metà degli anni '70, con l'avvio di programmi di ricerca nazionali sulle fonti rinnovabili conseguenti alla crisi petrolifera del 1973.

Nel corso degli anni la dimensione tipica delle turbine eoliche è cresciuta sempre più, raggiungendo oggi potenze di 10 MW, con diametri del rotore fino a 164 m. Tuttavia, considerate le esigenze dell'Autorità di sistema portuale del mare Adriatico meridionale, si ritiene opportuno concentrare il presente studio sui sistemi di piccola potenza.

Gli aerogeneratori, in ragione della posizione dell'asse attorno a cui ruota il rotore, si distinguono in generatori ad asse orizzontale (HAWT) e ad asse verticale (VAWT). I primi sono i più noti e diffusi; tuttavia i generatori ad asse verticale ultimamente sono diventati oggetto di studio e ricerche soprattutto in riferimento alle piccole potenze.

Tra i generatori ad asse orizzontale, in base alla posizione del piano rotorico, a seconda che sia a monte o a valle della navicella del generatore, è possibile distinguere:

- HAWT UPWIND: soluzione maggiormente utilizzata, il rotore trovandosi a monte della navicella, viene investito direttamente dal flusso d'aria.
- HAWT DOWNWIND: poiché il piano rotorico è disposto a valle della navicella, la scia della torre e della navicella stessa disturbano il flusso incidente sul rotore. A causa del costante passaggio delle pale davanti alla torre dell'aerogeneratore, esse saranno soggette ad un ciclo di fatica. Il vantaggio è che esse sono autoallineanti rispetto alla direzione del vento.

Infine, recentemente sono state sviluppate geometrie innovative, nelle quali le classiche pale sono state sostituite da profili aerodinamici studiati ad hoc, al fine di ottenere migliori performance.

La figura seguente mostra due esempi di microturbine eoliche ad asse orizzontale e verticale.



Figura 39. Esempi di microturbine eoliche ad asse orizzontale e verticale

III.4.2.3. Microturbine eoliche applicate al caso di studio

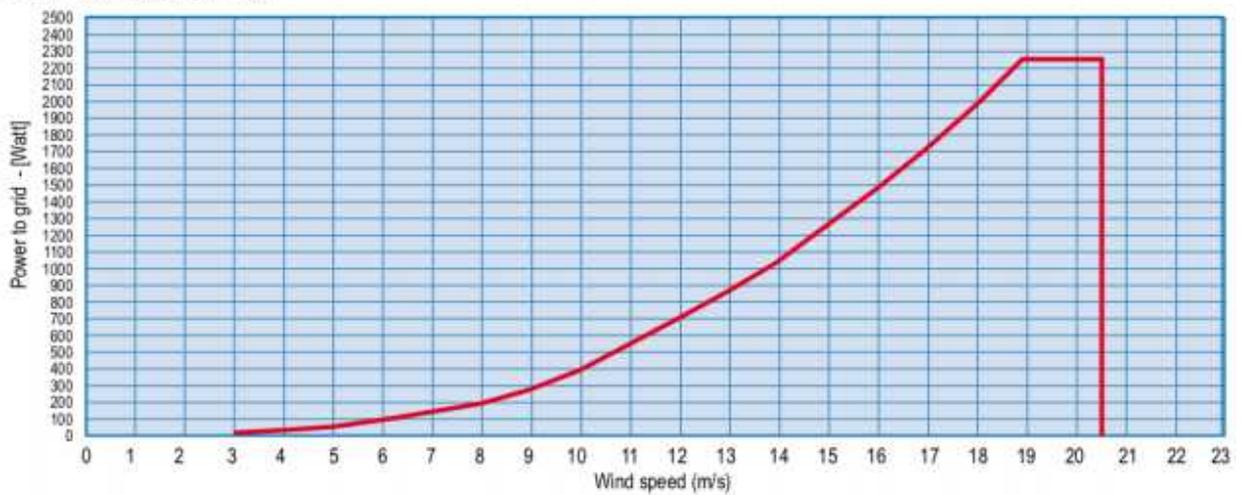
Nell'ambito del presente studio è stata valutata l'applicazione nei siti dell'Autorità di Sistema Portuale di due differenti microturbine eoliche ad asse orizzontale e verticale di ultima generazione:

- 1) Energy ball V200;
- 2) DS3000W.

I grafici e le tabelle seguenti mostrano le principali caratteristiche delle due microturbine. Per maggiori dettagli si rimanda ai documenti allegati in Appendice – Parti 7 e 8.



Power curve Energy Ball® V200



Average wind speed		Yield / year
[m/s]	[Beaufort]	[kWh]
7.5 m/s	4.5	2200 kWh
7 m/s	4.5	1750 kWh
6 m/s	4	1000 kWh
5 m/s	3.5	500 kWh
4.5 m/s	3	340 kWh
4 m/s	3	240 kWh

General	Minimum wind velocity	3 m/s
	Maximum wind velocity	40 m/s
	Rotor speed control	Niet nodig
	Measured yield at 10 m/s	400 Watt
	Maximum yield at 19 m/s	2250 Watt
	Maximum RPM at 40 m/s	700 rpm
	Gross weight	90 kg
	No. of rotor blades	5
	Type of rotor blade	Glass fibre reinforced polyester
	Rotor diameter	1.98 m
	Spinning surface	3.6 m ²
	Brake system	Electric
Transmission	None (not required)	
Generator	Electric drive	3-phase, 12-pin brushless
	Solenoid generator type	Permanent Neodymium
Inverter	Net voltage	230 Vac / 50 Hz

Figura 40. Estratto della scheda tecnica della microturbina eolica Energy ball V200



Number of blades	3
Type of blades	4 Savonius and 3 Darrieus
Generator	3 phases MPG
Nominal power	3kW
Voltage	48V/220V
Wind class	CLASS III IEC 61400-2
Swept area	10,5m ²
Weight	680kg
Cut-in wind speed	2,2m/s
Nominal speed	12m/s
Cut-out wind speed	18m/s
Transmission	Direct Drive
Power control	MPPT
Brake and protection	Automatic dump-load and automatic brake
Controller	48V DC for battery charge
Inverter	ABB inverter with 97% efficiency
Noise	Max. 50dBA
Type of pole	Conical 7-8mt

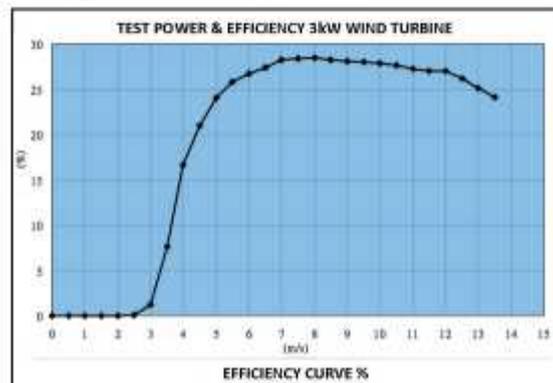
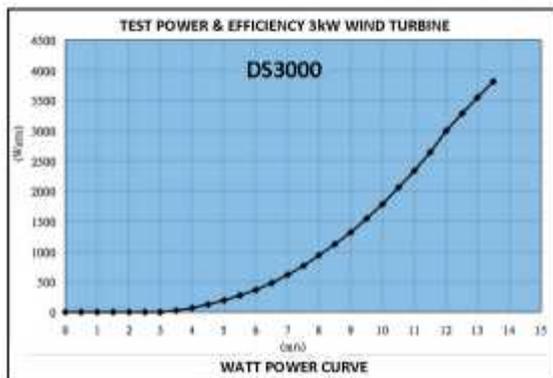


Figura 41. Estratto della scheda tecnica della microturbina eolica ETNEO DS3000W



III.4.2.4. Dimensionamento di massima di un parco eolico in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale

Nell'ambito del presente studio è stata eseguita solo la simulazione riguardante il dimensionamento di massima di più parchi eolici, costituiti da microturbine, a servizio dell'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi. I casi di Bari e Manfredonia non sono stati valutati per i noti livelli di ventosità media di entrambe le sedi, non idonei all'installazione di parchi eolici.

Analogamente alle simulazioni svolte per gli impianti FV, per ciascun POD è stato valutato il numero di microturbine eoliche in grado di azzerare il relativo consumo annuale di energia elettrica. Tutte le simulazioni sono state svolte considerando come riferimento i dati di produttività della turbina DS3000W.

1) Simulazione parco eolico - Brindisi

Le tabelle e i diagrammi che seguono riportano per i primi 5 POD per consumo, l'energia elettrica prodotta da 5 differenti impianti eolici (uno per POD) in grado di azzerare l'assorbimento complessivo annuale di energia di ciascun POD. Infine, l'ultimo grafico è relativo alla simulazione di un ipotetico impianto, in grado di produrre il totale di energia consumata dall'Autorità di Sistema Portuale sede di Brindisi.

Tabella 29. Risultati simulazione impianto eolico sul POD IT001E00225277 – Brindisi

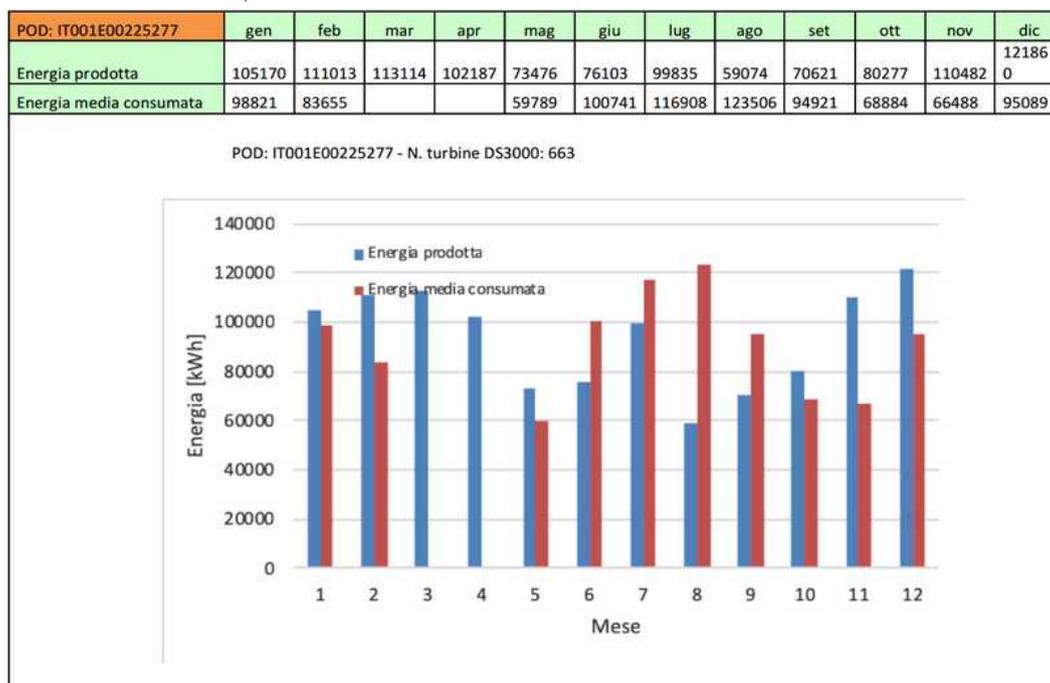




Tabella 30. Risultati simulazione impianto eolico sul POD IT001E74608665 – Brindisi

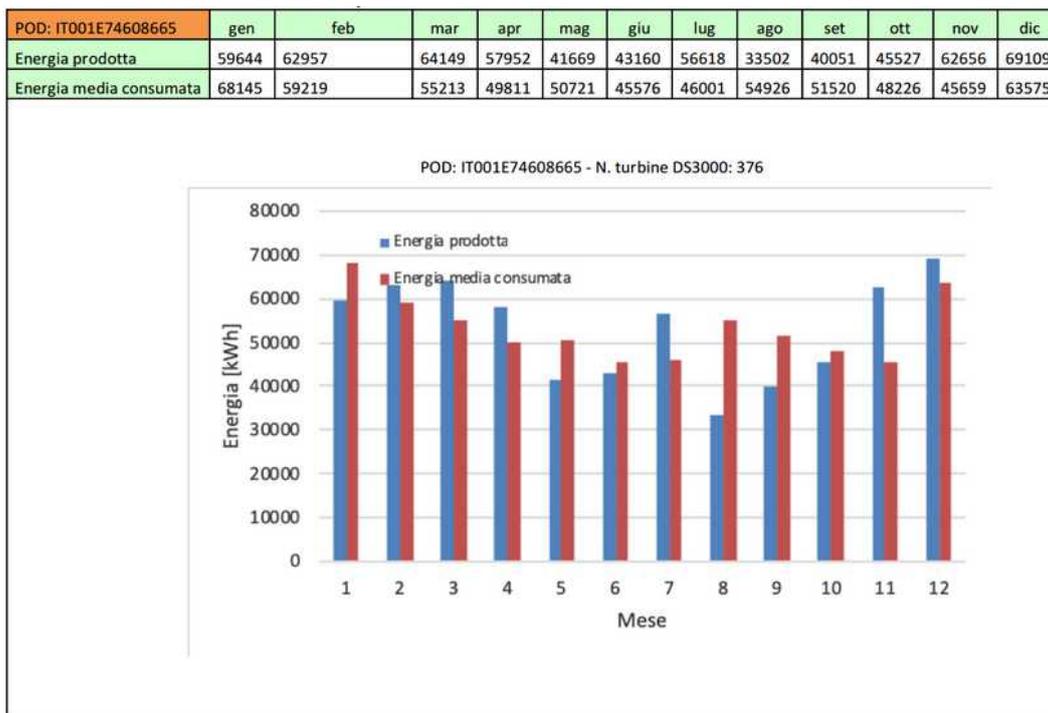


Tabella 31. Risultati simulazione impianto eolico sul POD IT001E74778233 – Brindisi

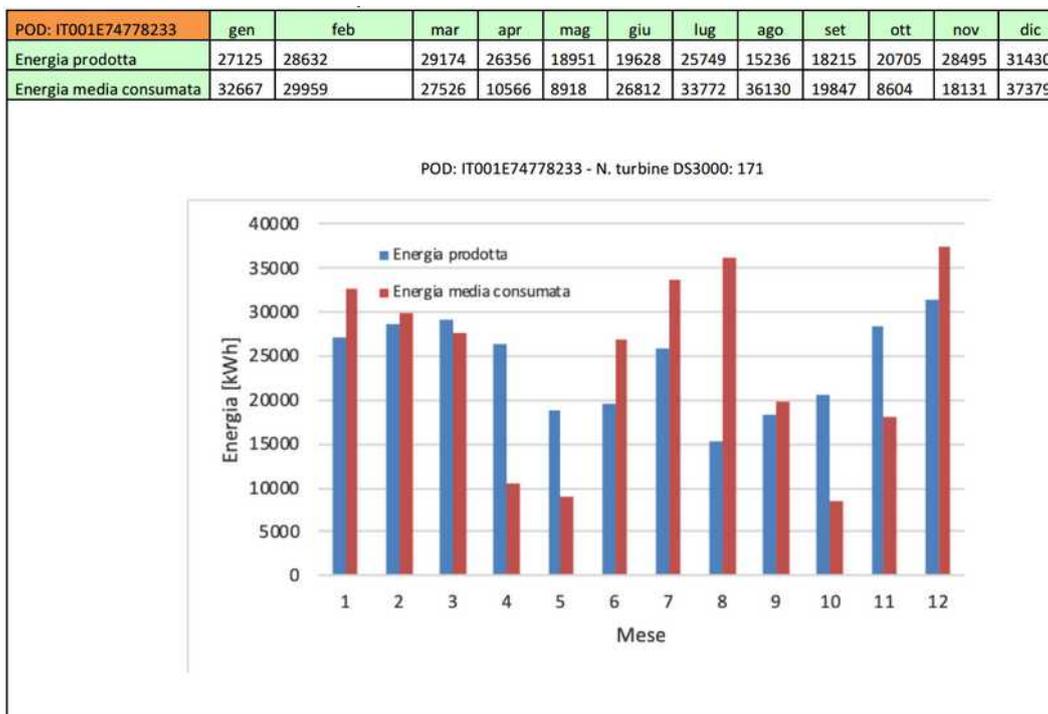




Tabella 32. Risultati simulazione impianto eolico sul POD IT001E74540647 – Brindisi

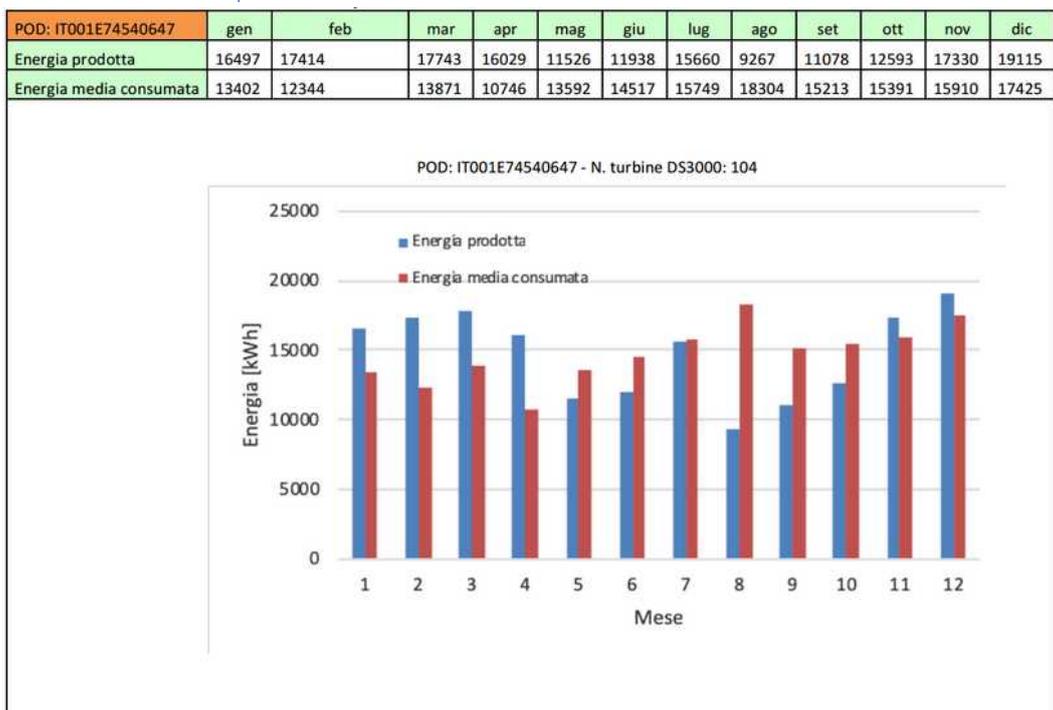


Tabella 33. Risultati simulazione impianto eolico sul POD IT001E74760622 – Brindisi

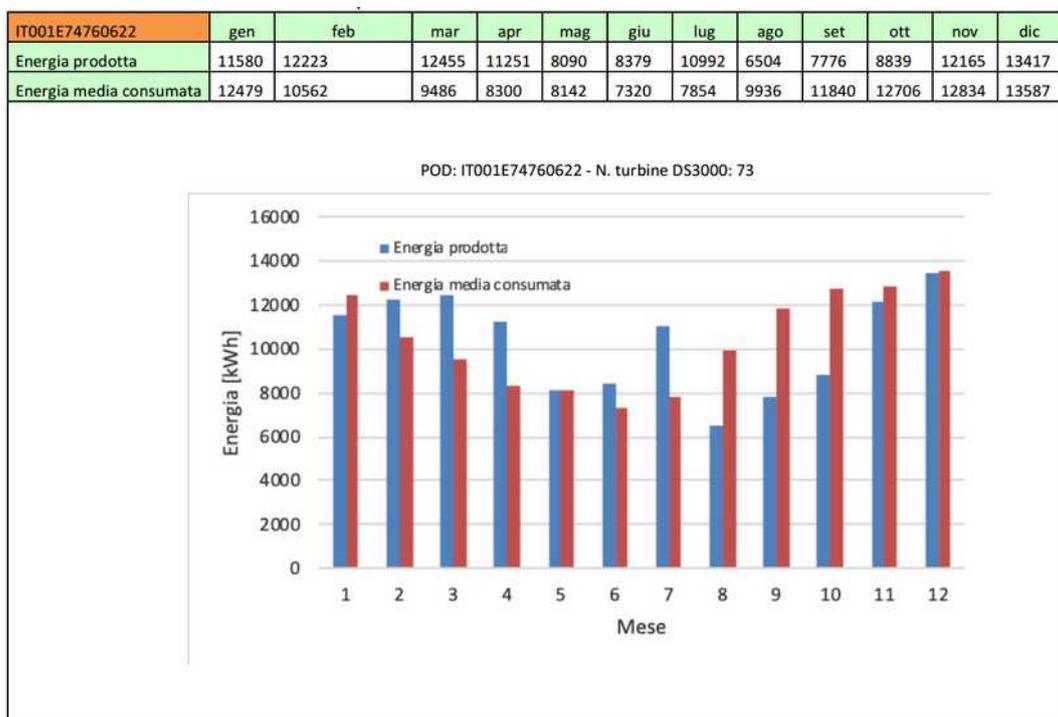
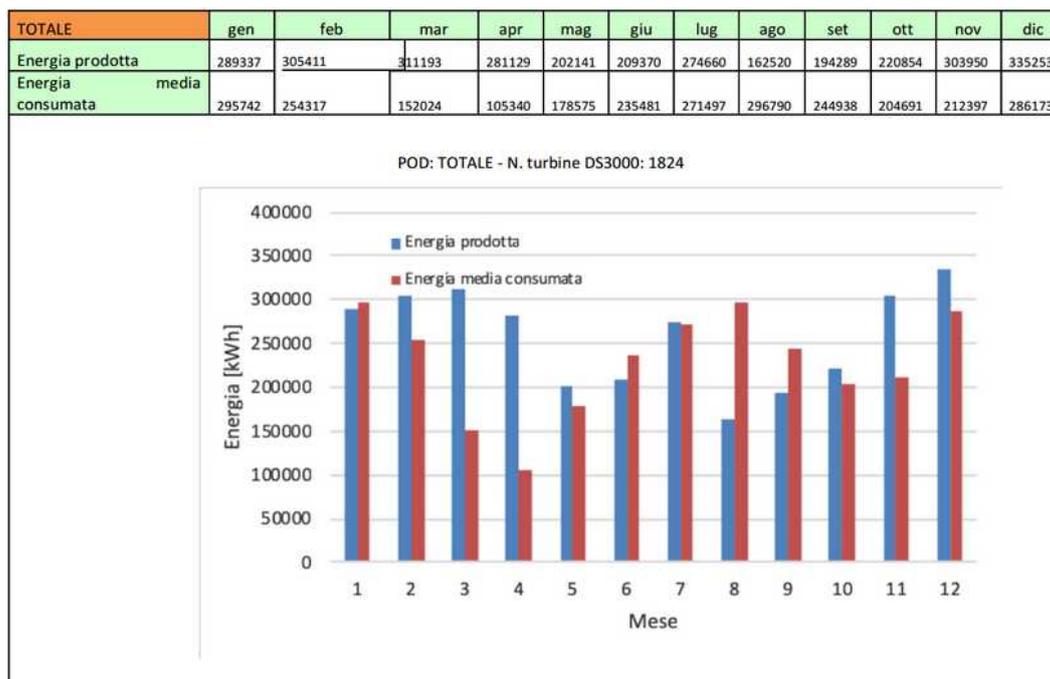




Tabella 34. Risultati simulazione impianto eolico in grado di produrre il totale dell'energia elettrica consumata – Brindisi



2) Prime considerazioni sulla realizzazione di impianti eolici

Analogamente all'analisi del fotovoltaico, anche per l'eolico l'assorbimento di energia dalla rete non coincide con la produzione attesa di energia elettrica. D'altra parte, i risultati delle simulazioni sopra sviluppate (1824 turbine DS3000 nel caso di Brindisi), evidenziano la sostanziale impossibilità di impiego della fonte eolica per coprire interamente il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale: l'intervento non sarebbe accettabile, né da un punto di vista economico, né da un punto di vista dell'impatto sul territorio.

Pertanto, nell'elaborazione degli scenari futuri di sviluppo energetico-ambientale, la fonte eolica potrà essere valutata solo come eventuale soluzione marginale al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale.

III.4.3. Sistemi di accumulo di energia elettrica

I sistemi di accumulo di energia possono essere progettati per rispondere ad una moltitudine di esigenze diverse:

- far fronte a rapide variazioni della domanda di energia elettrica, "appianando" i picchi di richiesta di energia ed evitando sforamenti della potenza massima prelevabile dalla rete;
- contrastare disturbi di tensione temporanei della rete;



- intervenire in mancanza di alimentazione, mentre i generatori di backup si avviano;
- accumulare grandi quantità di energia, al fine di permettere l'erogazione di elettricità in funzione del carico applicato, indipendentemente dalle fluttuazioni istantanee della fonte primaria (ad esempio sole, vento).

Le applicazioni per la qualità della potenza sono legate al miglioramento delle prestazioni in regime transitorio, principalmente per l'intervento in presenza di buchi di tensione, e per la regolazione di frequenza al fine di assorbire le variazioni di carico. I sistemi di accumulo atti a questi scopi devono essere capaci di erogare elevate potenze in tempi molto brevi (da frazioni di secondo fino ad alcuni secondi), garantendo una elevata capacità di funzionamento in continui cicli di carica/scarica di breve durata ed un basso deterioramento delle prestazioni.

I sistemi per il trasferimento di potenza mirano a fornire alla rete servizi nel campo del supporto di media durata, nell'ordine dei minuti. In particolare, in questo settore rientrano sistemi di "riserva rotante" per aumentare la flessibilità e l'economicità dell'esercizio, nonché sistemi atti ad aumentare l'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili riducendo le fluttuazioni di potenza, e sistemi di supporto alla riaccensione del sistema (black start). Questo settore è generalmente associato a tecnologie elettrochimiche, tra cui batterie piombo-acido, nichel-cadmio e litio-ione, con risposte rapide e media capacità energetica, che però soffrono di un decadimento non trascurabile delle prestazioni nei cicli di carica/scarica.

I dispositivi per la gestione energetica sono principalmente legati alle operazioni di load leveling e peak shaving, in modo da accumulare energia durante le ore di basso carico e rilasciarla nelle ore centrali e serali del giorno, riducendo i picchi di richiesta energetica e permettendo una gestione ottimale della rete elettrica, generalmente dimensionata per sostenere un picco di potenza che viene raggiunto per poche ore l'anno. A tali sistemi è dunque richiesto un funzionamento di lunga durata, nell'ordine di alcune ore, con cicli di carica/scarica di durata giornaliera. Questi sistemi possono essere applicati a livello di sistema o di rete, per una gestione coordinata della domanda e per poter pianificare razionalmente gli investimenti di espansione di rete. Tuttavia, un'applicazione in accoppiamento con impianti di produzione scarsamente regolabili, quali quelli eolici e fotovoltaici, può permettere di accumulare energia durante periodi di congestione della rete, in cui sono imposte limitazioni alla produzione, e di trarre maggiore profitto dalla vendita di maggiore energia nelle ore di picco. Per scopi di gestione energetica, le tecnologie più indicate sono impianti di pompaggio e CAES, a livello di sistema, mentre per applicazioni più diffuse sono utilizzate batterie ad alta capacità energetica, quali quelle a sodio-zolfo, ad elettrolita liquido (VRB o zinco-bromo), nonché le celle a combustibile.

Le grandezze tecniche fondamentali dei sistemi di accumulo sono:

- potenza nominale;
- capacità energetica (data dal prodotto della potenza nominale per il tempo totale di scarica);
- rendimento di carica e rendimento di scarica (il cui prodotto è detto rendimento di round-trip);
- velocità di scarica;
- profondità di scarica.



Altre grandezze che determinano la convenienza dell'investimento sono la vita utile, il tasso di decadimento delle prestazioni nel tempo, l'ingombro per unità di potenza, il costo per unità di potenza e per unità di energia.

III.4.4. Solare per la generazione di energia termica

III.4.4.1. Caratteristiche salienti della tecnologia solare termica

Gli impianti solari termici rappresentano una tecnologia matura per la produzione di acqua calda sanitaria. Essi sfruttano la radiazione solare per produrre acqua calda da rendere disponibile per diverse applicazioni, fra cui il riscaldamento/raffreddamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

Le tipologie di pannelli solari termici maggiormente diffuse possono essere raggruppate in due categorie: i tubi sottovuoto e i pannelli vetrati.

I tubi sottovuoto presentano un elevato rendimento in tutti i mesi dell'anno e sono adatti ad essere installati anche in condizioni climatiche rigide. Essi sono costituiti da tubi di vetro, al cui interno viene generato il vuoto, al fine di contenere le dispersioni di calore verso l'esterno, e posto un elemento assorbitore della radiazione solare. La figura seguente mostra un'installazione di impianto solare termico a tubi sottovuoto.



Figura 42. Esempio di installazione solare termica a tubi sotto vuoto

I pannelli solari vetrati, essendo i primi ad essere apparsi sul mercato, rappresentano una tecnologia molto diffusa, sia per applicazioni domestiche, sia per piccole applicazioni industriali. Essi, sono costituiti da una lastra



di vetro, un assorbitore di rame, dove circola tipicamente acqua e dall'isolante termico, che riduce le dispersioni di calore. La figura seguente mostra un'installazione di impianto solare termico a pannelli vetrati.



Figura 43. Esempio di installazione solare termica a pannelli vetrati

Gli impianti solari termici possono essere dotati di un serbatoio di accumulo integrato, in questo caso la circolazione dell'acqua nel pannello avviene generalmente per convezione naturale, oppure di un accumulo separato, più indicato per le località particolarmente rigide (circolazione forzata). In quest'ultimo caso la pompa di circolazione viene messa in funzione da una centralina in ragione delle temperature dei collettori e dell'acqua nel serbatoio di accumulo.

III.4.4.2. Pannelli solari termici applicati al caso di studio

A titolo d'esempio, nel seguito si riporta la scheda tecnica di alcuni pannelli solari termici di ultima generazione (Viessmann – VITOSOL 200-FM) che potrebbero essere impiegati dall'Autorità di Sistema Portuale per ridurre i consumi di acqua calda sanitaria e/o quelli relativi al riscaldamento degli ambienti.

I grafici e le tabelle seguenti mostrano le principali caratteristiche dei pannelli.



Tipo		Vitosol 200-FM Tipo SV2F	Vitosol 200-FM Tipo SH2F
Superficie lorda	m ²	2,51	2,51
Superficie di assorbimento	m ²	2,32	2,32
Superficie di apertura	m ²	2,33	2,33
Distanza tra i collettori	mm	21	21
Dimensioni d'ingombro			
Profondità	mm	90	90
Larghezza	mm	1056	2380
Altezza	mm	2380	1056
I seguenti valori si riferiscono alla superficie di assorbimento			
Rendimento ottico	%	81,3	81,3
Coeff. dispersione termica K1	W/(m ² ·K)	3,675	3,675
Coeff. dispersione termica K2	W/(m ² ·K)	0,037	0,037
Capacità termica	KJ/(m ² ·K)	4,89	5,96
Peso	Kg	41	41
Contenuto fluido termovettore	Litri	1,83	2,40
Temperatura max. d'esercizio	bar	6/0,6	6/0,6
Temperatura max. d'inattività	°C	145	145
Produzione di vapore	W/m ²	Ø	Ø
Attacco	Ø mm	22	22

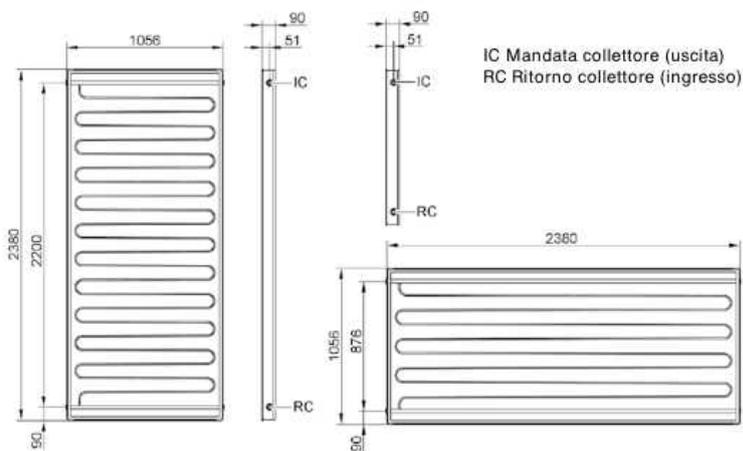


Figura 44. Estratto della scheda tecnica del pannello solare termico Vitosol 200-FM



III.4.4.3. Considerazioni sulla realizzazione di impianti solari termici in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'Autorità di Sistema Portuale

In considerazione della trascurabilità dei consumi di acqua calda sanitaria nelle varie sedi dell'Autorità di Sistema Portuale, verranno eventualmente considerati impianti solari per la generazione di energia termica da realizzare sulla base di specifiche e puntuali esigenze.

III.4.5. Energia dal mare

III.4.5.1. Introduzione

L'energia rinnovabile marina - in particolare l'elettricità generata dalle onde e dalle maree - sta uscendo ormai dalla fase di ricerca e sviluppo e sta entrando stabilmente nella fase operativa, pre-commerciale, essendo già in corso la realizzazione di prototipi su scala reale in ambiente reale. Sebbene in Europa la disponibilità di risorse energetiche marine sia più elevata lungo la costa atlantica, è stato riconosciuto che il Mar Mediterraneo offre notevoli opportunità sia per la significativa capacità di produzione di energia che per lo sviluppo tecnologico. Quest'ultimo è principalmente favorito dalle caratteristiche specifiche di tale bacino, in cui condizioni climatiche più miti consentono di testare i dispositivi a prezzi accessibili e stimolare la progettazione di tecnologie particolarmente efficienti per la raccolta di energia.

Tale energia rinnovabile marina si può generare in almeno quattro modi diversi:

- attraverso lo sfruttamento delle correnti, il cui principio è lo stesso che sta alla base dell'energia eolica, con la differenza che le turbine, invece di essere mosse dalla forza del vento, sono fatte ruotare dalla forza cinetica dell'acqua che viene convertita in energia elettrica;
- dalle maree, dove entra in gioco l'attrazione gravitazionale esercitata dalla luna e per cui vengono utilizzati impianti di grandi dimensioni, come dighe o bacini di accumulo. La marea di solito ha un'ampiezza (dislivello tra l'alta marea e la bassa marea) inferiore al metro, ma in alcune zone, per la particolare configurazione del sito, il dislivello può raggiungere valori elevati, interessanti per lo sfruttamento e la produzione di energia. In alcune zone del pianeta si registrano maree anche con 20m di ampiezza verticale: in Francia a esempio, alla foce del fiume Rance, fra Saint-Malo e Dinard, tra il 1961 e il 1966 è stata costruita una centrale che sfrutta la marea che da quelle parti raggiunge 13,5 m di dislivello. La portata raggiunge 18.000 metri cubi di acqua al secondo e la potenza erogabile raggiunge i 240 MW. Con questa produzione, ogni anno la centrale copre il 3% del fabbisogno elettrico della Bretagna francese;
- attraverso il gradiente di temperatura, ossia lo sfruttamento della differenza di temperatura tra le acque marine superficiali e le acque marine profonde. La tecnologia **OTEC** (Ocean Thermal Energy Conversion, vedi Figura 45) permette di produrre energia in modo economico anche con un balzo termico di appena 20 °C;



- dalle onde: è la forma di energia che deriva dai venti che soffiano sulle superfici dei mari e, soprattutto, degli oceani. L'energia del moto ondoso è quella studiata da più tempo e una di quelle che conosce il maggior numero di prototipi. Per catturarla, vengono impiegati generalmente tre tipi di impianti: quelli sommersi e composti da cilindri fissati al fondale marino; gli apparati galleggianti che sfruttano l'ampiezza delle onde in mare aperto; e gli impianti costieri che sfruttano il principio della colonna d'acqua oscillante.

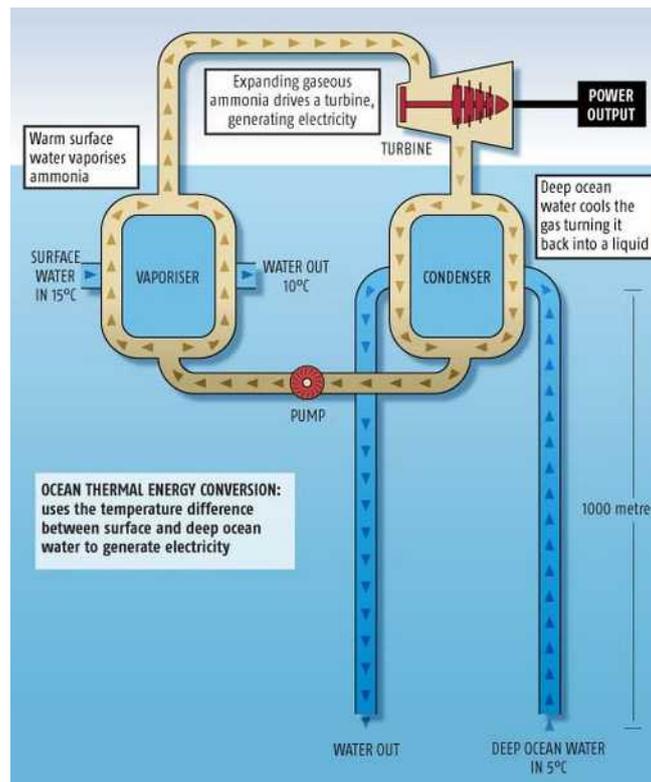


Figura 45. Schema funzionamento tecnologia OTEC Ocean Thermal Energy Conversion

L'energia potenziale e cinetica associata al moto ondoso può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica, utilizzando diverse tipologie di dispositivi. Si stima che il potenziale energetico nei mari e oceani del pianeta raggiunge gli 80.000 TWh/anno, cioè circa cinque volte il fabbisogno elettrico globale. Tuttavia questa fonte di energia ha mediamente una contenuta disponibilità (potenza media annuale pari a 5-10 kW/m¹⁰) e le tecnologie per la sua cattura devono fare i conti con l'ambiente particolarmente aggressivo del mare.

I sistemi in via di sperimentazione indirizzati allo sfruttamento energetico delle onde sono principalmente (vedi "DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA - Il Catalogo delle tecnologie energetiche", 2017 a cura di ENEA, CNR e RSE in Appendice – Parte 9):

¹⁰ La potenza generata viene misurata in chilowatt per metro lineare di costa



- **Oscillating Water Column (OWC)** o colonna d'acqua oscillante (vedi Figura 46): strutture parzialmente sommerse con una camera esterna e una interna comunicanti. Il livello dell'acqua varia nella camera esterna per l'azione del moto ondoso e induce una analoga variazione nella camera interna dove una massa d'aria viene compressa e mette in movimento una turbina collegata ad un generatore elettrico. Un esempio è il sistema LIMPET (vedi "Rapporto Annuale 2014 International Energy Agency – Ocean Energy Systems" in Appendice – Parte 10) sviluppato dalla Voith Hydro Wavegen, composto da 16 turbine Wells con una capacità di generazione di 300 kW (<http://voith.com/en/index.html>) ed installato a Mutriku, Spagna.
- **Overtopping Devices** o sistemi a tracimazione (vedi Figura 47): strutture galleggianti rigide che focalizzano le onde in modo da far riempire appositi serbatoi con un livello dell'acqua superiore a quello naturale. Il differenziale di energia potenziale che si stabilisce viene sfruttato con un flusso d'acqua forzato che mette in rotazione una turbina collegata ad un generatore elettrico. Il Seawave Slot-Cone Generator e il Wavedragon sono esempi di questo tipo di dispositivo (www.wavedragon.net).
- **Oscillating bodies** o corpi galleggianti (vedi Figura 48): le onde incidenti provocano moti relativi tra segmenti di corpi galleggianti o immersi. I moti relativi sono impiegati da opportuni sistemi meccanici/idraulici per convertire energia meccanica in elettrica. Rientrano in questa classe i cosiddetti assorbitori puntuali (point absorbers), in cui il moto ondoso induce moti verticali che vengono convertiti con appositi generatori. Un esempio è il PB3 Power Buoy (vedi Figura 49) sviluppato dalla Ocean Power Technology USA (www.oceanpowertechnologies.com). Nella tecnologia Rotating Mass i due movimenti - verticale e orizzontale del dispositivo che ondeggia tra le onde - sono utilizzati per generare l'energia elettrica dal moto ondoso. Questi movimenti azionano un peso eccentrico o un giroscopio, che è a sua volta collegato ad un generatore installato all'interno del dispositivo (www.emec.org.uk). Nella tecnologia Submerged Pressure Differential invece, il dispositivo viene appoggiato o fissato sul fondo del mare. Il movimento delle onde genera il continuo innalzamento e abbassamento del livello dell'acqua, inducendo un differenziale di pressione sopra il dispositivo. L'alternanza di pressione pompa un fluido (acqua/olio) attraverso un sistema di generazione elettrica (<http://www.aquaret.com>).

Le strutture di tipo OWC sono installate a ridosso di strutture costiere sia naturali (scogliere) che da opere umane (es. barriere frangiflutti, dighe foranee), mentre le altre operano in mare aperto, vicino la costa oppure lontano da questa, dove la risorsa energetica è più regolare e prevedibile.

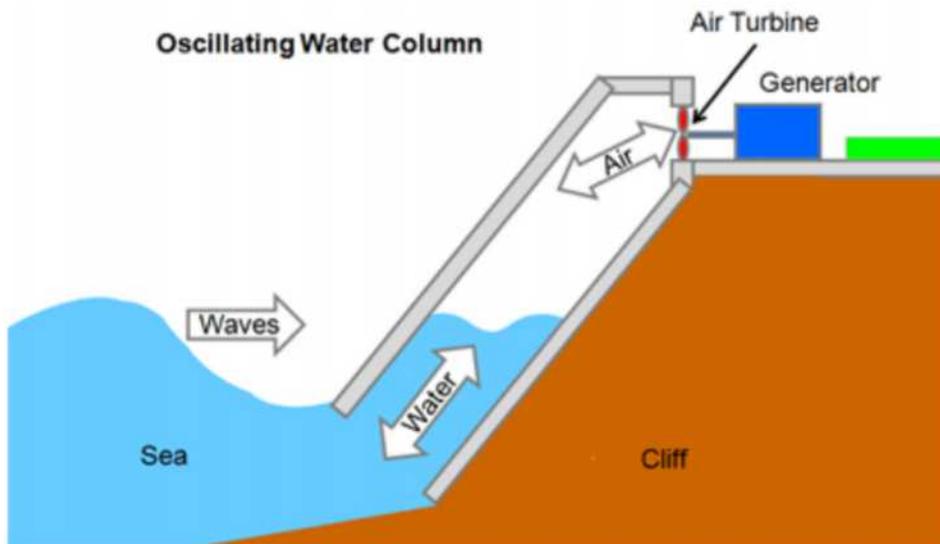


Figura 46. Schema funzionamento Oscillating Water Columns

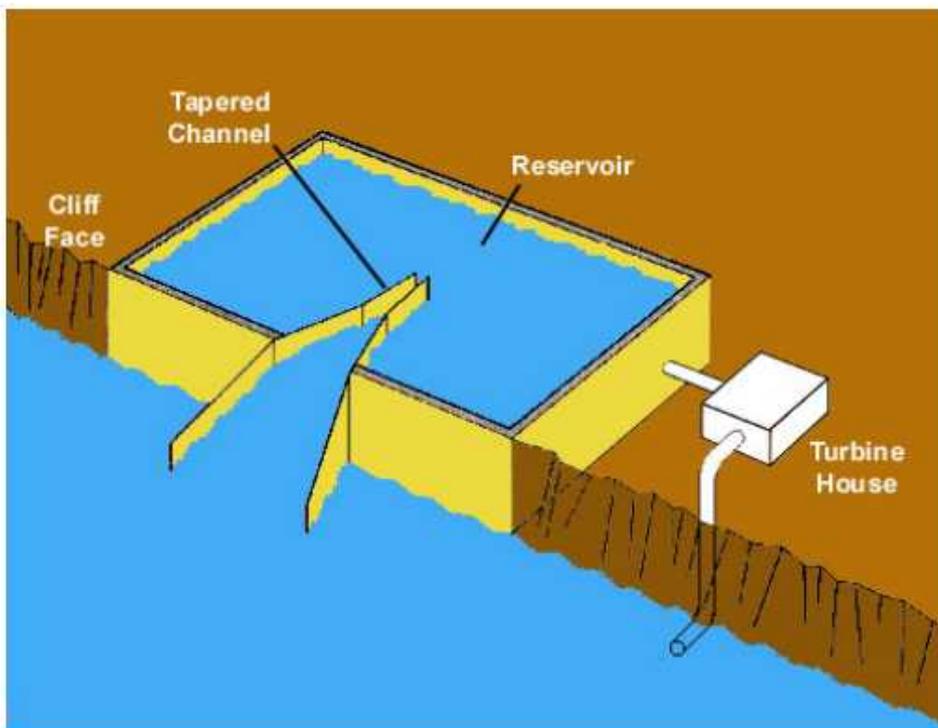


Figura 47. Schema funzionamento Overtopping Devices

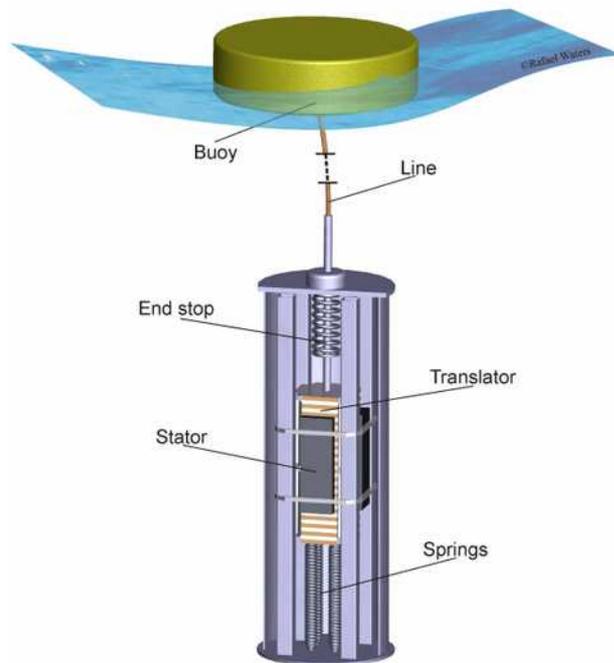


Figura 48. Schema funzionamento Oscillating Bodies

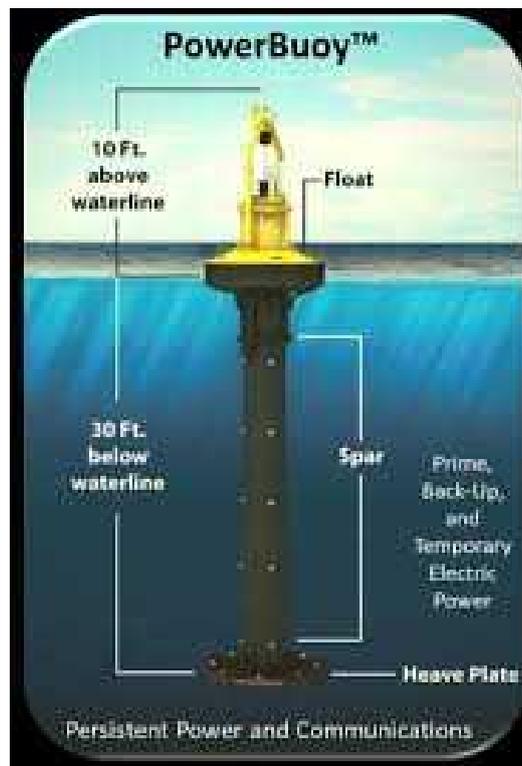


Figura 49. Il PB3 Power Buoy della OPT

Altre tecnologie oggi in fase di field tests sono:

- **ISWEC** (Inertial Sea Wave Energy Converter): piattaforme galleggianti oscillanti (floating pitching converters, FPC), e le derivate IOWEC (Intentium Offshore Wave Energy Converter), PEWEC (Pendulum Wave Energy Converter). Si tratta di dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino e auto-orientanti rispetto alla principale direzione di propagazione delle onde del mare. L'azione meccanica del moto ondoso induce un movimento oscillante dello scafo. Grazie alla presenza di un



sistema di tipo inerziale, non vincolato alla struttura all'interno del galleggiante, si sviluppa un moto relativo che consente la conversione di energia meccanica in elettrica

- **REWEC3**: dispositivo appartenente alla famiglia OWC (Oscillating Water Column), che rispetto ai tradizionali OWC, presenta migliorie sostanziali nella resa energetica dell'impianto e nella sua risposta all'azione delle onde che lo investono
- **R115/H24**: dispositivo sviluppato dalla società italo/inglese 40 South Energy. Nel corso del 2015 un prototipo è stato varato nel Tirreno settentrionale.

Altre tecnologie a più basso TRL¹¹ ma degne di nota sono: il sistema ad assorbitore puntuale (point absorber) con dimensioni caratteristiche molto minori della lunghezza dell'onda incidente ed è dimensionato per i climi ondosi del mare Mediterraneo; il sistema WaveSAX, tecnologia di tipo OWC, con turbina immersa in acqua; il dispositivo Reciprocating Linear Alternator (RLA), cioè un generatore elettromeccanico che sfrutta il moto reciproco tra due parti per produrre energia elettrica.

III.4.5.2. Lo scenario delle tecnologie a livello nazionale e internazionale

Lo scenario attuale a livello mondiale vede alcune tecnologie in uno stato molto avanzato di sperimentazione ma ancora non si hanno esempi concreti di sfruttamento su scala industriale. L'Europa è leader mondiale per questa tecnologia, ciò è testimoniato anche dal forte interesse nei programmi europei di investimento, e i maggiori investimenti nazionali provengono dai paesi che si affacciano sull'oceano Atlantico. Le attuali installazioni si riferiscono a piccoli impianti la cui analisi sta fornendo dati per poter procedere alla fase successiva di installazione di unità di scala MegaWatt.

Lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento dei moti ondosi in Italia è confrontabile con quello di paesi leader in campo mondiale. Nel nostro Paese vi è un crescente interesse attorno alle tecnologie per lo sfruttamento delle onde e delle correnti marine per la produzione di energia. L'energia del moto ondoso disponibile per la conversione in energia elettrica nel Mediterraneo è relativamente scarsa se paragonata con quella degli oceani. Paradossalmente, però, mareggiate d'intensità inferiore presentano il vantaggio di poter utilizzare tecnologie che negli oceani risulterebbero pressoché impraticabili.

¹¹ TRL = Technology Readiness Level. Indica una metodologia per la valutazione del grado di maturità di una tecnologia ed è basata su una scala di valori da 1 a 9, dove 1 è il più basso (definizione dei principi base) e 9 il più alto (sistema già utilizzato in ambiente operativo). Nel 2013, l'Organizzazione internazionale per la normazione (ISO) ha pubblicato un proprio standard per definire i livelli di maturità tecnologica ed i relativi criteri di valutazione.

Livelli di maturità tecnologica secondo la Commissione Europea: TRL 1 Osservati i principi fondamentali; TRL 2 Formulato il concetto della tecnologia; TRL 3 Prova di concetto sperimentale; TRL 4 Tecnologia convalidata in laboratorio; TRL 5 Tecnologia convalidata in ambiente (industrialmente) rilevante; TRL 6 Tecnologia dimostrata in ambiente (industrialmente) rilevante; TRL 7 Dimostrazione di un prototipo di sistema in ambiente operativo; TRL 8 Sistema completo e qualificato; TRL 9 Sistema reale provato in ambiente operativo (produzione competitiva, commercializzazione).



Finora, le installazioni di dispositivi di generazione elettrica che sfruttano il moto ondoso e le correnti di marea in Italia sono state di tipo prototipale, in particolare ISWEC, REWEC3, e R115/H24, senza avere raggiunto ancora carattere di generazione consistente immessa in rete.

In campo internazionale, un numero limitato di tecnologie di punta hanno raggiunto un TRL 7-8. Il processo di sviluppo e di qualifica è in fase avanzata, mentre non è ancora stato raggiunto il definitivo take-up industriale. Fra le tecnologie nello stato di sviluppo più avanzato si possono nominare: PB3 Power Buoy, Wavedragon, LIMPED, Pelamis Wave Power, Oyster, SeaGen, Verdant Power, Free Flow, Hammerfest Strom e Open Hydro.

La situazione è solo di poco indietro per le tecnologie sviluppate in ambito nazionale, con un TRL stimabile in 6-7, riconducibile ad alcune tecnologie molto promettenti che sono ancora in fase di sperimentazione pre-industriale in ambiente operativo rilevante (cioè in mare). La tecnologia di tipo Point-Absorber è allo stadio di sviluppo di laboratorio (TRL 3) e non esistono installazioni prototipali in mare. Analogamente, le applicazioni per lo sfruttamento dell'energia ondosa della tecnologia Reciprocating Linear Alternator (RLA) sono ancora in fase di analisi di laboratorio, mentre il WaveSAX sviluppato da RSE è arrivato alla prova del sistema di controllo e misura del PTO in vasca marina (TRL5).

III.4.5.3. L'energia da onda estraibile nel mondo e nel Mediterraneo

La Figura 50 mostra l'energia da onda annuale estraibile nel mondo. Le zone a maggior potenziale si trovano alle estreme latitudini (40°- 60°) di entrambi gli emisferi vicino alle coste del Nord America, Nord Europa, Australia e Sud America.

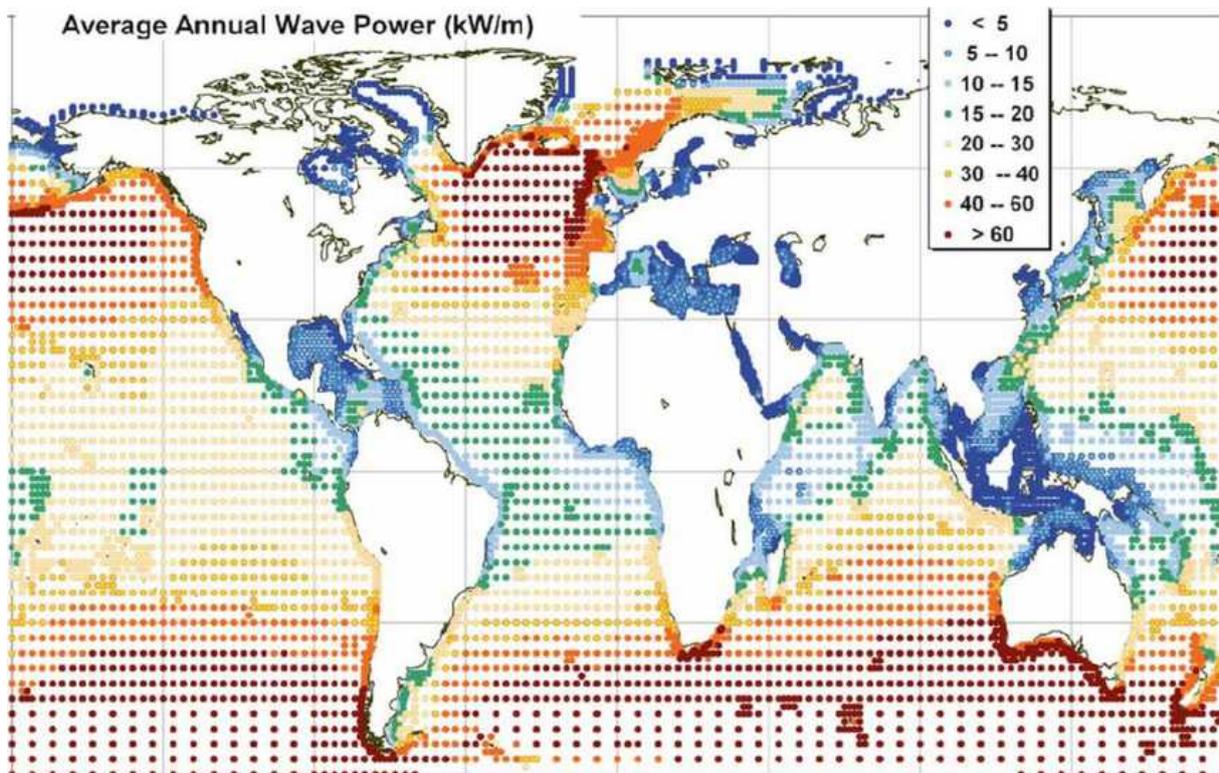


Figura 50. Distribuzione globale della potenza media annuale delle onde (fonte ResearchGate)

Nello sfruttamento del moto ondoso, l'Italia può trarre vantaggio dal suo sviluppo costiero e dal fatto che l'impatto ambientale di questa tecnologia risulta inferiore a quello delle altre principali fonti rinnovabili terrestri già in uso nel paese. Il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste italiane è molto vario (si veda Figura 51 e "Stima del potenziale energetico associato al moto ondoso in regioni campione della costa italiana" di ENEA, Ministero Sviluppo Economico e RSE in Appendice – Parte 11), e presenta i suoi massimi valori lungo la costa occidentale della Sardegna (12 kW/m) e Nord-occidentale della Sicilia (7 kW/m). Mentre la costa tirrenica e quella ligure presentano un interessante potenziale energetico (3-4 kW/m), quello della costa adriatica è invece più basso, in generale inferiore a 2 kW/m. Questo fattore condiziona l'applicabilità di talune tecnologie soltanto nelle zone di maggiore potenziale (isole e costa di ponente).

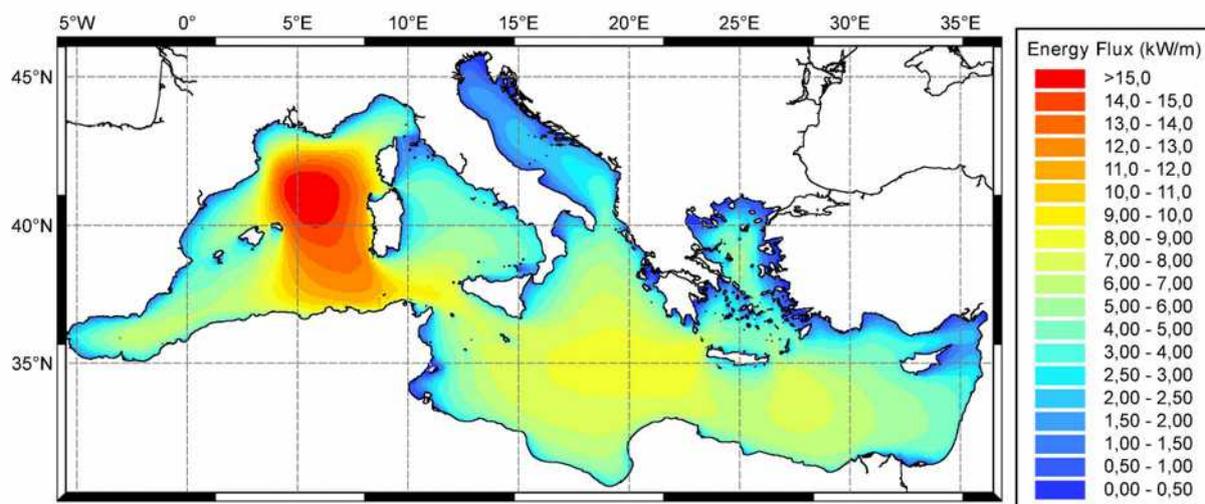


Figura 51. Distribuzione della potenza media sul periodo 2001-2010, calcolata con il modello WAM alla risoluzione di 1/16°

III.4.5.4. Conclusioni

Le principali sperimentazioni sono condotte prevalentemente nell'Oceano Atlantico, dove il regime energetico è considerevolmente più intenso che in Mediterraneo (vedi Figura 50 e Figura 51); ciò non vuol dire che l'Italia e gli stati mediterranei siano destinati a restare fuori da questo settore, ma indica che le barriere tecnologiche e non-tecnologiche necessitano di maggiori sforzi per essere abbattute.

Nonostante il SET (Strategic Energy Technology) Plan dell'Unione Europea abbia fissato obiettivi ambiziosi per l'industria dell'energia oceanica e garantisca il sostegno dell'UE attraverso azioni di ricerca, dimostrazione e innovazione, esistono ancora ostacoli tecnici, finanziari e ambientali, che impediscono il consumo di energia oceanica su larga scala nell'UE. Il costo della tecnologia per la produzione di energia dalle maree e dalle onde deve essere ridotto del 75% e dell'85% per raggiungere gli obiettivi concordati nel SET Plan.

Ulteriori principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia per la generazione di energia dalle onde sono:

- carenza di professionalità idonee per installazione e manutenzione. Supply chain in via di definizione e creazione;
- presenza a livello nazionale di normative complesse per il processo di autorizzazione e installazione dei sistemi;
- forme incentivanti talvolta assenti o poco stabili.

A ciò si deve aggiungere che, sulla base di quanto evidenziato in Figura 51, il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste del mare Adriatico Meridionale (max 2 kW/m) risulta essere del tutto inadeguato alla produzione di energia in maniera conveniente.



SEZIONE III.5. EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Gli interventi di Riqualficazione Energetica sono finalizzati al contenimento delle dispersioni e consistono nell'isolamento termico delle pareti perimetrali e dei solai. Gli interventi sugli impianti hanno lo scopo di migliorare l'efficienza dei sistemi di produzione termica.

Effettuare interventi di riqualficazione energetica su un edificio esistente significa ridurne drasticamente il fabbisogno energetico risparmiando in modo concreto ed economicamente tangibile. Inoltre si tagliano i costi delle bollette energetiche e si riducono gli sprechi con un conseguente abbattimento delle emissioni nell'ambiente.

Gli interventi di riqualficazione energetica sono intesi a:

- garantire un aumento del comfort abitativo sia nel periodo invernale che nella stagione estiva;
- evitare la creazione di ponti termici con conseguente formazione di muffe e condense;
- aumentare il valore patrimoniale degli immobili.

È possibile inoltre prevedere interventi che utilizzano diverse soluzioni tecnologiche fra cui a titolo esemplificativo si possono citare:

- l'installazione di un cappotto termico: rivestimento che si applica dall'esterno sulla facciata esistente, costituito da diversi materiali e spessori (lana minerale, polistirene, sugheri e materiali legnosi, ecc. - nella fase attuativa saranno preferiti materiali ecosostenibili e reperibili sul territorio.) che garantisce oltre ad un miglior isolamento anche l'eliminazione pressoché totale dei ponti termici;
- l'insufflaggio: tecnica che prevede il riempimento di muri nelle intercapedini esistenti con un materiale termo isolante, attraverso la creazione di fori nelle pareti. Si applica l'iniezione di vari tipi di materiale (perle in EPS additivate con grafite, fibra di cellulosa, lana minerale, sugheri, ecc.). Questo sistema viene utilizzato per preservare edifici storici per i quali l'utilizzo del cappotto sarebbe una scelta troppo invasiva;
- gli interventi sulle coperture: utilizzano le stesse tecniche e la stessa composizione dei materiali delle pareti. Con diverse prestazioni e tecniche di posa, sono realizzati in corrispondenza della falda o del solaio. Sul piano solaio su "pilotis" si procede dall'esterno, applicando l'isolante direttamente all'intradosso del solaio (detto lato superiore del portico);
- l'installazione di serramenti con elevate caratteristiche termiche ad alta efficienza energetica costituiti da telai a taglio termico, doppi o tripli vetri basso emissivi.

Gli interventi sulla struttura degli edifici possono essere affiancati da opportuni interventi di riqualficazione energetica sulla componente impiantistica che prevedono l'istallazione di più efficienti generatori di calore, il rifacimento delle centrali termiche con l'uso di pompe e circolatori a velocità variabile, sistemi di telecontrollo per una efficiente gestione del calore. Si possono prevedere, inoltre, interventi di adeguamento ed efficientamento degli impianti elettrici e di illuminazione.



Gli interventi di efficientamento energetico degli edifici previsti nel seguente documento riguardano l'involucro sia per quanto riguarda le chiusure verticali opache e trasparenti e sia per i solai di copertura. In particolare sono stati ipotizzati i seguenti miglioramenti:

- realizzazione di cappotto termico su tutti gli edifici costituito da pannelli in polistirene espanso; i pannelli avranno dimensioni 50x100 cm, densità variabile 15 ÷ 16,5 15 (o 17 ÷ 19) kg/m³, conduttività termica $\lambda = 0,031$ (o 0,030) W/mK, coefficiente di resistenza al passaggio del vapore acqueo $\mu = 30 \div 70$, resistenza alla compressione 70 (o 100) kPa ed Euroclasse di reazione al fuoco E;
- sostituzione degli infissi attuali con infissi ad alta efficienza energetica, caratterizzati da doppio vetro basso emissivo con intercapedine, telaio in alluminio a taglio termico e trasmittanza termica media di 2,5 W/m²K.

Nel seguito si riportano i risultati delle simulazioni di efficientamento energetico svolte per gli edifici dell'Autorità di Sistema Portuale sedi di Brindisi, Bari e Manfredonia. In particolare, per Brindisi e Bari sono riportate le seguenti informazioni:

- confronto in ciascun edificio fra la stima dei consumi attuali (caso di riferimento) e la stima dei consumi ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico (Figura 52 – Brindisi e Figura 59 - Bari);
- confronto in ciascun edificio fra la stima dei costi energetici attuali (caso di riferimento) e la stima dei costi energetici ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico (Figura 53 – Brindisi e Figura 60 - Bari);
- confronto in ciascun edificio fra la stima delle emissioni di gas serra attuali (caso di riferimento) e la stima delle emissioni di gas serra ricalcolate secondo i nuovi parametri di isolamento termico (Figura 54 – Brindisi e Figura 61 - Bari);
- analisi dei costi iniziali di investimento relativi agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio (Figura 55 – Brindisi e Figura 62 - Bari);
- analisi del ritorno semplice dell'investimento relativa agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio (Figura 56 – Brindisi e Figura 63 - Bari);
- stima del VAN relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio (Figura 57 – Brindisi e Figura 64 - Bari);
- stima del TIR relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio (Figura 58 – Brindisi e Figura 65 - Bari);

Infine in Tabella 35 e Tabella 36 sono riportati i sommari delle stime di calcolo relative ai consumi di energia, ai relativi costi, alle emissioni di gas serra ed alla fattibilità finanziaria degli interventi proposti per i casi di Brindisi e Bari rispettivamente.

Per quanto riguarda Manfredonia, la rappresentazione è stata molto più ridotta e semplificata a causa dell'esistenza di un unico edificio.



III.5.1. Caso di Brindisi

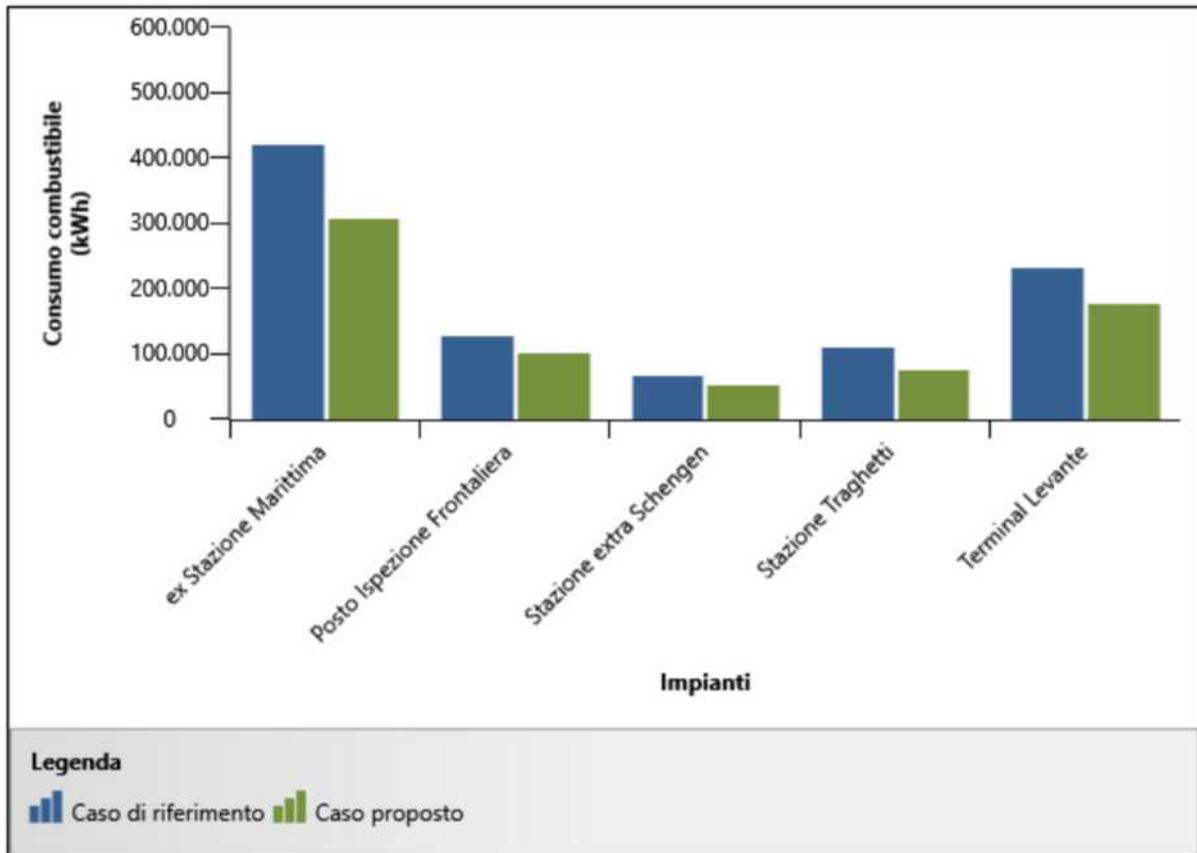


Figura 52. Confronto in ciascun edificio fra la stima dei consumi attuali (caso di riferimento) e la stima dei consumi ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Brindisi

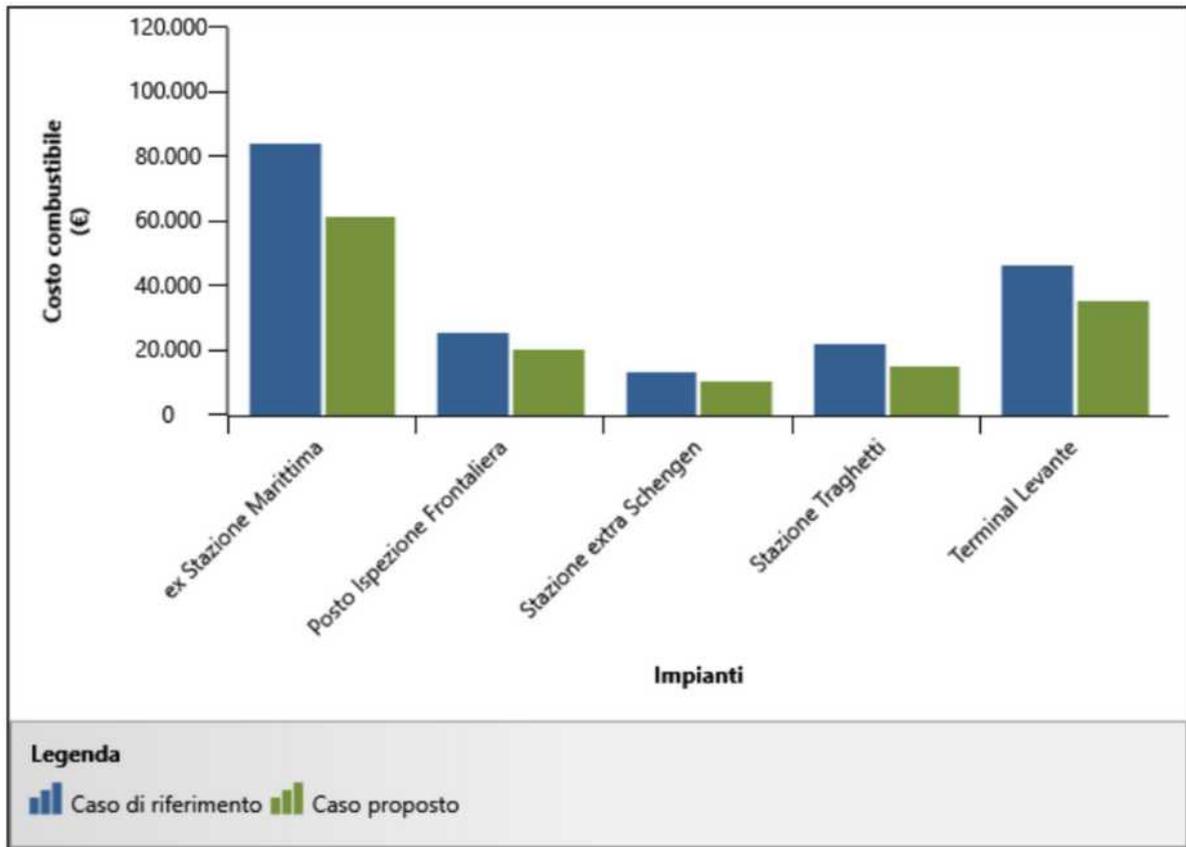


Figura 53. Confronto in ciascun edificio fra la stima dei costi energetici attuali (caso di riferimento) e la stima dei costi energetici ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Brindisi

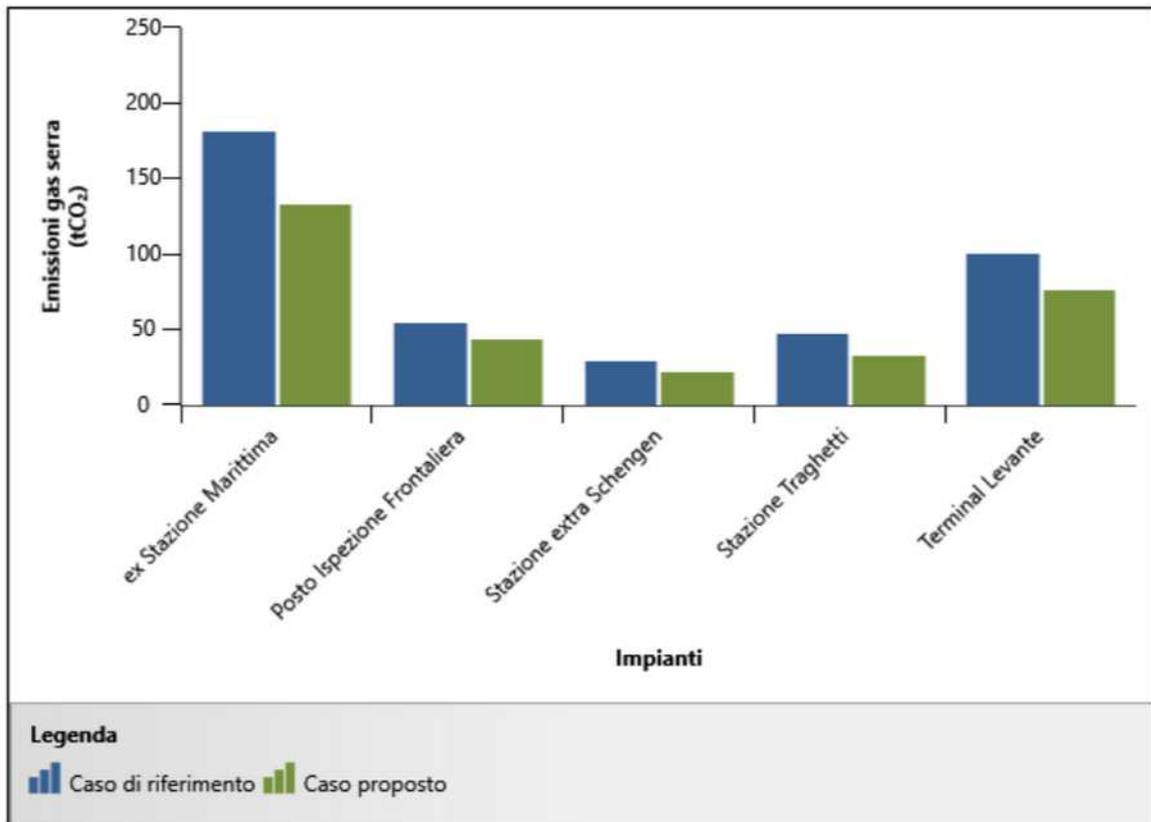


Figura 54. Confronto in ciascun edificio fra la stima delle emissioni di gas serra attuali (caso di riferimento) e la stima delle emissioni di gas serra ricalcolate secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Brindisi

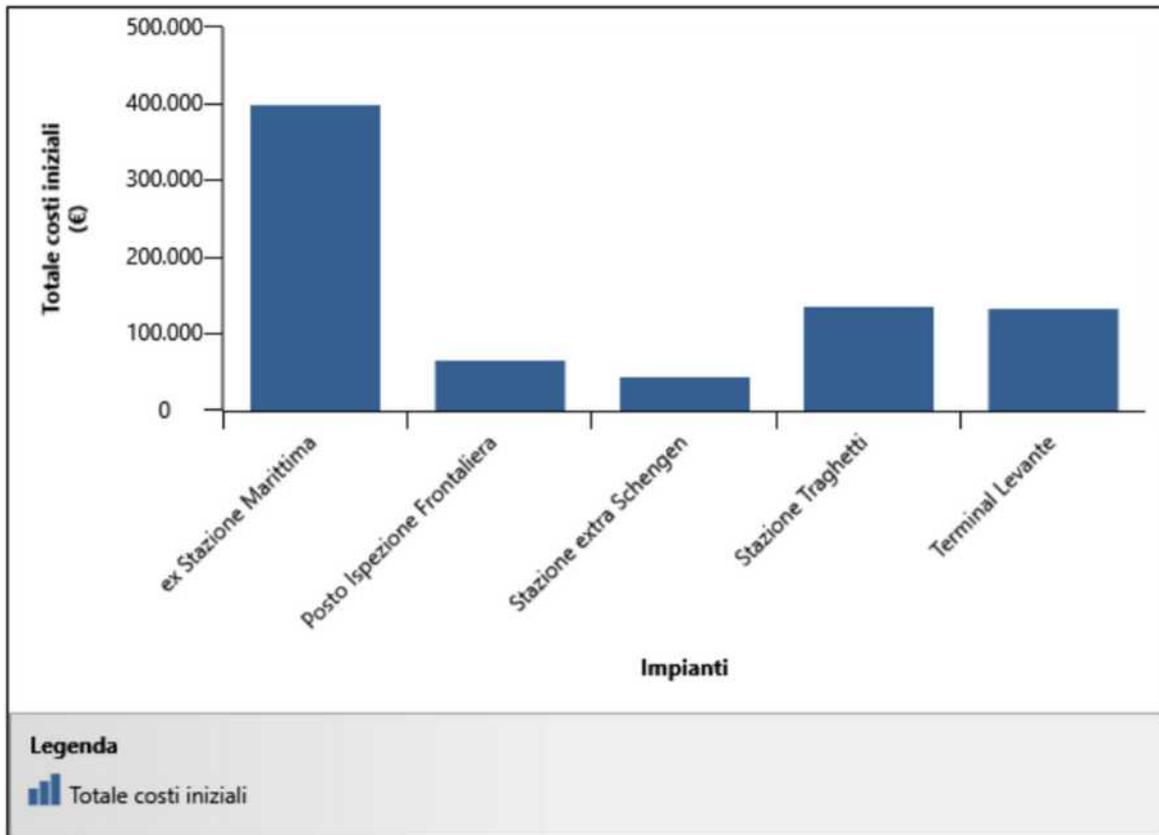


Figura 55. Analisi dei costi iniziali di investimento relativi agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Brindisi

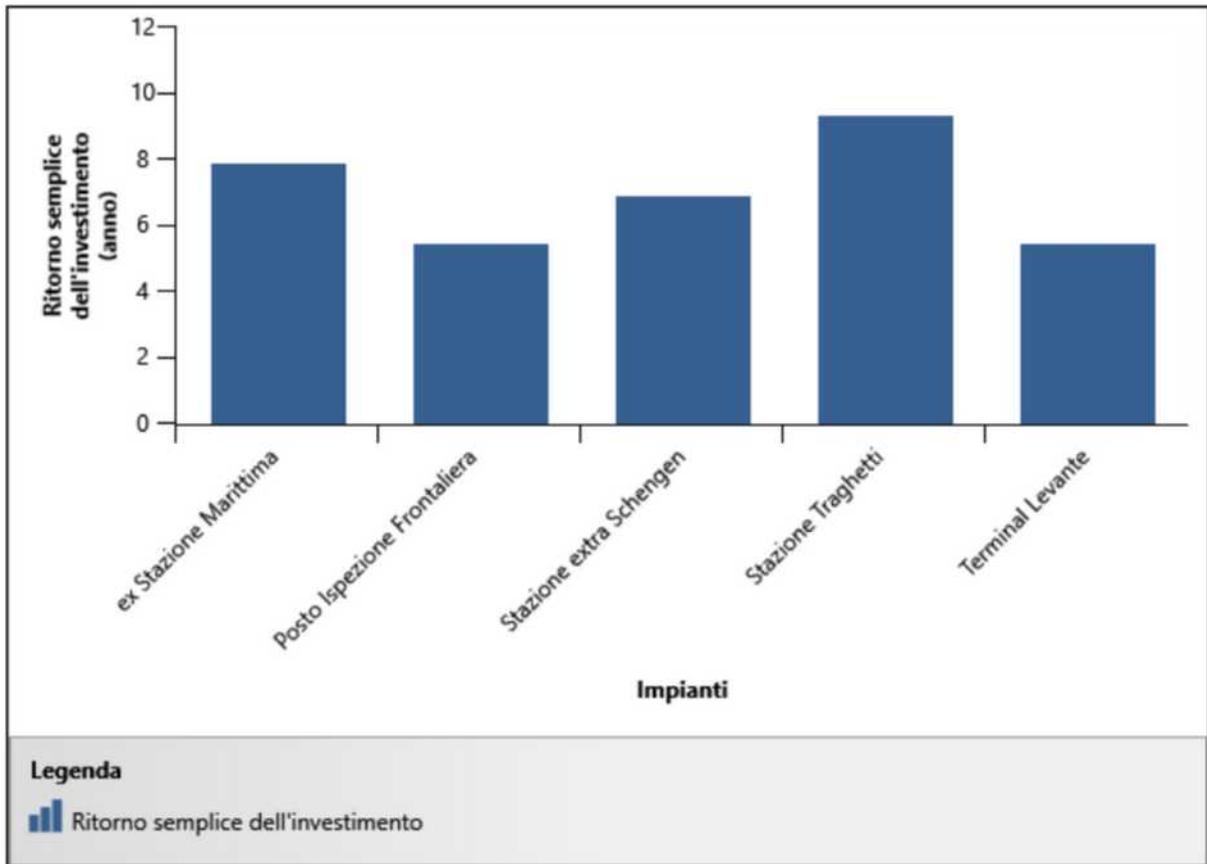


Figura 56. Analisi del ritorno semplice dell'investimento relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Brindisi

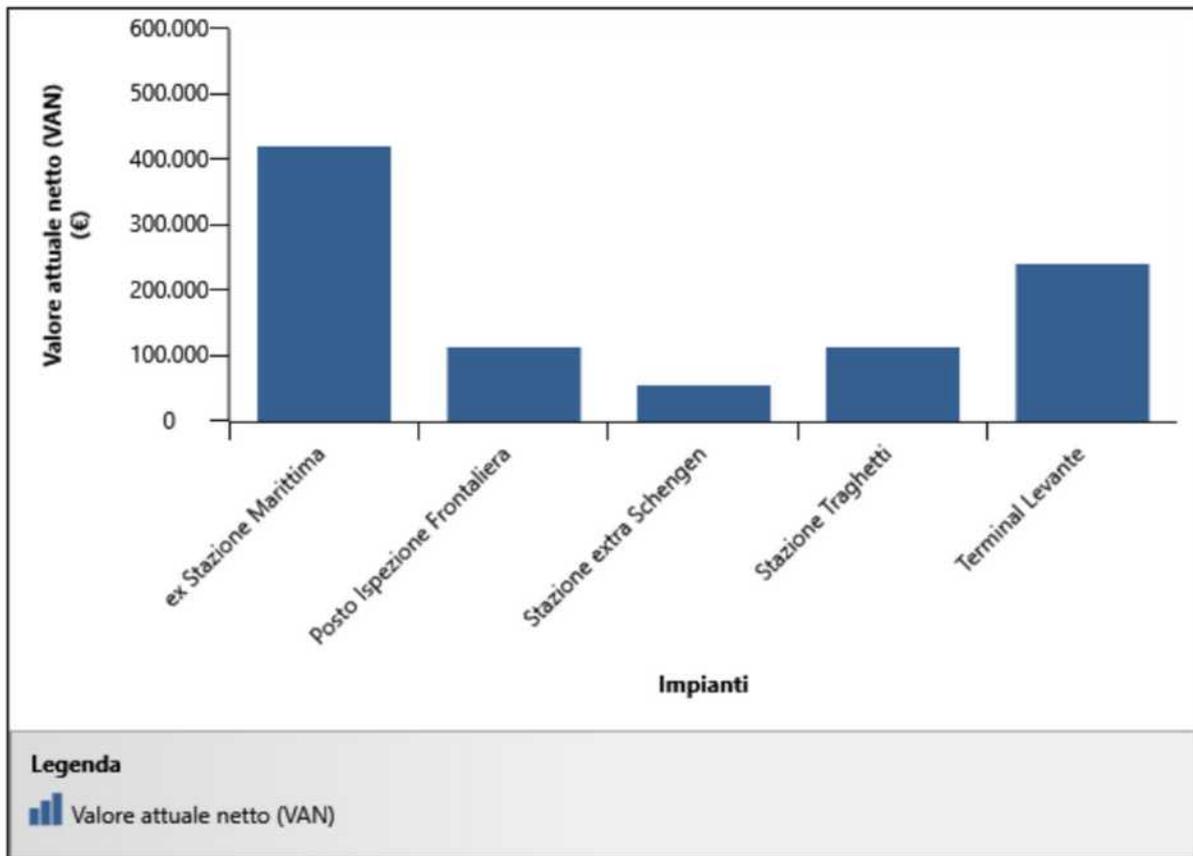


Figura 57. Stima del VAN relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Brindisi

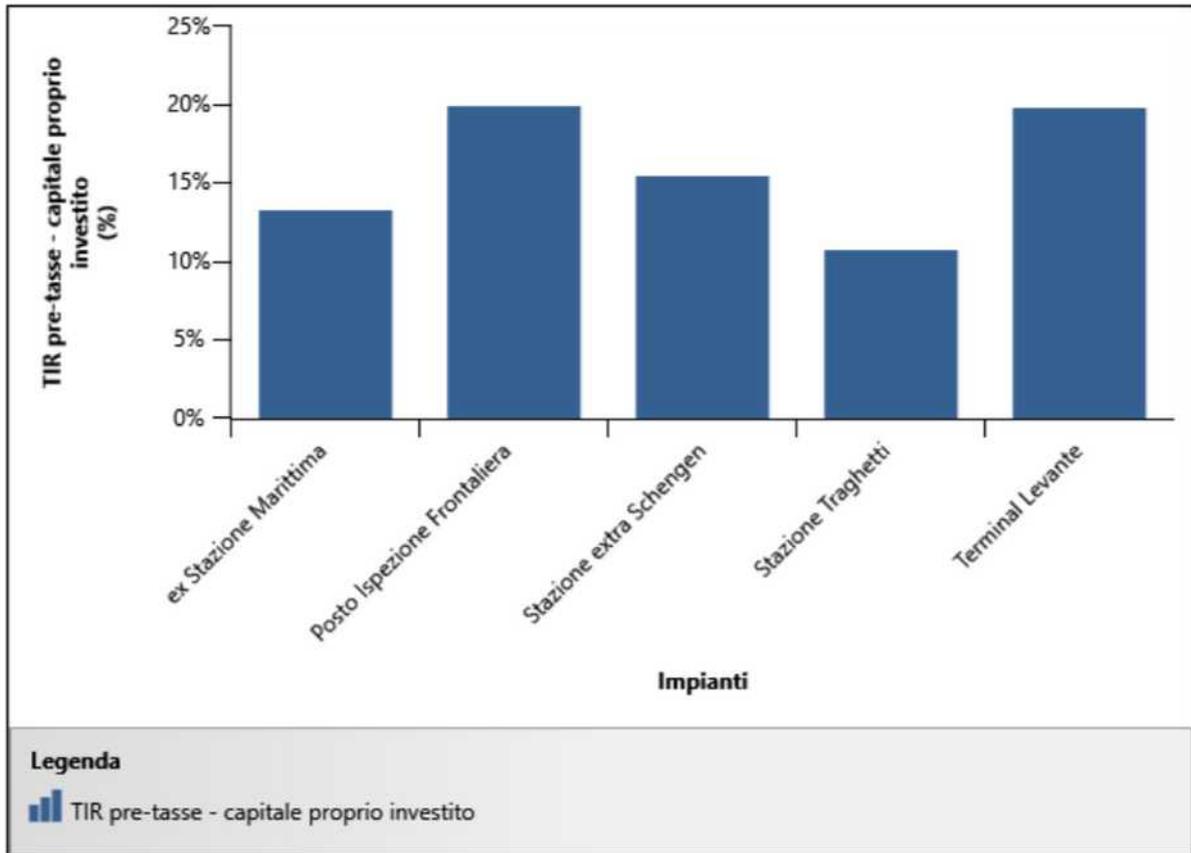


Figura 58. Stima del TIR relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Brindisi



Tabella 35. Sommario delle stime di calcolo relative ai consumi di energia, ai relativi costi, alle emissioni di gas serra ed alla fattibilità finanziaria degli interventi proposti – Brindisi

	Consumo combustibile		
	Caso di riferimento kWh	Caso proposto kWh	Risparmi %
ex Stazione Marittima	420.259	307.122	26.9%
Posto Ispezione Frontaliera	127.740	100.991	20.9%
Stazione extra Schengen	66.500	52.229	21.5%
Stazione Traghetti	110.551	75.637	31.6%
Terminal Levante	231.320	176.711	23.6%

	Costo combustibile		
	Caso di riferimento €	Caso proposto €	Risparmi €
ex Stazione Marittima	84.052	61.424	26.9%
Posto Ispezione Frontaliera	25.548	20.198	20.9%
Stazione extra Schengen	13.300	10.446	21.5%
Stazione Traghetti	22.110	15.127	31.6%
Terminal Levante	46.264	35.342	23.6%

	Emissioni gas serra		
	Caso di riferimento tCO ₂	Caso proposto tCO ₂	Risparmi tCO ₂
ex Stazione Marittima	181	133	48.9
Posto Ispezione Frontaliera	55.2	43.6	11.6
Stazione extra Schengen	28.7	22.6	6.2
Stazione Traghetti	47.7	32.7	15.1
Terminal Levante	99.9	76.3	23.6

	Fattibilità finanziaria			
	Totale costi iniziali €	Ritorno semplice dell'investimento anno	Valore attuale netto (VAN) €	TIR pre-tasse - capitale proprio investito %
ex Stazione Marittima	397.792	7.9	419.146	13.3%
Posto Ispezione Frontaliera	64.660	5.4	114.357	19.9%
Stazione extra Schengen	43.953	6.9	55.924	15.4%
Stazione Traghetti	134.679	9.3	113.828	10.8%
Terminal Levante	133.660	5.4	239.674	19.9%



III.5.2. Caso di Bari

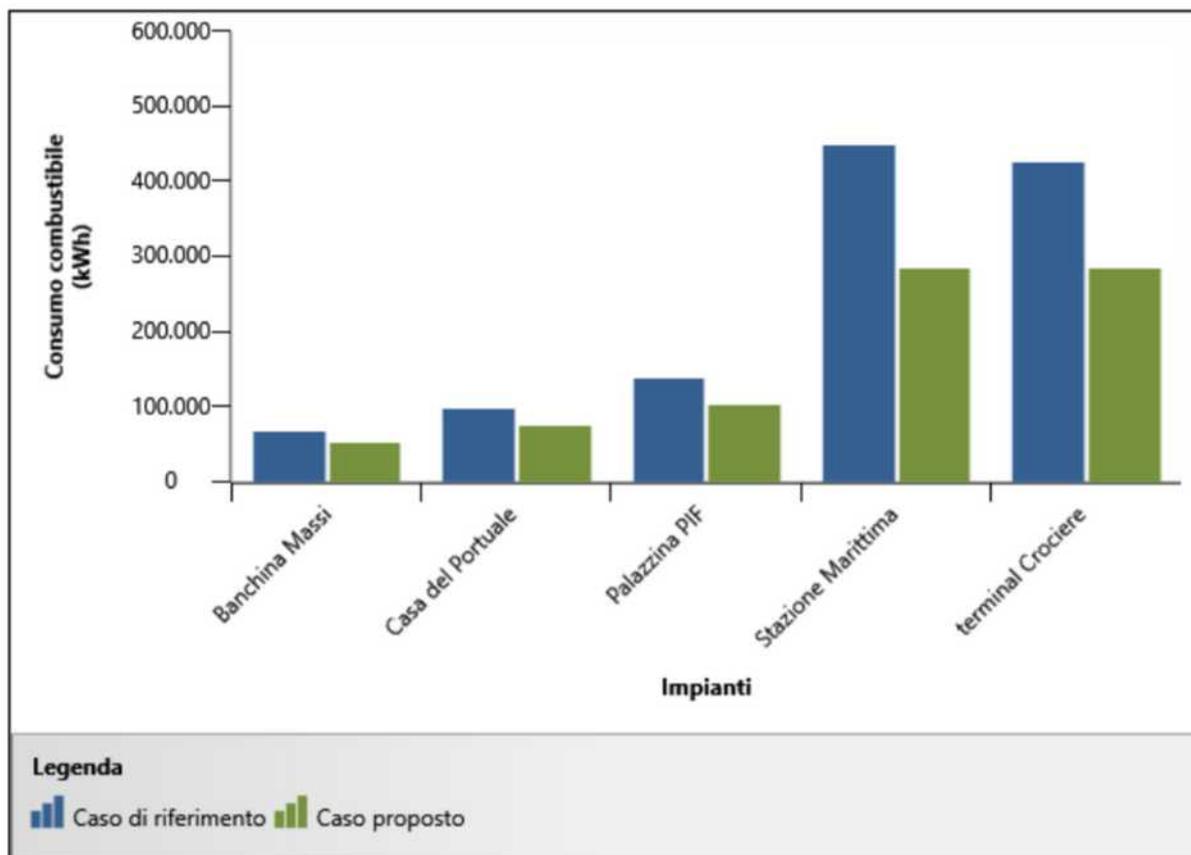


Figura 59. Confronto in ciascun edificio fra la stima dei consumi attuali (caso di riferimento) e la stima dei consumi ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Bari

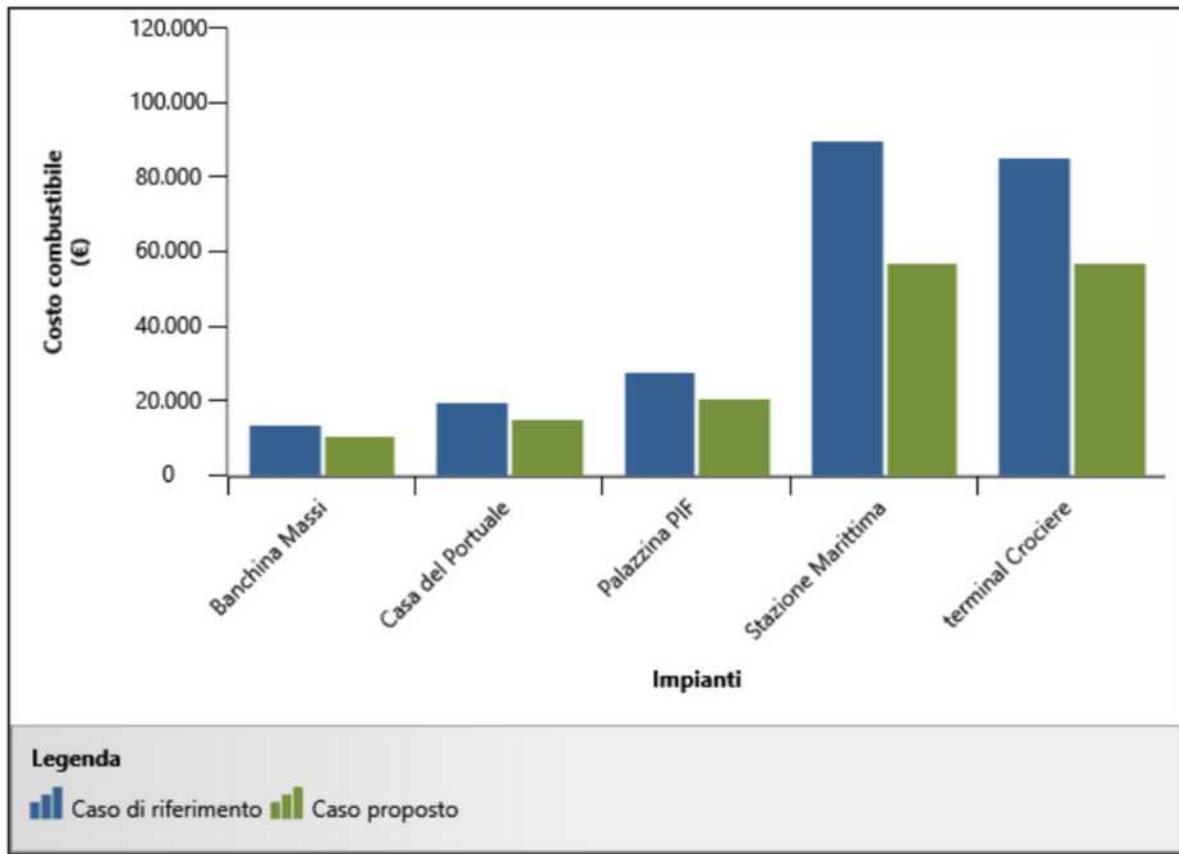


Figura 60. Confronto in ciascun edificio fra la stima dei costi energetici attuali (caso di riferimento) e la stima dei costi energetici ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Bari

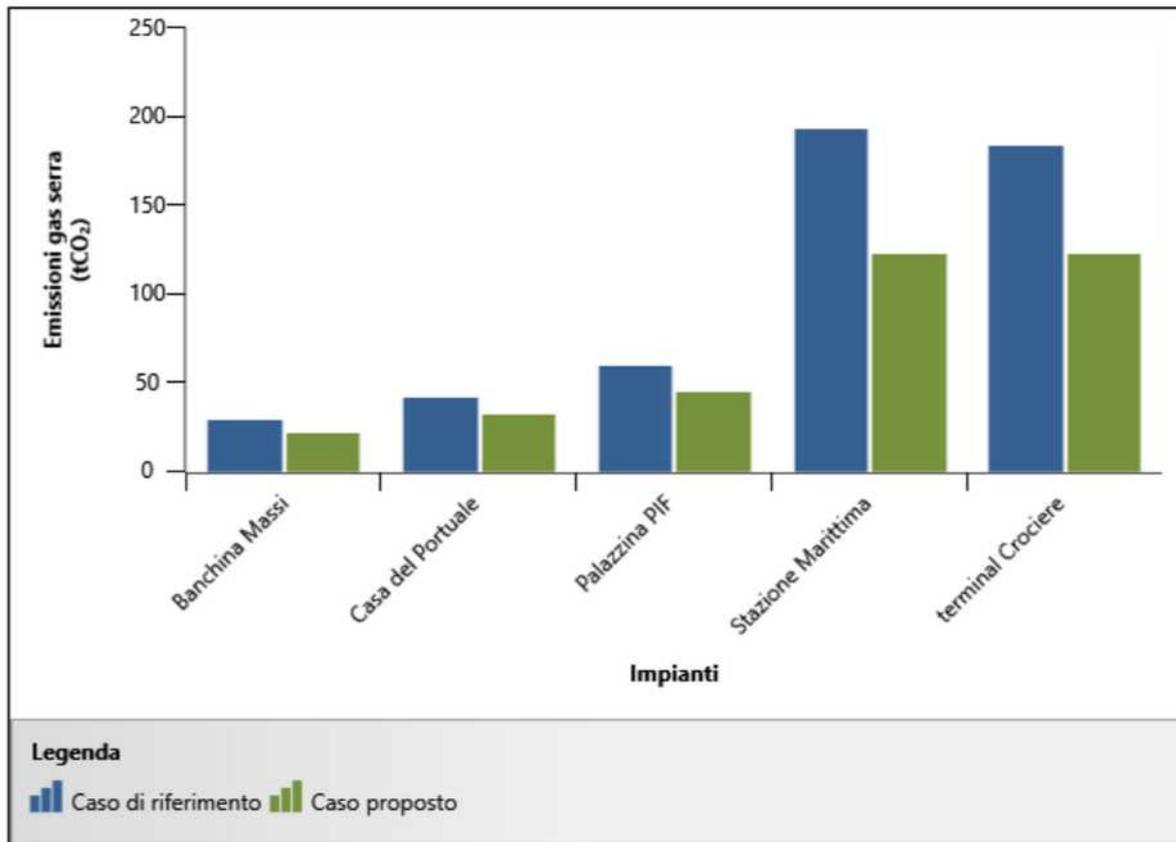


Figura 61. Confronto in ciascun edificio fra la stima delle emissioni di gas serra attuali (caso di riferimento) e la stima delle emissioni di gas serra ricalcolate secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Bari

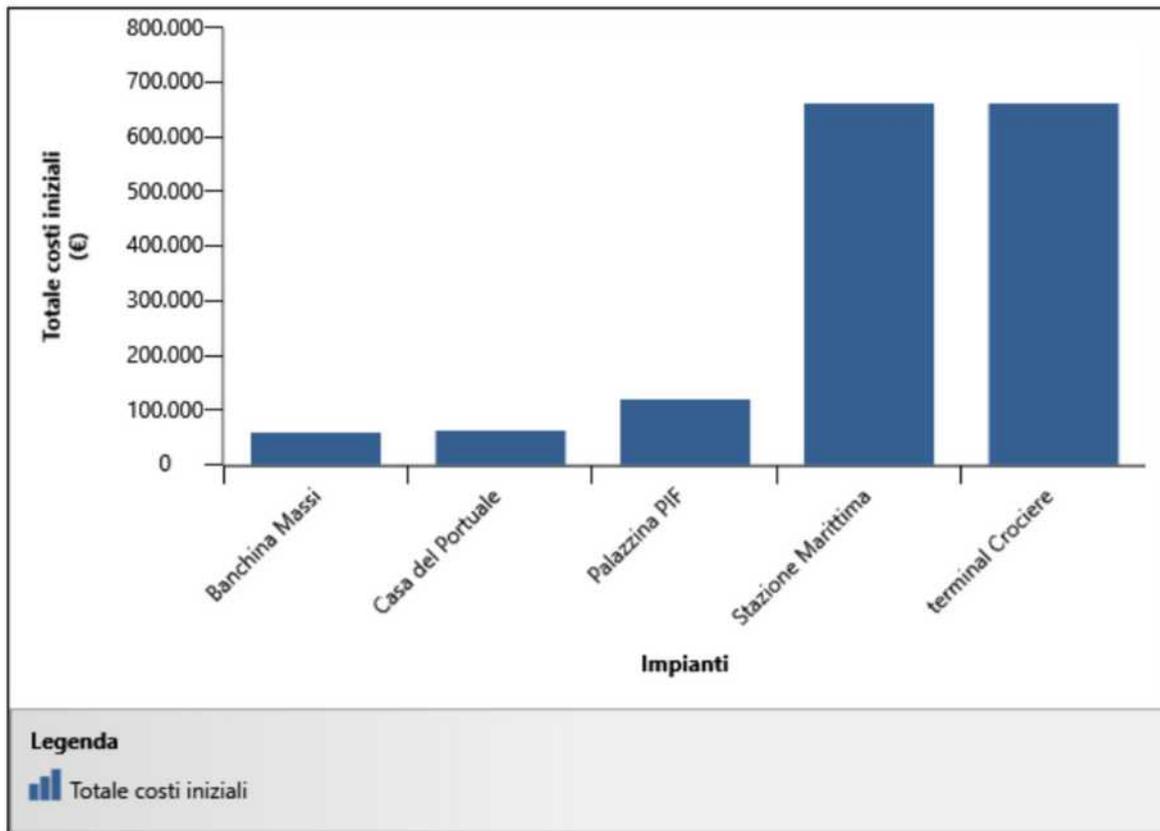


Figura 62. Analisi dei costi iniziali di investimento relativi agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Bari

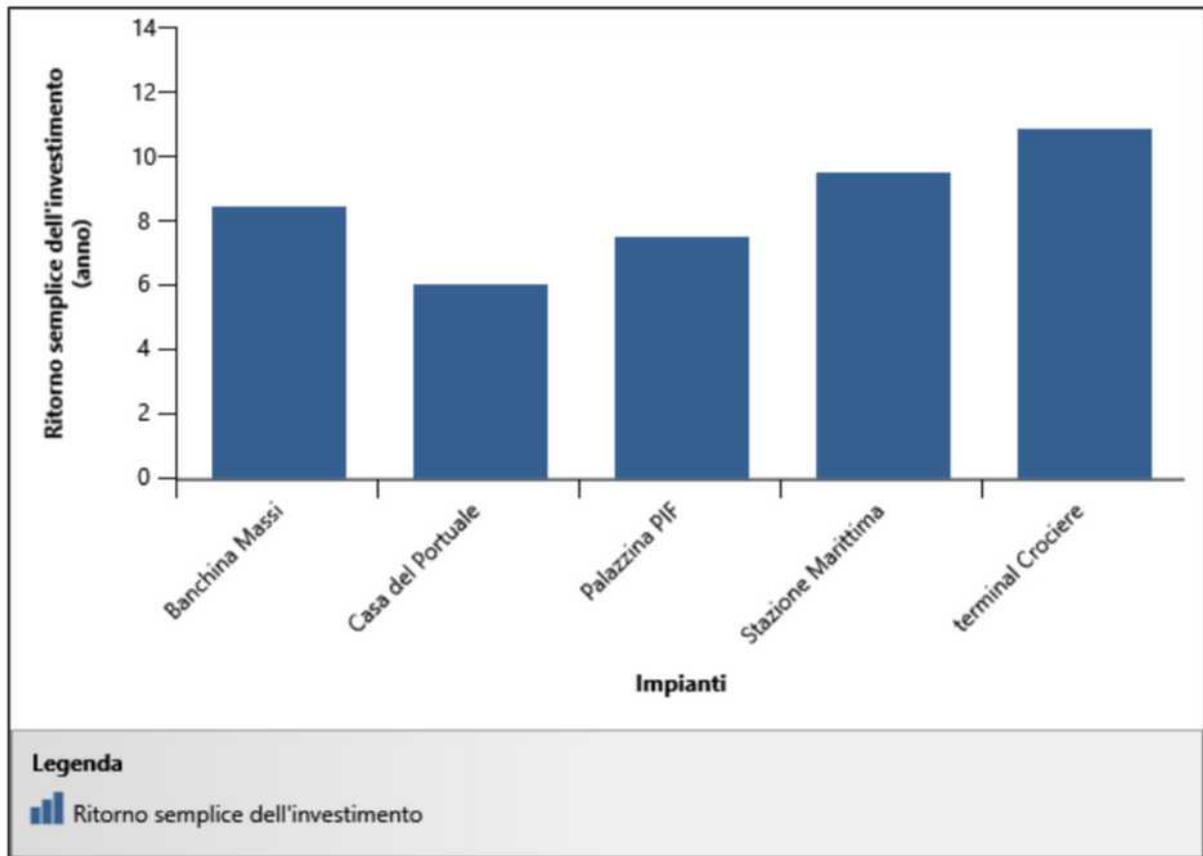


Figura 63. Analisi del ritorno semplice dell'investimento relativa agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Bari

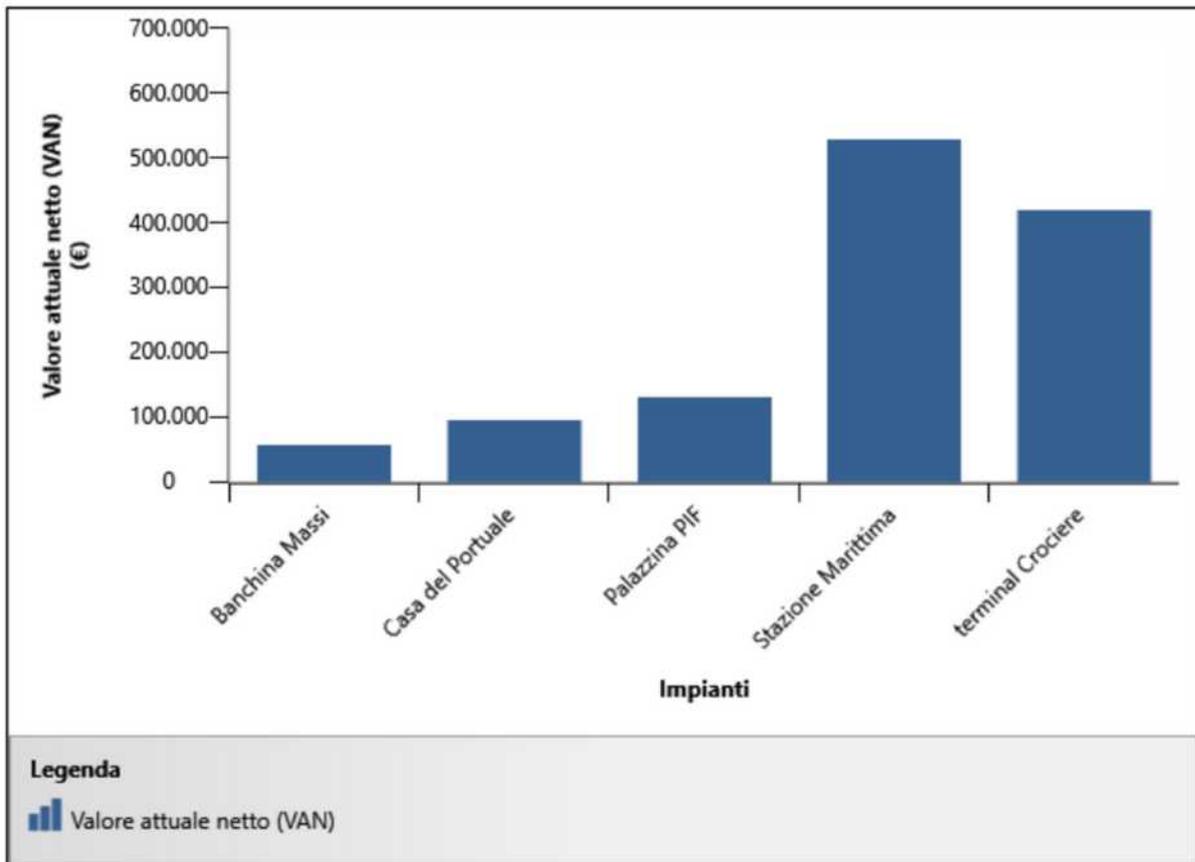


Figura 64. Stima del VAN relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Bari

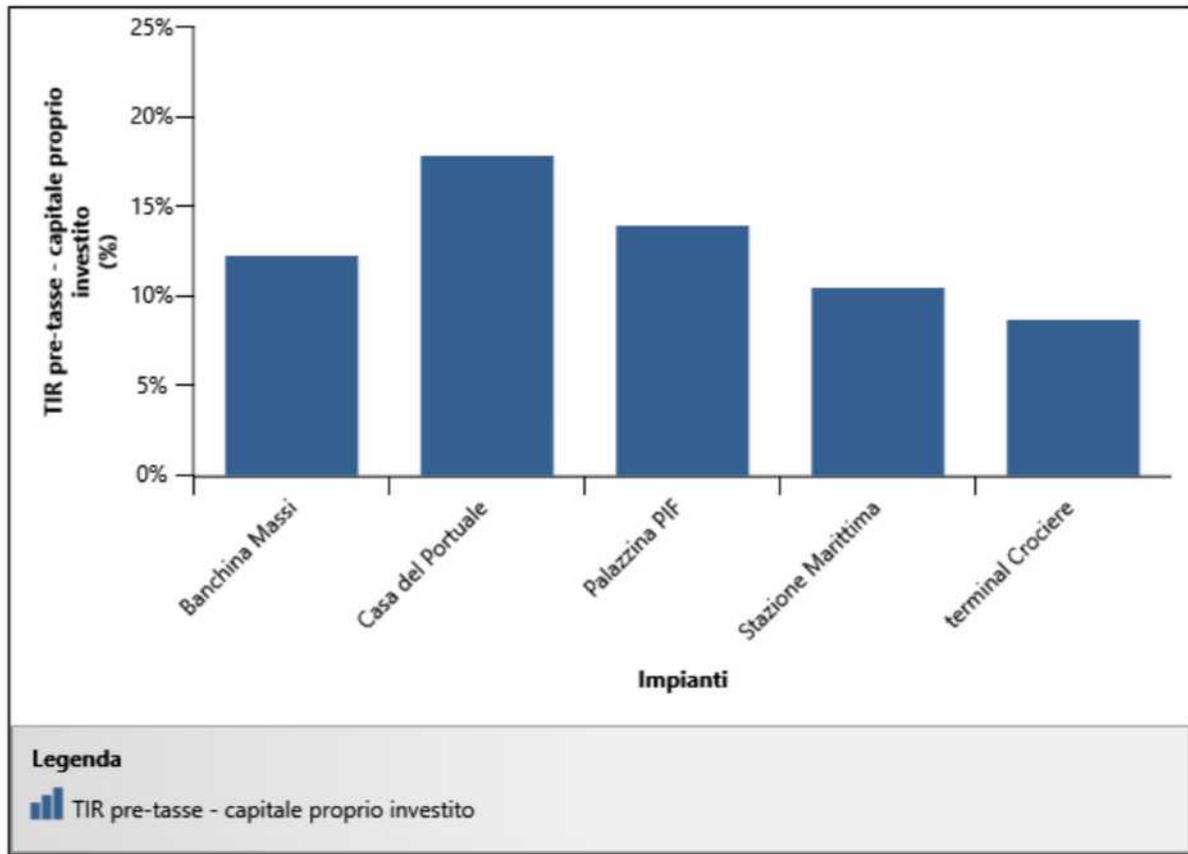


Figura 65. Stima del TIR relativo agli interventi di efficientamento previsti per ciascun edificio – Bari



Tabella 36. Sommario delle stime di calcolo relative ai consumi di energia, ai relativi costi, alle emissioni di gas serra ed alla fattibilità finanziaria degli interventi proposti – Bari

	Consumo combustibile		
	Caso di riferimento kWh	Caso proposto kWh	Risparmi %
Banchina Massi	68.197	51.575	24.4%
Casa del Portuale	97.480	74.019	24.1%
Palazzina PIF	138.404	103.726	25.1%
Stazione Marittima	447.632	284.039	36.5%
terminal Crociere	426.103	283.466	33.5%

	Costo combustibile		
	Caso di riferimento €	Caso proposto €	Risparmi €
Banchina Massi	13.639	10.315	24.4%
Casa del Portuale	19.496	14.804	24.1%
Palazzina PIF	27.681	20.745	25.1%
Stazione Marittima	89.526	56.808	36.5%
terminal Crociere	85.221	56.693	33.5%

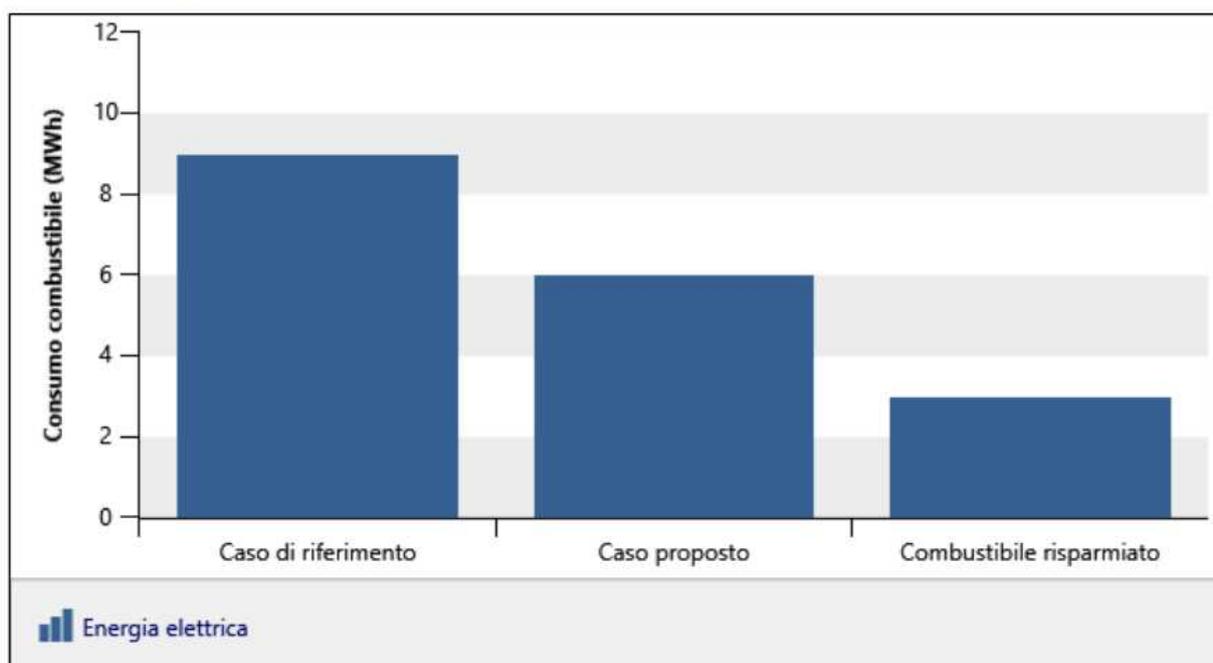
	Emissioni gas serra		
	Caso di riferimento tCO ₂	Caso proposto tCO ₂	Risparmi tCO ₂
Banchina Massi	29.5	22.3	7.2
Casa del Portuale	42.1	32	10.1
Palazzina PIF	59.8	44.8	15
Stazione Marittima	193	123	70.6
terminal Crociere	184	122	61.6

	Fattibilità finanziaria			
	Totale costi iniziali €	Ritorno semplice dell'investimento anno	Valore attuale netto (VAN) €	TIR pre-tasse - capitale proprio investito %
Banchina Massi	60.351	8.4	58.110	12.3%
Casa del Portuale	63.726	6	96.971	17.8%
Palazzina PIF	118.916	7.5	132.840	14%
Stazione Marittima	662.823	9.5	528.112	10.5%
terminal Crociere	662.311	10.9	421.033	8.8%



III.5.3. Caso di Manfredonia

Riepilogo combustibili

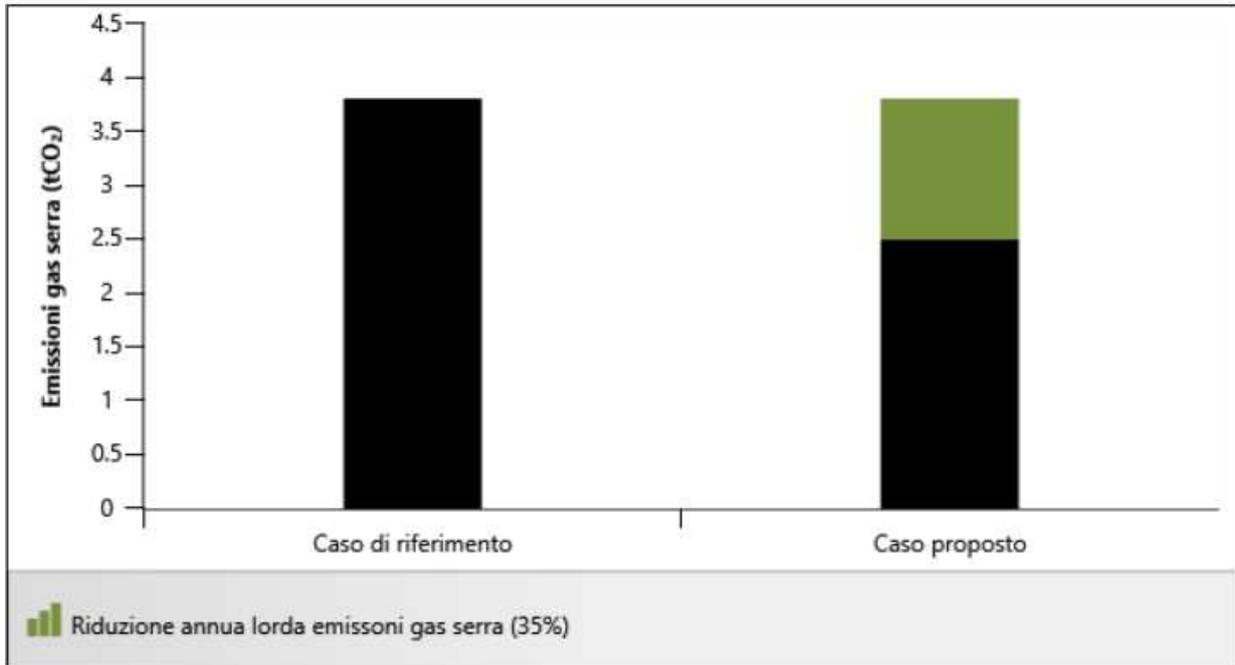


Tipo di combustibile	Combustibile Unità	Caso di riferimento Consumo combustibile	Caso proposto Consumo combustibile	Risparmi Combustibile risparmiato
Energia elettrica	kWh	8.796	5.724	3.072
Tipo di combustibile	Combustibile Prezzo del combustibile	Caso di riferimento Costo combustibile	Caso proposto Costo combustibile	Risparmi Risparmi
Energia elettrica	0.20 €/kWh	€ 1.759	€ 1.145	€ 614
Totale		€ 1.759	€ 1.145	€ 614

Figura 66. Confronto fra la stima dei consumi attuali (caso di riferimento) e la stima dei consumi ricalcolati secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Manfredonia



Emissioni gas serra



Equivalenza gas serra



Emissioni gas serra		
Caso di riferimento	3.8	tCO ₂
Caso proposto	2.5	tCO ₂
Riduzione annua lorda emissioni gas serra	1.3	tCO ₂

Figura 67. Confronto fra la stima delle emissioni di gas serra attuali (caso di riferimento) e la stima delle emissioni di gas serra ricalcolate secondo i nuovi parametri di isolamento termico – Manfredonia



Tabella 37. Sommario delle stime di calcolo relative ai costi/risparmi/reddito associati agli interventi di efficientamento e alla fattibilità finanziaria degli interventi proposti – Manfredonia

Costi | Risparmi | Reddito

Costi iniziali			
Studio di fattibilità	3.5%	€	500
Ingegneria	7%	€	1.000
Incremento costi iniziali	89.4%	€	12.717
<hr/>			
Totale costi iniziali	100%	€	14.217
Incentivi e sovvenzioni		€	7.000
Costi annuali e pagamento debiti			
Gestione e manutenzione		€	-20
Costo combustibile - caso proposto		€	1.145
<hr/>			
Totale costi annui		€	1.125
Risparmi e ricavi annui			
Costo combustibile - caso di riferimento		€	1.759
<hr/>			
Risparmi e ricavi totali annui		€	1.759

Fattibilità finanziaria

TIR pre-tasse - capitale proprio investito	%	8.2%
Tasso di rendimento interno modificato (MIRR) ante imposte -	%	4%
TIR ante-imposte - attività	%	8.2%
Tasso di rendimento interno modificato (MIRR) ante-imposte -	%	4%
Ritorno semplice dell'investimento	anno	11.4
Ritorno del capitale investito	anno	10.2
Valore attuale netto (VAN)	€	8.448
Economie annuali sulla vita dell'impianto	€/anno	422
Rapporto costi-benefici (C-B)		1.6
Costo riduzione gas serra	€/tCO ₂	-318



III.5.4. Geotermia

III.5.4.1. Caratteristiche salienti della tecnologia

Il Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell’art. 27, comma 28, della Legge 23/07/2009, n. 99”. (pubblicato nella G.U. n. 45 del 24/02/2010, si veda l’Appendice – Parte 12) ha classificato le risorse geotermiche nel seguente modo:

- a) risorse geotermiche ad alta entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito superiore a 150 °C;
- b) risorse geotermiche a media entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito compresa tra 90 °C e 150 °C;
- c) risorse geotermiche a bassa entalpia quelle caratterizzate da una temperatura del fluido reperito inferiore a 90 °C.

Gli impianti a “bassissima” entalpia invece sfruttano lo scambio termico con il sottosuolo e le acque sotterranee entro una profondità massima di 100-300 m, al fine di migliorare il rendimento di impianti a pompa di calore per la climatizzazione degli ambienti.

Questi sistemi si basano sul fatto che la variazione stagionale di temperatura nel sottosuolo diminuisce con l’aumento della profondità e, oltre una certa profondità, l’ampiezza di queste variazioni si annulla. L’inerzia termica del terreno permette dunque, di utilizzare le pompe di calore mantenendo la loro efficienza energetica costante durante l’intera stagione d’esercizio.

L’attuale contesto normativo opera una distinzione tra:

- sistemi a circuito aperto con pozzi di profondità massima di 400 m per la produzione fino a 2 MW termici (art. 10 comma 1 del D.Lgs. 22/2010);
- sistemi a circuito chiuso (“piccole utilizzazioni locali di calore geotermico effettuate tramite l’installazione di sonde geotermiche che scambiano calore con il sottosuolo senza effettuare il prelievo e la reimmissione nel sottosuolo di acque calde o fluidi geotermici” art. 10 comma 2 del D.Lgs. 22/2010).

Tutti gli impianti e le sonde geotermiche con produzione inferiore a 1MW termico sono escluse dalle procedure regionali di assoggettabilità ambientale ex D.Lgs. 22/2010.

Con riferimento agli impianti a circuito aperto, di cui all’articolo 10 comma 1 del D.Lgs. 22/2010, la Regione Puglia si attiene al Testo Unico sulle acque e gli impianti elettrici, di cui al Regio Decreto 1775/1933 e alla Legge Regionale 18/1999 e successive modifiche e integrazioni “Disposizioni in materia di ricerca ed utilizzazione di acque sotterranee” come previsto dall’art. 10 comma 4 del D. Lgs 22/2010 (“Le piccole utilizzazioni locali di cui



al comma 1, sono concesse dalla Regione territorialmente competente con le modalità previste dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici, di cui al regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775”).

L'iter autorizzativo per tali impianti prevede, come riferito dalla L.R. 18/1999, un'autorizzazione all'escavazione di pozzi per scopi di ricerca finalizzata all'utilizzazione di acqua, la cui domanda va presentata all'Ente competente, corredata della documentazione tecnica riportata in allegato dalla suddetta legge; una concessione all'utilizzo di acque sotterranee redatta su carta bollata (entro un anno dal termine di scadenza dell'autorizzazione alla ricerca) e corredata della documentazione tecnica indicata dalla normativa, con specifica indicazione dell'utilizzo previsto, a pena di inammissibilità. Una copia della domanda deve essere trasmessa all'Autorità di Bacino competente per territorio per le previsioni del piano di bacino idrografico interessato. La concessione ha durata quinquennale e può essere sospesa, revocata o modificata nel caso si verifichino situazioni che pregiudichino l'equilibrio della falda o dell'ambiente circostante. Inoltre possono essere richiesti eventuali adempimenti di VIA previsti su scala nazionale e regionale.

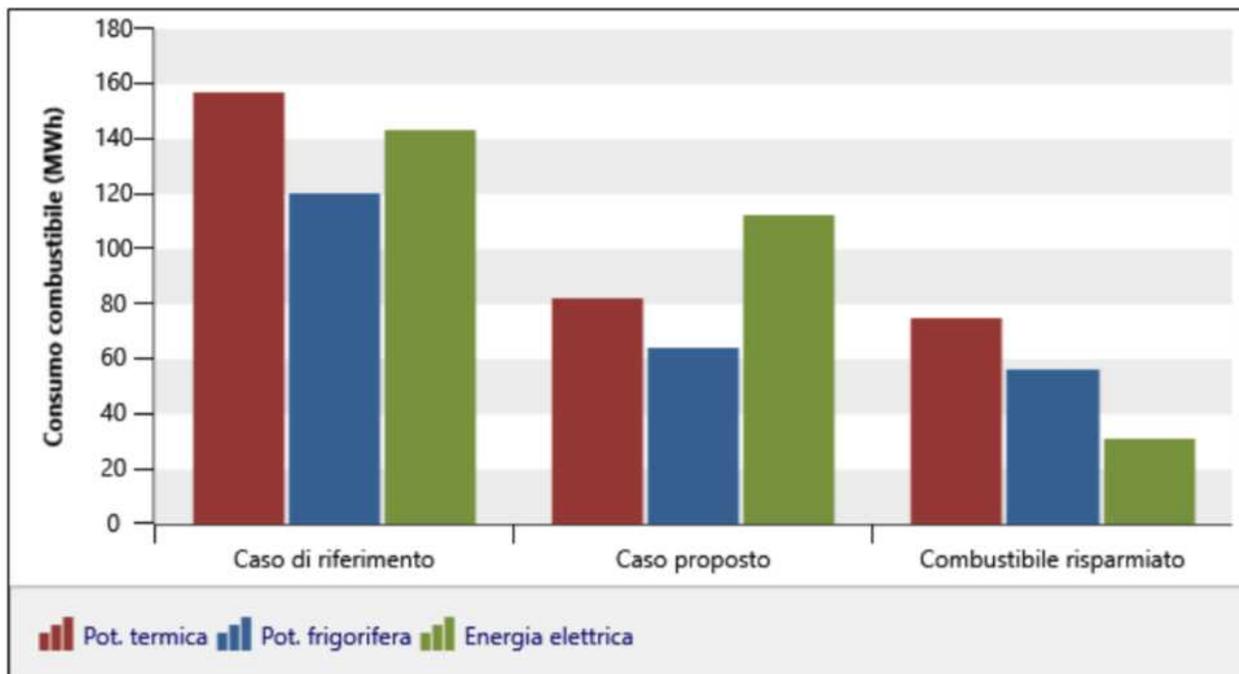
Per gli impianti a circuito chiuso, ovvero costituiti da sonde geotermiche all'interno di perforazioni verticali, appositamente realizzate nel terreno a profondità di alcune centinaia di metri e comunque non superiori a 400 m, il D. Lgs 22/2010 prevede l'adozione di procedure semplificate da parte delle Regioni.

III.5.4.2. Considerazioni sulla realizzazione di impianti geotermici in grado di soddisfare il fabbisogno energetico delle pompe di calore dell'Autorità di Sistema Portuale

Nel caso in esame, considerata la posizione a ridosso della linea di costa delle sedi dell'Autorità Portuale e potendo disporre di acque salmastre attraverso l'escavazione di pozzi profondi pochi metri, la possibilità di impiegare il calore geotermico a bassa entalpia per il miglioramento delle performance delle pompe di calore appare certamente conveniente. Nel seguito, prendendo come esempio il caso della Stazione Marittima di Brindisi, è proposta una simulazione relativa ai consumi energetici conseguibili mediante l'utilizzo di pompa di calore geotermica.



Risparmio energetico

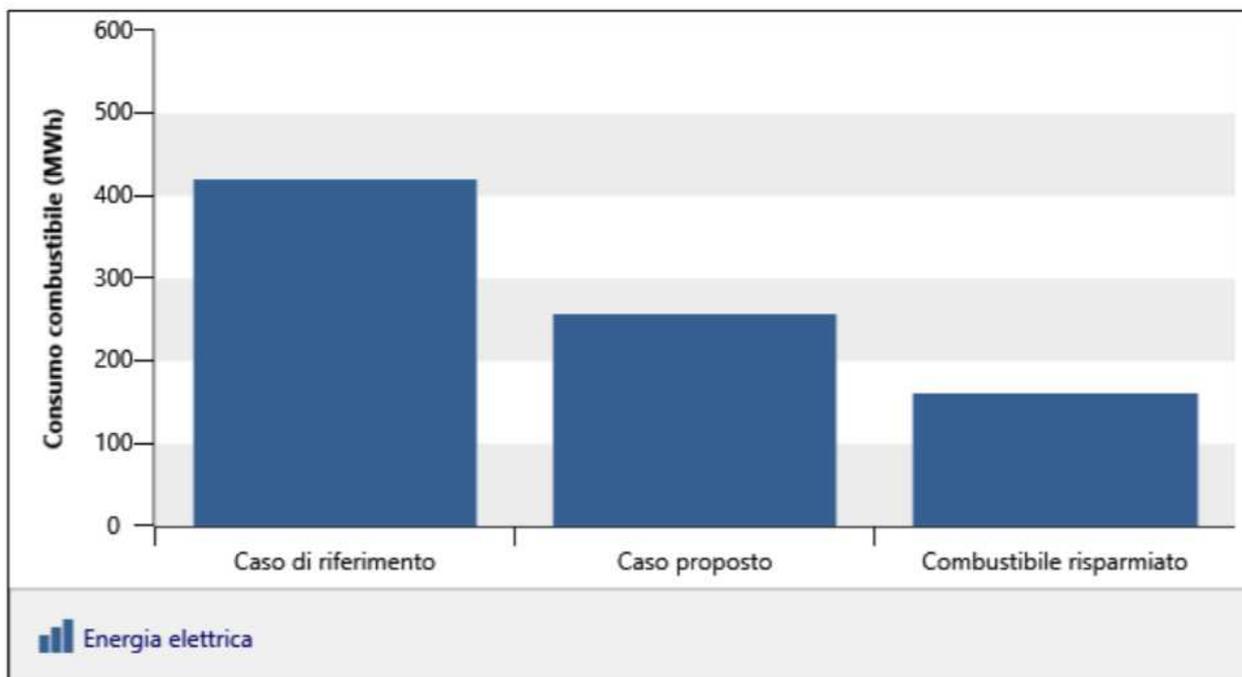


Consumo combustibile	Pot. termica kWh	Pot. frigorifera kWh	Energia elettrica kWh	Totale kWh
Caso di riferimento	156.608	120.320	143.331	420.259
Caso proposto	82.022	64.212	112.143	258.377
Combustibile risparmiato	74.587	56.107	31.188	161.882
Combustibile risparmiato - percentuale	47.6%	46.6%	21.8%	38.5%

Figura 68. Risparmio energetico ottenibile con l'impiego di calore geotermico – Stazione Marittima di Brindisi



Riepilogo combustibili

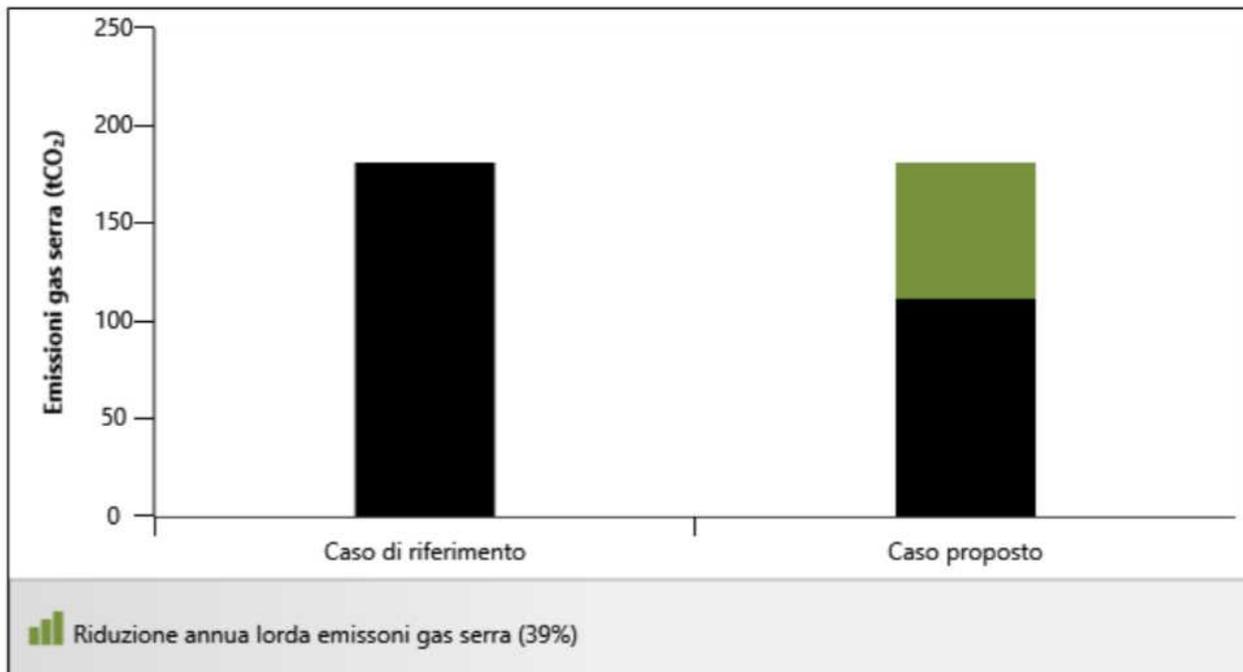


Tipo di combustibile	Combustibile Unità	Caso di riferimento Consumo combustibile	Caso proposto Consumo combustibile	Risparmi Combustibile risparmiato
Energia elettrica	kWh	420.259	258.377	161.882
Tipo di combustibile	Combustibile Prezzo del combustibile	Caso di riferimento Costo combustibile	Caso proposto Costo combustibile	Risparmi Risparmi
Energia elettrica	0.20 €/kWh	€ 84.052	€ 51.675	€ 32.376
Totale		€ 84.052	€ 51.675	€ 32.376

Figura 69. Risparmio del consumo di combustibili con l'impiego di calore geotermico – Stazione Marittima di Brindisi



Emissioni gas serra



Equivalenza gas serra



Emissioni gas serra		
Caso di riferimento	181.5	tCO ₂
Caso proposto	111.6	tCO ₂
Riduzione annua lorda emissioni gas serra	69.9	tCO ₂

Figura 70. Risparmio nelle emissioni di gas serra con l'impiego di calore geotermico – Stazione Marittima di Brindisi



Come appare evidente dal confronto dei risultati dell'analisi geotermica con quelli del caso base di efficientamento, gli impianti geotermici, per il solo caso della ex Stazione Marittima di Brindisi, consentono un ulteriore risparmio in termini di consumo equivalente di combustibile pari a 48.745 kWh, corrispondente a 9.745,00 Euro e 22 tCO₂.



PARTE IV. GESTIONE AMBIENTALE DEL SISTEMA PORTUALE

Ogni infrastruttura portuale ed il complesso delle attività, indotte e collegate, che in essa si svolgono producono un impatto sul territorio circostante. La dimensione dell'impatto è variabile in relazione a molteplici fattori: la dimensione del porto, le sue caratteristiche funzionali (porto passeggeri, porto peschereccio, porto per contenitori, porto industriale o petrolifero o multifunzionale, ecc.) ed i volumi dei diversi traffici. Altrettanto rilevante è la collocazione del singolo scalo marittimo rispetto al territorio circostante, ovvero se esso si colloca in prossimità di aree urbanizzate o di aree aventi valenza naturale o ambientale.

In tal senso il Piano Strategico Nazionale della Portualità e della Logistica (PSNPL) afferma in modo esplicito che al processo di sviluppo logistico e al crescente uso del mare come via di comunicazione e trasporto più sostenibile rispetto al trasporto terrestre, è necessario si accompagni la tutela dell'ambiente delle aree portuali da varie fonti di inquinamento nonché la minimizzazione dell'impatto ambientale delle infrastrutture sul territorio circostante e la riduzione dei consumi energetici legati alle attività portuali.

SEZIONE IV.1. Gli indicatori

Gli indicatori sono elementi di collegamento e di coerenza tra le differenti componenti del Documento e svolgono un ruolo chiave nella sua visualizzazione ed attuazione. Servono a fotografare le condizioni esistenti del complesso delle infrastrutture prese in esame e a effettuare un regolare monitoraggio consentendo di introdurre azioni correttive, in corso di attuazione del Documento stesso, per un corretto approccio ambientale sul territorio.

Gli indicatori consentono quindi di effettuare:

- la valutazione dei caratteri quantitativi e qualitativi e delle modalità d'uso delle risorse ambientali disponibili nell'area interessata dal Documento;
- la definizione degli obiettivi ambientali generali e specifici e il loro livello di conseguimento;
- la previsione e la valutazione degli effetti ambientali significativi dovuti alle azioni previste dal Documento;
- il monitoraggio degli effetti dovuti alla attuazione delle azioni del Documento.

A tale scopo sono stati selezionati indicatori di tipo prestazionale che permettono la definizione operativa degli obiettivi specifici.



Sono indicati di seguito gli aspetti ambientali da monitorare per i quali sono stati individuati uno o più indicatori e le fonti di acquisizione dei dati necessari alla loro definizione.

ASPETTI AMBIENTALI DA MONITORARE	INDICATORI DI CONTROLLO	FONTE DI ACQUISIZIONE DATI
qualità dell'aria ed emissione di inquinanti	<ul style="list-style-type: none"> riduzione dei valori rilevati numero di barriere vegetali come regolatori microclimatici 	<ul style="list-style-type: none"> dati di ARPA Puglia dati di AdSP eventuali dati del Comune
sistema della mobilità: compatibilità infrastrutturale aree di connessione con la città	<ul style="list-style-type: none"> Km di tracciati pedonali realizzati utilizzo mezzi elettrici, ibridi o comunque a bassa emissione 	<ul style="list-style-type: none"> dati di AdSP eventuali dati del Comune
fabbisogno energetico da fonti non rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> MW prodotti da fonti rinnovabili di energia indicatori vari relativi a impianti FER realizzati in aree portuali 	<ul style="list-style-type: none"> dati di AdSP dati dai concessionari aziende produttrici e installatori coinvolti
consumi energetici	<ul style="list-style-type: none"> numero di interventi di miglioramento delle prestazioni dell'involucro edilizio e degli impianti realizzati 	<ul style="list-style-type: none"> dati di AdSP dati emersi dalle schede di rilevamento compilate dai concessionari
qualità dell'acqua	<ul style="list-style-type: none"> sfruttamento della risorsa carichi potenziali inquinanti quota di scarichi non inviati a depurazione 	<ul style="list-style-type: none"> dati da AdSP dati ARPA Puglia

SEZIONE IV.2. Valutazione degli eventuali impatti, mitigazioni e compensazioni

Le città sede di Porto nella competenza delle Autorità di Sistema del Mare Adriatico Meridionale circondano pressochè tutte in modo ampio i relativi "archi" portuali, determinando una linea di confine sostanzialmente invalicabile e scarsamente permeabile dei distretti portuali che si presentano ad oggi molto articolati e già molto sfruttati, mentre le attività che vi si svolgono sono anche espressione storica di un antico equilibrio tra porto e città.

Gli eventuali impatti rilevabili a seguito degli interventi che saranno posti in essere e le relative mitigazioni e compensazioni sono riassunte sinteticamente di seguito.

FORME DI IMPATTO	MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI
movimentazioni e trasporto di merci e persone, traffico indotto	<ul style="list-style-type: none"> applicazione del LCA riorganizzazione dei flussi di traffico
produzione di polveri e rumore	<ul style="list-style-type: none"> applicazione della miglior tecnologia messa in opera di barriere vegetali come antirumore e regolatore microclimatico sia nell'ambito portuale che nelle zone di confine utilizzo di sistemi di coperture e di riqualificazione facciate con sistemi a verde strutturale.



FORME DI IMPATTO	MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI
emissioni di CO ₂ per consumi energetici inquinanti di origine fossile (attuale)	<ul style="list-style-type: none">• uso di fonti rinnovabili per l'energia, sostituzione dei combustibili ad alto potere inquinante (progetto)
livelli di rumorosità indotta dalle attività portuali	<ul style="list-style-type: none">• realizzazione di opere di mitigazioni quali barriere di verde vegetale sia a cornice che nell'ambito portuale stesso• utilizzo di sistemi di coperture e di riqualificazione facciate con sistemi a verde strutturale
interazioni con il patrimonio naturale, storico ed artistico	<ul style="list-style-type: none">• conservazione riqualificazione e fruizione del patrimonio ambientale e culturale• utilizzo di materiali a basso impatto ambientale, ecologici e riciclabili (GPP)• utilizzo delle migliori tecnologie e di sistemi solarizzati architettonicamente integrati
sbancamenti, alterazioni del drenaggio	<ul style="list-style-type: none">• applicazione della miglior tecnologia
smaltimento e /o recupero di rifiuti	<ul style="list-style-type: none">• ottimizzazione delle tecnologie di smaltimento• applicazione del LCA• potenziamento della raccolta differenziata
alterazione della qualità visiva delle unità paesaggistiche	<ul style="list-style-type: none">• utilizzo di materiali a basso impatto ambientale, ecologici e riciclabili (GPP)• utilizzo delle migliori tecnologie con sistemi solarizzati architettonicamente integrati
emissioni da CO ₂	<ul style="list-style-type: none">• applicazione della miglior tecnologia• risparmio energetico• applicazione del LCA

SEZIONE IV.3. Obiettivi dell'Autorità di Sistema sul fronte della gestione ambientale

L'Autorità di Sistema portuale intende operare nei prossimi anni in un più ampio contesto di sostenibilità ambientale anche in base a quanto stabilito dalla già citata "Green Guide. Towards excellence in port environmental management and sustainability" di ESPO¹² con i seguenti obiettivi:

- **miglioramento del proprio Self Diagnosis Method (SDM)**, così come definito da EcoPorts, nell'arco di 18-24 mesi. EcoPorts è la principale iniziativa ambientale del settore portuale europeo; avviata da numerosi porti proattivi nel settore ambientale fin dal 1997 come fondazione, è stata poi pienamente integrata nella ESPO (European Sea Ports Organisation) dal 2011. Il principio generale di EcoPorts è sensibilizzare sulla protezione ambientale attraverso la cooperazione e la condivisione delle conoscenze tra i porti migliorandone la gestione in termini ambientali. Lo strumento SDM fornisce pertanto informazioni su quali elementi di gestione ambientale sono già presenti in un'autorità portuale e quali elementi mancano ancora con la possibilità di stabilire le priorità, necessarie per progettare una adeguata politica ambientale portuale;

¹² Si veda la SEZIONE I.1. Il quadro normativo e di contesto a pag.7



- **avvio della procedura di ottenimento della certificazione PERS (Port Environmental Review System)** di ESPO. PERS non comprende solo i principali requisiti generali degli standard di gestione ambientale riconosciuti a livello internazionale (ad es. ISO 14001), ma tiene conto anche delle specificità di ogni singolo porto, basandosi sulle raccomandazioni di ESPO;
- **definizione e gestione di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA)** che possa consentire, nell'arco di tre anni, di avviare la certificazione secondo la norma ISO 14001:2015 e/o EMAS (Eco-Management and Audit Scheme) dell'UE – giunto ormai alla versione III con il Regolamento UE n.1221/2009 e ss.mm.ii. – e ciò proprio in virtù della stretta correlazione tra PERS e ISO 14001 evidenziata al precedente punto.



PARTE V. SISTEMA DI MONITORAGGIO E AGGIORNAMENTO DEL DOCUMENTO DI PIANIFICAZIONE

Un presupposto fondamentale, in conformità alla previsione delle linee guida per la redazione dei Documenti di Pianificazione, è quello di non considerare il documento di pianificazione energetico ambientale del Sistema Portuale come un documento la cui versione definitiva si definisce ad ultimazione della redazione dello stesso.

Si prevede infatti un'attenta attività di definizione delle misure di osservazione degli obiettivi fissati al fine di valutarne il raggiungimento, quantificare eventuali scostamenti e di conseguenza definire interventi o misure accessorie o correttive.

In particolare, si intende estendere a supporto dell'attività di pianificazione energetica ed ambientale quanto realizzato dall'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale nell'ambito del Porto di Bari con il progetto ISMAEL che sviluppa un sistema integrato per la valutazione degli impatti ambientali delle attività antropiche nelle aree portuali.

ISMAEL è stato sperimentato dando vita a una reportistica in tempo reale e alla creazione di modelli affidabili e testati in grado di correlare fonti diverse, predire i fenomeni studiati e simulare diversi scenari.

Il sistema, basato sui paradigmi dell'Internet of Things (IoT) e dei Big Data, si avvale dell'utilizzo di:

- una rete di sensori eterogenei, installati in aree specifiche del porto di Bari e nelle zone della città limitrofe al porto, per la raccolta di parametri aria, rumore, acqua, meteo e dei veicoli in transito nel porto sia terrestri (auto, camion, etc.) che navali;
- una piattaforma software in grado di raccogliere, organizzare, elaborare e presentare i dati provenienti dai sensori, sistemi informativi portuali, banche dati storiche.

Nel progetto ISMAEL, i problemi affrontati riguardano le variazioni di uno o più parametri ambientali derivanti dalle attività antropiche portuali e dalle condizioni atmosferiche.

I modelli creati potranno essere utilizzati per scopi diversi:

- descrivere gli impatti delle attività antropiche sui parametri ambientali misurati nel porto;
- monitorare in tempo reale tutti i parametri ambientali raccolti anche in linea con gli adempimenti normativi;
- rilevare anomalie e predire i parametri ambientali sulla base delle attività previste e delle condizioni meteorologiche;
- guidare, attraverso un Sistema di Supporto alle Decisioni (DSS), una gestione sostenibile delle aree portuali sia a vantaggio degli Enti Pubblici che degli operatori privati.



La realizzazione del progetto è stata sviluppata attraverso una serie di fasi:

- formalizzazione matematica dei problemi di modellazione ambientale;
- individuazione delle migliori tecniche statistiche e degli algoritmi di apprendimento automatico per la risoluzione dei problemi ambientali;
- implementazione degli algoritmi nella piattaforma;
- pre-elaborazione dei dati raccolti dai sensori e dai sistemi esterni;
- formazione/validazione/testing dei modelli candidati applicando algoritmi su differenti parti di dati raccolti (training set, validation set, test set);
- approvazione e deployment dei modelli finali.

La piattaforma è progettata secondo il modello architetturale dei microservizi, al fine di facilitare la scalabilità, l'affidabilità, la modularità, l'estensibilità, la controllabilità e la manutenibilità.

La piattaforma ISMAEL è già operativa nell'area del Porto di Bari e nelle zone della città limitrofe al porto. Essa si compone di una serie di sensori per il monitoraggio dei parametri aria, rumore, acqua, meteo e dei veicoli in transito nel porto sia terrestri (auto, camion, etc.) che navali.

La rete di monitoraggio aria e rumore si compone di 7 centraline dislocate sia all'interno dell'area portuale che in zone della città di Bari: 3 posizionate nel Porto (Varco della Vittoria, Molo San Vito, Darsena di Levante), 2 ubicate presso strutture del comune di Bari (Il Municipio, Stadio del Nuoto) e due presso le centraline di monitoraggio di ARPA Puglia (Caldarola, Carbonara).

In dettaglio, la rete di sensori per il monitoraggio dei parametri aria misura:

- Biossido di Zolfo (SO₂)
- Monossido di Carbonio (CO)
- Monossido di Azoto (NO)
- Biossido di Azoto (NO₂)
- Ozono (O₃)
- PM 10
- PM 2.5
- PM 1

Gli stessi sensori monitorano anche il livello ed il picco di rumore.



Figura 71. Dislocazione rete di monitoraggio sensori aria/rumore

A completare la rete di monitoraggio aria sono state installate 2 centraline meteo, 1 al Varco della Vittoria ed una presso la sede dell'AdSP MAM. Queste misurano:

- Pressione
- Temperatura
- Umidità
- Pioggia
- Direzione del vento
- Intensità del vento
- Radiazione solare (N.B. per la sola stazione sede dell'AdSP MAM)

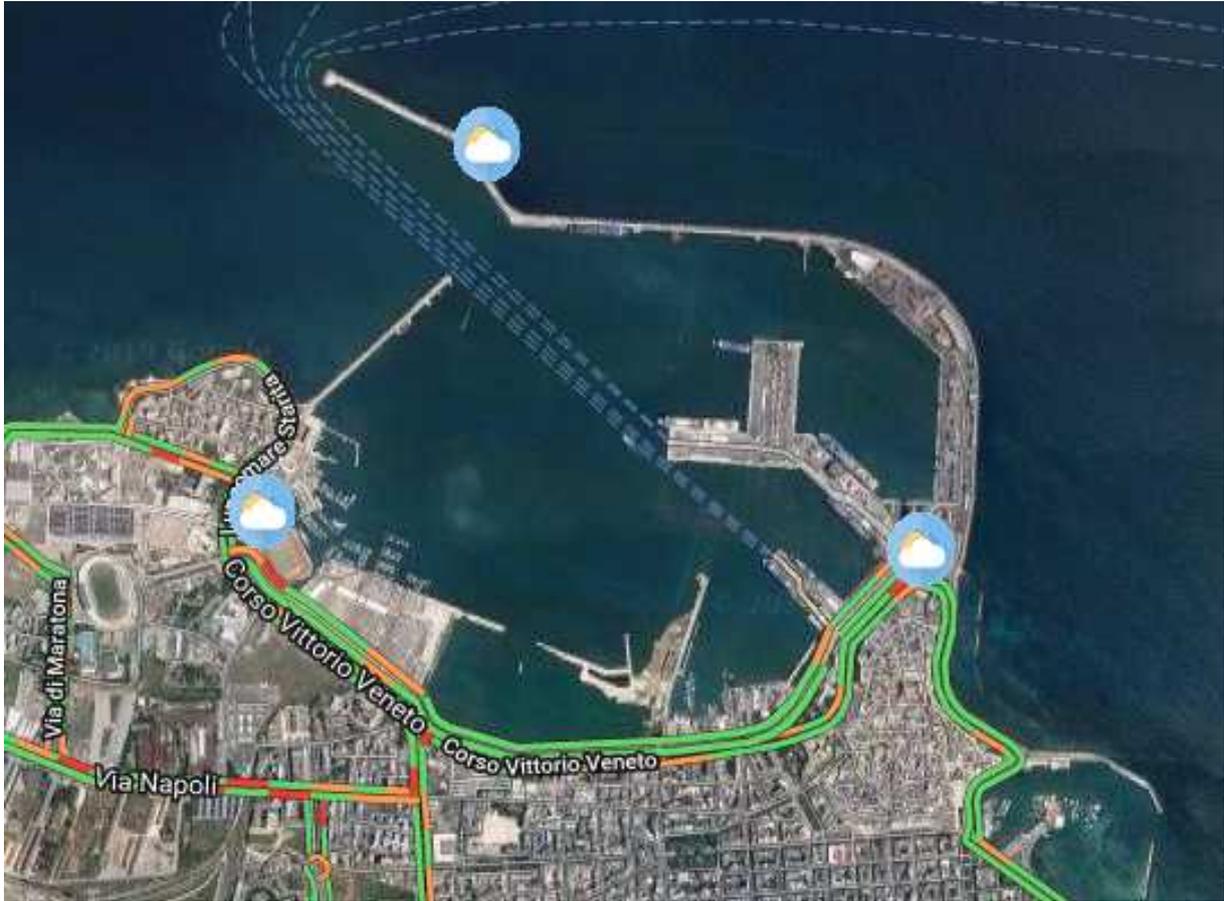


Figura 72. Dislocazione stazioni meteo

Per la matrice acqua sono state installate 2 sonde multiparametriche ancorate alle banchine: la prima posta all'imboccatura del porto sul IV braccio del Molo Foraneo e la seconda alla Darsena di Ponente. I parametri monitorati dalle sonde sono:

- Torbidità
- Temperatura
- pH
- Ossigeno disciolto
- Conducibilità
- Potenziale di ossidoriduzione
- Salinità

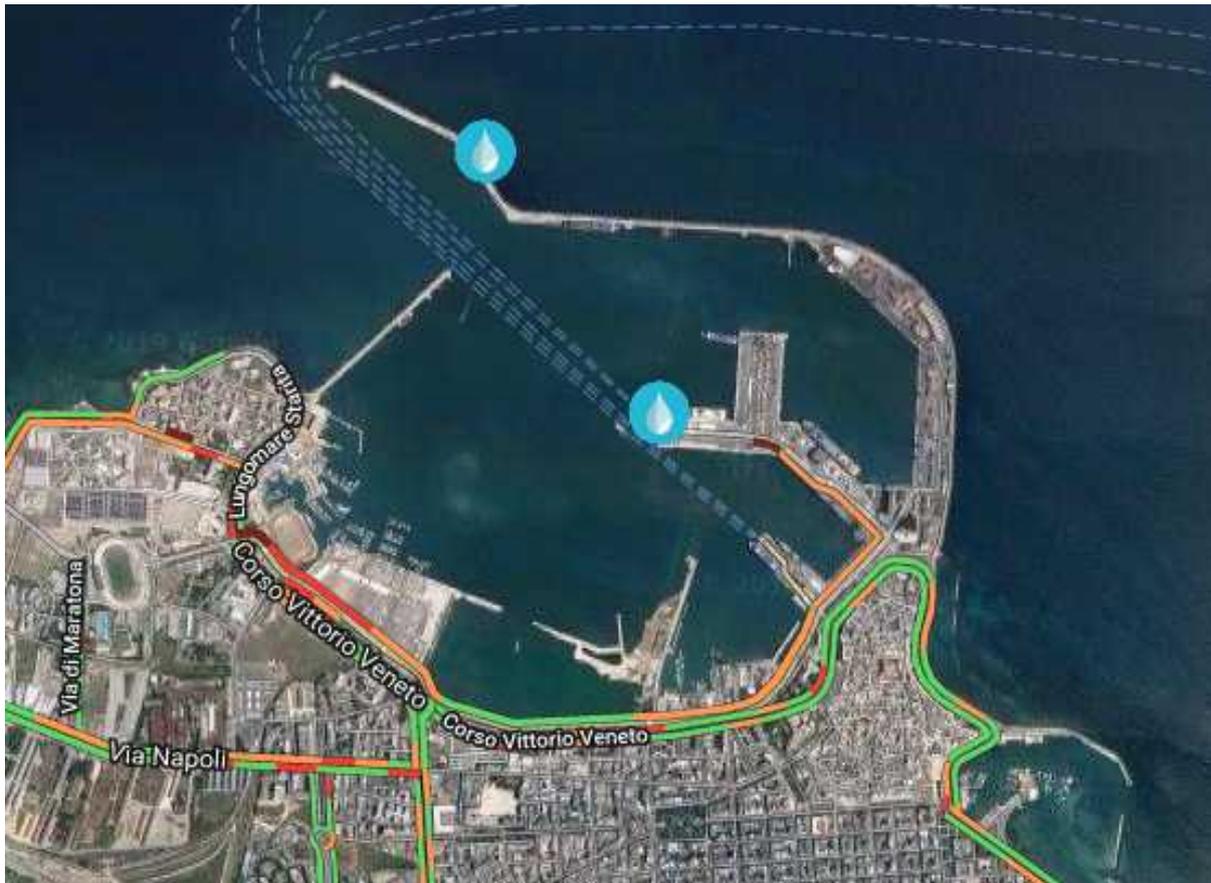


Figura 73. Dislocazione sonde multiparametriche

Sono inoltre stati installati, presso l'accesso di Marisabella, 4 laser scanner in grado di contare e classificare i veicoli in ingresso ed in uscita dal porto. I sensori sono in grado di distinguere 8 diverse categorie di Veicoli:

- Moto
- Auto
- Furgone
- Autocarro
- Autocarro con rimorchio
- Autoarticolato
- Carriera
- Bus



La caratteristica peculiare di tale piattaforma risulta pertanto la scalabilità nei confronti del numero di dispositivi virtualmente “collegabili” senza alcuna perdita di affidabilità e di performance. Tale caratteristica garantisce a ISMAEL la capacità di gestire ambienti “multiporto”, ossia realtà complesse composte da più scali. In tal senso la piattaforma appare pertanto lo strumento più idoneo per estendere anche agli altri porti dell’AdSP del Mare Adriatico Meridionale (Brindisi, Manfredonia, Barletta e Monopoli) tutte le funzionalità già presenti nel porto di Bari, oppure nuove funzionalità specifiche del sito portuale di interesse e non presenti nel porto di Bari.

Un'altra caratteristica che contraddistingue ISMAEL è legata alla sua flessibilità, da intendersi come capacità di implementare e integrare nuove funzionalità che ne arricchiscano gli ambiti operativi: un esempio è quello relativo al modulo per il monitoraggio energetico, in grado di misurare, monitorare e predire le prestazioni energetiche di qualsiasi infrastruttura.

Il sistema di monitoraggio può gestire un numero illimitato di meter energetici e asset e utilizza la tecnologia dei BIG DATA e del MACHINE LEARNING per predire con elevata accuratezza i consumi energetici, al fine di evidenziare eventuali anomalie, stimare i costi e offrire supporto concreto ai decision makers per ottimizzare i consumi.

Il modulo di monitoraggio energetico si integra in un processo di data energy management in cui vengono raccolte le esigenze dell’ente pubblico per conseguire un miglior efficientamento energetico in base ai consumi storici e alle infrastrutture e impianti esistenti.

Il sistema mette a disposizione diversi strumenti per monitorare in tempo reale qualsiasi asset, consentendo di generare alert su eventi definiti dall’utente su molteplici canali comunicativi (portale, email, notifiche push). Qualsiasi aspetto del monitoraggio energetico può essere oggetto di report: l’utente può inoltre creare widget personalizzati per visualizzare solo le informazioni di interesse.

In considerazione dei risultati ottenuti con il progetto Ismael si prevede l'utilizzo del sistema in tutti i porti del Sistema Portuale. Ciò consentirà di disporre di strumenti di verifica e validazione dei dati relativi allo stato iniziale in termini di Carbon Footprint e l'osservazione dell'efficacia delle misure che saranno introdotte.

Consentirà tramite la modellazione disponibile e l'eventuale sua implementazione di valutare gli scenari eventualmente oggetto di nuova pianificazione andando a prevederne le ricadute sul sistema Portuale.

Sarà il supporto principale per le valutazioni relative agli aggiornamenti del DPEASP.



PARTE VI. CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER

SEZIONE VI.1. La consultazione

L'avvio e la realizzazione di un ampio e articolato processo di consultazione degli stakeholder¹³ (intendendo come tali Istituzioni, Imprese, Associazioni e Privati Cittadini da parte di un'Autorità di Sistema Portuale e funzionale alla redazione condivisa del DPSS (Documento di Pianificazione Strategica di Sistema) e del DPSEAP (Documento di Pianificazione Energetica ed Ambientale del Sistema Portuale), rappresenta una novità nel panorama italiano.

Ciò sia perché, ad oggi, risulta che solo L'Autorità Portuale di Livorno nel 2016 e l'Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Orientale nel 2018 hanno svolto una consultazione scritta su tematiche attinenti lo sviluppo delle aree portuali di propria competenza, sia perché l'AdSPMAM ha voluto rendere oggetto di consultazione non solo la vision generale sull'assetto del sistema portuale e le linee di intervento che, nel corso dei prossimi anni, riguarderanno i porti di Bari, Brindisi, Barletta, Manfredonia e Monopoli, ma anche le valutazioni a tema energetico e ambientale, dimostrando la lungimiranza e la sensibilità dell'Autorità Portuale sulla stretta connessione funzionale e operativa tra i due documenti strategici e di pianificazione che regolano la vita della stessa Autorità di Sistema stessa.

La consultazione degli stakeholder si è svolta tra il 3 aprile e il 31 maggio 2019: 133 stakeholder hanno cliccato sul link di accesso al questionario: di questi, 29 hanno però preferito non proseguire oltre, mentre 104 hanno risposto alle domande. Di questi 104 stakeholder, alcuni hanno espresso le loro opinioni relativamente a tutti i porti del sistema gestito dall'AdSPMAM, mentre in taluni casi hanno risposto alle domande facendo riferimento solo a uno o più porti.

Nello specifico, le opinioni raccolte relativamente al porto di Bari sono state 67; quelle relative al porto di Brindisi sono state 76, quelle relative al porto di Barletta sono state 48, quelle relative al porto di Manfredonia sono state 45 e quelle relative al porto di Monopoli sono state 46.

¹³ Si veda a tal proposito in Appendice – Parte 13 il documento dal titolo “ESITI DELLA CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER – Estratto per Documento di Pianificazione Energetica Ambientale di Sistema Portuale”, sintesi del documento complessivo elaborato da Troisi Ricerche Srl al termine del lavoro di indagine svolto su incarico dell'Autorità di Sistema.



SEZIONE VI.2. Risultanze della consultazione

Il questionario è stato compilato e commentato in particolar modo da enti pubblici e aziende del territorio; la percentuale di partecipazione dei cittadini privati (circa 20% del totale dei rispondenti) si è mantenuta costante in tutti i singoli porti dell'Autorità di Sistema.

Analizzando, in particolare, le tematiche di maggior interesse per la stesura del presente documento, il tema della tecnologia a supporto dell'operatività dei porti è risultato un argomento poco conosciuto. In moltissimi casi, infatti, gli stakeholder che hanno aderito alla rilevazione hanno preferito non esprimere un parere e/o un suggerimento a riguardo. Ove, invece, lo abbiamo fatto, gli interventi indicati si sono indirizzati verso le tecnologie per la digitalizzazione dei processi amministrativi e il monitoraggio del traffico e di merci, oltre che sull'aggiornamento delle tecnologie già esistenti.

Un dato, questo, in linea con quanto già rilevato relativamente alla dotazione infrastrutturale, che è stata (soprattutto in tema di elettrificazione delle banchine) l'area tematica sui cui a detta degli interpellati l'Autorità di Sistema dovrebbe concentrare i propri sforzi, seguita dall'integrazione porto-città e dall'efficientamento energetico/sostenibilità ambientale.

Poco precise sono state le indicazioni espresse in relazione alla tematica ambientale: nonostante infatti il 51,7% dei rispondenti ritenga che sia alto l'impatto sull'ambiente delle attività svolte in porto, soltanto l'8,7% indica le attività svolte dalla propria azienda e/o organizzazione volte alla riduzione delle emissioni inquinanti e dei consumi energetici derivanti da attività portuali sulle quali l'Autorità di Sistema non ha diretta competenza e responsabilità.

Da notare, infine, come la percezione dell'impatto inquinante delle attività del porto sul territorio sia in media più alta nei porti di minore estensione rispetto ai porti di Brindisi e di Bari.

SEZIONE VI.3. Incontro-dibattito con gli stakeholders e conclusioni in merito alla consultazione

Il 9 settembre 2019 si sono svolti presso le sedi dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale di Bari e di Brindisi, due incontri organizzati dall'Ente portuale nell'ambito del processo di consultazione su illustrato e aperti agli stakeholders, agli operatori portuali e alla cittadinanza.

Si è trattato di un ulteriore step del percorso partecipativo avviato dall'Ente portuale e finalizzato a raccogliere opinioni e proposte di Istituzioni, cittadini e imprese relativamente al piano di sviluppo del porto della loro città.

Al termine di tale percorso, è possibile concludere che il Documento di Pianificazione predisposto recepisce le osservazioni degli stakeholders, confermando le linee di indirizzo strategico già individuate nella stesura del Documento preliminare.



PARTE VII. PIANIFICAZIONE PLURIENNALE: INTERVENTI E MISURE

In relazione agli obiettivi prioritari assunti nell'ambito del presente documento, vengono di seguito specificate le azioni più significative che si vogliono adottare e i tempi previsti di realizzazione.

Tabella 38. Sommario degli obiettivi e delle azioni previste dal piano pluriennale di sviluppo energetico-ambientale

Obiettivi	Tipologia di azioni	Attività specifiche	Data presunta di avvio progettazione
1. Riduzione del fabbisogno energetico attuale	Efficientamento energetico (edifici, illuminazione, ecc.)	Sostituzione infissi Coibentazione delle strutture Pompe di calore geotermiche Ottimizzazione pubblica illuminazione con sostituzione corpi illuminanti	Avviata a Gennaio 2020
2. Monitoraggio del fabbisogno energetico futuro	Adozione di best practice nelle nuove realizzazioni	Definizione di linee guida per lo sviluppo delle future realizzazioni	Avviata la redazione di un bando per l'affidamento delle attività di supporto all'Energy Management che consentirà l'implementazione di un Sistema di Gestione dell'Energia da cui scaturiranno le best practices
3. Utilizzo di sistemi e tecnologie a minor impatto ambientale per il soddisfacimento del fabbisogno energetico attuale	"Cold ironina"		In funzione di eventuali iniziative di partenariato pubblico-privato
	Uso del GNL come carburante navale	Lo scorso 18 dicembre 2019 l'azienda energetica italiana Edison – controllata dal gruppo francese EDF – ha avanzato al Ministero dello Sviluppo Economico la richiesta di convocazione di una Conferenza dei Servizi Preliminare (fissata per il 10 marzo 2020) per analizzare la richiesta di realizzazione di un serbatoio GNL a pressione atmosferica della capacità di 20.000 metri cubi nel porto di Brindisi.	
4. Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili	Realizzazione di impianti FV		Progettazione da Marzo 2020 anche in funzione di eventuali iniziative di privati. In tal senso l'Autorità di Sistema sta valutando di procedere alla pubblicazione di apposito avviso per valutare l'interesse di soggetti privati
	Realizzazione di altri impianti FER		



Obiettivi	Tipologia di azioni	Attività specifiche	Data presunta di avvio progettazione
5. Cooperazione tra operatori pubblici e privati	Cooperazione tra gli operatori per uno sviluppo sostenibile delle aree portuali.	La consultazione scritta degli stakeholder (vedi PARTE VI.CONSULTAZIONE DEGLI STAKEHOLDER a pag.151) non ha prodotto risultati in tal senso e pertanto l'Autorità di Sistema intende valutare l'interesse di soggetti privati mediante la pubblicazione di apposito avviso	Marzo 2020
	Realizzazione di studi preliminari di fattibilità relativi a specifiche tecnologie	L'Autorità di Sistema ha ricevuto proposta di collaborazione per la sperimentazione dell'impianto pilota di un sistema per captare l'energia del moto ondoso	Avvio fase di sperimentazione: Giugno 2020



PARTE VIII. CONCLUSIONI

SEZIONE VIII.1. Dati di sintesi

Di seguito alcune tabelle riepilogative con i consumi rilevati e i valori attinenti il risparmio sia finanziario sia di emissioni nocive (CO₂) in base alle varie ipotesi illustrate nel presente documento.

Tabella 39. Quadro riepilogativo degli attuali consumi

Consumi annui	Tipologia	Valore (kWh)	Emissioni nocive (CO ₂) kTon
Rilevati	Energia elettrica	6.232.600	4.362,82
Stimati	Banchine	44.750.000	31.325

Tabella 40. Quadro riepilogativo dei risparmi finanziari e di emissioni nocive in base a tecnologie e soluzioni adottate

Soluzione tecnologica	Risparmio finanziario (€)	Risparmio emissioni nocive (CO ₂) kTon
Efficientamento energetico edifici	124.935,00	269,9
Calore geotermico	178.657,05	385,96
Fotovoltaico	* ¹⁴	2.086
“Cold ironing”	** ¹⁵	31.325
TOTALE	303.592,05	34.066,86

Si può pertanto concludere che oltre al notevole risparmio finanziario su base annua, adottando le soluzioni tecnologiche proposte nel presente documento è possibile ottenere il quasi totale azzeramento delle emissioni nocive di CO₂.

¹⁴ Il fotovoltaico non è stato considerato il risparmio finanziario in considerazione della necessità di investimento iniziale per la realizzazione dell'impianto

¹⁵ Il “cold ironing” non è stato considerato il risparmio finanziario in quanto al momento il consumo delle navi in banchina non è a carico dell'Autorità di Sistema Portuale



SEZIONE VIII.2. Software utilizzato

Il software di gestione energetica utilizzato per la realizzazione delle valutazioni e analisi presenti in questo documento è RETScreen, un pacchetto software sviluppato dal Governo del Canada che consente:

- l'identificazione completa, la valutazione e l'ottimizzazione della fattibilità tecnica e finanziaria dei potenziali progetti di energia rinnovabile e di efficienza energetica;
- la misurazione e la verifica delle prestazioni effettive delle strutture e l'identificazione dei risparmi energetici/opportunità di produzione.