



Pianificazione energetica multi-livello: stima del potenziale e delle interazioni tra i piani energetici locali italiani verso nuove strategie di integrazione

Energy planning at multi-level context: assessing potential and interactions of local energy action plans in Italy by providing integration policies.

Facoltà di Ingegneria Civile e Industriale
Dottorato di Ricerca in Energia e Ambiente

Indirizzo in Risparmio energetico e Micro-generazione distribuita

Candidato
ing. Saverio Berghi

Relatore
prof. ing. Livio De Santoli

Coordinatore
prof. ing. Massimo Corcione

XXX Ciclo

R+M

Abstract

All'interno dell'attuale contesto socio-culturale in cui la crisi economico-finanziaria della pubblica amministrazione si salda agli effetti del *Climate change*, alle policy ambientali internazionali e all'affermarsi delle nuove tecnologie, è stata indagata e predisposta una metodologia innovativa che rilegge alle diverse scale la pianificazione energetica (livello regionale, di distretto e urbano). Sono stati analizzati gli strumenti normativi di scala regionale (Piani Energetici Ambientali Regionali - PEAR), di distretto (Patti delle Isole) e di livello urbano/metropolitano (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima - PAESC) individuando opportunità e criticità. La metodologia individuata ha consentito di introdurre e coordinare il corretto inserimento delle fonti rinnovabili e di politiche di riduzione delle emissioni climalteranti nel settore dei trasporti.

In questo contesto uno sforzo di programmazione e gestione marco-territoriale che partendo dalla pianificazione regionale e nazionale (Piani Energetici Ambientali Regionali) dovrà maggiormente relazionarsi con la spinta partecipativa, che nel solco tracciato dalle *policy* comunitarie, sta animando la disciplina energetica delle comunità in particolare attraverso lo strumento del Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima.

L'opportunità offerta consentirà di predisporre strumenti multi-livello (di carattere regionale ma declinabili al livello di distretto e urbano) che facendo leva sul principio di sussidiarietà e i processi partecipativi, consentiranno ai PAES di migliorarsi e adattarsi reciprocamente attraverso una politica globale di pianificazione energetica. Il veicolo sarà quello di sviluppare uno strumento integrato in grado di armonizzare i PAES per promuovere una generazione distribuita basata sulle FER a livello multi-scalare.

Within the current cultural and social context in which the economic and financial crisis of public administration is firmly rooted in the effects of climate change, international environmental policies and the emergence of new technologies, an innovative methodology, that analyzes energy planning (regional, district, and urban) at different scales, has been investigated.

Regional (Regional Energy and Environmental Plans - PEAR), district (Pact of Islands) and urban/metropolitan (Sustainable Energy and Climate Action Plans - SECAP) energy plans have been analyzed by identifying opportunities and critical issues.

The methodology identified has allowed to introduce and coordinate the proper integration of renewable sources (RES) and emission (GHG) reduction policies in the transport sector. In this context, a territorial planning and management effort, starting from the regional and national planning (PEAR), will have to relate more to the participatory push, which in the footsteps of Community policies is animating the energy discipline of the communities in particular through the instrument of the Action Plan for Sustainable Energy and Climate.

The opportunity offered will enable the development of multi-level instruments (regional but declinable at the district and urban level), SECAPs to improve and adapt to each other through a comprehensive policy on energy planning . The vehicle will be to develop an integrated tool able to harmonize the SACAPs to promote distributed RES based generation at multi-scalar level.

Indice

Abstract	2
Indice	5
Introduzione	8
1. Modelli di transizione energetica a scala regionale: il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise	13
Abstract	13
1.1. Introduzione	14
1.2. Metodologia	16
1.3. Metodologia	32
1.4. Conclusioni	54
2. Framework di riferimento per la stima del potenziale del <i>mini-hydro</i> all'interno dei Piani Energetici e Ambientali Regionali in Italia.....	59
Abstract	59
2.1. Introduzione	61
2.2. Metodologia	65
2.3. Risultati.....	71
2.4. Conclusioni	75
2.5. Bibliografia	78
3. Pianificazione energetica locale: potenzialità e prospettive del settore dei Trasporti nei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di quattro piccole isole italiane	80
Abstract	81
3.1. Introduzione	83
3.2. Metodologia	86
3.3. Risultati.....	92

3.4. Conclusioni	98
3.5. Bibliografia	100
4. Sulla via dell'indipendenza energetica: valutazione dei sistemi energetici ibridi verso la realizzazione di una smart energy island a Favignana.....	102
Abstract	102
4.1. Introduzione	104
4.2. Metodologia	107
4.3. Risultati.....	121
4.4. Conclusioni	123
4.5. Bibliografia	126
5. Pianificazione energetica a scala metropolitana: potenziale e prospettive dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di tre città italiane	130
Abstract	130
5.1. Introduzione	132
5.2. Metodologia	135
5.3. Risultati.....	142
5.4. Conclusioni	145
5.5. Bibliografia	147
6. Usi energetici nel settore dei Trasporti urbani all'interno dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di tre grandi città italiane	149
Abstract	149
6.1. Introduzione	151
6.2. Metodologia	155
6.3. Risultati.....	162
6.4. Conclusione.....	165
6.5. Bibliografia	167
7. Conclusioni	170

8. Disseminazione 174

Introduzione

L'obiettivo della ricerca, sviluppata all'interno delle attività della scuola di dottorato nel corso degli anni accademici 2014-2017, è l'aver predisposto un metodo di analisi multi-livello della pianificazione energetica nel contesto italiano tenendo conto delle interazioni degli strumenti normativi di scala regionale (Piani Energetici Ambientali Regionali - PEAR), di area (Patti delle Isole) e di distretto urbano/metropolitano (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima - PAESC). Gli esiti conseguiti hanno riguardato l'individuazione di una metodologia di analisi a più scale che, tenuto conto delle peculiarità e caratteristiche relative, ha consentito di introdurre e coordinare il corretto inserimento delle fonti rinnovabili e di politiche di riduzione delle emissioni climalteranti nel settore dei trasporti.

Il risultato auspicato di maggior respiro è quello di organizzare e pianificare, attraverso strumenti integrati alle differenti scale, una generazione distribuita territoriale basata sullo sfruttamento sostenibile delle fonti rinnovabili integrata al settore dei trasporti e della mobilità innovativo e carbon-free.

L'originalità del lavoro, all'interno dell'attuale contesto socio-culturale in cui la crisi economico-finanziaria della pubblica amministrazione si salda agli effetti del *Climate change*, alle *policy* ambientali internazionali e all'affermarsi delle nuove tecnologie, è rappresentata dall'aver individuato e proposto una metodologia innovativa che rilegge alle diverse scale la pianificazione energetica (livello regionale, di area e urbano) individuando opportunità e criticità all'interno degli strumenti pianificatori vigenti (PEAR e PAESC) per lo sviluppo armonico della penetrazione delle fonti rinnovabili in una logica di generazione distribuita integrata con il settore dei trasporti. Le macrofasi del

processo di analisi degli strumenti pianificatori e della successiva individuazione della metodologia sono i seguenti:

- Capitolo 1 (Modelli di transizione energetica a scala regionale: il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise): l'articolazione della ricerca è iniziata con la pianificazione strategica complessiva del Documento preliminare al Piano Energetico Ambientale della Regione Molise che ha consentito di supportare e schematizzare una linea guida per il corretto inserimento territoriale delle fonti rinnovabili sviluppabili unitamente a politiche di efficienza energetica e di interventi sul settore dei trasporti (obiettivi nazionali c.d. *Burden Sharing*).
- Capitolo 2 (Framework di riferimento per la stima del potenziale del *mini-hydro* all'interno dei Piani Energetici e Ambientali Regionali in Italia): il passo successivo ha riguardato l'approfondimento di una fonte rinnovabile specifica, il piccolo idroelettrico o *mini-hydro* (impianti con potenza $P < 1$ MW) e del suo corretto inserimento a scala regionale all'interno dei PEAR. La scelta di una rinnovabile nel suo contesto, ha consentito di stimare come una singola rinnovabile può essere pianificata attraverso uno specifico *framework* di riferimento che ne consenta una corretta stima del potenziale teorico e reale al netto dei vincoli esistenti e delle strategie complessive di scala locale.
- Capitolo 3 (Pianificazione energetica locale: potenzialità e prospettive del settore dei Trasporti nei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di quattro piccole isole italiane): in questa sezione è evidenziata l'assenza de facto di uno strumento pianificatorio di scala opportuna che considera l'isola come sistema complessivo. In questa

direzione viene approfondito lo strumento del PAES, l'unico disponibile, e viene approfondito il tema delle rinnovabili in termini di pianificazione di sistema (sistemi chiusi non connessi alla rete nazionale in cui il tema dell'*off-grid* viene coordinato alla micro-generazione distribuita da rinnovabili). Lo strumento metodologico individuato è un diagramma di flusso (*flowchart*) integrato che tiene anche considerazione del settore dei trasporti (comparto strategico nei piccoli sistemi insulari non autosufficienti) analizzando i casi specifici dell'isola di Pantelleria, di Procida, dell'Elba e dell'arcipelago delle Isole Egadi (analisi sviluppata all'interno del progetto europeo PRISMI cofinanziato dal programma Interreg-MED del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale).

- Capitolo 4 (Sulla via dell'indipendenza energetica: valutazione dei sistemi energetici ibridi verso la realizzazione di una *smart energy island* a Favignana): in questa sezione è stato ulteriormente approfondito il sistema chiuso delle piccole isole italiane (caso studio scelto l'isola di Favignana dell'Arcipelago delle Isole Egadi) per stimare, sempre nel contesto delle strategie previste dal PAES locale, l'aumento della quota di rinnovabili (FER) integrate a iniziative per la mobilità sostenibile. È stato impiegato il software di modellazione per le rinnovabili elettriche HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) per la composizione di differenti scenari di sistemi ibridi con moduli fotovoltaici, sistemi di accumulo chimici e di produzione di idrogeno e flotte di veicoli elettrici e alimentati con miscele a idro-metano. Gli esiti individuati, all'interno del progetto internazionale chiamato PRISMI (*Promoting RES Integration for Smart Mediterranean Islands*), cofinanziato dal programma comunitario

Interreg-MED, denotano come strategie di pianificazione integrata di rinnovabili elettriche e mobilità sostenibile orientano gli strumenti di indirizzo locale verso risultati più performanti.

- Capitolo 5 (Pianificazione energetica a scala metropolitana: potenziale e prospettive dei Piani d’Azione per l’Energia Sostenibile (PAES) di tre città italiane): in questo contesto vengono approfonditi i PAES di Milano, Roma e Palermo e analizzate le differenti strategie di inserimento delle fonti rinnovabili. Bilanci energetici e profili emissivi basati su periodi di riferimento diversi e strategie di sviluppo delle FER disomogenei hanno costituito la premessa alla definizione di piattaforma interattiva per il corretto sviluppo delle FER a scala metropolitana. Tale piattaforma, realizzata a scala metropolitana, utilizza una metodologia capace di mettere a sistema e uniformare le Azioni e le Misure previste da ciascun PAES relativo a centri diversi di uno stesso nucleo metropolitano favorendo politiche comuni, sinergie ed economie di scala attraverso la creazione di un sistema di database integrati di area locale (potenziali delle FER, vincoli e prescrizioni, etc.).
- Capitolo 6 (Usi energetici nel settore dei Trasporti urbani all’interno dei Piani d’Azione per l’Energia Sostenibile (PAES) di tre grandi città italiane): nell’ultima fase di studio viene affrontato il comparto del sistema dei trasporti linea guida preliminare all’interno dei PAES dei grandi centri metropolitani di Roma, Palermo e Milano. Questa sezione predispone una linea guida preliminare che valuta gli usi energetici dei trasporti correlandoli alle relative emissioni e alla pianificazione energetica complessiva (non solo dal punto di vista di flussi veicolari). La linea guida preliminare così identificata è il primo

passo per la creazione di una metodologia per la strutturazione e consumo dei combustibili (fossili e carbon-free) a scala urbana accompagnando le autorità locali nella stesura di ciascun pilastro dei PAES (valutazione dei bilanci delle emissioni e dei consumi, stima delle misure e redazione delle azioni da sviluppare).

1. Modelli di transizione energetica a scala regionale: il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise¹

Abstract

La regione Molise ha dato l'incarico di predisporre il documento preliminare del Programma Energetico Ambientale Regionale, il primo passo verso il Piano Energetico e Ambientale (PEAR) che è lo strumento di programmazione strategica dove vengono definite le modalità per rispettare gli impegni comunitari al 2020 in coerenza con gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili individuati per le Regioni (attraverso il cosiddetto "Decreto *Burden Sharing*") e con la nuova Programmazione Comunitaria 2014-2020.

La pianificazione energetica regionale è costituita dal Piano Energetico Ambientale Regionale approvato dalla Giunta dal Consiglio regionale che, integrato con la valutazione ambientale, contiene previsioni per un periodo quinquennale e può essere aggiornato con frequenza annuale.

¹ Questa sezione è stata elaborata sulla base della seguente pubblicazione: Regione Molise, "Documento preliminare al Programma Energetico Ambientale Regionale 2015 – Transizione verso un nuovo modello energetico e una economia a bassa emissioni di carbonio". 2015. Disponibile su: www.regione.molise.it

1.1. Introduzione

Il Documento Preliminare al Programma Energetico Ambientale della regione Molise definisce dunque che le attività economiche a livello locale seguiranno i canoni di:

- un nuovo modello energetico distribuito, che permetta di raggiungere la necessaria massa critica a partire dalle fonti rinnovabili secondo uno schema di rete e di comunità;
- un nuovo modello agricolo basato sulla de-carbonizzazione dei processi produttivi e la valorizzazione delle produzioni locali di qualità, capace di fornire ai coltivatori un accesso diretto al mercato per i loro prodotti e insieme un reddito decoroso. Tra questi prodotti vi è anche la produzione di energia sfruttando le risorse locali ad uso di autoconsumo;
- un nuovo modello per la chiusura del ciclo di vita dei prodotti, che sviluppi quelle attività in grado di risparmiare, riciclare e riusare secondo i principi di “rifiuti zero”;
- un nuovo modello urbanistico, che invece di alimentare il consumo del territorio, riqualifichi e migliori le condizioni delle strutture esistenti.

Il Piano promuove, a partire dal livello locale, un’economia reale, in opposizione a quella virtuale e speculativa. Un’economia capace di valorizzare la produzione effettiva di beni e servizi per la comunità, attraverso la riduzione di emissioni climalteranti, rifiuti, intermediazione parassitaria, disoccupazione, devastazione del territorio.

In questa ottica sono stati inseriti nell'attività di predisposizione del documento preliminare una serie di incontri con le istituzioni competenti (regionali, provinciali, sovrintendenza, università, ecc.) e un ciclo di seminari tecnici (rispettivamente sui vincoli paesaggistici, sul potenziale nel territorio delle fonti rinnovabili e sulle agri-energie) con il coinvolgimento di operatori ed esperti che in questo modo, di fatto, hanno dato il loro diretto contributo allo sviluppo della pianificazione.

1.2. Metodologia

Il documento preliminare del PEAR definisce le linee di sviluppo da oggi al 2020, e raccoglie un primo quadro di obiettivi, strategie ed azioni. Tale documentazione viene messa a disposizione, in fase preliminare, per dare modo di raccogliere eventuali contributi e osservazioni in sede di confronto con gli operatori e i cittadini. Il PEAR dovrà determinare:

- Fabbisogni energetici regionali e le linee di azione, con riferimento alla riduzione delle emissioni di gas responsabili dei cambiamenti climatici, allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, al contenimento dei consumi energetici nei settori produttivo, residenziale e terziario, al miglioramento dell'efficienza energetica;
- Modalità per il raggiungimento degli obiettivi di copertura da fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo di energia;
- Linee d'azione per promuovere le modifiche del mercato dell'energia secondo la legislazione vigente e il contenimento e la riduzione dei costi dell'energia;
- Indicazione delle linee di ricerca applicata nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- Criteri e le metodologie per esprimere la valutazione di sostenibilità dei nuovi impianti, in termini di *best available technology* (BAT), rispetto del territorio e la diversificazione delle fonti energetiche utilizzate;

Ai sensi della normativa vigente, il documento preliminare del PEAR è sottoposto a Valutazione Ambientale Strategica (VAS), oltre che a Valutazione di Incidenza Ambientale (VIA). Le attività di VAS si svolgono con la redazione del Rapporto Ambientale che diviene parte integrante del PEAR e con l'attività

di monitoraggio per verificare gli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Piano.

1.2.1. Obiettivi europei e strategia energetica nazionale SEN

Il Piano Energetico Ambientale Regionale si inserisce in un quadro complessivo che comprende le Direttive Comunitarie sull'efficienza energetica (2012/27/CE), sullo sviluppo delle FER, fonti di energia rinnovabile (2009/28/CE), sulla prestazione energetica degli edifici (2010/31/CE) e la Strategia Energetica Nazionale (SEN) approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) con decreto interministeriale dell'8 marzo 2013.

Nel 2008 l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima – Energia 20-20-20" con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- riduzione del 20% le emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990;
- aumento dell'efficienza energetica per ottenere una riduzione dell'utilizzo dell'energia primaria nei termini del 20%;
- ottenere il 20% di energia da fonti rinnovabili sui totali dei consumi energetici dell'Unione Europea.

Ogni Stato Membro dovrà contribuire al raggiungimento di tale obiettivo e per ciascuno è stata decisa una precisa quota, che nel caso dell'Italia è pari al 17%.

Il 22 gennaio 2014 è stato presentato un comunicato stampa della Commissione Europea dove è indicato il nuovo quadro strategico UE in materia di clima e energia per il 2030. Gli obiettivi sono complessivamente meno esigenti di quanto richiesto per il 2020:

- Riduzione del gas ad effetto serra (GHG) del 40% rispetto ai livelli del 1990;
- Miglioramento in materia di efficienza energetica (27%);
- Quota di energia da fonti rinnovabili del 27%.

A livello comunitario verrà introdotta una nuova *governance* che prevede che gli Stati Membri dovranno definire ogni anno i rispettivi piani energetici e climatici nazionali, valutati e monitorati dalla Commissione Europea con l'obiettivo di arrivare ad un'economia europea a basse emissioni di carbonio entro il 2050, attraverso la riduzione dell'80-95% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto al 1990. L' Energy Roadmap 2050 pone come obiettivo a lungo termine un'economia decarbonizzata, alla quale devono concorrere tutti i settori, quello energetico, quello dell'edilizia, dell'industria, dei trasporti e dell'agricoltura all'interno di un modello energetico nuovo, basato su principi e metodi completamente diversi rispetto a quello attuale. Solo qualora fossimo in grado di produrre energia a impatto zero potremo avere una rilevante riduzione del livello complessivo delle emissioni, compatibile con gli scenari meno catastrofici relativi al cambiamento climatico.

Tra i pilastri su cui si fonda il nuovo modello energetico previsto dalla *Roadmap 2050* ci sono ancora l'efficienza energetica, la diminuzione dei consumi finali di energia e l'aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Di seguito un breve e non esaustivo elenco delle norme, Direttive, Protocolli europei, Comunicazioni Europee in materia di energia:

- Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia;
- Direttiva 2005/32/CE sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti, aggiornata poi con Direttiva 2009/125/CE;
- Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici;
- Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica alla Direttiva 2001/77/CE e alla Direttiva 2003/30/CE;
- Direttiva 2009/29/CE che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;
- Direttiva 2010/31/CE sulla prestazione energetica nell'edilizia che prevede che gli Stati membri stabiliscano requisiti minimi di rendimento energetico degli edifici, per primi quelli della pubblica amministrazione; approfondimento della metodologia della prestazione energetica degli edifici e introduzione del concetto di edifici a energia quasi zero, obbligatoria per gli edifici di nuova edificazione a partire dal 31 dicembre 2020;
- Direttiva 2012/27/CE sulla promozione dell'efficienza energetica che sollecita il settore pubblico ad esercitare un ruolo di esempio e guida attraverso riqualificazioni energetiche obbligatorie
- Comunicazione COM(2011) 112 dell'8 marzo 2011: *"A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"*;
- Comunicazione COM(2011) 885 del 15 dicembre 2011: *"Energy Roadmap 2050"*;

- Decisione n. 1386/2013 UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 novembre 2013, un programma generale di azione dell'Unione in materia di ambiente fino al 2020;
- Obiettivi 7° PAA (art.2, c.1) aumentare l'efficacia dell'azione nell'affrontare le sfide ambientali e climatiche a livello internazionale.

In particolare, la Direttiva 2009/28/CE sulle FER (recepita dal D.Lgs.28/2011) tra l'altro si riferisce ad una attribuzione differenziata ed obbligatoria per ogni Stato membro dell'obiettivo complessivo del 20% di FER sul consumo globale di energia da raggiungere entro il 2020. Vengono introdotte anche quote crescenti di rinnovabili sui fabbisogni di un edificio nuovo o ristrutturato (il 35% dal 1/1/2014 al 31/12/2016; il 50% dal 1/1/2017).

La Direttiva 2010/31/CE sulla prestazione energetica degli edifici (*Recasting* della direttiva EPBD) riguarda invece le prospettive e le linee di indirizzo per il recupero energetico del patrimonio pubblico (in Italia D.Lgs.63/13 convertito nella L.90/2013). In particolare, è determinata l'introduzione dell'edificio cosiddetto nZEB (*nearly Zero Energy Building*), un edificio ad energia quasi zero, con scadenze ravvicinate (dal 31/12/2018 per i nuovi edifici della PA e dal 1/1/2021 per tutti i nuovi edifici).

La Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica (attuata con D.Lgs. 102/2014) invece sollecita tra l'altro il settore pubblico ad esercitare un ruolo di esempio e guida attraverso riqualificazioni energetiche obbligatorie con tasso minimo annuo del 3% (con superficie maggiore di 500 m², a partire dal 1/1/2014, e con superficie maggiore di 250 m² a partire dal 1/1/2016).

La Strategia Energetica Nazionale (SEN, 2013) infine si incentra su alcuni obiettivi di carattere strategico, come quello di raggiungere e superare gli

obiettivi fissati dal pacchetto europeo Clima-Energia 2020, in termini di efficienza energetica, riduzione delle emissioni e quote FER sui consumi globali di energia, e quello di favorire la crescita economica e sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Nel breve periodo la SEN individua uno scenario al 2020.

Nella Figura 2.1 sono riportati gli impegni assunti dalla SEN.

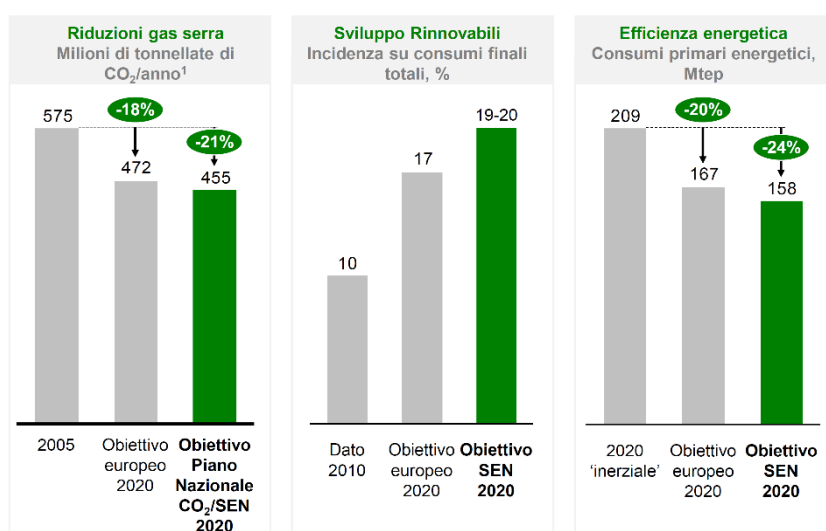


Figura 2.1. – Superamento degli impegni ambientali europei al 2020 (SEN, 2013).

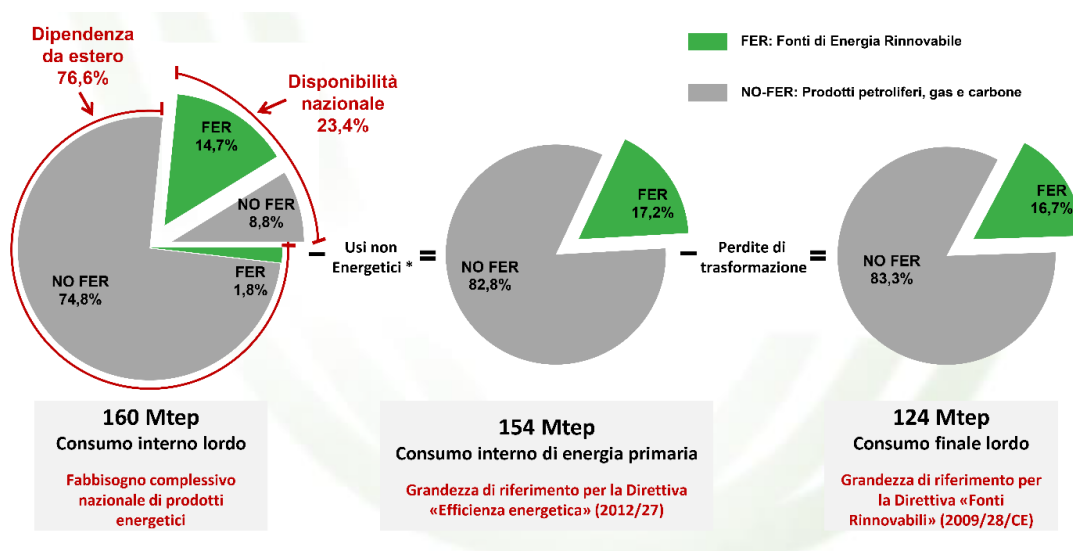
Per raggiungere questi risultati le azioni da mettere in campo devono essere molteplici e coordinate. Occorre in primo luogo completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas, favorire l'efficienza energetica e sviluppare in modo sostenibile e coerente l'uso delle fonti rinnovabili, con l'obiettivo di diversificare coerentemente il mix di fonti energetiche. In conformità alle indicazioni di direttive e regolamenti europei e, in riferimento a singoli settori dell'energia (elettricità, gas, rinnovabili ecc.), sono stati disposti diversi strumenti di pianificazione e orientamento in materia energetica:

- il Piano d’Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN), previsto dalla direttiva 2009/28/CE, è un documento programmatico che definisce le indicazioni dettagliate per raggiungere entro il 2020 l’obiettivo assegnato dall’Europa, vincolante per l’Italia, di coprire i consumi lordi nazionali con energia prodotta da fonti rinnovabili. Il Piano di Azione Nazionale dell’Italia, trasmesso alla Commissione Europea il 28 luglio 2010, illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e disegna le principali linee d’azione per ciascuna area di intervento (Elettricità, Riscaldamento - Raffreddamento e Trasporti) sul consumo energetico lordo complessivo. Contiene, inoltre, l’insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi;
- il 28 marzo 2011 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n.28 del 03/03/2011 per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, che indica i mezzi e i meccanismi operativi per l’attuazione delle metodologie di sviluppo delle rinnovabili e di avanzamento dell’efficienza energetica;
- il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (Burden Sharing) per la definizione e la qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione delle modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni;
- il Decreto legislativo 387/2003 relativo alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile nel mercato interno dell’elettricità;
- il Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 riguardante le Linee Guida Nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dove è stato esplicitamente stabilito al punto 1.2 che “le sole regioni e le province autonome possono porre limitazioni e divieti in atti

di tipo programmatico o pianificatorio per l'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili" secondo particolari parametri, consegnando così la possibilità alle Regioni di regolare nel specifico la materia; le regioni possono individuare aree o siti non idonei alla installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili;

- il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE), che, in attuazione al D.lgs.115/2008 descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, in particolare riporta gli obiettivi nazionali dei consumi di riduzione dell'energia primaria e finale, e specifica i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico; la più recente versione del PAEE è datata 2014;
- il Decreto legislativo 192/2005 di attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- il Decreto legislativo 115/2008, di attuazione della Direttiva 2006/32/CE riguardante l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici;
- il Decreto legislativo 102/2014, di attuazione della Direttiva 2012/27/CE riguardante l'efficienza energetica;
- il Decreto legislativo 30/2013, di attuazione della Direttiva 2009/29/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

Figura 2.2. – Grandezze di riferimento dei consumi energetici nazionali, anno 2013.
(Fonte GSE).



Nella Figura 2.2 (tratta da una documentazione dell'Unità Studi e Statistiche del GSE) sono indicati i valori dei parametri che occorre prendere in considerazione nella quantificazione degli obiettivi di efficienza energetica e di quota di FER assegnati all'Italia, e quindi a cascata assegnati alle regioni e alle province autonome. La sintesi si riferisce al bilancio energetico nazionale (anno 2013).

La grandezza di riferimento per quantificare l'obiettivo di efficienza energetica secondo la 2012/27/CE è il consumo interno di energia primaria (per l'Italia: 154 Mtep per il 2013).

La grandezza di riferimento per quantificare l'obiettivo di FER secondo la 2009/28/CE è il consumo finale lordo (CFL, per l'Italia: 124 Mtep per il 2013).

In linea con i principi della SEN, il PEAR Molise intende perseguire gli obiettivi nel breve periodo di promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo

sostenibile delle energie rinnovabili, con un superamento degli obiettivi europei e, a cascata, del Burden Sharing.

Il PEAR si configura come strumento strategico fondamentale per delineare a livello regionale le indicazioni promosse dalla SEN e gli obblighi dettati dal Decreto Burden Sharing che assegna alle regioni il ruolo chiave per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale. Il Decreto Burden Sharing impone infatti ad ogni regione e provincia autonoma degli obiettivi in termini di sviluppo delle rinnovabili e stabilizzazione dei consumi energetici. Per quanto riguarda il Molise l'obiettivo è quello di raggiungere il 35% di utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia rispetto al consumo finale lordo.

La Tabella 1.1 riporta per il Molise il dato di generazione di energia da FER nel 2013 messo a confronto con l'obiettivo del Burden Sharing.

Tabella 2.1 – Quote FER/CFL.

(ktep)	2013 (stime)	Obiettivo Burden Sharing 2020
FER (TOT)	193/556	220/628

In realtà a seguito anche di una riduzione significativa dei consumi, l'obiettivo del 35% è stato già raggiunto (34,7%).

A partire dalla situazione attuale sono stati delineati due scenari di evoluzione dei consumi al 2020; secondo lo scenario migliore, attuando a pieno l'efficienza energetica e incrementando la produzione da fonte rinnovabile di 55 ktep si potrebbe raggiungere l'ambizioso traguardo del 50% di fonte rinnovabile sui consumi finali lordi.

1.2.2. La strategia energetica regionale e le linee di intervento

La legge regionale n.10 del 17 Aprile 2014 all'art. 3 regola lo statuto della regione Molise in materia territoriale e ambientale, garantendo la promozione di un assetto del territorio rispettoso del patrimonio rurale, ambientale, paesaggistico ed architettonico, curando in particolare i seguenti aspetti:

- l'applicazione di criteri di governo del territorio ispirati prioritariamente alla tutela dal rischio sismico ed idrogeologico e all'utilizzo ecocompatibile delle risorse ambientali e naturali;
- la valorizzazione dei propri territori e del patrimonio idrico e forestale, nonché la tutela delle specificità delle zone montane e collinari e delle biodiversità.

Inoltre la regione adotta politiche di salvaguardia dell'ambiente da ogni forma di inquinamento.

Un possibile conflitto però può nascere tra l'interesse di tutela paesaggistico-ambientale e la necessità di avere energia da fonti rinnovabili; è vero che la riduzione delle emissioni nocive attraverso l'utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili costituisce oggetto di impegni internazionali assunti dallo Stato italiano in sede comunitaria, ma è anche vero che pure la salvaguardia del paesaggio costituisce oggetto di impegni internazionali (come la Convenzione Europea del Paesaggio²). Pertanto, all'interesse paesaggistico

² La Convenzione europea del paesaggio è stata adottata dal Comitato dei Ministri del Consiglio d'Europa a Strasburgo il 19 luglio 2000 ed è stata aperta alla firma degli Stati membri dell'organizzazione a Firenze il 20 ottobre 2000. Si prefissa di promuovere la protezione, la gestione e la pianificazione dei paesaggi europei e di favorire la cooperazione europea.

non può sostituirsi un interesse ambientale che ne assicuri la tutela a ogni costo, mediante lo sviluppo di impianti di energia rinnovabile che però abbiano un grave e irreversibile impatto paesaggistico. In altri termini, il conflitto tra tutela del paesaggio e tutela dell'ambiente e della salute non può essere risolto aprioristicamente, ma deve essere considerato solo dopo approfondita valutazione comparativa di tutti gli interessi coinvolti, includendo i costi (anche ambientali), i benefici che si ottengono e il diritto d'impresa economica.

La direttiva europea 2009/28/CE ha richiesto agli Stati Membri di individuare procedure autorizzative semplificate con un livello amministrativo adeguato. Le Linee Guida Nazionali (approvate con il D.M.10/09/2010), pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili. In particolare, il punto 17 delle Linee Guida specifica le modalità di individuazione delle zone non idonee per l'installazione degli impianti da parte delle Regioni e rimanda all'allegato 3 del D.M. per una ulteriore definizione dei criteri di individuazione delle stesse³. Le aree non

³ Parte IV, punto 17.1 “[...] le Regioni e le Province autonome possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità di cui al presente punto e sulla base dei criteri di cui all'allegato 3. L'individuazione della non idoneità dell'area è operata dalle Regioni attraverso un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di

idonee sono, dunque, individuate dalle Regioni nell'ambito dell'atto di programmazione con cui sono definite le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di Burden Sharing fissati nella ripartizione regionale delle quote FER, a seguito di apposita istruttoria.

Il D.Lgs.28/2011 ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica. Anche il comma 10 dell'articolo 12 del D.Lgs.387/2003 prevede che le Regioni, in attuazione delle Linee Guida sul procedimento autorizzativo unico, possano individuare aree non idonee alla installazione di specifiche tipologie di impianti.

protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione. Gli esiti dell'istruttoria, da richiamare nell'atto di cui al punto 17.2, dovranno contenere, in relazione a ciascuna area individuata come non idonea in relazione a specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, la descrizione delle incompatibilità riscontrate con gli obiettivi di protezione individuati nelle disposizioni esaminate.”

Punto 17.2: “le Regioni e le Province autonome conciliano le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili attraverso atti di programmazione congruenti con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili loro assegnata (burden sharing)”.

Tabella 1.2. – Tipologie di aree non idonee previste dal D.M. 10 settembre 2010 “Linee Guida”.

1	siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'Unesco, aree e beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte seconda del D.Lgs. 42/2004, nonché immobili e aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 dello stesso decreto legislativo
2	zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica
3	zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso
4	aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della legge 394/1991 ed inserite nell'Elenco ufficiale delle Aree naturali protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge 394/1991 ed equivalenti a livello regionale
5	zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar
6	aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/CE (Siti di importanza comunitaria) ed alla Direttiva 79/409/CE (Zone di protezione speciale)
7	Important Bird Areas (IBA)
8	aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette); istituendo aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CE e 92/43/CE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione
9	aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni Dop, Igp, Stg, Doc, Docg, produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'articolo 12, comma 7, del decreto legislativo 387/2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo
10	aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di assetto idrogeologico (Pai) adottati dalle competenti Autorità di bacino ai sensi del D.Lgs.180/1998 e s.m.i.
11	zone individuate ai sensi dell'articolo 142 del D.Lgs.42/2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti

In merito alle nuove iniziative in campo di energie rinnovabili, nel 2014 sono stati emanati due decreti che mirano allo sviluppo locale di tali impianti nella regione Molise:

- il D.R. n.33 del 10 Febbraio 2014 “Strategia Integrata di Sviluppo Locale in Molise – Progettazione territoriale 2007-2013: Accordo di Programma PAI Cratere 01 e Approvazione Programma attuativo degli interventi - quota Fondo Europeo di Sviluppo Regionale 2007-2013 (FESR)
- il D.R. n.31 dello stesso giorno e anno “Programma Operativo Regionale (POR) FESR 2007-2013 – Aggiornamento organizzazione gestionale POR FESR 2007-2013”.

Un altro atto legislativo rilevante è il D.R. n.19 del 21 Gennaio 2014 sulla Programmazione 2014-2020 sulle condizionalità ex ante, in merito alla redazione dell’Atto di Indirizzo della regione Molise, il quale contiene tutti gli obiettivi che la Regione si prefigge suddividendoli per aree tematiche.

Completano il quadro normativo:

- L.R. 20 ottobre 2004 n.23, realizzazione e gestione delle aree naturali protette;
- D.G.R. 29 luglio 2008 n.889, attuazione del D.M. 17 ottobre 2007 n.394, “Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di Conservazione (ZSC) e a Zone di Protezione Speciale (ZPS)”;
- D.G.R. 26 gennaio 2009 n.1074, Adozione linee guida per lo svolgimento del procedimento unico riguardante l’installazione di impianti per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in attuazione del PEAR e della legge regionale 7 agosto 2009, n. 22;

- L.R. 7 agosto 2009 n.22, disciplina insediamenti degli impianti (art.2 aree non idonee all'istallazione di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile; art.3 luoghi dove è consentita);
- L.R. 16 dicembre 2014 n.23, misure urgenti in materia di energie rinnovabili (art.1 aree di interesse per insediamento);
- L.R. 11 dicembre 2009, n.30 Intervento regionale straordinario volto a rilanciare il settore edilizio, a promuovere le tecniche di bioedilizia e l'utilizzo di fonti di energia alternative e rinnovabili, nonché a sostenere l'edilizia sociale da destinare alle categorie svantaggiate e l'edilizia scolastica e s.m.i (L.R. 7/2015).

1.3. Metodologia

Per inquadrare la situazione energetica della regione Molise è necessario considerare preliminarmente lo scenario energetico nazionale, al quale il Molise contribuisce con la sua quota di consumi (0,4%).

A livello nazionale, in linea con il trend negativo già osservato per il 2012, la domanda di energia primaria ha registrato nel 2013 una flessione dell'1,9% rispetto all'anno precedente, scivolando a quota 172,99 Mtep. La contrazione ulteriore del fabbisogno energetico del 2013 è stata determinata dall'effetto di diversi fattori quali il perdurare della crisi economica e l'applicazione di politiche di efficienza energetica.

La produzione nazionale ha registrato un incremento del 16,7%, raggiungendo quota 43,8 Mtep, spinta dall'incremento consistente delle fonti rinnovabili (+27,0%), mentre tutte le altre fonti sono in calo con flessioni più marcate per i combustibili solidi (-15%) e meno marcate per petrolio e gas (-6%).

Negli ultimi sedici anni si è notevolmente ridotto l'apporto del petrolio all'interno del mix energetico italiano, passando dai circa 95 Mtep osservati nel 1997 (oltre il 54% della domanda totale di allora) a circa 58,3 Mtep nel 2013, corrispondenti al 33,7% del totale, con una riduzione di oltre venti punti percentuali compensata da gas naturale e fonti rinnovabili.

Il contributo relativo del gas naturale è cresciuto nel tempo passando dal 27,4% del 1997 al 34,2% del 2013; in termini assoluti, mentre nel 1997 il consumo di gas naturale era circa la metà di quello del petrolio (47,8 Mtep), nell'ultimo anno considerato i due valori sono di fatto allo stesso livello (58 Mtep).

In costante ascesa anche la quota delle fonti rinnovabili che passa dal 6,6% del 1997 al 19,6% del 2013, sebbene in termini assoluti i valori siano ancora

contenuti rispetto a petrolio e gas naturale: da circa 11,5 Mtep di inizio periodo a 33,8 Mtep nel 2013.

1.3.1. Elementi di bilancio

Mentre per gli anni 2000 – 2008 è disponibile un set di dati energetici di base per il Molise sufficiente per l'elaborazione del bilancio energetico regionale consolidato con dettaglio per vettore e per settore (a cura di ENEA); dal 2009 al 2011 i dati ENEA sono stati elaborati sulla base di diversa metodologia. Per gli anni 2012 e 2013 i dati sono qui rappresentati come stime.

Le altre principali fonti di raccolta dei dati sono:

- Gestore di Rete Nazionale (TERNA): dati su produzione, trasmissione e consumo di energia elettrica;
- Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE): dati su distribuzione e trasporto di gas naturale, vendita, stoccaggio e ricerca di gas naturale e prodotti petroliferi;
- Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI): dati su distribuzione e trasporto di gas naturale;
- Gestore del Sistema Elettrico (GSE): dati di produzione energetica da Fonti Rinnovabili.

Il trend dei consumi energetici finali in Molise nel periodo 2000-2013 segna un calo di circa 98 ktep che corrisponde ad una contrazione del 14,9% rispetto ai consumi finali lordi al 2000.

L'andamento complessivo evidenzia una netta discontinuità a partire dall'anno 2005 in cui si è registrato il picco storico dei consumi (749 ktep) in cui ha avuto inizio una netta flessione, in virtù della crisi economica. Il minimo del periodo si è toccato nel 2013 (-25.8% rispetto al 2005) arrivando alla quota di 556 ktep.

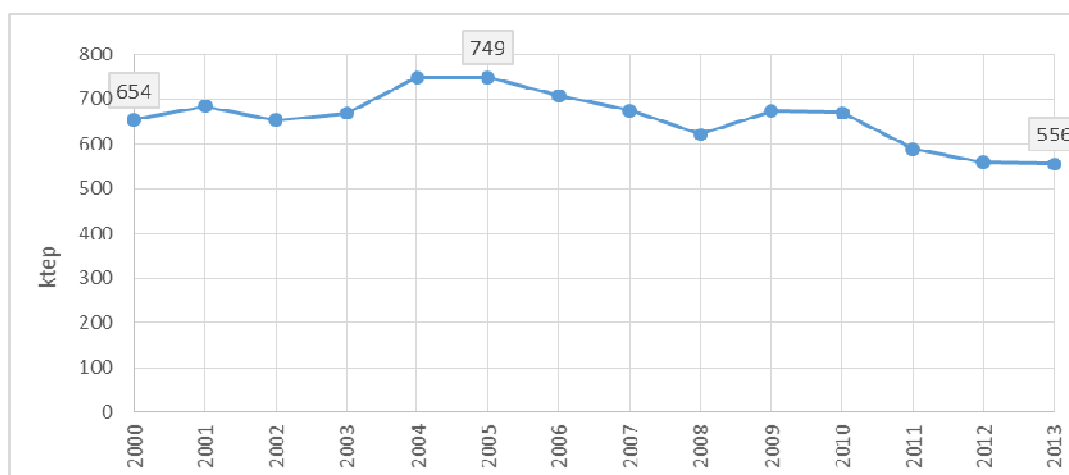


Figura 1.3. - Trend consumi finali in Molise: periodo 2000-2013 (Elaborazione dati ENEA, Terna, MiSE).

Per quanto riguarda i diversi vettori energetici, è possibile osservare l'evoluzione che caratterizza nel periodo 2000-2013 il gas naturale, l'energia elettrica, le FER, i prodotti petroliferi, i combustibili solidi e affini.

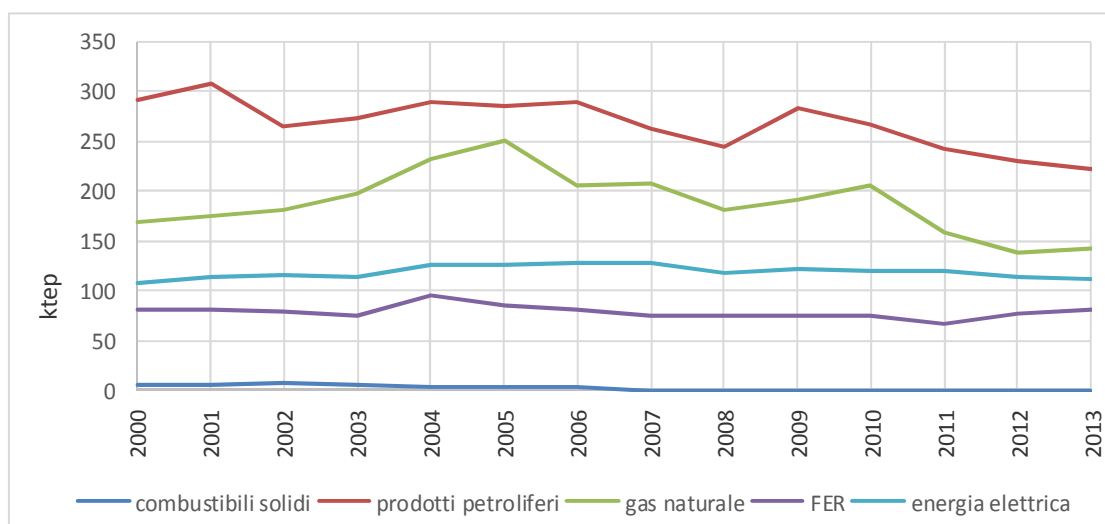


Figura 1.4. - Consumi finali per vettore in Molise: periodo 2000-2013 (Elaborazione dati ENEA, Terna, MiSE).

Nel 2013 il consumo di gas naturale ha avuto un calo del 15,5% rispetto al 2000 e presenta nel periodo un andamento oscillante legato ai consumi nel settore civile e alla stagionalità termica; ha registrato un picco nel 2005 anno dal quale si sono registrati sostanzialmente cali progressivi fino al 2013 (-43,2% rispetto al 2005).

Nel periodo 2000-2013 il consumo di energia elettrica è cresciuto del 3,7%, in crescita fino al 2009 ed in leggero calo nel periodo 2009-2013 attestandosi a 111 ktep (-9,7% rispetto al 2009).

Il consumo di prodotti petroliferi è diminuito drasticamente nel periodo 2000-2013 (-23,7%) risentendo pesantemente degli effetti della crisi economica,

toccano il minimo storico nel 2013 e stabilizzandosi nello stesso anno a quota 222 ktep.

Per quanto riguarda i combustibili solidi i consumi sono molto bassi partendo da consumi modesti relativi al 2000 che ammontavano a 6 ktep e che al 2013 hanno evidenziato un'incidenza trascurabile.

Per quanto riguarda i consumi relativi al 2013 suddivisi per vettore il gas naturale occupa la prima posizione con una quota del 25,5% e 142 ktep mentre i prodotti petroliferi costituiscono globalmente con 222 ktep il 39,9% dei consumi totali: il gasolio risulta il vettore maggiormente utilizzato con una quota relativa del 50,9% (113 ktep) mentre tra le altre fonti seguono le benzine, gli oli combustibili e il GPL. Le fonti rinnovabili termiche (biomasse) rappresentano il 14,6% dei consumi finali complessivi mentre il settore elettrico copre una quota del 20,0% (la quota di consumi elettrici finali al netto delle esportazioni è completamente coperta dalle Fonti Rinnovabili elettriche).

Tabella 1.3. – Consumi finali per vettore anno 2013 (Elaborazione dati Terna e ENEA).

vettore	ktep	%
combustibili solidi	0	0,0
prodotti petroliferi	222	39,9
gas naturale	142	25,5
rinnovabili termiche	81	14,6
energia elettrica	111	20,0
TOTALE	556	100,0

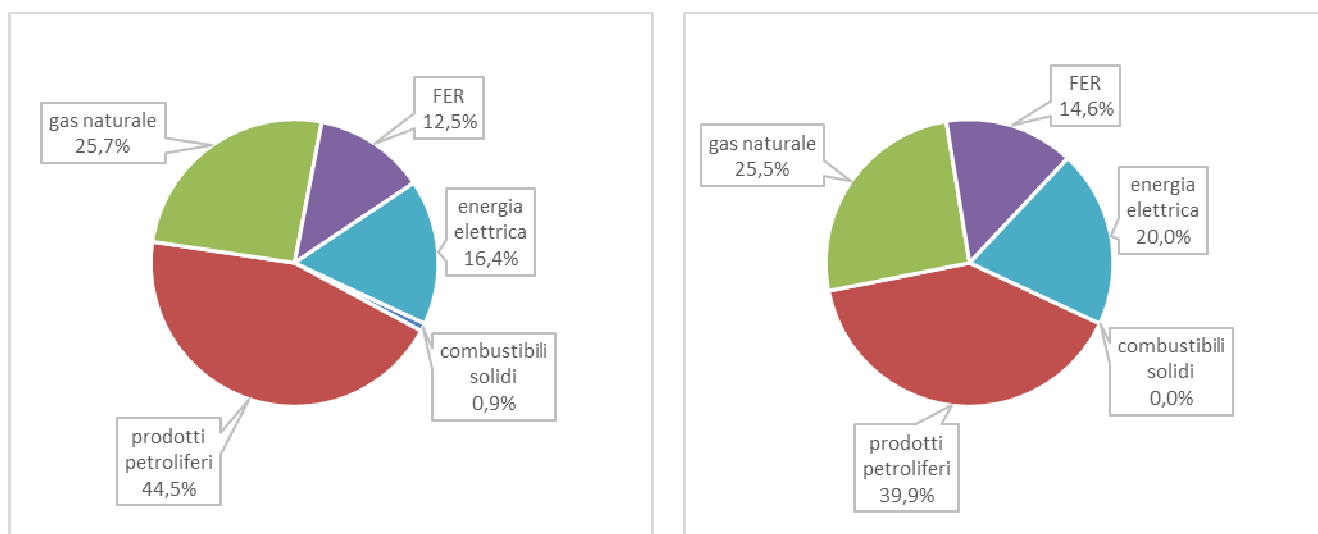


Figura 1.5. – Ripartizione dei consumi finali per vettore in Molise: anni 2000 - a sinistra, e 2013 - a destra (Elaborazione dati ENEA, Terna, MiSE).

Da una prima analisi dei trend relativi ai singoli settori si evidenzia come l'industria presenti un andamento negativo per l'ultimo quinquennio, dopo aver fatto segnare il valore più alto nel 2009. Rispetto allo specifico anno 2009, il calo che si registra al 2013 è pari al 14,6% (mentre sempre per il 2013 rispetto al 2000 il calo corrisponde al 10,7%).

Il macrosettore civile (residenziale e terziario) costituisce complessivamente il comparto più energivoro (41,5% degli usi finali al 2013): il settore residenziale dominato dai consumi per la climatizzazione degli edifici denota un andamento oscillante ma comunque in flessione (-13,8% rispetto al 2005) relativamente attenuato a partire dal 2009 (-6,6% nel 2013 rispetto al 2009).

Infine, il settore terziario presenta un trend discontinuo sul periodo (-52% nel 2013 rispetto al 2005) con un calo meno marcato a partire dal 2009 (-22,2% rispetto al 2009) attestandosi a 49 ktep.

Il settore dei trasporti presenta un andamento altalenante ma globalmente in flessione, con una diminuzione del 55,2% sul periodo 2005-2013 a quota 136 ktep.

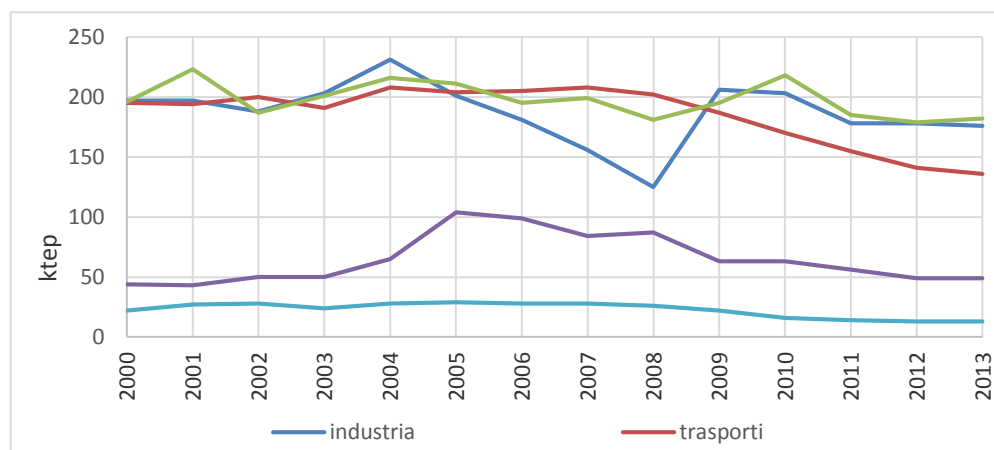


Figura 1.6. – Consumi finali per settore in Molise: periodo 2000-2013. (Elaborazione dati Terna, MiSE e ENEA).

La suddivisione per settori evidenzia il peso percentuale della quota energetica relativa al settore civile (residenziale e terziario) che si attesta al 41,5% e di cui la componente residenziale costituisce il 78,8% circa.

Per quanto attiene agli altri settori quello industriale rappresenta il 31,7%, seguito dai trasporti con il 24,5%, mentre il settore primario (agricoltura, silvicoltura e pesca) si attesta intorno al 2,3%.

Tabella 1.4. – Consumi finali per settore anno 2013 (Elaborazione dati Terna e ENEA).

settore	ktep	%
industria	176	31,7
trasporti	136	24,5
residenziale	182	32,7
terziario	49	8,8
agricoltura, silvicoltura, pesca	13	2,3
complessivo	556	100

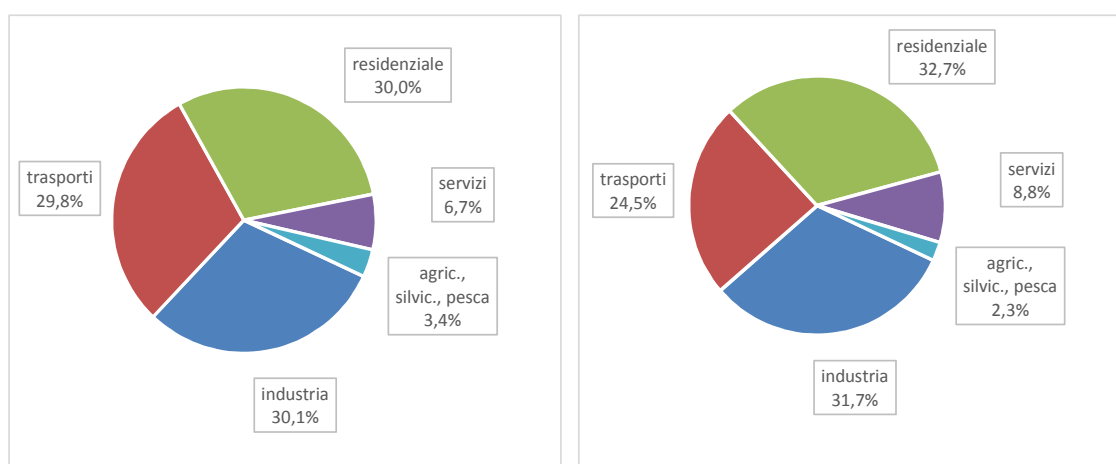


Figura 1.7. – Ripartizione dei consumi finali per settore in Molise: anni 2000 - a sinistra e 2013 - a destra (Elaborazione dati ENEA, Terna, MiSE).

Confrontando i dati nazionali con quelli regionali (Figura 1.7) si osserva la diversa ripartizione dei consumi finali, che vede nel Molise (rispetto all'Italia) una maggiore importanza dell'industria (31,7% contro 23,8%) ed una minore importanza dei trasporti (24,5% contro 32,0%), che si riflette in un valore più alto dell'intensità energetica del Molise rispetto all'Italia.

La tavola che segue (Figura 1.8) fornisce una sintesi completa del bilancio energetico regionale relativo al 2013 ponendo in rilievo i valori di produzione interna (478 ktep) che raccoglie i contributi energetici dei vari settori (eolico, fotovoltaico, idroelettrico, bioenergie, biomasse termiche, produzioni gasiere e

di greggio). La produzione interna che assieme alle importazioni (560 ktep) e al netto delle esportazioni (338 ktep) costituisce la disponibilità interna lorda (826 ktep) a seguito delle trasformazioni (con relative perdite di carico e autoconsumi) individua l'offerta totale. Il valore dei consumi finali lordi (556 ktep), che si raccorda al profilo della produzione è analizzato riportando tanto la ripartizione per settore (industriale: 176 ktep, residenziale: 182 ktep, terziario: 49 ktep, trasporti: 136 ktep e agricolo: 13 ktep) quanto la suddivisione per vettori (gas naturale, prodotti petroliferi, fonti rinnovabili e energia elettrica).

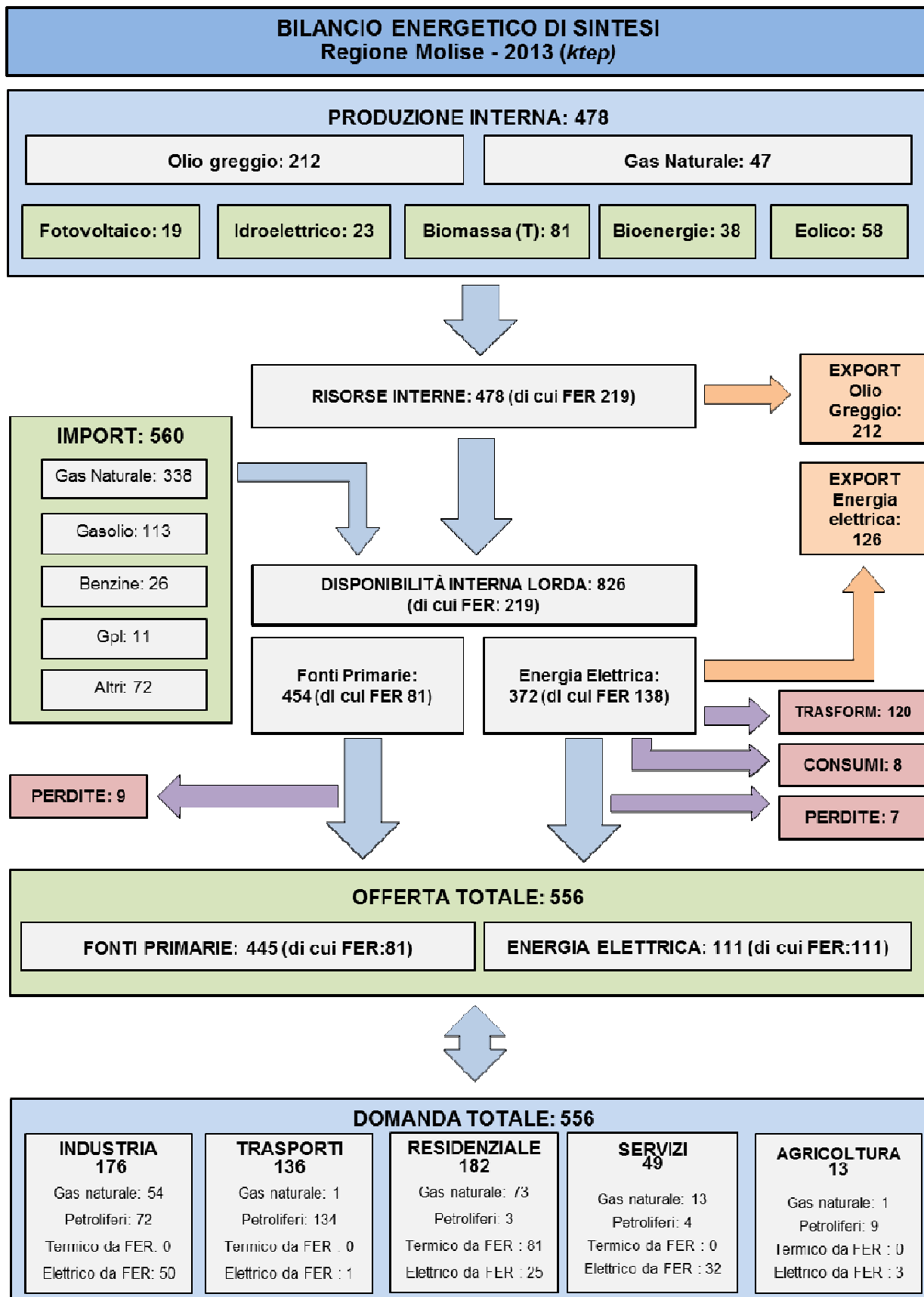


Figura 1.8. – Bilancio energetico del Molise anno 2013 (Elaborazione su dati Terna, MiSE, AEEGSI, ENEA, Istat).

Dall'analisi del grafico precedente risultano le seguenti osservazioni principali:

- la quota di consumi finali complessivi soddisfatta con fonti rinnovabili è pari al 34,7% (193 ktep su consumi finali di 556 ktep, cfr. paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**);
- tutti i consumi finali elettrici del Molise sono soddisfatti con fonti rinnovabili (100%);
- il Molise esporta energia elettrica (126 ktep, pari al 102% dei consumi interni);
- le risorse energetiche primarie interne sono in larga parte rinnovabili (219 ktep su un totale di 478 ktep, pari al 45,8%);
- le risorse energetiche primarie utilizzate in Molise sono in larga parte interne (478 ktep su 700 ktep, pari al 68,3% del totale);
- tra le risorse primarie rinnovabili, le bioenergie coprono una quota del 54,3% (119 ktep su 219 ktep totali);
- l'efficienza di trasformazione del Molise è maggiore di quella italiana (79,4% contro 78,1%);
- la ripartizione dei consumi finali ricalca la ripartizione nazionale, con differenze significative solo per l'industria (la quota molisana è più grande di quella nazionale, 31,7% contro 23,8%) e per i trasporti (la quota molisana è più piccola di quella nazionale, 24,5% contro 32,0%).

E quindi, i dati di partenza per la programmazione energetica regionale sono:

- obiettivi FER 2020 già raggiunti;
- larga disponibilità di energia elettrica e quindi problemi e criticità nella gestione del sistema elettrico;
- un potenziale ancora da sfruttare per le rinnovabili termiche al momento, meno utilizzato rispetto a quello delle rinnovabili elettriche.

Con queste premesse, in Molise è possibile sperimentare un modello energetico di riferimento nazionale che assicuri:

- obiettivi conformi alla *roadmap* 2050 della UE;
- sicurezza energetica;
- accesso all'energia a costi più bassi;
- livelli occupazionali significativi.

1.3.2. Emissioni di Gas Serra (GHG)

I dati di seguito riportati relativi alle emissioni di gas serra (*Greenhouse Gas*) sono elaborati a partire dai dati dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) contenuti all'interno del Sistema Informativo Nazionale Ambientale – SinaNet, considerando la disaggregazione provinciale dell'inventario nazionale delle emissioni.

Gli inquinanti estrapolati dalle banche dati e riportati di seguito sono quelli responsabili dell'effetto serra: Anidride Carbonica (CO₂), Metano (CH₄) e Protossido di Azoto (N₂O). La stima delle quantità di Anidride Carbonica Equivalente (CO₂eq) è stata effettuata tenendo conto dei *Global Warming Potential* (GWP) relativi di ciascuna sostanza che correlano alla CO₂ ciascun inquinante in base al relativo contributo all'effetto serra sul periodo di riferimento.

In Italia, nel 2012, le emissioni totali di gas serra, espresse in CO₂ equivalente, sono diminuite del 5,4% rispetto all'anno precedente e dell'11,4% rispetto all'anno base (1990), a fronte di un impegno nazionale di riduzione del 6,5% nel periodo 2008-2012; questo è il dato comunicato nell'ambito della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC) e del protocollo di Kyoto dall'ISPRA che, così come ogni anno, anche per il 2012 ha realizzato l'inventario nazionale delle emissioni in atmosfera dei gas serra. Considerando la media delle emissioni del periodo 2008-2012, la riduzione rispetto all'anno base è del 4,6% a fronte dell'impegno nazionale di riduzione del 6,5% nello stesso periodo.

In tema di emissioni in atmosfera, ulteriori dati possono essere estrapolati dalle stime prodotte dall'ISPRA attraverso una disaggregazione a livello provinciale effettuata ogni 5 anni a partire dalle emissioni nazionali (1990, 1995, 2000, 2005 e 2010). La disaggregazione provinciale evidenzia come le riduzioni risultino concentrate nelle regioni settentrionali del Paese. La maggioranza delle regioni presenta una tendenza alla riduzione delle quote pro capite: in particolare Val d'Aosta e Liguria hanno ridotto le emissioni rispetto al 1990 rispettivamente del 49,80% e del 46,45% dimezzando al 2010 le emissioni.

Tabella 1.5. – Emissioni gas serra (GHG) in Italia dal 1990 al 2010 (tonnellate di CO₂ equivalente per abitante). (Elaborazione dati: Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale - ISPRA).

Regioni	1990	1995	2000	2005	2010
Piemonte	9,74	8,85	8,63	9,76	7,13
Valle d'Aosta	9,87	6,30	6,56	6,81	4,95
Liguria	16,98	16,46	11,28	12,31	9,08
Lombardia	8,92	8,72	9,23	9,59	8,39
Trentino-Alto Adige	7,33	7,08	5,72	6,10	5,50
Veneto	11,39	10,67	11,92	10,24	7,70
Friuli-Venezia Giulia	12,32	11,98	10,82	11,58	10,59
Emilia-Romagna	9,99	10,63	11,24	12,16	9,86
Toscana	6,94	6,68	8,37	7,56	5,87
Umbria	9,22	12,41	9,52	14,01	9,94
Marche	6,33	6,43	5,81	6,97	6,41
Lazio	7,25	8,13	8,89	7,72	6,45
Abruzzo	4,60	4,50	4,75	5,80	4,15
Molise	3,98	4,88	6,50	8,28	7,77
Campania	3,83	3,38	3,88	3,57	3,74
Puglia	12,00	12,34	12,65	14,07	11,87
Basilicata	1,55	2,62	4,52	4,66	2,93
Calabria	4,63	3,46	4,72	3,38	3,25
Sicilia	7,47	7,89	8,55	8,44	7,67
Sardegna	10,21	10,90	13,37	11,64	9,47
Nord-ovest	10,08	9,59	9,26	9,89	8,09
Nord-est	10,63	10,49	11,00	10,74	8,63
Centro	7,18	7,76	8,36	8,05	6,53
Centro-Nord	9,36	9,30	9,49	9,59	7,78
Mezzogiorno	6,88	6,91	7,68	7,67	6,76
Italia	8,47	8,43	8,84	8,91	7,43

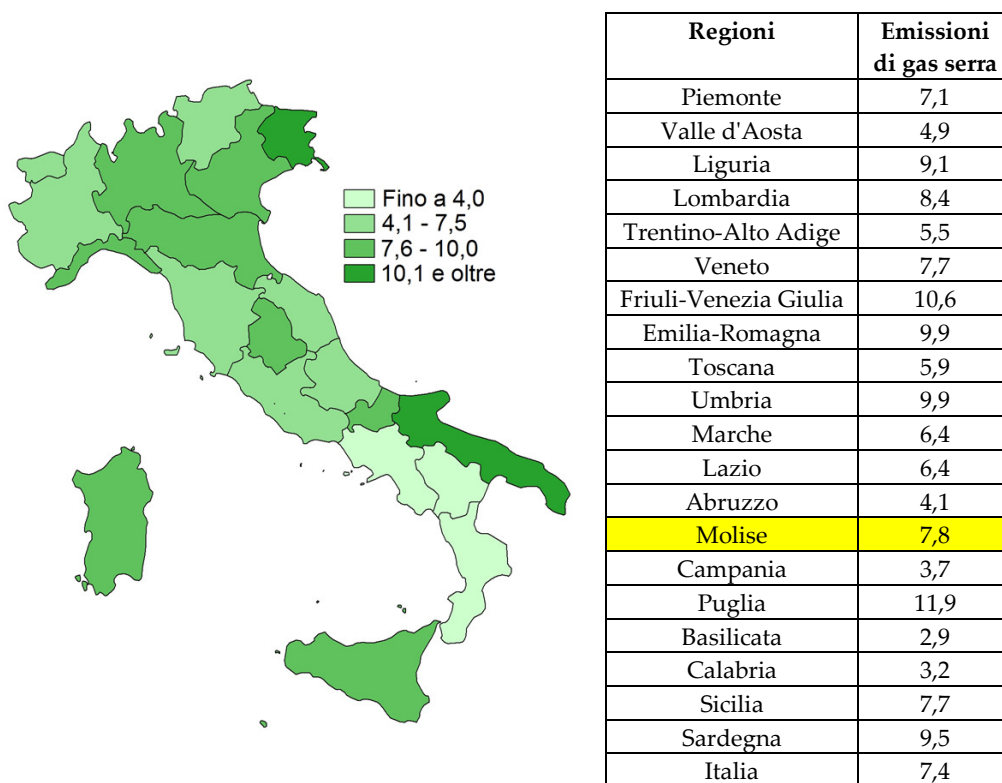


Figura 1.9. – Emissioni gas serra (GHG) per abitante nel 2010.

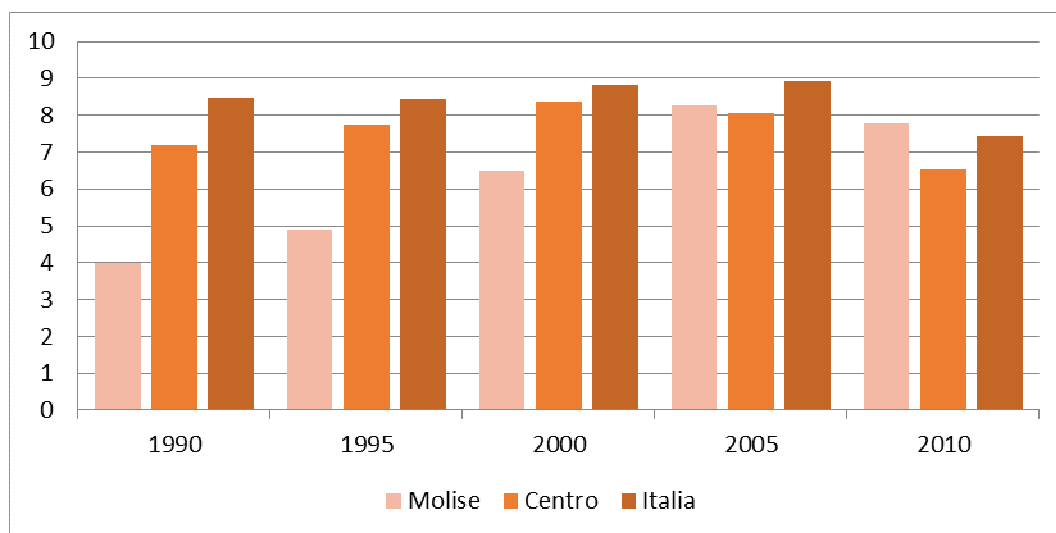


Figura 1.10. – Emissioni gas serra (GHG) in Molise dal 1990 al 2010 (tonnellate di CO₂ equivalente per abitante) - (Elaborazione dati: Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale - ISPRA).

In controtendenza ai valori nazionali e macro-regionali (nel Centro Italia il calo è stato del 9,07%, comunque inferiore alla media nazionale) in Molise si è assistito a un netto incremento delle emissioni pro-capite passando dalle 3,98 t/ab del 1990 alle 7,77 t/ab del 2010. Per la prima volta dal 1990 le emissioni regionali superano la media nazionale di 7,74 t/ab (nonostante un calo delle emissioni del 6,13% registrato tra 2005 e 2010). Assieme alle Regioni Umbria (+7,80%), Marche (+1.10%), Sicilia (+2,71%) e Basilicata (+89,85%), il Molise rientra nell'elenco delle cinque regioni che hanno incrementato dal 1990 le emissioni registrando l'incremento record del +95,33% (variazioni dal 1990 al 2010).

La disaggregazione dei dati dell'Inventario Nazionale delle Emissioni, articolato su 11 macrosettori⁴ standardizzati al livello comunitario (Tabella 1.6.) fornisce una stima delle emissioni di inquinanti e dei gas serra a livello provinciale ed un'indicazione, per ogni provincia, sulla tendenza della pressione emissiva nell'arco degli ultimi 20 anni.

Tabella 1.6. – Macrosettori.

01	Combustione - Energia e industria di trasformazione
02	Combustione - Non industriale
03	Combustione - Industria
04	Processi Produttivi
05	Estrazione, distribuzione combustibili fossili/geotermico
06	Uso di solventi
07	Trasporti Stradali
08	Altre Sorgenti Mobili
09	Trattamento e Smaltimento Rifiuti
10	Agricoltura

⁴ La nomenclatura utilizzata a livello europeo è quella EMEP-CORINAIR che classifica le attività secondo la SNAP (Selected Nomenclature for Air Pollution).

11 Altre sorgenti di Emissione ed Assorbimenti

Nella tabella che segue si riportano le emissioni relative all'anno 2010 per le Province di Campobasso e Isernia suddivise per inquinante e macro-settore di attività, limitatamente alle emissioni di gas serra: CO₂ (anidride carbonica), CH₄ (metano) e N₂O (protossido di azoto) e F-gas⁵.

Tabella 1.7. – Emissioni GHG in Molise per macro-settore (CO₂ equivalente).
(Elaborazione dati ISPRA).

	SOSTANZA EMESSA	U.M.	MACROSETTORE DI ATTIVITA'											Totale
			01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	
CAMPOBASSO	Anidride carbonica	t CO ₂ -eq	862.480	92.119	147.938	606	13.199	3.385	368.430	59.762	0	0	-253.652	1.294.267
	Metano	t CO ₂ -eq	894	3.883	153		14.127		1.006	134	54.184	77.366	27.691	179.438
	Protossido di azoto	t CO ₂ -eq	472	3.795	386		53	2.416	3.944	7.207	8.177	152.190	580	179.220
	F-gas	t CO ₂ -eq	0	0	0	0	0	34.567	0	0	0	0	0	34.567
	Totale	t CO ₂ -eq	863.846	99.797	148.477	606	27.379	40.368	373.380	67.103	62.361	229.556	-225.381	1.687.492
ISERNIA	Anidride carbonica	t CO ₂ -eq	0	153.686	233.514	384.191	1	1.011	127.593	26.430	0	0	-312.201	614.225
	Metano	t CO ₂ -eq	0	1.799	427	0	855	0	352	38	47.849	37.520	85	88.925
	Protossido di azoto	t CO ₂ -eq	0	4.525	14.366	0	0	930	1.388	3.653	3.075	43.537	324	71.798
	F-gas	t CO ₂ -eq	0	0	0	0	0	13.267	0	0	0	0	0	13.267
	Totale	t CO ₂ -eq	0	160.010	248.307	384.191	856	15.208	129.333	30.121	50.924	81.057	-311.792	788.215
MOLISE	Anidride carbonica	t CO ₂ -eq	862.480	245.805	381.452	384.797	13.200	4.396	496.023	86.192	0	0	-565.853	1.908.492
	Metano	t CO ₂ -eq	894	5.682	580	0	14.982	0	1.358	172	102.033	114.886	27.776	268.363
	Protossido di azoto	t CO ₂ -eq	472	8.320	14.752	0	53	3.346	5.332	10.860	11.252	195.727	904	251.018
	F-gas	t CO ₂ -eq	0	0	0	0	0	47.834	0	0	0	0	0	47.834
	Totale	t CO ₂ -eq	863.846	259.807	396.784	384.797	28.235	55.576	502.713	97.224	113.285	310.613	-537.173	2.475.707

⁵ Trifluorometano, Difluorometano, Pentafluoroetano, 1,1,1,2-Tetrafluoroetano, 1,1,1-Trifluoroetano, 1,1,1,2,3,3,3-Eptafluoropropano, 1,1,1,3,3-Pentafluoropropano, Esafluoruri

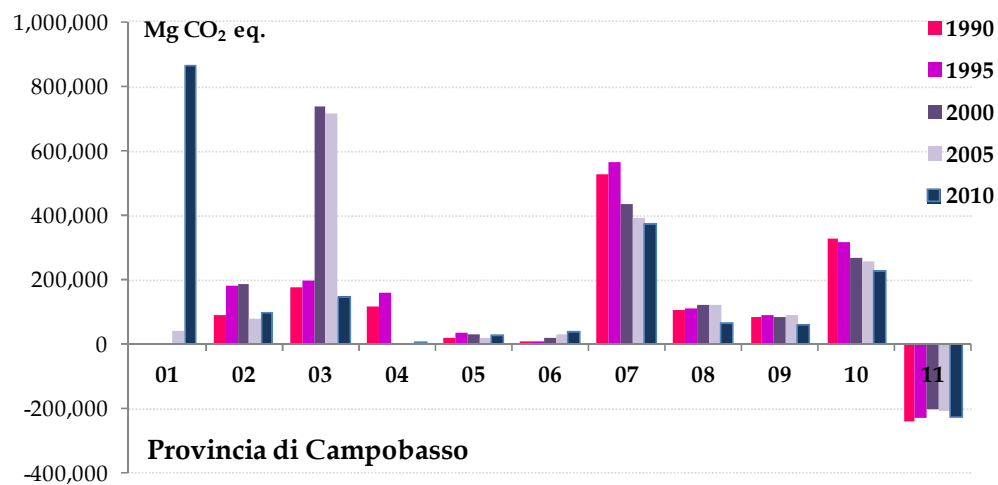


Figura 1.11. – Emissioni GHG della provincia di Campobasso per macro-settore, dal 1990 al 2010. (Elaborazione dati ISPRA)

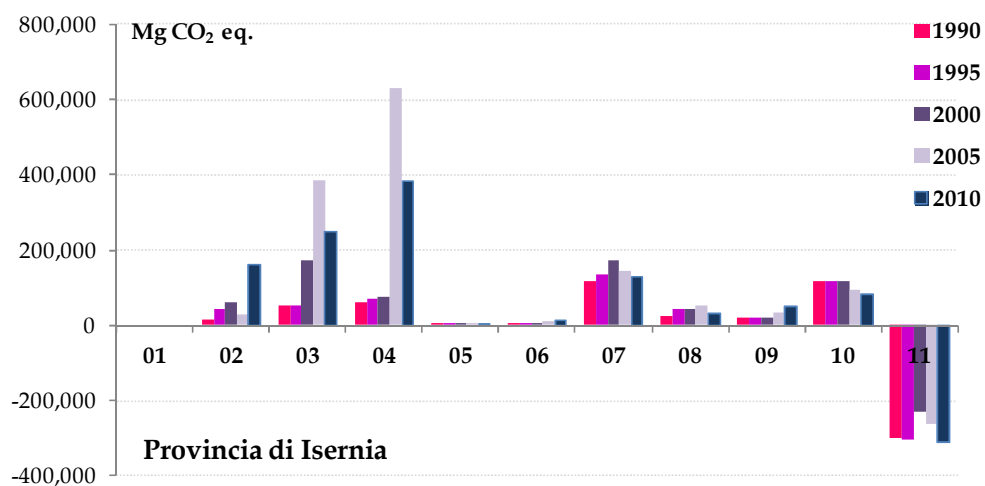


Figura 1.12. – Emissioni GHG della provincia di Isernia per macro-settore, dal 1990 al 2010. (Elaborazione dati ISPRA)

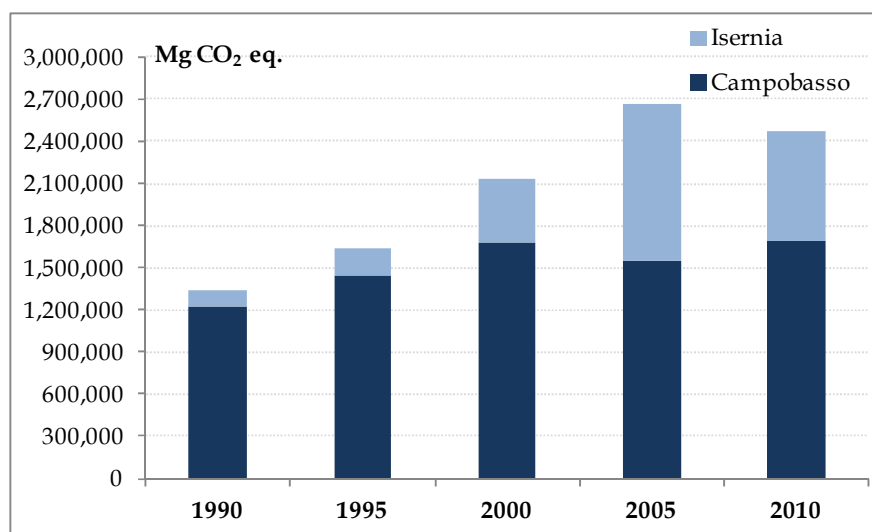


Figura 1.13 – Emissioni GHG di CO₂ equivalente in Molise dal 1990 al 2010. Elaborazione dati ISPRA.

Anche il settore agricolo contribuisce alle emissioni dal momento che nel computo sono incluse le emissioni di metano il cui potenziale climalterante è elevato e alle cui emissioni contribuiscono in modo rilevante proprio il settore agricolo e le attività zootecniche.

Infine, occorre segnalare il contributo positivo degli assorbimenti (settore 11), principalmente dovuti all'estensione delle foreste, che mitigano le emissioni di gas climalteranti.

Continuando nelle elaborazioni dei dati ISPRA, si rileva che nel 2010 le emissioni di GHG in Molise ammontano a circa 2.475.709 t di CO₂ equivalente, a cui contribuisce per il 68,2% la provincia di Campobasso e per il restante 31,8% la provincia di Isernia.

Nell'arco del periodo considerato (1990-2010), le emissioni di gas serra fanno registrare un aumento consistente, rispettivamente da 1.342.354 t nel 1990 a 2.475.709 t nel 2010. Più in particolare, dal confronto temporale risulta che le emissioni mostrano un aumento moderato nel primo quinquennio (1990-1995), imputabile, come è evidente anche dalla rappresentazione grafica, quasi

esclusivamente alla provincia di Campobasso. Al contrario, l'aumento registrato nei quinquenni successivi (1995-2000 e 2000-2005) è ben più significativo (da 1.634.930 t nel 1995 a 2.126.753 t nel 2000), in particolare nel 2005, anno che registra il più alto valore di emissioni di gas serra (2.668.379 t), in modo specifico crescono sensibilmente le emissioni attribuibili alla provincia di Isernia. Situazione inversa nel 2010, anno in cui le emissioni di GHG in Molise fanno registrare una leggera riduzione (-7.2% rispetto al 2005): la provincia di Isernia registra un calo di emissioni pari al 29.8%, rispetto al 2005, mentre le emissioni imputabili al territorio di Campobasso ricominciano a salire (+9.2% rispetto al 2005), dopo il lieve calo emerso nel 2005.

1.3.3. Scenari di riferimento al 2020

Le previsioni future circa i consumi finali di energia sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al PEAR.

L'andamento in flessione registrato negli ultimi anni e anche nell'anno 2014 limitatamente ai consumi di energia elettrica (-3%, unico dato 2014 pubblicato) conferma lo stato di incertezza sul recupero dei livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi.

Alla luce dei dati dell'anno 2013 e dei primi dati disponibili per l'anno 2014, si ritiene superato lo scenario di riferimento alla base del decreto Burden Sharing.

Nella previsione dei consumi è stato utilizzato un approccio di tipo macroeconomico, inglobando una stima della variazione del Prodotto Interno Lordo (PIL) della Regione e utilizzando l'intensità energetica come indicatore. Si è tenuto conto del fatto che la stabilizzazione della domanda di energia dovuta a variazioni della struttura produttiva e la trasformazione del

consumatore verso un ruolo più attivo, con una autoproduzione ove possibile, è una tendenza ormai consolidata su scala internazionale, e, a livello nazionale, può considerarsi strutturale.

Inoltre in Italia e nel Molise (e anche in Europa) sono in atto evoluzioni consolidate dei consumi e dell'intensità energetica, generate da misure di contenimento dei consumi in tutti i settori e da una terziarizzazione dell'economia, che portano ad una riduzione dell'intensità energetica e ad una contrazione dei consumi.

Quanto sopra affermato implica che nel prevedere la domanda di energia per i prossimi 5 anni è possibile fare riferimento a due scenari di evoluzione:

- scenario BAU (Business As Usual), in cui si ipotizza per il periodo 2015-2020 una sostanziale stabilità dell'intensità energetica; questo comporta, nell'ipotesi di una crescita del PIL regionale dell'1% annuo, una corrispondente crescita dei consumi energetici;
- scenario BAT (Best Available Technology), in cui si ipotizza per il periodo 2015-2020 un'attuazione molto incisiva degli obiettivi di risparmio energetico e di produzione da fonte rinnovabile, con conseguente abbassamento dell'intensità energetica, stimabile in una variazione annua di -2,5%; questo comporta, nell'ipotesi di una crescita del PIL regionale dell'1% annuo, una diminuzione dei consumi energetici dell'1,5% annuo.

Nei due scenari, le ipotesi avanzate conducono a consumi finali al 2020 pari rispettivamente a 596 ktep e 537 ktep, così come rappresentato in Figura 1.14.

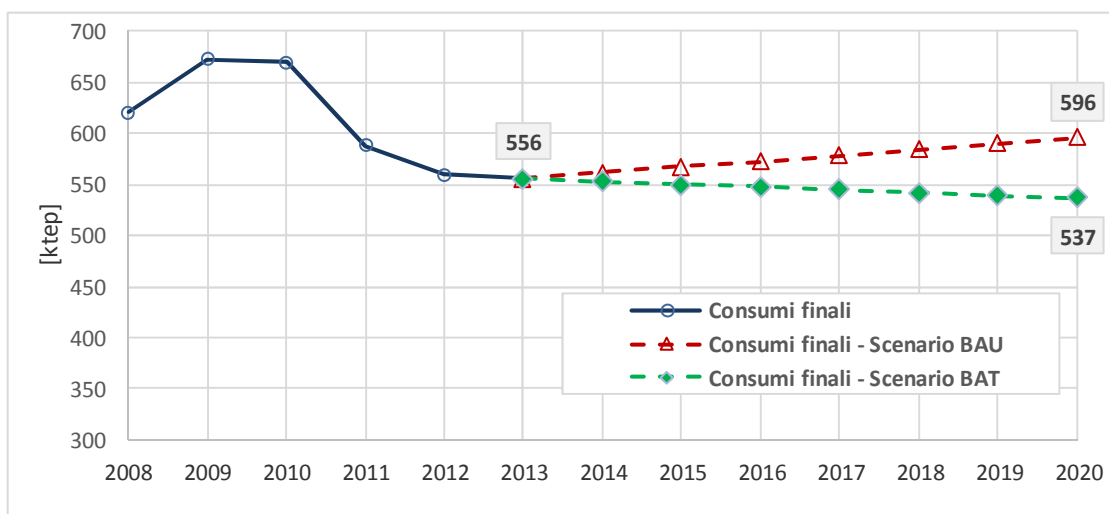


Figura 1.14. – Consumi finali storici e scenari previsionali.

Applicando il limite del 35%, ai due scenari, si ottiene il valore annuo della produzione da fonte rinnovabile che la Regione deve raggiungere.

Nello scenario BAU, la produzione da fonte rinnovabile da conseguire al 2020 è pari a 209 ktep, con un incremento di 16 ktep rispetto al valore attuale.

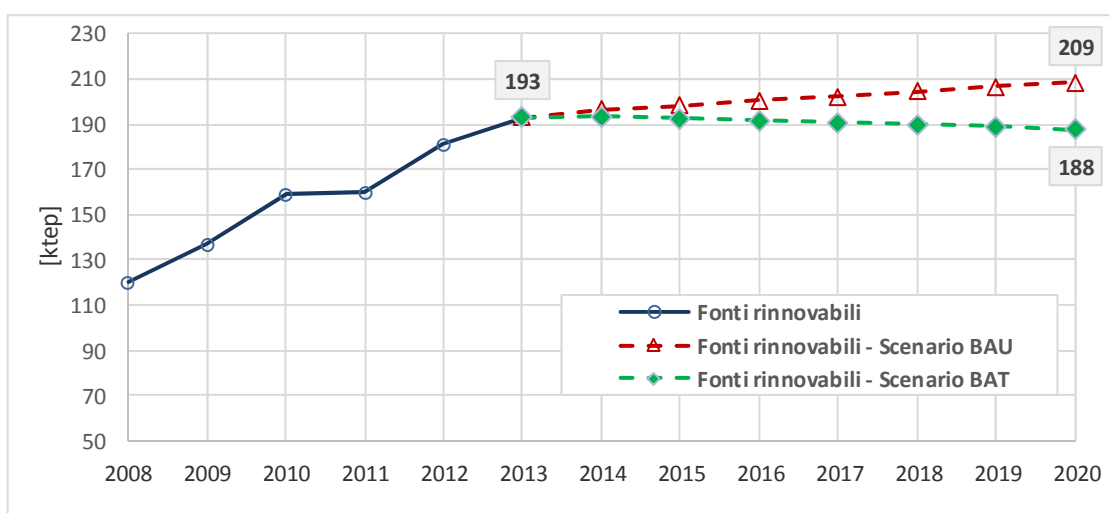


Figura 1.15. – Limiti della produzione da fonte rinnovabile per i due scenari.

Nello scenario BAT la quota da conseguire al 2020 è pari a 188 ktep ed è più bassa di 5 ktep del valore attuale; ciò è in contrasto con la definizione stessa dello scenario e mostra la possibilità di raggiungere al 2020 traguardi ben più ambiziosi del limite assegnato (Figura 1.15.).

In particolare, nello scenario BAT:

- un incremento della produzione di energia da fonte rinnovabile di 20 ktep condurrebbe al 2020 ad una quota dei consumi finali da fonte rinnovabile pari al 40%;
- un incremento della produzione di energia da fonte rinnovabile di 50 ktep condurrebbe al 2020 ad una quota dei consumi finali da fonte rinnovabile pari al 45%;
- un incremento della produzione di energia da fonte rinnovabile di 75 ktep condurrebbe al 2020 ad una quota dei consumi finali da fonte rinnovabile pari al 50%.

Tali previsioni sono restrittive perché occorre comunque considerare anche l'effetto positivo degli interventi di efficienza energetica.

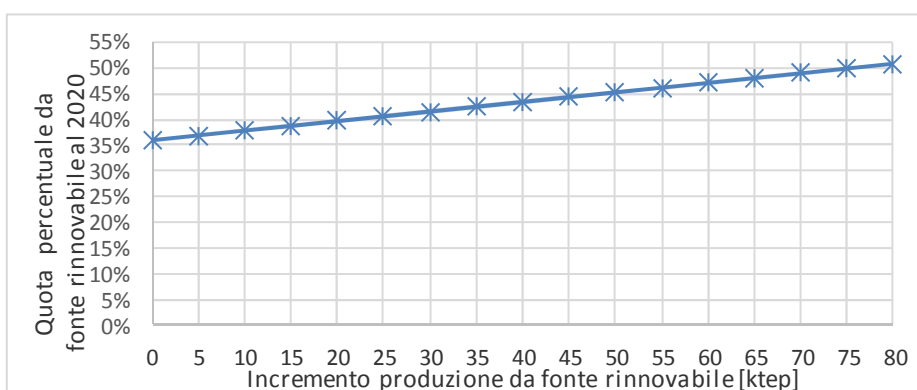


Figura 1.16. – Percentuale di energia rinnovabile raggiungibile nello scenario BAT in funzione dell'incremento di produzione rispetto al valore attuale.

1.4. Conclusioni

Con l'obiettivo di indirizzare la politica energetica regionale al raggiungimento degli obiettivi prefissati, sono state prese in considerazione diverse possibilità di intervento volte alla riduzione dei consumi energetici ed alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

1.4.1. La programmazione energetica ambientale regionale

È necessario tuttavia tenere presente che la programmazione energetica dell'Italia e del Molise è in continua evoluzione e che numerose attività già sono state messe in essere o lo saranno in un quadro non sempre certo; inoltre esistono autorevoli studi in materia che hanno già analizzato la realtà territoriale del Molise.

La programmazione energetica si inserisce in questo contesto, cercando di essere al contempo di sintesi di quanto già pianificato e di proposta per ulteriori azioni.

In questo capitolo le diverse modalità di efficienza energetica o di produzione dell'energia da fonte rinnovabile sono descritte a partire da quelle già attive, proseguendo con le attività pianificate e concludendo con gli studi o le proposte.

Il risultato di tutte le principali azioni ipotizzate nel PEAR è riassunto nella Tabella 1.8. dove sono riportati i risparmi conseguibili con gli interventi di efficienza energetica e lo sviluppo coerente delle fonti rinnovabili, tralasciando il risultato al 2020.

Nell'analizzare i dati della tabella si osserva che alcune delle modalità di intervento prevedono sovrapposizioni limitatamente ad alcuni interventi. La

somma finale è stata quindi effettuata considerando dei coefficienti di riduzione; per valutare il risparmio energetico è stato applicato un coefficiente pari a 0,50 essendo la riqualificazione degli edifici considerata sia all'interno delle detrazioni fiscali sia all'interno dei PAES sia all'interno dei TEE; per valutare la produzione da fonte rinnovabile è stato applicato un fattore di riduzione pari a 0,65 dal momento che l'installazione di impianti fotovoltaici è stata considerata sia all'interno delle detrazioni fiscali, sia all'interno dei PAES, sia nel paragrafo dedicato e dal momento che l'installazione di impianti a biomasse è prevista sia all'interno delle detrazioni fiscali, sia all'interno dei PAES, sia nel paragrafo dedicato. Infine, tali coefficienti tengono anche conto di un fattore cautelativo nelle effettive realizzazioni.

Dall'analisi della Tabella 1.8. si conferma la possibilità di raggiungere facilmente quanto indicato nello scenario previsionale con la strategia BAT, e cioè una riduzione dei consumi finali lordi (dovuta agli interventi di efficienza energetica) almeno di 19 ktep/anno (<< 61 ktep/anno della tabella).

Si conferma altresì la possibilità di raggiungere traguardi anche più ambiziosi (40-45%) di copertura con fonte rinnovabile dei consumi finali lordi di energia a fronte di un incremento della produzione da fonte rinnovabile di 20-50 ktep.

Una totale applicazione delle possibilità previste dalla tabella (anche in presenza di coefficienti di riduzione che tengono in conto oltre la possibile sovrapposizione degli interventi anche un buon margine cautelativo) porterebbe i consumi finali lordi al valore di 495 ktep/anno e la produzione da

fonte rinnovabile a 247 ktep/anno, consentendo di arrivare al 50% di copertura con fonte rinnovabile dei consumi finali lordi.

Tabella 1.8. – Riepilogo risparmio energetico e produzione da fonte rinnovabile.

			Risparmio Energetico [ktep/a]	Produzione da fonte rinnovabile [ktep/a]
1	Detrazioni fiscali ed efficienza energetica nel settore civile	Ipotesi 1	1,5	0,18
		Ipotesi 2	3,18	0,24
		Ipotesi 3	4,14	1,8
		Ipotesi 4	6,96	3
2	Titoli di Efficienza Energetica	Civile e industria	52,5	0
3	PAES	Terziario	5,6	0,89
		Residenziale	14,97	6,38
		Industriale	3,09	0,39
		Trasporti	11,7	0
4	Bioenergie	Biomasse legnose (sostituzioni)	1	-1
		Biomasse legnose (nuove installazioni)	0	10,1
		Bioliquidi	0	0,62
		Biogas	0	0,62
5	Idroelettrico		0	6
6	Eolico		0	52,6
7	Fotovoltaico		0	3,2
8	Industria		9	0
9	Trasporti		16	0
10	Cogenerazione negli ospedali		1,17	0
	TOTALE		121,99	82,52
	Coefficiente di riduzione		0,50	0,65
	TOTALE		61,00	53,64

1.4.2. Strumenti di attuazione dei programmi energetici ambientali regionali

La regione Molise prevede una serie di strumenti per la realizzazione del PEAR volti all'eliminazione delle barriere esistenti per uno sviluppo coerente dei temi di efficienza energetica e di fonti rinnovabili di energia.

Tali strumenti, che sono parte integrante del PEAR, sono:

- Dispositivi di finanziamento della nuova programmazione;
- Processi per lo sviluppo ed il trasferimento tecnologico: programmi di ricerca, cluster di impresa, reti di impresa, brevetti;
- Regolamenti per la trasparenza e la semplificazione;
- Monitoraggio e la comunicazione ambientale;
- Sviluppo delle infrastrutture energetiche: reti, accumuli, smart grid;
- Coordinamento con le altre pianificazioni territoriali e il piano di occupazione dell'efficienza energetica;
- Monitoraggio del PEAR.

1.



Documento Preliminare al Programma Energetico Ambientale Regionale 2015

TRANSIZIONE VERSO UN NUOVO MODELLO ENERGETICO E UNA ECONOMIA A BASSA EMISSIONI DI CARBONIO

Regione Molise
Servizio Programmazione Politiche Energetiche



29 maggio 2015

Documento Preliminare al PEAR Molise

Responsabile del documento:
prof. ing. Livio de Santoli

Collaboratori:
prof. Francesco Mancini, arch. Stefano Rossetti
ing. Saverio Berghi, ing. Mariagrazia Tiberi, arch. Elisa Carbonara

Alla predisposizione del documento hanno contribuito gli uffici della regione Molise:
Servizio Pianificazione e Gestione Territoriale e Paesaggistica
Servizio Biodiversità e Sviluppo Sostenibile
Autorità Ambientale Regionale
Servizio Competitività dei Sistemi produttivi
Servizio Coordinamento Programmazione Comunitaria FESR
Sistema informatico regionale, servizio cartografia,

ed inoltre:
Provincia di Isernia, Provincia di Campobasso, Alicomuni Molisani,
Molise Acque, Autorità di Bacino dei fiumi Liri, Garigliano, Volturno, Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno
e minori, Saccione e Fortore
Direzione Regionale MiBACT, Soprintendenza Beni Architettonici e Paesaggistici, Corpo Forestale dello
Stato sezione Molise
Ufficio delle Dogane, Agenzia delle Entrate
ENEA, ARPA Molise, ISPRA, CNR-IGC Istituto di Geoscienze e Georisorse, Ordine dei Geologi della regione
Molise
Università degli Studi del Molise

con le associazioni di categoria:
Assorinnovabili, ANEV, AIEL, Kyotoclub

2. Framework di riferimento per la stima del potenziale del *mini-hydro* all'interno dei Piani Energetici e Ambientali Regionali in Italia⁶

Abstract

In ottemperanza alla normativa comunitaria di riferimento (direttiva 2009/28/CE, che stabilisce per ogni stato membro un target da raggiungere in termini di quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali lordi al 2020) e al contesto normativo italiano (DM 15/03/2012 c.d. Burden sharing, che definisce gli obiettivi regionali in termini di produzione energetica da fonti rinnovabili), ogni Regione italiana è tenuta a sviluppare e attuare un proprio Piano Energetico e Ambientale Regionale (PEAR). Al fine di promuovere la produzione energetica da fonti rinnovabili (FER) e nell'ottica di raggiungere una maggiore efficienza energetica degli usi finali, ciascun PEAR dovrebbe proporre di adottare una strategia orientata alla micro-generazione distribuita (MGD).

L'obiettivo principale di questo capitolo è una stima preliminare del potenziale e delle prospettive di sviluppo del settore del mini-hydro (produzione energetica da mini idroelettrico, ossia con impianti con $P < 1$ MW) nei PEAR italiani. Il mini-hydro rappresenta oggi una tecnologia matura

⁶ Questa sezione è stata elaborata sulla base della seguente pubblicazione: De Santoli L, Berghi S, Bruschi D, "A schematic framework to assess mini hydro potentials in the Italian Regional Energy and Environmental Plans", Energy Procedia, vol.82, pp.615-22, 2015.

e ampiamente sviluppata in Italia, quindi costituisce una valida opportunità sia per i sistemi territoriali locali che per l'intero Sistema Paese. Inoltre, grazie alle dimensioni ridotte (bassi investimenti economici e interventi a basso e bassissimo impatto) e alla elevata versatilità tecnologica, il *mini-hydro* ha le caratteristiche per uno sviluppo a lungo termine con importanti ricadute in termini industriali (ad esempio cooperative energetiche e incentivi alla c.d. filiera corta). Nello specifico, sono stati analizzati e approfonditi i PEAR di cinque diverse Regioni italiane, identificando le differenti informazioni relative al mini idroelettrico e confrontando caratteristiche e potenziali individuati.

I risultati ottenuti sono stati raccolti e integrati in un *framework* di riferimento utile per tracciare una linea guida preliminare, propedeutica ai PEAR, che indica strategie e policy per armonizzare iniziativa pubblica e privata e strutturare una economia di scala locale e territoriale attraverso una strategia di MGD basata sul *mini-hydro*.

Keywords: RES; Mini hydro; Distributed multi generation; Burden sharing; Energy plan.

2.1. Introduzione

Oggigiorno, l'Italia vive importanti cambiamenti ed evoluzioni sociali ed economici che ha un impatto determinante sul settore energetico e sul contesto ambientale e che impongono di ripensare modelli di crescita sostenibile di scala sovra-nazionale e globale.

Sin dal 1997 con la ratifica del protocollo di Kyoto, in direzione della mitigazione degli effetti legati ai cambiamenti climatici in corso, la comunità mondiale ha correlato esplicitamente le attività antropiche dei Paesi industrializzati alla sostenibilità ambientale di lungo termine, pianificando strategie e obiettivi comuni. Con riferimento ai Paesi in via di sviluppo, che sono caratterizzati da un marcato incremento della domanda energetica e della produzione energetica, l'approvvigionamento energetico è ancora saldamente assicurato dalle fonti fossili [1]. Mentre per quanto riguarda i Paesi OECD, una decisa flessione della domanda energetica accompagnata da investimenti massicci nello sfruttamento delle risorse rinnovabili (FER), nell'efficienza energetica e nelle tecnologie di cattura e riduzione della CO₂ (ad esempio impianti CHP, sistemi ibridi, etc.) ha fortemente cambiato il quadro di riferimento [2-9].

L'Unione Europea gioca un ruolo di leadership globale in termini di pianificazione di un futuro carbon-free e un mercato energetico integrato e interconnesso (Energy Union Package CMO-2015-80 final). Il *Climate and Energy Package* (nello specifico la direttiva 2009/28/CE per la promozione dell'uso delle rinnovabili) guardando il breve termine (2020) si focalizza sul risparmio energetico, le emissioni di gas e sostanze clima-alteranti (c.d. *green-house-gas* GHG) e sullo sviluppo delle FER, ponendo le basi agli obiettivi di lungo termine (*Roadmap* al 2050). L'Italia è caratterizzata da forti ritardi negli

investimenti e criticità nelle infrastrutture legati al gap di costo con gli altri paesi dell'Eurozona (freno alla crescita), alla sicurezza energetica e alla crisi economica delle utility nazionali dell'energia. Tuttavia la recente legislazione nazionale (DM 08/03/2013 Strategia energetica nazionale SEN e successive integrazioni in fase di approvazione) incoraggia un cambio di passo promuovendo il raggiungimento degli obiettivi comunitari attraverso il principio della sussidiarietà (per esempio il c.d. *Burden sharing* e lo strumento dei PEAR) e incentivando il settore delle rinnovabili (incentivi per le FER escluso il fotovoltaico, DM 06/07/2012), la filiera industriale e un mix energetico nazionale maggiormente differenziato e integrato.

In questo contesto, le Regioni italiane sono chiamate a rivestire un ruolo chiave nella partecipazione ad un processo che ha regionalizzato le strategie ambientali ed energetiche comunitarie. Strumenti ad hoc per raggiungere questi obiettivi sono rappresentati dai Piani Energetici ed Ambientali Regionali (PEAR). In aggiunta alle prescrizioni normative del DM 15/03/2012 (c.d. *Burden Sharing*), le Regioni sono altresì tenute a programmare l'impiego dei Fondi Strutturali 2014-2020 e fissare obiettivi e strategie locali relative all'efficienza energetica secondo la direttiva 2012/27/UE (decreto nazionale 102/2014).

In Europa, il comparto idroelettrico ha una tradizione ampia e consolidata. Nel 2013, mentre gli impianti di grande taglia sono stabili (in ordine di rilevanza Norvegia, Francia, Italia, Spagna e Svezia) [10], gli impianti di piccola e piccolissima taglia offrono importanti prospettive [11]. D'altra parte, le economie emergenti guidate dalla Cina (con un incremento di potenza netta di circa 28.7 GW solo nel 2013), Turchia, Brasile, Vietnam e India, sono caratterizzati da investimenti rilevanti nel settore [12]. L'Italia, con una potenza installata di circa 22.4 GW (inclusi gli impianti di pompaggio) [13], ha

sviluppato un expertise di primissimo rilievo, sia in termini di tecnologie costruttive che nel management e nella gestione degli impianti.

Sin dal XIX secolo fino al boom economico degli anni '60, il settore idroelettrico è stata la spina dorsale della capacità produttiva nazionale, rappresentando ancora oggi la risorsa rinnovabile più consistente ed una tra le maggiormente affidabili e programmabili. Come nel resto dei Paesi europei, anche in Italia i grandi impianti di produzione ($P > 1$ MW) hanno raggiunto il pieno sfruttamento delle risorse disponibili. Gli impianti c.d. mini ($P < 1$ MW) mostrano in Italia interessanti prospettive (645.2 MW di capacità installata al 2013 con circa 2,130 impianti con potenze inferiori ad 1 MW) [14] sottolineate dalla mappatura geo-referenziata [15] (geographical information system - GIS) e dal contesto normativo locale [16]. Lo sviluppo idroelettrico in Italia [17], per il periodo 2014-2015 è stata installata una potenza pari a 70 MW (il 90% dei quali è rappresentata da impianti mini), è fortemente influenzato dalle future policy di incentivazione e ad oggi non risulta ipotizzabile uno scenario nazionale di riferimento al 2020 (vedi Tabella 2.1).

Il principale obiettivo del capitolo è quello di predisporre un framework di riferimento capace di fornire a ciascun PEAR la più corretta strategia di inserimento e sviluppo degli impianti mini-hydro ($P < 1$ MW) tenuto conto delle differenze normative, geografiche ed infrastrutturali. La metodologia si è focalizzata sull'analisi dei differenti PEAR attualmente in vigore al fine di strutturare una linea guida di inserimento capace di standardizzare i differenti approcci e criteri utilizzati nella stesura di ciascun PEAR. Per testare la metodologia, sono stati analizzati i PEAR di quattro differenti Regioni (selezionate tra quelle in cui la risorsa idroelettrica ha una rilevanza strategica), la Regione Lombardia (produttrice di circa il 26.7% del totale nazionale), l'Abruzzo (la prima Regione del Centro-Sud Italia con una quota del 5.5% della

produzione nazionale ed interessanti prospettive di sviluppo per il mini-hydro [18]) e il Molise (dove la risorsa idraulica rappresenta il 20.7% della produzione totale di FER [14]).

In particolare, la documentazione è stata analizzata attraverso il confronto nei differenti aspetti considerati. I risultati ottenuti hanno consentito di schematizzare un framework di riferimento utile alla redazione/aggiornamento periodico di PEAR nuovi o esistenti. Questo schema interpretativo può rappresentare uno strumento di gestione e organizzazione degli elementi e contenuti principali che informano la struttura dei PEAR (vincoli esistenti, zoning delle aree non idonee all'inserimento degli impianti, modelli previsionali dei cambiamenti climatici, regolamenti e vincoli idrogeologici, etc.).

Il framework di riferimento individuate è il primo step per la pianificazione della gestione organica e multi-criteriale dei diversi sistemi idroelettrici regionali e costituisce un'opportunità di interesse per lo sviluppo integrato e sostenibile delle FER alla scala locale (versatilità dei piccoli impianti, usi concomitanti) verso un modello di Micro-generazione distribuita (MGD).

2.2. Metodologia

Il primo passo metodologico è rappresentato dall'analisi dei diversi PEAR della Regione autonoma della Val d'Aosta, dell'Abruzzo, della Lombardia e del Molise. In questo contesto, i differenti driver e fattori che interessano il mini-hydro sono stati opportunamente rappresentati ed evidenziati. Nella Tabella 2.1, le principali caratteristiche del settore idroelettrico distinte per Regione sono state illustrate.

2.2.1. Regione Autonoma della Val d'Aosta

Il PEAR [19], approvato nel corso del 2014, promuove la transizione verso un modello di generazione distribuita da Fonti rinnovabili al fine del raggiungimento degli obiettivi regionali previsti dal decreto c.d. Burden sharing. Con circa 117 impianti installati (con una potenza lorda installata pari a 934.9 MW) ed una produzione lorda di 3,534.5 GWh, il settore idroelettrico rappresenta il 98.9% della produzione lorda della Regione [13-14]. Il PEAR considerato identifica lo scenario potenziale al 2020 impiegando i seguenti indicatori: dati storici relativi agli impianti idroelettrici in funzione (produzione totale dal 1990), concessioni rilasciate/in fase di rilascio dagli enti preposti per l'esercizio (dal 2001 al 2010), prescrizioni a tutela del Deflusso minimo vitale (DMV) in ottemperanza alla normativa vigente (Piano di protezione delle Acque DCR 1788/2006). Le proiezioni ottenute sono riferite alla produzione media di energia elettrica da fonte idraulica (variabilità stagionale) e non forniscono informazioni attendibili sulla produzione a lungo termine poiché non sono stati presi in considerazione gli effetti dei cambiamenti climatici (andamento delle temperature, delle precipitazioni atmosferiche e livelli di innevamento). Inoltre non risulta presente un programma organico di

programmazione di nuovi impianti e mantenimento in efficienza/manutenzione del parco esistente. Infine, la fase di test e calibrazione del Deflusso minimo vitale, attualmente in corso, implica una sostanziale riduzione della produzione (stimata tra circa 100 e 430 GWh di produzione per anno) e limita sensibilmente il rilascio di nuove concessioni di prelievo (DGR 1253/2012). Il potenziale regionale residuo, al netto delle considerazioni effettuate, interessa esclusivamente l'ambito del re-powering degli impianti esistenti con nuovi impianti e tecnologie più efficienti. Infatti, la fase di transizione in corso per la corretta stima sperimentale dei DMV sta implicando una politica di forte riduzione dei titoli concessori per nuovi impianti. Dalla fine del 2015, le uniche concessioni di sfruttamento per usi idroelettrici che sono state rilasciate sono quelle relative alle istanze anteriori al 2012 (con eccezione per gli impianti inferiori a 50 kW che interessano alcune utenze specifiche). L'analisi delle n.97 concessioni rilasciate tra 2001 e 2010, paragonate alle 251 richieste presentate nello stesso periodo, rivelano come il potenziale del mini-hydro rappresenta oggi circa il 91.5% del totale (n.61 concessioni rilasciate per impianti fino a 100 kW di potenza e n.25 concessioni tra 100 e 1,000 kW).

Tabella 2.1. Settore idroelettrico al 2013 (produzione non normalizzata, storage da pompaggio non incluso) e prospettive di sviluppo al 2020.

Regione	Impianti (n)	Potenza lorda al 2013 (MW)	Potenza media (MW/n)	Produzione media al 2013 (GWh)	Incremento stimato di potenza al 2020 (MW)	Incremento stimato di produzione al 2020 (GWh)
Regione Autonoma della Valle d'Aosta [13-14, 19]	117	934.9	8.0	3,534.5	13.6	110.0
Abruzzo [13-14, 20]	58	1,002.7	17.3	2,101.4	15.3	100.0
Lombardia [13-14, 22]	462	5,056.7	10.9	11,023.3	100.0	N/A
Molise [13-14, 25]	30	87.2	2.9	271.1	21.9	68.8
Italia [13-14]	3.250	18,365.9	5.7	52,773.4	-	-

2.2.2. Abruzzo

Approvato nel 2009, il PEAR [20] fornisce una stima del potenziale elettrico da fonti rinnovabili al 2015. Gli impianti idroelettrici presenti in regione (58 impianti per una Potenza complessiva di circa 1,002.7 MW ed una taglia media per impianto di 17.3 MW) hanno prodotto circa il 62% dell'elettricità da FER nel corso del 2013 [11-12]. I fattori considerati per le stime previsionali sono basati sull'analisi della rete acquedottistica della sola provincia di Teramo (ottenuti da uno studio specifico di analisi). I risultati sono correlati esclusivamente al recupero energetico dai collettori di adduzione/valvole di riduzione degli acquedotti esistenti e individuano un potenziale al 2015 di circa 20 MW (di potenza lorda di nuova installazione).

Considerando il Piano di gestione delle Acque locale, il PEAR fornisce una panoramica complessiva dell'idrografia regionale (suddivisa tra province e bacini idrografici) ma non include informazioni sulla struttura delle concessioni

di derivazione vigenti per uso idro-elettrico. Inoltre non risultano approfonditi i piani di manutenzione e gestione degli impianti in esercizio e la gestione dei Deflussi minimi vitali è demandata ad un altro documento specifico di regolamentazione [21]. Infine, il PEAR, scritto prima dell'emanazione del DM 15/03/2012, non contestualizza lo sviluppo del potenziale idroelettrico all'interno della strategia di ripartizione regionale degli obiettivi comunitari e nazionali al 2020. Il potenziale stimato per il settore idroelettrico nel PEAR riguarda il re-powering delle centrali esistenti e la realizzazione di piccoli impianti (taglia small con $P < 3$ MW) per le nuove installazioni. Le tipologie di maggior interesse sono quelle a basso impatto ambientale che sfruttano i salti idraulici di piccola entità: acquedotti locali, scarichi industriali, impianti di depurazione e canali di irrigazione/drenaggio (consorzi di bonifica e simili). Il valore stimato del potenziale effettivamente sfruttabile del mini-hydro in Abruzzo è stimato pari a 15.3 MW (100.2 GWh di produzione lorda annuale).

2.2.3. Lombardia

Al fine di raggiungere gli obiettivi comunitari in termini di produzione da FER e di efficienza energetica, nel 2014 la Regione Lombardia si è dotata di un nuovo PEAR [20]. Nel 2013 il sistema idroelettrico regionale, che rappresenta circa il 21% dell'intero parco nazionale, consisteva di n.462 impianti (con una potenza lorda di circa 5,056.7 MW e una taglia media per impianto di circa 10.9 MW) che producevano energia elettrica per 11,023.3 GWh. Inoltre, si tratta della prima fonte rinnovabile nella Regione (circa il 65%) che produce il 25.4% della produzione lorda regionale [13-14]. Il PEAR prevede un documento allegato specifico [23] che definisce uno scenario di sviluppo delle risorse idroelettriche, tenuto conto dei fattori climatici (dati storici e proiezioni delle temperature medie, precipitazioni atmosferiche e nevose) e del contesto normativo e

vincolistico (impatto ambientale e paesaggistico, continuità degli eco-sistemi, criteri di inserimento degli impianti, etc.). D'altro canto il Piano di protezione delle acque e le prescrizioni relative ai livelli minimi per il Deflusso minimo vitale non sono stati opportunamente considerati. Analizzando il rilascio delle concessioni di prelievo, il potenziale ancora sfruttabile al 2020 è stimato in circa 230 MW. In ottemperanza al DM 10/03/2010, il PEAR individua le aree non idonee per l'inserimento di nuovi impianti per la produzione da Fonti rinnovabili. In ultimo, tenuto conto delle caratteristiche ambientali e paesaggistiche (aree naturali protette, aree di elevato pregio paesaggistico e rurale, etc.), l'inserimento di impianti mini-hydro rappresenta la migliore strategia per la realizzazione di nuovi impianti. In conclusione, la stima relativa al potenziale del mini-hydro è pari a circa 100 MW (fatta eccezione del potenziale rappresentato da canali per l'irrigazione e salti idraulici residui non quantificati all'interno del PEAR).

2.2.4. Molise

Il Molise dispone di un PEAR proprio sin dal 2006 [24]. Nel 2015 è stato pubblicato un documento preliminare per la redazione di un nuovo strumento [25]. Questo processo di transizione sta portando la Regione Molise verso una strategia energetica basata sulla disseminazione delle Fonti rinnovabili, sulla promozione dell'efficienza energetica ed una economia regionale carbon-free in vista del 2020. Nel 2013, il sistema idroelettrico regionale (con n.30 impianti per una potenza lorda di 87.2 MW) ha prodotto 271.1 GWh, rappresentando circa il 9.4% della produzione elettrica lorda regionale [13-14]. Il documento preliminare per il nuovo PEAR sopra citato tiene conto delle risorse disponibili e delle caratteristiche idrologiche locali riportando una panoramica sui differenti bacini idrografici afferenti. Inoltre la rassegna completa delle

concessioni in fase di rilascio, del potenziale della rete acquedottistica e delle strutture dei n.3 consorzi locali di bonifica offre un riepilogo completo del potenziale idraulico sfruttabile. Una roadmap al 2020, in accordo con il Burden sharing (quota regionale) stabilisce per ogni settore strategico (acquedotti, consorzi di bonifica e altri enti), obiettivi relativamente alla potenza lorda e alla produzione attesa. Infine, viene elaborata la proposta di una linea guida per il corretto inserimento degli impianti idroelettrici, attraverso criteri specifici normativi e tecnologici.

2.3. Risultati

Le analisi effettuate e le successive interrelazioni individuate sono state correlate ai differenti PEAR (adottati dalla Regione Autonoma della Val d'Aosta e dalle Regioni di Abruzzo, Lombardia, e Molise) considerando le relative policy regionali per lo sviluppo e l'inserimento degli impianti idroelettrici di piccola taglia (mini-hydro). Questo capitolo sviluppa un caso studio di livello preliminare per verificare le varie metodologie utilizzate che potranno essere applicate a scala più grande successivamente (scala inter-regionale e nazionale). I criteri generali di questo processo di analisi preliminare, che hanno informato l'individuazione del framework di riferimento, sono descritti di seguito:

- Struttura dinamica: ciascun PEAR è caratterizzato da un approccio al tema energetico e a quello ambientale di tipo multi-disciplinare. È dunque opportuno predisporre politiche di monitoraggio e strategie di implementazione per aggiornare periodicamente le Roadmap individuate attraverso specifici strumenti. Per integrare ed acquisire i dati provenienti dai differenti data base (concessioni idrauliche rilasciate e richieste presentate, studi specifici e censimenti degli impianti mini-hydro presenti sul territorio, etc.) lo strumento metodologico proposto prevede un aggiornamento periodico relativamente al potenziale di scenario del settore mini-hydro regionale (Roadmap al 2020);
- Strategia "End user": il principio di sussidiarietà, stabilito dal Trattato di Maastricht del 1992 per promuovere e incoraggiare l'iniziativa delle comunità locali riveste in questo ambito un ruolo decisivo. In questa direzione, il framework di riferimento consente agli investitori privati

e alle authority locali di attivare processi partecipativi nello sviluppo e promozione del potenziale mini-hydro regionale (attraverso la realizzazione di mappe e strumenti basati sulla tecnologia GIS per il monitoraggio interattivo e l'inserimento degli impianti all'interno delle aree individuate);

- Cambiamenti climatici: il framework per l'inserimento del mini-hydro a scala regionale deve opportunamente considerare l'attuale processo di innalzamento delle temperature globali e i suoi effetti sui micro-sistemi locali. Inoltre, in ottemperanza alla ripartizione regionale degli obiettivi europei al 2020 (policy di controllo e riduzione delle emissioni di gas climalteranti c.d. greenhousegas GHG), devono essere introdotte delle politiche di adattamento e mitigazione dei cambiamenti in corso. Il framework tiene conto delle modellazioni climatiche regionali (stime a medio termine della variazione delle temperature medie e delle precipitazioni) per poter fornire ipotesi di scenario con un adeguato livello di affidabilità.

La Figura 2.1 illustra gli elementi principali e le correlazioni che intervengono tra di essi all'interni del framework di riferimento. Si tratta di elementi multidisciplinari che descrivono e organizzano il processo, ossia la stima del potenziale complessivo del mini-hydro, gli oggetti dinamici per il monitoraggio, le strategie per l'aggiornamento progressivo e il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Dunque, il framework di riferimento, sullo schema di una linea guida per il corretto inserimento del mini-hydro, correla differenti elementi caratteristici del potenziale idraulico regionale e ne valuta i differenti potenziali: il potenziale

naturale, il reale e quello di scenario. Prima di tutto vengono individuati opportuni tool in grado di consentire il raggiungimento dei target individuati dal PEAR (attraverso l'updating della Roadmap con cadenza annuale) e in grado di orientare e promuovere le iniziative locali (attraverso la fornitura di cartografie e supporti GIS paerti a tutte le categorie di utenze). Le variabili associate ai cambiamenti climatici in corso (che implicano modificazioni dirette in termini di consumi finali di energia e di capacità idroelettrica) sono state analizzate e inserite all'interno dei modelli climatici regionali che fanno parte del framework. Questi elementi, ponderati attraverso i dati morfologici e idrografici (banche dati GIS e survey di tipo statistico), forniscono per ciascun bacino idrografico il potenziale idraulico naturale.

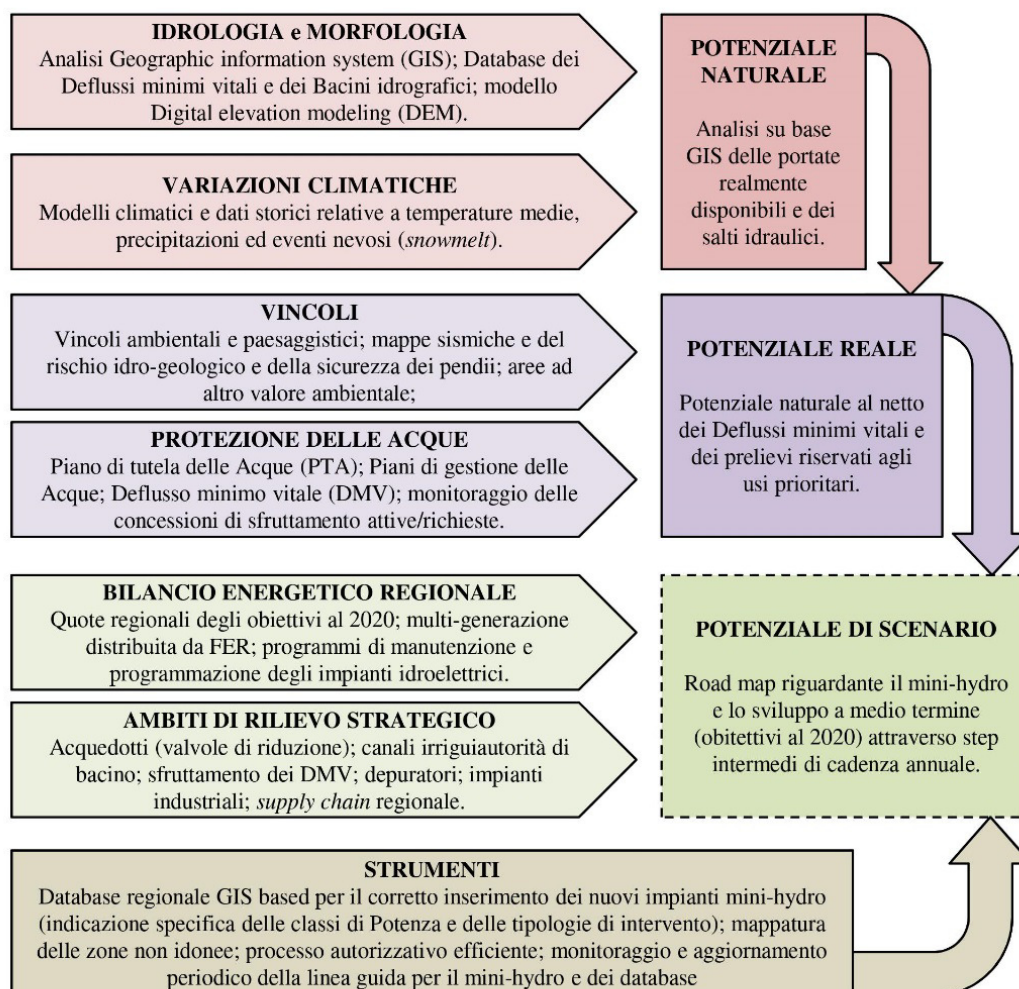


Figura 2.1. Framework di riferimento per il supporto alle attività pianificatorie all'interno dei PEAR

Successivamente viene individuato, all'interno del potenziale naturale, il potenziale reale come risultato della stima dell'effettivo potenziale idraulico effettivamente sfruttabile. Questa stima è individuata sottraendo dal potenziale naturale le aliquote non valorizzabili a causa della persistenza di vincoli locali (ambientali, paesaggistici, idrologici, aree ad alto valore ambientale) e misure vigenti di protezione delle acque (usi prioritari e aliquote minime per il Deflusso minimo vitale previste dalle Autorità locali).

Su questa base viene individuato il potenziale di scenario, sulla base del potenziale reale, tenendo conto delle differenti policy locali (bilancio energetico regionale, obiettivi fissati dal Burden sharing, Deflussi minimi vitali e andamento delle FER elettriche) e dei settori strategici (acquedotti, canali irrigui e consorzi di bonifica, depuratori e scarichi industriali, sfruttamento dei salti idraulici residui degli impianti esistenti). Questo scenario definisce l'esatto ammontare del potenziale effettivamente utilizzabile della risorsa idraulica coerentemente con la Road-map individuata da ciascun PEAR e con la reale capacità stagionale degli impianti.

A supporto del potenziale di scenario, sono altresì introdotte misure specifiche. Queste riguardano l'aggiornamento periodico della Roadmap per lo sviluppo del mini-hydro e strumenti dedicati alla fruibilità di utilizzatori e stakeholder sia pubblici che privati. Comunità locali, enti territoriali e investitori privati saranno messi in condizione di poter valutare investimenti nel settore del mini-hydro grazie a un database (con tecnologia GIS) in grado di guidare in tempo reale il corretto inserimento di nuovi impianti (con indicazione delle taglie di potenza e delle tecnologie) e inoltre saranno indicate e aggiornate le aree non idonee secondo un processo autorizzativo standardizzato (trasparente ed efficiente).

2.4. Conclusioni

L'esito di questo processo consente di sviluppare, attraverso il confronto di differenti PEAR di Regioni italiane, un framework di riferimento multi-dimensionale per il corretto inserimento del settore mini-hydro alla scala regionale. A differenza dei PEAR analizzati, il framework individuato propone una struttura organica e completa: partendo dalle differenti variabili di contesto, opera una stima del potenziale, propone una Roadmap e individua

strumenti per la corretta gestione, accesso e aggiornamento. A questo riguardo, i tool proposti consentono un aggiornamento periodico della linea guida e un database geo-referenziato GIS per l'inserimento di nuovi impianti e il monitoraggio della rete complessiva. Questo approccio, declinando il principio di sussidiarietà e flessibilità, rappresenta un acceleratore per lo sviluppo delle Comunità locali e per l'iniziativa imprenditoriale e le filiere industriali locali. Sempre all'interno del contesto normativo e tipologico dei PEAR italiani, le prospettive di sviluppo della ricerca proposta riguarderanno il test della metodologia individuata all'interno del framework di riferimento. L'obiettivo finale è quello di fornire uno strumento efficiente per la stima e lo sviluppo del mini-hydro attraverso policy regionali personalizzate ma coerenti tra loro secondo una matrice standardizzata.



DIPARTIMENTO
DI INGEGNERIA AERONAUTICA
ELETTRICA ED ENERGETICA



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

A schematic framework to assess mini hydro potentials in the Italian Regional Energy and Environmental Plans

Full professor **Livio De Santoli**^a
Phd Student **Saverio Berghi**^b
Phd Candidate **Daniele Bruschi**^b

^aCITERA - Interdisciplinary Centre for Landscape, Building, Environment, Sapienza University of Rome, Italy
^bDIAEE - Department of Astronautical, Electrical and Energy Engineering, Sapienza University of Rome, Italy

General criteria of assessment:

DYNAMIC FRAMEWORK

- **Multidisciplinary approach** about environment and energy.
- Monitor policy strategies and to update **Roadmap** through specific tools.
- **Integrated regional databases:** hydraulic concessions submitted and granted, survey of regional mini hydro plants;
- **Periodical update** about the mini hydro regional scenario potential (Roadmap to 2020);

END USERS ORIENTED

- **subsidiarity principle** established in Maastricht Treaty (1992)
- promote and encourage initiative of **local communities**
- supporting **private investors** and local authorities in developing regional mini hydro potentials
- composing **GIS based map** of insertion and surveying not suitable areas for mini hydro);

CLIMATE CHANGES

- Assessing current **global warming process** and its effects on climate
- **Regional sharing** of european 2020 targets (control policies about greenhouse gas emissions - GHG
- New approach in **adaption policies** to climate change.
- **Regional climate modelling** (about average temperature and precipitations) able to draw future scenarios.

Main objective:



The results obtained is a **schematic framework** useful to draw a preliminary PEARS guideline that indicates strategies and policies, harmonizing public and private initiatives and structuring a **local-scale economy** through a **mini hydro based DMG**.

Next phase:



The next research step will be to **test the schematic framework methodology**. The goal will be to produce a **reference tool** for the evaluation of mini hydro defining **standardized regional policies**.

2.5. Bibliografia

[1] U.S. Energy Information Administration - EIA. *International Energy Outlook 2013*. 2013. Available at: www.eia.gov

[2] De Santoli L, Albo A, Astiaso Garcia D, Bruschi D, Cumo F. A preliminary energy and environmental assessment of a micro wind turbine prototype in natural protected areas, *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 2014; **8**: 42-56.

[3] De Santoli L, Lo Basso G, Bruschi D. A small scale H₂NG production plant in Italy: Techno-economic feasibility analysis and costs associated with carbon avoidance. *International Journal of Hydrogen Energy* 2014; **39(12)**: 6497-6517.

[4] Cumo F, Astiaso Garcia D, Stefanini V, Tiberi M. Technologies and strategies to design sustainable tourist accommodations in areas of high environmental value not connected to the electricity grid. *International Journal of Sustainable Development and Planning* 2015; **10(1)**: 20-28.

[5] De Santoli L, Lo Basso G, Bruschi D. Hybrid system with an integrated CHP plant fueled by H₂NG blends: Theoretical energy-environmental analysis and foreseeable optimizations. *Energy and Buildings* 2014; **71**: 88-94.

[6] Astiaso Garcia D, Cumo F, Giustini F, Pennacchia E, Fogheri AM. Eco-architecture and sustainable mobility: An integrated approach in Ladispoli town. *WIT Transactions on the Built Environment* 2014; **142**: 59-68.

[7] Salata F, Nardecchia, F, De Lieto Vollaro A, Gugliermetti F. Underground electric cables a correct evaluation of the soil thermal resistance. *Applied Thermal Engineering* 2015; **78**: 268-277.

[8] Lo Basso G, de Santoli L, Albo A, Nastasi B. H₂NG (hydrogen-natural gas mixtures) effects on energy performances of a condensing micro-CHP (combined heat and power) for residential applications: an expeditious

assessment of water condensation and experimental analysis. *Energy* 2015; **84**: 397-418.

[9] de Santoli L, Mancini F, Nastasi B, Piergrossi V. Building Integrated Bioenergy Production (BIBP): economic sustainability analysis of Bari airport CHP (combined heat and power) upgrade fuelled with bioenergy from short chain. *Renewable Energy* 2015; **81**: 499-508.

[10] International Hydropower Association - IHA. *IHA hydropower report 2013*. 2013. Available at: www.hydropower.org

[11] Punys P, Pelikan B. Review of small hydropower in the new Member States and Candidate Countries in the context of the enlarged European Union. *Renewable and Sustainable Energy Review* 2007; **11**: 1321-1360.

[12] Renewable Energy Policy network for the 21st century - REN21. *Renewables 2014 Global status report*. 2014. Available at: www.ren21.net

[13] Terna Spa. *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2013*, 2013. Available at: www.terna.it

[14] Gestore dei Servizi Elettrici - GSE. *Rapporto statistico energia da fonti rinnovabili 2013*. 2013. Available at: www.gse.it

[15] Peviani M, Menga R, Garofalo E, Grasso F, Stella G. *Risultati del censimento del potenziale mini-idro e realizzazione del sistema informativo territoriale*. CESI Ricerca Spa; 2006

[16] Alterach J, Postiglione D, Vergata M, Elli A. *Sviluppo del mini-idro: valutazione del potenziale effettivo e nuovi strumenti di supporto alla pianificazione e alla progettazione*. ENEA - Ricerca sul Sistema Elettrico Spa; 2010.

[17] Energy & Strategy Group. *Renewable energy report 2015*. Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano; 2015. Available at: www.energystrategy.it

[18] Pierguidi F, Carapellucci R, Giordano L. Il piccolo idroelettrico nella Regione Abruzzo, *La Termotecnica* 2013; **11**:55-58.

[19] Regione Autonoma Valle d'Aosta. *Piano energetico ambientale della Regione Autonoma Valle d'Aosta (approvato con DCR 727 del 25.09.2014)*. 2014. Available at: www.regione.abruzzo.it

[20] Regione Abruzzo. *Piano energetico della Regione Abruzzo (approvato con DGR 470/C del 31.08.2009)*. 2009. Available at: www.regione.abruzzo.it

[21] Regione Abruzzo. *Studio a supporto della programmazione regionale in materia di risorse idriche destinabili alla produzione di energia idroelettrica (approvato con DGR 495 del 14.09.2009)*. 2009. Available at: www.regione.vda.it

[22] Regione Lombardia. *Piano energetico ambientale regionale (approvato con DGR 2577 del 31.10.2014)*. 2014. Available at: www.reti.regione.lombardia.it

[23] Regione Lombardia. *Allegato 3 - Adattamento del sistema energetico e delle infrastrutture energetiche della Lombardia agli impatti del cambiamento climatico*. In: Regione Lombardia. *Piano energetico ambientale regionale (approvato con DGR 2577 del 31.10.2014)*. 2014. Available at: www.reti.regione.lombardia.it

[24] Regione Molise. *Piano energetico ambientale regionale (approvato con DCR 117 del 10.07.2006)*. 2006. Available at: www.regione.molise.it

[25] Regione Molise. *Documento preliminare al Programma Energetico Ambientale Regionale 2015*. 2015. Available at: www.regione.molise.it

3. Pianificazione energetica locale: potenzialità e prospettive del settore dei Trasporti nei Piani d'Azione per

l'Energia Sostenibile (PAES) di quattro piccole isole italiane⁷

Abstract

Oggigiorno lo strumento del Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) rappresenta una grande opportunità per le municipalità europee per pianificare, implementare, monitorare e stimare le rispettive azioni relative al settore energetico e ai cambiamenti climatici. Questa strategia, impostata su base volontaria, consente di contribuire in maniera rilevante alla riduzione di gas clima alteranti c.d. greenhouse gas (GHG) e di adottare opportune politiche di mitigazione ambientale. Lo studio sviluppato all'interno del capitolo analizza i rispettivi PAES di quattro piccole isole italiane (PII) per valutare l'impatto specifico del settore dei trasporti considerando in maniera specifica la correlazione con il comparto delle Risorse rinnovabili. Sulla traccia delle previsioni stimate al 2020 e 2030 secondo le indicazioni fornite dalla normativa di riferimento nazionale e comunitaria, l'obiettivo di questa sezione è la predisposizione di un diagramma di flusso (flowchart) integrato che consenta la pianificazione del sistema dei trasporti e il suo inserimento sinergico con quello della produzione da fonti rinnovabili (FER) alla scala locale.

⁷ Questa sezione è stata elaborata sulla base della seguente pubblicazione: Bruschi D, Berghi S, "Local energy planning: potential and perspectives of transport sector in Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of four small Italian islands", *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.

Pianificazione energetica multi-livello: stima del potenziale e delle interazioni tra i piani energetici locali italiani
verso nuove strategie di integrazione

Keyword: Pianificazione energetica integrata, PAES, FER, isole smart
energy, trasporti

3.1. Introduzione

L'accesso alle fonti di approvvigionamento energetico è universalmente riconosciuto come una delle principali sfide per la lotta alla *fuel poverty*. Come la gran parte delle realtà insulari di ciascun lato del globo, numerose tra le piccole isole italiane (PII) non risultano infatti connesse alla rete elettrica nazionale. Queste isole sono caratterizzate da diverse criticità relative all'approvvigionamento energetico in termini di alti costi di produzione, sicurezza e management. In questo contesto le risorse rinnovabili (FER) rappresentano un elemento chiave per sostenere le PII verso la transizione in favore di un sistema energetico autonomo, più pulito, sicuro e a basso impatto ambientale (*low-carbon economy*), in linea con la normativa comunitaria di riferimento (Energy Union Package e EU2020).

Infatti, sono numerose le isole che stanno dimostrando che oggi le tecnologie disponibili rendono possibile scommettere sulle rinnovabili per soddisfare, all'interno di sistemi economicamente sostenibili, l'intera domanda energetica interna. Un aspetto rilevante di questo processo di innovazione del settore energetico è rappresentato da un'intensa attività di pianificazione relativa al potenziale rinnovabile disponibile, attraverso la definizione delle opportune strategie di intervento per ogni contesto di riferimento [1].

Questa ricerca è stata sviluppata all'interno del progetto europeo PRISMI (Promoting RES Integration for Smart Mediterranean Islands), facente parte di Interreg MED programma finanziato dall'European Regional Development Fund (ERDF).

La pianificazione energetica è stata già inserita come tema centrale nell'agenda dell'Unione Europea dell'anno scorso attraverso differenti iniziative, con particolare attenzione al management delle aree urbane [2] e al

tema dell'efficienza energetica del patrimonio edilizio esistente e di nuova realizzazione [3-5]. Nel 2008 la Commissione Europea ha lanciato l'iniziativa volontaria chiamata "Patto dei Sindaci". Gli obiettivi di questo programma sono quelli di coinvolgere e attivare le comunità e gli enti locali di tutta Europa nell'implementazione di policy volte alla sostenibilità ambientale e alla riduzione della carbon footprint del 20% al 2020 [6]. Prendendo ispirazione dal Patto dei Sindaci, nel 2011 è nato il cosiddetto "Patto delle Isole". Quest'ultimo è focalizzato sulle caratteristiche peculiari dei sistemi insulari e sulla loro capacità di rappresentare un caso-studio di interesse, in quanto sistema chiuso, attraverso il quale anticipare e simulare il processo di transizione energetica continentale in corso.

Recentemente, in linea con il programma europeo sul clima e l'energia EU2030 e con l'obiettivo di armonizzare gli approcci tra le due citate iniziative senza perdere le peculiarità intrinseche dei sistemi insulari, le due realtà sono state integrate e snellite secondo una specifica procedura [6].

Nel 2016, il settore italiano dei trasporti ha rappresentato circa il 31.8% dei consumi finali di energia e la dipendenza di questo ambito dai prodotti derivati da idrocarburi si è attestata al 92.7% del totale. Inoltre è utile sottolineare come circa il 68.8% di tutti i consumi di combustibili derivati dal petrolio sono da imputarsi al comparto dei trasporti [7]. Trattandosi di sistemi chiusi, il sistema dei trasporti rappresenta, in maniera accentuata, nelle PII un elemento strategico sia in termini economici e sociali che infrastrutturali. Dunque un'attenta analisi delle misure e azioni da dover essere previste all'interno dei PAES e successivamente implementate risulta oggi di vitale importanza [8]. Nella letteratura internazionale diverse pubblicazioni hanno trattato il tema dei SEAP promossi dalle diverse municipalità, ma nessuno ha focalizzato

l'attenzione sul comparto dei trasporti e della loro correlazione alla produzione da fonti rinnovabili [8-10].

In questo contesto, la sezione approfondisce e analizza i PAES di quattro diverse PII per sviluppare uno strumento integrato (*flowchart* dinamico) per pianificare sistema dei trasporti e sfruttamento delle rinnovabili alla scala locale [11]. La metodologia impiegata include un'analisi dei SEAP di ciascuna delle isole considerate stimando il mix di misure e azioni predisposte per raggiungere gli obiettivi 20-20-20 fissati dall'Unione Europea in termini di riduzione dei consumi energetici, di emissioni atmosferiche (GHG) e di incremento di produzione da FER.

3.2. Metodologia

L'Italia possiede oltre cinquanta isole abitate di piccole dimensioni all'interno delle quali risiedono circa 200,000 abitanti. Tra queste 21 isole non risultano connesse alle rete nazionale (Tabella 3.1.). Sebbene l'Italia è il Paese che ha risposto in maniera più consistente all'iniziativa dei PAES tra tutti i Paesi europei (sono italiane oltre il 50% delle municipalità che hanno sottoscritto il SEAP), ancora metà delle PII non ha ancora aderito all'iniziativa.

Tabella 3.1. Piccole Isole Italiane (con abitanti)

Isola	Connessione con la rete elettrica nazionale	Ratifica del PAES	Delibera di adozione
Ischia	SI	NO	-
Chioggia	SI	SI	29/09/2014
Elba	SI	SI	28/10/2013
Capri	NO	SI	20/01/2016
Lipari	NO	NO	-
Sant'Antioco	SI	NO	-
La Maddalena	SI	SI	08/06/2011
Procida	SI	SI	18/12/2015
Grado	NO	NO	-
Pantelleria	NO	SI	28/01/2015
Lampedusa	NO	NO	-
Isola di San Pietro (Carloforte)	SI	SI	07/06/2012
Favignana	NO	SI	03/01/2017
Ponza	SI	NO	-
Isola di Salina	NO	SI	21/01/2015
Monte Isola	SI	SI	30/04/2014

Isola	Connessione con la rete elettrica nazionale	Ratifica del PAES	Delibera di adozione
Isola del Giglio	NO	NO	-
Ustica	NO	SI	28/01/2015
Ventotene	NO	NO	-
Vulcano	NO	NO	-
Marettimo	NO	SI	03/01/2017
Stromboli	NO	NO	-
Linosa	NO	NO	-
Capraia	NO	NO	-
Panarea	NO	NO	-
San Domino	NO	NO	-
Filicudi	NO	NO	-
Levanzo	NO	SI	-
Isola San Nicola	NO	NO	-
Gorgona	SI	SI	07/11/2014
Alicudi	NO	NO	-
	SI	SI	-
	SI	SI	29/11/2013
Isola Superiore	SI	SI	30/11/2012
Isola Palmaria	SI	SI	28/02/2011
Isola Bella	SI	SI	30/11/2012
Isola Maggiore	SI	NO	-
Tavolara	SI	SI	25/03/2013
Giannutri	SI	NO	-
San Pantaleo	SI	SI	05/08/2014
Pianosa	NO	SI	28/10/2013
Isola del Garda	SI	NO	-

Lo strumento del PAES viene elaborato e strutturato sulla base dei dati correnti in termini di consumo energetico e di emissioni di gas clima alteranti

ad esso correlate. Per cui il primo passo necessario richiede una stima degli usi energetici finali per ciascun settore di utilizzo oltre alla ripartizione modale delle emissioni di *greenhouse-gas* (GHG). La definizione di un bilancio emissivo (*emission inventory*) in termini di CO₂ equivalente è uno degli elementi cruciali per il *commitment* di ciascuna municipalità all'interno del Patto dei Sindaci [12-13].

Premesso che il bilancio emissivo di ciascuna municipalità insulare dipende dalle sue caratteristiche morfologiche, dalle condizioni climatiche e dalla struttura economica [14], al fine di effettuare un'analisi comparata dei PAES sottoscritti dalle municipalità di PII, è stato selezionato un campione (rappresentativo dell'interno sistema insulare italiano) [15-17] di tre Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES di Pantelleria, Procida ed Elba che in realtà è frutto dell'aggregazione delle n.8 municipalità dell'isola) e un Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC dell'Arcipelago delle Isole Egadi: Favignana, Lévanzo, Marettimo e Formica) [18]. Per i dati relativi ad ogni sistema insulare vedasi la Tabella 3.2.

Essendo le isole un sistema chiuso per definizione, particolare attenzione è riservata al settore dei trasporti che rappresenta un elemento chiave nello sviluppo economico, ambientale e sociale dei sistemi delle PII.

Tabella 3.2. PAES/PAESC – Dati generali

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Popolazione	7,743	10,494	31,317	5,048
Superficie territoriale (ha)	8,453	426	24,237	3,745
Densità abitativa (ab/ha)	0.92	24.63	1.29	1.35
Target di riduzione CO₂	30%	27%	30%	40%

Come illustrato nella Tabella 3.2, le isole considerate hanno caratteristiche differenti, sia in termini di superfici che di densità insediativa. In particolare l'isola d'Elba presenta il valore più elevato sia del numero di abitanti che di superficie, mentre Procida ha il livello di densità abitativa più elevato. Alti valori di densità permettono di massimizzare misure e azioni previste dai PAES attraverso sinergie ed economie di scala in termini di emissioni di GHG per tutti i settori, in modo particolare riducendo la quota pro-capite relativa ai trasporti.

Tabella 3.3. Consumi energetici e Usi energetici finali per settore (MWh)

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Anno di riferimento	2011	2010	2011	2011
Consumi totali	86,239	61,351	751,741	88,488
Consumi pro-capite	11.5	6.1	24.0	21.1
Edifici, industria e settore terziario	41,258	47,439	373,881	19,467
Trasporti	44,981	13,912	377,860	69,020

In ciascun PAES, il registro delle emissioni di riferimento (*Baseline emission inventory* BEI) è impostato a partire dai consumi energetici e correlato al periodo immediatamente precedente alla data di ratifica del Piano. L'intervallo medio tra l'anno di riferimento (*baseline year*) e la firma del SEAP è di circa 3.7 anni (con un picco di 6 anni per il SEAPC dell'Arcipelago delle Egadi e un minimo di 2 anni per l'isola di Pantelleria).

Come mostrato in Tabella 3.3, sia i livelli più elevati di consumi energetici in valore assoluto (751,741 MWh) che quelli pro-capite (24.0 MWh/abitante) sono stati registrati nel 2011 all'Isola d'Elba.

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, è rilevante indicare che i consumi per questo comparto per l'Arcipelago delle Egadi rappresentano quasi il 77% dei consumi finali complessivi. Mentre considerando i restanti settori degli edifici, dell'industria e dei servizi Procida guida la classifica relativa con una quota del 77% dei consumi totali.

Tabella 3.4. Usi energetici finali per vettore (MWh)

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Anno di riferimento	2011	2010	2011	2011
Consumi totali	86,239	61,351	751,741	88,488
Fonti fossili	49,361	30,424	588,015	73,445
Elettricità	36,878	20,371	150,969	15,043
FER	n/a	10,556	12,757	n/a

Nella Tabella 3.4 è riportato il riepilogo dei consumi energetici finali ripartiti per vettore. Nello specifico, sono inclusi: fonti fossili (benzine per autotrazione, gasoli per trasporti e usi termici, GPL per usi domestici e residenziali), elettricità e Fonti rinnovabili (fotovoltaico e solare termico, eolico ed altri esperimenti pilota e progetti innovativi). A causa delle caratteristiche geografiche (distanza dalla costa, interconnessione con la rete elettrica nazionale, etc.) e socio-economiche di ciascuna isola (ricchezza pro-capite e infrastrutture produttive), il consumo di fonti fossili è attualmente prevalente (con una quota media complessiva del 75%), seguito dai consumi elettrici (quota media del 22.6%). I consumi finali da fonte rinnovabile (FER) rimangono generalmente contenuti (non ci sono dati disponibili per Pantelleria e le Isole Egadi). Solo Procida e l'Elba hanno quote rilevanti di fonti rinnovabili, rispettivamente con il 17% e l'1.7% in termini di consumi finali. All'interno dei PAES, grazie ad opportuni coefficienti di conversione tabellari (forniti dalle linee guida comuni del Patto dei Sindaci) il consumo di energia primaria è

correlato ai valori di emissioni di CO₂ equivalente (GHG). Con l'obiettivo di stimare la sostenibilità tecnica, economica, sociale e ambientale di ciascuna delle azioni promosse all'interno del PAES/C per il raggiungimento dei target al 2020/30, i valori di emissioni equivalenti sono correlati al costo degli investimenti (€/t di CO₂ risparmiata) e alla quota di emissioni pro-capite (t CO₂ risparmiata/abitante).

Tabella 3.5. Emissioni CO₂ – Quadro di insieme (t CO₂)

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Anno di riferimento	2011	2010	2011	2011
Emissioni iniziali	41,846	17,874	229,825	31,532
Emissioni pro-capite	5.6	1.7	7.3	7.5
Edifici, industria e settore terziario	30,201	14,316	133,671	13,559
Trasporti	11,645	3,558	96,154	17,973
Target emissioni 2020/2030	29,292	13,044	160,878	18,737
Riduzione attesa	12,554	4,830	68,947	12,795

La Tabella 3.5 consente di stimare una quota di emissioni pro-capite medie di circa 5.52 tCO₂ per abitante. Le variazioni relative sono significative tra le diverse isole: Procida, con il valore più elevato in termini di densità abitativa, ha il valore più contenuto (circa 1.2 t CO₂/abitante), mentre L'arcipelago delle Egadi ed Elba hanno i valori più elevati (rispettivamente 7.5 tCO₂/abitante e 7.3 tCO₂/abitante). La media complessiva del risparmio atteso al 2020/2030 si attesta a circa 55.49 kt di CO₂ per una riduzione percentuale del 31.75% dei consumi complessivi (il valore più elevato delle emissioni evitate è quello stimato per Elba mentre il più contenuto è previsto a Procida).

Come evidenziato in precedenza, il settore dei trasporti è un elemento strategico per i sistemi chiusi di piccole dimensioni, come le PII, che hanno la

necessità di essere connesse al network regionale/nazionale di trasporto di persone, approvvigionamento di merci e materiali e fornitura di servizi e beni secondo criteri di sostenibilità ed efficienza. Sfortunatamente, i PAES analizzati non sempre offrono risposte adeguate a queste esigenze. Confrontata con i valori complessivi, la riduzione media delle emissioni del settore dei trasporti è pari al 24% (con un minimo del 7% per l'isola di Pantelleria con circa 970 tCO₂ risparmiate rispetto a un totale di 11,945 t CO₂ e un picco del 38% nell'Arcipelago delle Egadi che stimano un risparmio di 4,867 tCO₂ rispetto a un valore di partenza di 17,973 t CO₂ equivalente). L'Elba invece contribuisce con il valore più elevato in termini assoluti con una riduzione di circa 15,899 t CO₂ che rappresentano circa il 23% del totale delle emissioni complessive (Tabella 3.6).

Tabella 3.6. Emissioni CO₂ – Focus sui Trasporti (t CO₂)

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Anno di riferimento	2011	2010	2011	2011
Emissioni iniziali	11,645	3,558	96,154	17,973
Target atteso	10,675	2,213	73,376	13,106
Riduzione stimata	970	1,341	15,889	4,867
Riduzione trasporti/totale	0.07	0.28	0.23	0.38

3.3. Risultati

I quattro PAES analizzati propongono interventi relativi al settore dei trasporti scarsamente integrati tra loro e non organizzati in una strategia complessiva di transizione energetica che ispiri un modello di mobilità 100% carbon-free. Nello specifico, le azioni e le misure individuate all'interno dei PAES, che all'interno della Tabella 3.7 sono ripartite per tipologia, non sono

integrate in un sistema complessivo (interrelazione dei trasporti con ciclo dell'acqua, ciclo dei rifiuti e sistema energetico). L'Isola d'Elba rappresenta l'unica eccezione sebbene provveda solo ad una parziale integrazione del sistema dei trasporti con quello della raccolta dei rifiuti, del trasporto e distribuzione delle merci secondo un piano integrato di mobilità sostenibile. Il comparto dei trasporti marittimi (che comprende sia il trasporto di persone che quello di merci e beni) è un elemento chiave per l'economia delle PII. Sfortunatamente è un ambito indicato in modo esplicito solo dal PAES dell'Isola d'Elba (senza peraltro quantificare i risparmi attesi al 2020) e dall'arcipelago delle Egadi che attribuisce al settore marittimo circa il 94.5% dei risparmi di CO₂ previsti al 2030 con una quota di riduzione di 4,600 t CO₂. In entrambi i casi la metodologia e i criteri di ripartizione delle quote emissive (da ripartirsi tra terraferma e isole) non sono chiaramente indicate e quindi di difficile comprensione. Grande rilevanza è attribuita ai trasporti individuali (privati) che hanno un'incidenza media di circa il 66%. Un picco del 100% delle azioni predisposte e dei risparmi previsti per questo ambito riguarda Pantelleria (quota approssimativa di 970 tCO₂) mentre il minimo è previsto per i trasporti individuali delle Isole Egadi (circa 252 t CO₂) a causa della conformazione geografica dell'arcipelago.

Tabella 3.7. Misure e Azioni per i Trasporti – Risparmio di CO₂ per settore (t CO₂)

	Pantelleria	Procida	Elba	Arcipelago Egadi
Settore privato (veicoli terrestri)	970	863.1	15,196	252
Flotte municipali (veicoli terrestri)	<i>non disponibile</i>	-	-	0.8
Flotte aziendali (veicoli terrestri)	-	-	-	0.2
Trasporti pubblici (veicoli terrestri)	-	63.7	509	-
Biciclette (piste ciclabili e servizi di sharing)	<i>non disponibile</i>	414.2	45	14
Trasporti marittimi (merci e persone)	-	-	<i>non disponibile</i>	4,600
Altro	-	-	139	-
Totale	970	1,341	15,889	4,867

Altre criticità emerse nel corso degli approfondimenti sono la mancanza della sostenibilità e pianificazione economico-finanziaria di azioni e misure correlate al settore dei trasporti: completamente assente a Pantelleria e parzialmente stimata dai PAES delle altre isole, sia in termini di strategia finanziaria che in termini di stanziamenti nei bilanci municipali. Inoltre la correlazione tra azioni specifiche del comparto dei trasporti e tra quelle dedicate all'incremento dello sviluppo delle Fonti rinnovabili (sistemi di stoccaggio, generazione distribuita e management dei surplus di produzione delle FER non programmabili) non viene in nessun caso indagata.

Sulla base delle considerazioni finora esposte, è stato predisposto un diagramma di flusso (*flowchart*) integrato (Figura 3.1). L'obiettivo di questo strumento operativo è quello di ridefinire una metodologia che, attraverso una pianificazione energetica peculiare applicata al settore dei trasporti, consenta di

ricalibrare e implementare azioni e misure previste all'interno di ciascuno dei SEAP proposti dalle PII. Come rappresentato in

3.1, il *flowchart* integrato si compone di una sezione iniziale caratterizzata dall'analisi del sistema locale di trasporto e dai dati relativi alla disseminazione degli impianti di produzione energetica da FER (in questa sede vengono rilevati e accoppiati stato di fatto dei sistemi e relative potenzialità). Questa fase preliminare è utile per la definizione del modello energetico insulare di ciascuna realtà (grazie a software di gestione appositi, ad esempio EnergyPLAN, MATLAB, etc.). Successivamente, viene effettuata la fase di validazione: vincoli e invarianti di tipo ambientale, paesaggistico e urbanistico sono inseriti in una *checklist* che caratterizza qualitativamente ciascun elemento del database e le informazioni relative alla sostenibilità e copertura finanziaria disponibile raffina ulteriormente i risultati fornendo output validati dal punto di vista economico e autorizzativo. Infine vengono raccolti tutti i dati necessari alla definizione del Piano Urbano di Mobilità Sostenibile (PUMS), che richiede aggiornamenti periodici. La metodologia individuata si articola attraverso le seguenti macro-strutture tipologiche:

La fase di analisi considera il settore dei trasporti analizzando rispettivamente i consumi finali e le emissioni di CO₂ equivalente (entrambi ripartiti per tipologia di vettore) e identifica un inventario dei punti di emissione geo-referenziato (GIS). Questa mappatura dei punti e dei tracciati di emissione viene integrata con l'inventario delle Fonti rinnovabili (sia sfruttate che potenziali) a scala locale al fine di accoppiare la domanda di trasporto con la disponibilità di fonti rinnovabili (sia in termini di surplus della produzione che di esigenze locali di *storage*).

Gli inventari identificati sono processati attraverso un software di modellazione capace di configurare la ripartizione modale della domanda

energetica e della produzione a scala locale e puntuale. Questo modello virtuale consente di valutare il corretto mix funzionale tra le diverse fonti energetiche (micro-generazione distribuita da FER e impianti tradizionali) e di integrarli correttamente con il sistema di trasporto locale (rete dei veicoli elettrici, produzione di idrogeno per autotrazione, accumuli e gestione dei surplus).

Successivamente, il modello ottenuto viene progressivamente calibrato e bilanciato prendendo in considerazione i regolamenti normativi e i vincoli amministrativi che riducono il potenziale delle risorse disponibili (ad esempio i vincoli archeologici e paesaggistici, idro-geologici e ambientali, etc.) attraverso *step* successivi di rielaborazione. La verifica della compatibilità con le indicazioni fissate dal Bilancio Energetico Regionale (contenuto all'interno del Piano Energetico e Ambientale Regionale secondo le ripartizioni individuate della pianificazione energetica comunitaria 2020/2030) unitamente alla verifica della copertura finanziaria dello scenario ottenuto dalla modellazione garantisce la reale fattibilità di azioni e misure. Dunque, viene predisposto un modello in grado di integrare lo sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) con il settore dei trasporti in grado di informare i rispettivi Piani Urbani di Mobilità Sostenibile e le relative azioni e misure contenute all'interno dei SEAP. È previsto un percorso di aggiornamento periodico (con cadenza biennale) del PUMS consente di ottenere dei modelli previsionali più accurato e affidabile e di verificare l'effettiva efficacia delle azioni predisposte.

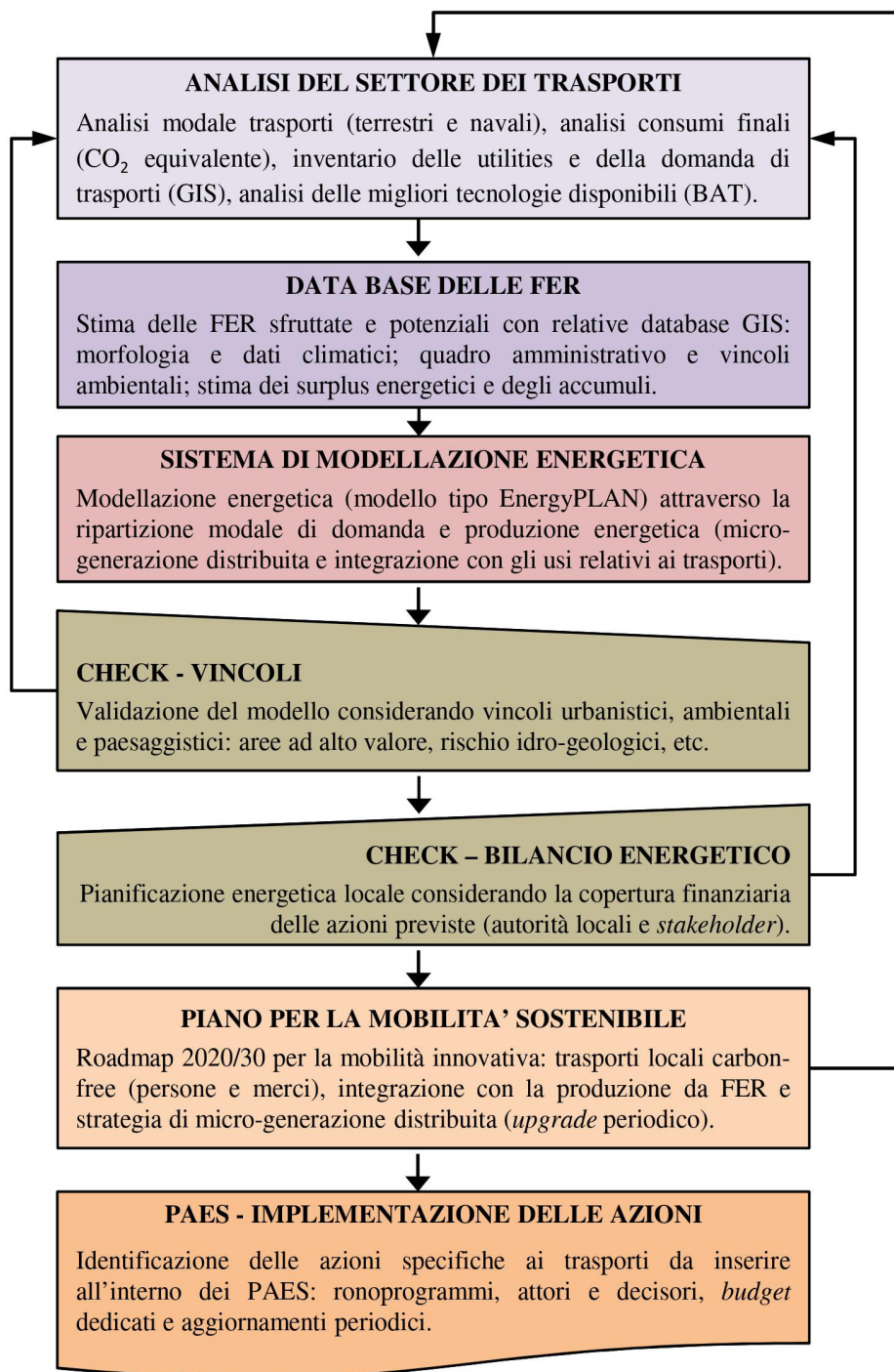


Fig.3.1. Diagramma di flusso (flowchart) integrato

3.4. Conclusioni

Considerando i caratteri di ciascun contesto particolare, oltre alle metodologie adottate per promuovere la sostenibilità energetica, questo capitolo ha l'obiettivo di fornire un digramma di flusso (*flowchart*) integrato per la pianificazione delle politiche energetiche complessive nei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile delle PII e in particolare per il settore dei trasporti. Lo sviluppo ulteriore della ricerca sviluppata potrà includere il test della metodologia proposta (*flowchart* integrato) attraverso l'elaborazione di un modello aggregato in grado di processare i dati ambientali ed energetici del settore dei trasporti. L'obiettivo di riferimento è quello di orientare un aggiornamento dei PAES attualmente vigenti e di articularli con un modello di sviluppo integrato (che correla rete dei trasporti, FER e patrimonio edilizio).



M2-TS3 385:

Local energy planning: potential and perspectives of transport sector in Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of four small Italian islands*

IEEE IEEEIC17 and I&CPS Europe – Milan 2017
Technical session 21 (M2-TS3)

Daniele Bruschi, *Research fellow*
Saverio Berghi, *PhD student*

* Research carried out within the PRISMI project - funded by the Interreg MED programme (ERDF).

5. Results and Discussion (1/2)

Action and Measures in transportation: poorly integrated and fragmentary

Measures and Actions on transportation – Emission savings by user (tCO₂)

	Pantelleria	Procida	Elba	Egadi arch.
Private (land vehicles)	970	863.1	15,196	252
Municipal fleet (land vehicles)	not rated	-	-	0.8
Corporate fleet (land vehicles)	-	-	-	0.2
Public transp. (land vehicles)	-	63.7	509	-
Bikes (lanes and sharing service)	not rated	414.2	45	14
Ships and ferries	-	-	not rated	4,600
Other	-	-	139	-
Total	970	1,341	15,889	4,867

- **Actions and measures** provided by SEAPs, which in Table are allocated by uses, are **not integrated in a consistent system** (correlation of transport with the water, waste and energy cycles).
- **Lack of financial planning** of actions relating to **transport sector**: this is totally absent in Pantelleria and partially assessed by the other islands, both **in terms of estimated amounts and financing strategies**.
- Relationship between **transport actions and those relating to RES** (storage systems, distributed generation and local management of surplus production) it is **not considered**.

3.5. Bibliografia

- [1] D. Astiaso Garcia, "Analysis of non-economic barriers for the deployment of hydrogen technologies and infrastructures in European countries", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42(10), pp. 6435-6447, 2017.
- [2] D. Astiaso Garcia, "Green areas management and bioengineering techniques for improving urban ecological sustainability", *Sustainable Cities and Society*, vol. 30, pp. 108-117, 2017.
- [3] B. Nastasi, U. Di Matteo, "Innovative use of Hydrogen in energy retrofitting of listed buildings", *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 435-441, 2017.
- [4] G. Lo Basso, B. Nastasi, D. Astiaso Garcia, F. Cumo, "How to handle the hydrogen enriched natural gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers", *Energy*, vol. 123, pp. 615-636, 2017.
- [5] L. De Santoli, F. Mancini, S. Rossetti, B. Nastasi, "Energy and system renovation plan for galleria borghese, rome", *Energy and Buildings*, vol. 129, pp. 549-562, 2016.
- [6] Aegean Energy Agency, "Streamlining the Pact of Islands into the Covenant of Mayors for Climate & Energy". Available on line at: www.covenantofmayors.eu
- [7] T. Longobardi, "Come risparmiare energia nei trasporti". *Energia & Ambiente*. Available on line at: www.imille.org
- [8] N. Matak, G. Krajačić, A.M. Pilato, "Integrating Sustainable Energy Action Plans for Island Municipalities: Case Study of Korcula". *Thermal Science*, vol. 20(4), pp. 1037-1048, 2016.

- [9] G. Dall'O', M.F. Norese, A. Galante, C. Novello, "A multi-criteria methodology to support public administration decision making concerning sustainable energy action plans". *Energies*, vol. 6(8), pp. 4308-4330, 2013.
- [10] A. Gagliano, F. Nocera, A. D'Amico, C. Spataru, "Geographical information system as support tool for sustainable Energy Action Plan". *Energy Procedia*, vol. 83, pp. 310-319, 2015.
- [11] D. Astiaso Garcia, S. Sangiorgio, F. Rosa, "Estimating the potential biomasses energy source of forest and agricultural residues in the cinque terre italian national park", *Energy Procedia*, vol. 82, pp. 674-680, 2015.
- [12] B. Nastasi, U. Di Matteo, "Solar Energy Technologies in Sustainable Energy Action Plans of Italian Big Cities". *Energy Procedia*, vol. 101, pp. 1064-1071, 2016.
- [13] E. Pennacchia, M. Tiberi, E. Carbonara, D. Astiaso Garcia, F. Cumo, "Reuse and upcycling of municipal waste for zeb envelope design in european urban areas", *Sustainability*, vol. 8(2), 610, 2016.
- [14] S. Berghi, "Energy Planning for Metropolitan Context: Potential and Perspectives of Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of Three Italian Big Cities". *Energy Procedia*, vol. 101, pp. 1072-1078, 2016.
- [15] Comune di Pantelleria, 2015. "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile - PAES". Available on line at: www.smartisland.eu
- [16] Comune di Procida, 2015. "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile - PAES". Available on line at: www.comune.procida.na.it
- [17] Provincia di Livorno, 2013. "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile dell'isola d'Elba". Available on line at: www.provincia.livorno.it
- [18] Comune di Favignana, 2017. "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima - PAESC". Available on line at: www.comune.favignana.tp.gov.it

4. Sulla via dell'indipendenza energetica: valutazione dei sistemi energetici ibridi verso la realizzazione di una smart energy island a Favignana⁸

Abstract

Costi energetici, emissioni di CO₂, sicurezza degli approvvigionamenti e stabilità del sistema sono le sfide comuni nelle piccole isole. Molte isole europee sono diventate siti pilota di innovazione energetica, ma questa transizione verde procede lentamente in molte piccole isole italiane (PII), che non sono collegate alla rete nazionale.

Questo studio esamina l'idoneità di utilizzare sistemi di energia ibridi che comprendono FV, l'immagazzinamento (storage) con idrogeno e batterie, generatori diesel, veicoli elettrici a celle di combustibile (Fuel Cell Electric Vehicles - FCEV) e veicoli HCNG per soddisfare la domanda di elettricità e di trasporto pubblico dell'isola di Favignana (Arcipelago delle Egadi - Italia) e accrescere il livello di penetrazione delle fonti rinnovabili (FER). Il software per la modellazione di ottimizzazione ibrida per le rinnovabili elettriche (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables - HOMER) è utilizzato per eseguire l'analisi di diversi scenari per identificare la soluzione energetica più efficace sia dal punto di vista tecnologico che economico.

⁸ Questa sezione è stata elaborata sulla base del seguente articolo in corso di pubblicazione: Astiaso Garcia D, Berghi S, Bruschi D, Groppi D, Lo Basso G, "On the path to energy independence: hybrid energy systems evaluation towards Favignana smart energy island", 12th Conference on Sust. Dev. of Energy, Water and Env. Systems (SDEWES), Dubrovnik Croatia, in press, 2017.

I risultati mostrano che l'impiego di sistemi energetici ibridi può essere un'opzione adeguata e affidabile per raggiungere l'indipendenza energetica dell'isola di Favignana.

Keyword: Smart energy island, Sistemi ibridi, simulatore HOMER, Veicoli elettrici a celle di combustibile, Storage di idrogeno

4.1. Introduzione

Attualmente, l'approvvigionamento energetico nelle piccole isole è una sfida chiave in tutto il mondo, sia dal punto di vista della ricerca che da quello delle soluzioni applicative. Tutte le isole devono affrontare le sfide comuni degli elevati costi energetici, delle emissioni locali di CO₂, della sicurezza dell'approvvigionamento e della stabilità del sistema con l'ulteriore problema di una forte stagionalità dei carichi energetici. Le isole non collegate alla rete nazionale sono particolarmente sensibili a tali questioni. Infatti, i sistemi di produzione si basano principalmente sui combustibili fossili importati dalla terraferma, rendendoli vulnerabili sia per le fluttuazioni dei prezzi petroliferi [1] che per le condizioni climatiche che possono lasciare che le isole restino isolate per settimane. In questo quadro, le FER integrate e messe a sistema nelle *smart grid* sono uno strumento indispensabile per guidare la transizione delle isole in *smart island* dotate di un sistema energetico autonomo, pulito e a bassa emissioni di carbonio. Molti sono gli esempi di isole in tutto il mondo che scommettono sulla penetrazione delle FER. Kuang et al. [1] dimostra che una quota FER del 10% è un valore consigliato nella maggior parte dei casi. Ciononostante, ci sono diversi studi volti a raggiungere una penetrazione delle FER del 100% [2,3], ma in effetti sono pochi gli esempi esistenti di isole di energia rinnovabile al 100%, come l'isola di Samsø in Danimarca e quella di Pellworm in Germania [4].

Le PII stanno seguendo questa tendenza e sono stati sviluppati diversi progetti come le isole di Giannutri e del Giglio. Riferendosi a Palone et al. [5], è stato progettato l'introduzione di un sistema ibrido Fotovoltaico-Stoccaggio elettrico chimico (Battery Energy Storage BES)-Stoccaggio idrogeno (Hydrogen Energy Storage - HES) nella rete elettrica di Giannutri mentre in [6]

l'installazione di impianti fotovoltaici a grande scala e sistemi PV distribuiti nell'isola di Giglio è stata discussa.

Inoltre, molti altri studi sono stati sviluppati tenendo conto di diverse soluzioni per ridurre le emissioni di gas serra (GHG) nelle isole, come l'introduzione di reti di teleriscaldamento/raffreddamento alimentate dalla cogenerazione e dalle FER [7,8], edifici a basso consumo energetico nelle isole turistiche [9], gli impianti di geotermia e desalinizzazione [10], i convertitori di energia dal moto ondoso [11] nonché il rinnovo del settore dei trasporti [2]. Secondo Bruschi e Berghi [12] il settore dei trasporti rappresenta una grande parte del consumo energetico finale italiano, pari al 31,8%. Tuttavia, nella maggior parte dei casi non è adeguatamente considerato nei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES).

Per quanto riguarda il settore della mobilità, l'interesse per i veicoli elettrici a celle di combustibile (FCEV) sta crescendo e attualmente tutte le più importanti aziende manifatturiere hanno già immesso sul mercato o hanno annunciato l'anno di commercializzazione dei loro modelli [13]. La tecnologia è ormai quasi matura; circa 550 veicoli sono impegnati in progetti dimostrativi in tutto il mondo e 192 di loro si trovano in Europa [14]. In dettaglio, molti progetti di ricerca hanno dimostrato l'efficienza di utilizzare i FCEV nel settore dei trasporti pubblici come riportato in [15-17]. Inoltre, i bus con motori (spark ignition - SI) alimentati a metano-idrogeno [18,19] si sono dimostrati anche un'opzione valida [20].

In questo contesto, questo capitolo mira a studiare la possibilità di aumentare la quota di FER nella piccola isola italiana di Favignana (Arcipelago delle Egadi), attraverso la progettazione di un sistema ibrido composto da moduli fotovoltaici (FV) [21,22], BES e HES e analizzando inoltre l'introduzione

di una flotta di FCEV o di una alimentata da miscela di idro-metano (HCNG) per l'aggiornamento del settore del trasporto pubblico.

Lo strumento di simulazione HOMER è stato utilizzato per ottimizzare e analizzare gli scenari energetici sia dal punto di vista tecnico che economico. È importante sottolineare che questo studio è la prima parte di un progetto internazionale chiamato PRISMI (Promoting RES Integration for Smart Mediterranean Islands), finanziato dal programma comunitario Interreg-MED.

4.2. Metodologia

La metodologia impiegata per la valutazione del potenziale di FER nel presente lavoro è specifica per le piccole isole mediterranee ed è stata sviluppata nel progetto PRISMI [23]. Il metodo è costituito da tre fasi distinte: mappatura delle esigenze dell'isola e quadro legislativo; valutazione del loro potenziale di FER; progettazione e modellazione dinamica degli scenari prevedibili in grado di sfruttare le risorse disponibili per soddisfare le loro esigenze energetiche.

Pertanto, nel primo passo sono stati analizzati i vincoli legislativi dell'isola, i bisogni energetici e l'attuale mix di produzione. La mappatura di tutte le esigenze di Favignana ha implicato studiare il profilo di carico elettrico, le necessità idriche, la gestione dei rifiuti e il servizio di trasporto pubblico. Quindi i settori energetici più importanti sono stati identificati e lo scenario di base (baseline inventory) è stato costruito il più vicino possibile alla realtà. Inoltre, questo livello di conoscenza del contesto è indispensabile e apporta una maggiore consapevolezza dei bisogni e delle caratteristiche del territorio per scegliere gli interventi più rilevanti da attuare. Successivamente, è necessaria un'indagine sulla variazione delle necessità in base alla stagionalità necessaria per predisporre la soluzione tecnica più redditizia.

La seconda fase consisteva nella valutazione del potenziale di FER dell'isola. Successivamente, sono stati progettati i migliori scenari con l'obiettivo di migliorare l'indipendenza energetica dell'isola, riducendo le emissioni di gas serra e migliorando la qualità della vita degli abitanti.

L'ultimo passo è stato quello di analizzare gli scenari e il software HOMER è stato utilizzato per realizzare questo obiettivo. HOMER è un software di ottimizzazione sviluppato dal National Renewable Laboratory

(NREL) statunitense nato per aiutare a progettare e studiare la fattibilità dei sistemi di micro-alimentazione attraverso il confronto delle tecnologie scelte, tenendo conto dei comportamenti fisici dei sistemi di potenza e del loro costo del ciclo di vita. È ampiamente usato per valutazioni sulle micro-grid [24] e per sistemi più grandi come le reti elettriche di sistemi insulari [25]. HOMER consente di analizzare sistemi *off-grid* [26] o connessi [27] e consente all'utente di impostare l'intervallo di tempo dell'analisi, in questo capitolo è stato considerato un intervallo orario. In questo lavoro è stato studiato il caso di studio dell'isola di Favignana.

Per valutare il potenziale solare di Favignana, è stata stimata la radiazione solare annuale (yearly solar radiation). Tale quantità deriva da un DSM (Digital Surface Model) ottenuto mediante lo strumento ArcGIS "Solar Area Radiation".

Per quanto riguarda l'integrazione delle tecnologie rinnovabili nel sistema elettrico, l'analisi è stata incentrata sui sistemi fotovoltaici (FV). I dati di radiazione solare oraria sono forniti dal software HOMER collegato al "NASA surface meteorology and solar energy dataset" [28]. Allo stesso modo, i dati sulle temperature sono stati ottenuti allo stesso modo.

La taglia del fotovoltaico considerato negli scenari è stato scelto sulla base delle aspettative di Favignana fissate dal decreto ministeriale "Energia per le piccole isole" stimato al 2020. La quota di energia necessaria risulta pari a 900 kW_p, di cui 500 kW_p sono ricompresi in una grande centrale elettrica e i rimanenti moduli sono distribuiti sulle coperture degli edifici dell'isola [29].

Nei sistemi ibridi ha grande importanza la tecnologia di storage. Gli scenari analizzati hanno preso in considerazione due diversi tipi di accumulo: il gruppo batteria "Trojan AGM 31" e la tecnologia HES. Lo scenario con lo stoccaggio dell'idrogeno ha considerato due opzioni per sfruttare l'idrogeno

prodotto, entrambi volti a rinnovare il settore dei trasporti pubblici con l'introduzione di una flotta FCEV o di bus alimentati da HCGN.

Il consumo medio di combustibile relativo ad un singolo bus diesel è stato assunto pari a 0,18 l/km, mentre per un motore a idrogeno è 0,089 kgH₂/km [15]. Questi valori vengono utilizzati per valutare il consumo annuale di gasolio e l'idrogeno necessario per gestire la flotta FCEV e alimentare i bus HCNG.

L'idrogeno richiesto per garantire il carburante necessario alla flotta di autobus alimentati con HCNG può essere calcolato con l'equazione 1.

$$V_g = V_d \times \frac{LHV_d \cdot \eta_d}{LHV_g \cdot \eta_g} \quad (1)$$

Dove:

V_g [Nm³ / km] è il consumo medio di gas

V_d [dm³ / km] è il consumo medio di carburante diesel

LHV_d [kJ / dm³] è il potere calorifico inferiore del carburante diesel

LHV_g [kJ / Nm³] è il potere calorifico inferiore della miscela di combustibili

η_d è l'efficienza energetica di compressione (ignizione)

η_g è l'efficienza energetica della SI

Il contenuto di idrogeno nella miscela per le simulazioni è del 20% vol. dato che è un valore ottimale come dimostrato in letteratura [30]. Inoltre, il potere calorifico inferiore (LHV) del gas naturale arricchito di idrogeno al 20% vol. è 30.713 MJ / Nm³ [30].

Le emissioni totali di CO₂ degli autobus diesel sono state valutate attraverso l'equazione 2 [15].

$$CO_2 = Diesel_consumption \cdot CC_d \cdot \frac{44}{12} \quad [\text{ton CO}_2/\text{y}] \quad (2)$$

Dove CC_d [%] è il contenuto di carbonio del combustibile e *Diesel_consumption* è considerato in tonnellate/anno.

Infine, per calcolare il risparmio di carbonio derivante dall'introduzione di autobus alimentati con HCNG, è stato assunto un valore di 51.13 kg CO₂/GJ [30].

4.2.1. Caso studio: l'isola di Favignana

L'isola di Favignana si trova sulla costa occidentale della Sicilia, latitudine 37°55'N longitudine 12°19'E, a 17 km dalla terraferma tra i centri di Trapani e di Marsala. Favignana con la sua superficie di 19.8 km² è l'isola principale dell'arcipelago delle Isole Egadi che comprende le isole di Marettimo, Levanzo e altri isolotti minori come Formica e Maraone. L'intero arcipelago appartiene alla più grande Area marina protetta d'Europa (539.92 km²).

I principali settori economici in passato erano l'industria della pesca e della lavorazione del tonno rosso (*thunnus thynnus*) e l'estrazione del tufo. L'attività di pesca ha visto una riduzione progressiva fino al 2007 quando la pesca del tonno rosso si è completamente interrotta; inoltre, l'estrazione del tufo continua in una sola cava d'estrazione dell'isola. L'agricoltura e la pastorizia

sono ancora attivi, ma non impiegano un elevato numero di dipendenti, per cui oggi il reddito principale proviene dal comparto turistico.

A causa delle problematiche economiche, l'isola ha subito un forte processo di spopolamento che sembra essere fermato nel XXI secolo, la popolazione attuale di Favignana è di circa 3,400 abitanti [29]. Inoltre, a causa della forte stagionalità turistica (i flussi turistici sono concentrati nei mesi estivi), è comune a molti residenti di vivere sull'isola solo durante i periodi di alta stagione. Questa caratteristica implica una connotazione stagionale a tutte le esigenze dell'isola, compresa la domanda complessiva di energia.

Il clima è tipico del sud mediterraneo: caldo e secco durante l'estate e mite in inverno, mentre le piogge sono moderate e concentrate nelle stagioni più fredde. Il clima è perfetto per lo sfruttamento della risorsa solare. Inoltre, la riva occidentale di Favignana presenta uno dei climi più energici dell'onda sulle coste italiane [31].

Il sistema energetico non è collegato alla terraferma, dunque la rete elettrica di Favignana dipende fortemente dai combustibili fossili. Infatti, n.7 generatori diesel con una potenza totale installata di circa 12 MW forniscono il carico necessario all'isola; inoltre, sono operativi n.25 impianti fotovoltaici con una potenza di picco complessiva di circa 170 kW_p [29].

Per quanto riguarda le esigenze dell'isola, l'importanza del settore turistico è desumibile anche nei consumi mensili di Favignana, caratterizzati da una forte stagionalità.

Nella Figura 4.1 viene riportato il consumo finale complessivo ripartito secondo i differenti vettori energetici.

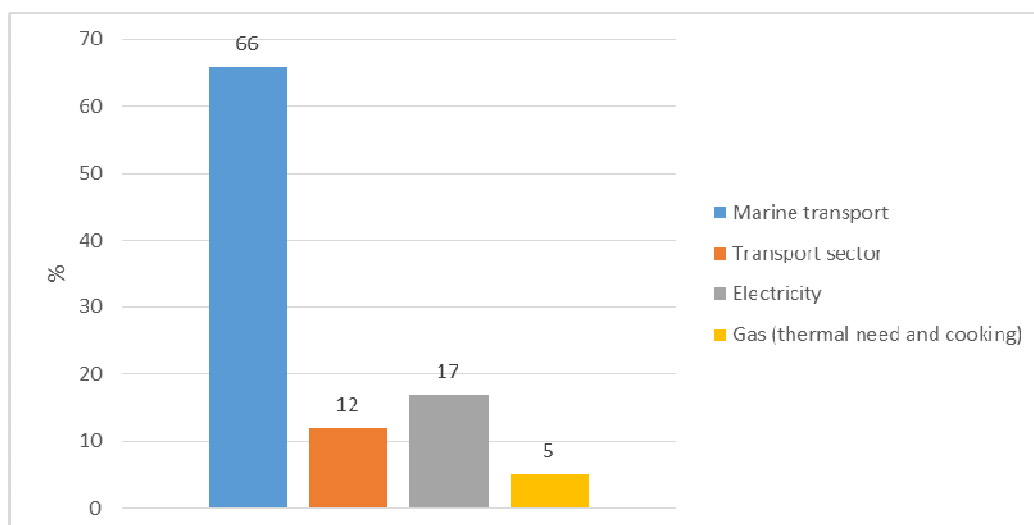


Figura 4.1. Quota relativa dei consumi finali per vettore energetico

Il settore dei trasporti marittimi assume la massima importanza con una quota relativa di circa il 66% dell'intera energia finale. Questo valore è dovuto a numerose ragioni: il settore della pesca, la pratica comune per gli abitanti di studiare/lavorare sulla terraferma (o viceversa) quindi determinando un numero elevato di viaggiatori pendolari. Inoltre, la gran parte della domanda di acqua potabile dell'isola è soddisfatta dalla trasporto marittimo e la quota primaria dei consumi energetici è strettamente legata ai flussi turistici estivi.

Gli altri due principali consumatori di energia utilizzati sono l'elettricità con il 17% e il settore dei trasporti che raggiunge il valore del 12% (rispettivamente contribuiscono al 40% e all'8% delle emissioni totali GHG), il restante 5% è imputabile al gas utilizzato per usi termici e domestici. È importante sottolineare che rinnovare il settore della produzione elettrica (oggi completamente dipendente da impianti *diesel*) e il settore dei trasporti pubblici potrà ottimizzare una quota rilevante dell'intera energia consumata. Nella Figura 4.2 viene mostrato il carico elettrico mensile.

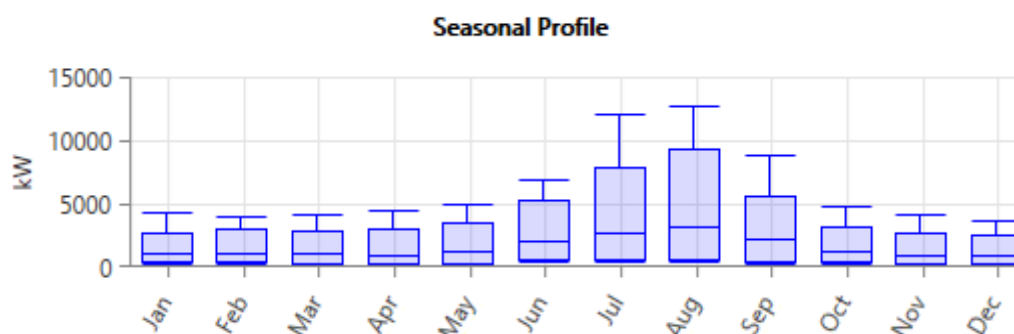


Figura 4.2. Carichi elettrici mensili

Il carico elettrico varia notevolmente durante l'anno. L'energia necessaria nei mesi estivi raggiunge un valore n.3 volte superiore ai mesi invernali. Il carico di picco avviene in agosto con un valore leggermente inferiore a 12 MW, mentre il carico più basso è durante le notti di novembre ed è di circa 200 kW.

Per quanto riguarda il settore dei trasporti, Favignana ha il più basso tasso di veicoli privati per persona (34.3%) di tutte le isole italiane e il più alto valore di spostamenti ciclo-pedonali (61.8%) [29]. Il trasporto pubblico è costituito da una flotta di n.8 autobus, suddivisi in n.3 percorsi che coprono circa 23 km con una distanza annuale percorsa di 186,298 km.

Favignana ha diversi serbatoi idrici sotterranei, sfruttati grazie a pozzi piezometrici distribuiti in tutta l'isola, di cui solo una piccola parte fornisce acqua potabile; motivo per cui Favignana non è autosufficiente per gli usi idrici, soprattutto durante l'estate. Pertanto, l'acqua deve essere consegnata all'isola attraverso un condotto sottomarino e integrato da cisterne trasportate via mare.

La gestione dei rifiuti rappresenta un problema rilevante per l'isola di Favignana, a causa dell'elevata vulnerabilità ambientale, dell'andamento fortemente stagionale di consumi e presenze, della discontinuità del trasporto marittimo a causa di condizioni meteorologiche e del relativamente piccolo territorio con un elevato valore economico e ambientale che rende difficile

applicare un efficiente soluzione. Attualmente esiste un servizio di riciclaggio che ha raggiunto un'efficienza del 35.5% nel 2010 [29], mentre i rifiuti non trattati sono interamente trasportati sulla terraferma.

Il prossimo passo attiene la valutazione del potenziale di FER dell'isola. La fonte solare è la risorsa con il miglior potenziale grazie a un'irraggiamento annuale orizzontale di 1,300 kWh/m² (Figura 4.3).

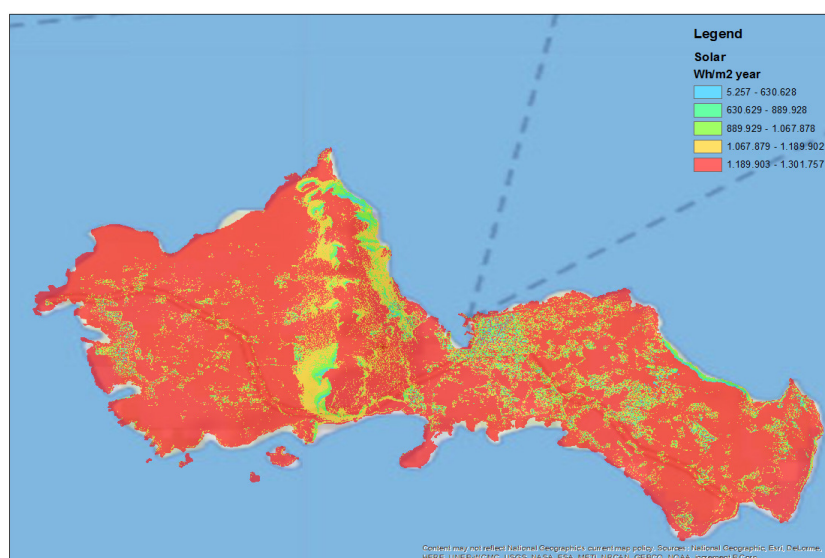


Figura 4.3. Radiazione solare (Isola di Favignana)

L'angolo di inclinazione ottimale per Favignana è di 33° mentre il miglior orientamento azimutale è quello meridionale.

La Figura 4.4 mostra, invece, la velocità media del vento a 25 m di altezza, con valori nell'intervallo di 6-7 m/s che rappresenta un buon potenziale energetico per l'isola.



Figura 4.4. Velocità media del vento a 25m di altezza (m/s). Fonte: [32]

Nonostante il buon potenziale del vento, come confermato all'interno del Piano Paesaggistico delle Isole Egadi [33], non è consentito installare turbine di generazione sia sulla terraferma (*on-shore*) sia in mare aperto (*off-shore*).

Le isole Egadi sono uno dei migliori siti italiani per la conversione dell'energia dal moto ondoso, in particolare la costa occidentale di Favignana registra un flusso di energia di 6.88 kW/m e un'energia annua per unità di lunghezza di 60.27 MWh/m [34].

L'isola presenta un basso potenziale per le risorse geotermiche, idriche e delle biomasse.

Con un'idea chiara del contesto, il passo successivo è quello di scegliere lo scenario da analizzare. È stato scelto di approfondire due settori specifici: la produzione di energia elettrica e il servizio di trasporto pubblico. Al fine di generare energia elettrica, sono state scelte le risorse solari (FV), trascurando il buon potenziale d'onda considerando le difficoltà legislative legate ai vincoli ambientali dell'Area marina protetta.

Pertanto, è stata analizzata l'integrazione dei sistemi fotovoltaici con una potenza totale di 900 kW_p (obiettivo già definito dal decreto ministeriale "Energia per le piccole isole" per il 2020 [29]).

Al fine di ridurre le emissioni di GHG nel settore dei trasporti e rinnovarla, è stata esaminata la sostituzione dell'attuale flotta di trasporto pubblico con i FCEV.

Il primo scenario da analizzare è stato il punto di riferimento in cui è stato considerato l'attuale mix di produzione. Nel secondo scenario studiati sistemi FV con una potenza complessiva di 900 kW_p e sistema di accumulo composto da batterie sono stati integrati nel sistema di base. Altri scenari furono poi studiati per considerare l'introduzione della flotta FCEV. Tutti gli scenari sono spiegati in dettaglio nel capitolo seguente.

4.2.2. Modellazione energetica HOMER

Per simulare l'inventario di progetto sono stati considerati i seguenti sistemi:

- Gruppo elettrogeno generico da 1,890 kW (x5)
- Gruppo elettrogeno generico da 1,290 kW (x2)
- Lastra piana FV generica da 170 kW_p

Non è stato considerato alcun recupero di calore; per il sistema fotovoltaico è stata considerata una riflessione a terra del 20%, un'inclinazione del pannello di 33° verso sud e gli effetti della temperatura sulla potenza.

Il sistema simulato in questo modo ha prodotto circa 14,084.79 MWh/anno rispetto a un carico elettrico annuale di 13,915 MWh/anno. C'è una piccola quantità di elettricità prodotta in eccesso di 156.38 MWh/anno pari all'1,1% dell'energia complessiva. La penetrazione FV nella rete elettrica locale è pari

all'1.9% con una produzione totale rinnovabile di 264.19 MWh/anno. Il consumo di gasolio è pari a 3,638,047 l/anno a cui sono associati 9,539 tonnellate di CO₂/anno di emissioni di anidride carbonica. Il consumo di carburante per il servizio di trasporto pubblico è di 33,533 l/anno e le emissioni di CO₂ sono di 87.93 tonnellate di CO₂/anno. Pertanto, la situazione attuale le emissioni complessive di CO₂ sono pari a 9,627 tonnellate di CO₂/anno.

Nel primo scenario, sono stati aggiunti sistemi fotovoltaici per complessivi 900 kW_p all'inventario di base unitamente a un set di batterie "Trojan 31 – AGM" con una dimensione di n.8 stringhe ottenendo così una tensione di 96 V.

I sistemi FV a 900 kW_p sono stati suddivisi in due impianti:

- Impianto fotovoltaico centrale 500 kW_p
- Sistema FV orientato a sud 400 kW_p

L'impianto fotovoltaico centrale rappresenta un progetto già proposto dalla utility energetica dell'isola [24]. L'altro sistema è costituito da FV installato sugli edifici residenziali, questi sistemi occuperebbero fino a 2,800 m² di coperture di edifici residenziali.

Nel secondo scenario è stata considerata la stessa quantità di FV, ma il sistema BES è stato sostituito da un sistema HES composto da un elettrolizzatore e da un serbatoio di idrogeno. Dopo aver individuato la quantità di idrogeno stoccato, il numero di autobus alimentati con idrogeno che possono essere introdotti e le emissioni di carbonio evitato sono state valutate.

Nel terzo scenario sono stati considerati entrambi i sistemi di stoccaggio, le cui dimensioni sono state progettate per essere in grado di coprire l'intero carico della flotta alimentata da HCNG e ridurre al minimo le eccedenze di

energia prodotte. In questo scenario l'intera flotta è stata sostituita e i sistemi FV installati sono stati incrementati considerando il valore massimo che è stato valutato in precedenza in questo studio. Questo ultimo scenario è stato studiato con e senza lo storage BES. Nella Tabella 4.1 è riportato un riepilogo degli scenari analizzati.

Tabella 4.1. Report degli scenari simulati

Tecnologia	Caso 1	Caso 2		Caso 3	
sottocaso	-	a	b	a	b
FV terziario [kW]	500	500		500	
FV residenziale [kW]	400	400		400	
FCEV	si	no	si	no	si
HCNG	no	si	no	si	no
BES	si	no		si	

In Figura 4.5 è riportato un layout schematico delle simulazioni effettuate.

Tabella 4.2. Input economici per i modelli HOMER

Tecnologia	Input economici			
	CAPEX [€/kW] or [€/kg]	Sostituzioni [€]	O&M [€/anno]/[€/h]	Ciclo di vita [anni]/[h]
Generatori diesel	0	250	0.01	25,000
FV terziario	800	800	8	15
FV residenziale	1000	1,000	10	15
Convertitori	400	350	-	10
Trojan 31 - AGM	300	300	10	10
Elettrolizzatori	1,000	500	50	10

In particolare per i generatori diesel non sono stati considerati costi di investimento poiché sono già installati e funzionanti. Per i sistemi fotovoltaici sono stati considerati due prezzi diversi per i sistemi residenziali e quelli commerciali a causa del prezzo più basso per kW_p a causa di un maggior numero di sistemi acquistati, lo stesso principio è stato applicato ai costi di sostituzione e O&M. I costi per l'O&M del convertitore sono stati considerati nei costi O&M del FV. I valori di costo iniziale e di sostituzione dell'elettrolizzatore usati sono spiegati dettagliatamente in [30].

4.3. Risultati

La Tabella 4.3 evidenzia I risultati della simulazione da un punto di vista tecnico-economico.

Tabella 4.3. Risultati della simulazione HOMER

Tecnologia	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
Trasporto pubblico	no	FCEV	HCNG	HCNG
Elettrolizzatore [kW]	-	90	90	50
Taglia batterie [kWh]	1,941	-	-	700
Costo energia LCOE [€/kWh]	0.257	0.261	0.261	0.257
Ritorno sugli investimenti ROI [%]	32.6	62.9	62.9	45.3
Eccesso elettricità [%]	0.0	0.7	0.7	0.3
Quota FER [%]	12.34	12.71	12.71	12.78
Idrogeno stoccato [kg/anno]	-	2,304	2,304	857
Carburante consumato [l]	3,244,077	3,297,157	3,297,157	3,245,245
emissioni hysys CO ₂ [ton/anno]	8,506.7	8,645.9	8,645.9	8,509.8
emissioni totali CO ₂ [ton/anno]	8,594.63	8,720.77	8,716.76	8,580.66

Nel primo scenario non viene prodotto idrogeno e quindi, per valutare le emissioni complessive di biossido di carbonio, il contributo della flotta di autobus deve essere contabilizzato. È stato assunto un consumo specifico di diesel di 0.177 l/km [14]. Il consumo di carburante per il servizio di trasporto pubblico è di 33,533 l/anno e le emissioni di CO₂ sono di 87.93 tonnellate di CO₂/anno. Pertanto, le emissioni complessive di biossido di carbonio sono pari a circa 8,595 tonnellate di CO₂/anno con un risparmio di carbonio di 1,032 tonnellate di CO₂/anno rispetto all'attuale sistema.

Nel secondo scenario, il sistema BES è sostituito da un HES. In questo caso, la produzione annua di idrogeno è pari a 2,304 kg/anno e può essere

utilizzata per l'alimentazione di FCEV o bus alimentati a HCNG. Di conseguenza, è stata indagata la possibilità di sostituire la flotta attuale con veicoli diversi alimentati con nuovi combustibili rispettosi dell'ambiente. Dai dati emerge che solo n.1 bus può essere trasformato in un FCEV a causa della disponibilità annuale dell'idrogeno. Il risparmio di carbonio associato a questo intervento è pari a 12.16 tonnellate di CO₂/anno. Questo implica che tutto l'eccesso di elettricità viene utilizzato per un'applicazione *power-to-gas* che unisce il sistema elettrico comunale con una piccola frazione del trasporto pubblico.

Al contrario, se l'opzione di autobus alimentata con HCNG è implementata, le emissioni di carbonio sono solo 70,86 ton CO₂/anno. In tal modo l'intera flotta può essere sostituita; inoltre, potrebbe essere aumentato di tre volte migliorando la qualità del servizio. Un'altra occasione sarebbe quella di sfruttare il contenuto energetico inutilizzato di idrogeno per coprire la necessità termica con un dumper.

Nel terzo scenario, i due sistemi di storage vengono utilizzati contemporaneamente. In particolare, il sistema di elettrolisi è stato dimensionato per coprire l'intero carico di trasporto pubblico utilizzando bus HCNG, per cui la BES è stata progettata per ridurre l'elettricità in eccesso, aumentando così lo sfruttamento da FER e riducendo al minimo il consumo di carburante e le emissioni di CO₂. L'idrogeno prodotto con questo sistema ibrido ammonta a 857 kg/anno, questa quantità può fornire il carico complessivo del servizio di trasporto municipale, generando un risparmio di carbonio di 17.36 tonnellate di CO₂/anno. Le emissioni totali di CO₂ in questo scenario sono 8,580 tonnellate di CO₂/anno, il minimo valore di tutti gli scenari analizzati. Questo intervento porta ad un risparmio di carbonio di 1,046.36 tonnellate di CO₂/anno connesse alla quota di elevata di penetrazione delle FER.

4.4. Conclusioni

In accordo con il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, è stata indagata l'integrazione di ulteriori moduli FV nel mix energetico dell'isola di Favignana. In dettaglio, è stata condotta un'analisi GIS per valutare il potenziale di FER disponibili. Inoltre, con il software HOMER sono stati simulati cinque diversi scenari energetici in modo da gestire l'inizio dell'eccesso di elettricità e ridurre anche le emissioni di anidride carbonica. Così facendo, l'integrazione del sistema elettrico con quello del trasporto comunale potrà essere una valida opzione per attuare una efficace strategia di stoccaggio dell'energia.

I principali risultati di questo progetto di ricerca possono essere sintetizzati come segue:

Dall'analisi dell'esigenza energetica dell'isola emerge che il consumo di energia più elevato è legato al settore dei trasporti marittimi (cioè circa il 66%). Ciò è dovuto al settore della pesca, al pendolarismo, al trasporto dell'acqua e delle merci, alla gestione dei rifiuti e ai flussi turistici. Gli altri due principali consumatori di energia finale sono il settore elettrico con il 17% e il settore dei trasporti terrestri che raggiunge il valore del 12%.

L'analisi GIS dimostra che uno sfruttamento più ampio dell'energia solare è l'opzione più idonea nel breve-medio periodo. Poiché l'irraggiamento solare annuo è di 1,300 kWh/m², tutte le aree dell'isola possono essere utilizzate per l'installazione di grandi impianti fotovoltaici. Infatti, anche se la velocità media del vento è pari a 6-7 m/s e l'area è compatibile con l'installazione di piccole centrali eoliche, tale soluzione non è consentita a causa dei vincoli ambientali e paesaggistici richiesti per le normative vigenti in Italia.

Utilizzando un sistema BES per gestire l'eccesso di elettricità derivante dall'installazione di *array* FV per 900 kW_p, si può ottenere una riduzione del

10.72% di anidride carbonica e un LCOE di 0.257 €/kWh. In questo caso, il trasporto pubblico terrestre non è stato rinnovato.

Sostituendo il sistema BES con un HES, si può produrre fino a 2,304 kg/anno di idrogeno da fonte rinnovabile. I veicoli FCEV e HCNG sono stati considerati potenziali opzioni per il rinnovamento della mobilità pubblica locale. Dai risultati di simulazione, la soluzione dei veicoli alimentati con HCNG raggiunge le migliori prestazioni ambientali (ossia 9.45%).

Il sistema di stoccaggio energetico ibrido comprendente sia le batterie che l'elettrolizzatore sono il modo migliore per gestire l'eccesso di elettricità che porta ad un valore di riduzione di carbonio del 10.87% e ad un LCOE pari allo scenario BES (cioè 0.257 €/kWh).

Tutte queste considerazioni permettono di affermare che un sistema di accumulo ibrido con batterie ed elettrolisi è l'opzione più utilizzabile per gestire l'eccesso di elettricità e per incidere sulla decarbonizzazione del settore dei trasporti. È da notare che questi risultati sono strettamente legati ad un valore limitato della quota di FER del 12.8% circa. Per questo motivo, l'ulteriore sviluppo del presente progetto di ricerca consisterà in un'indagine approfondita sulla sostenibilità economica e ambientale, quando sarà attuata una quota più elevata di FER.

On the path to energy independence: hybrid energy systems evaluation towards Favignana smart energy island

D. Astiaso Garcia, S. Berghi, D. Groppi and G. Lo Basso

*Department of Astronautical Electrical and Energy Engineering (DIAEE)
Sapienza University of Rome*

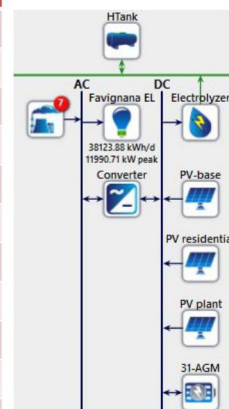
Special Session 11 | Power-To-What (Gas, Heat, Vehicle, etc.) solution and their integration at different scales to decarbonize the energy systems

D. Astiaso Garcia et al., On the path to energy independence: hybrid energy systems evaluation towards Favignana smart energy island



Results

Quantity	Case 5	Unit
Electrolyser size	50	kW
Hydrogen saved	857	kg/y
Battery size	700	kWh
LCOE	0.257	€/kWh
Return on investment	45.3	%
Excess electricity	0.3	%
RES share	12.78	%
Diesel consumption	3245245	l/y
HySys emissions	8509.8	tonCO ₂ /y
Transport emissions	70.86	tonCO ₂ /y
Overall emissions	8,580	tonCO ₂ /y
Carbon avoidance	1046	tonCO ₂ /y



Special Session 11 | Power-To-What (Gas, Heat, Vehicle, etc.) solution and their integration at different scales to decarbonize the energy systems

4.5. Bibliografia

- [1] Kuang, Y. et al., A review of renewable energy utilization in islands, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, pp 504-513, 2016.
- [2] Gils, H. C. and Simon, S., Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands, *Applied Energy*, Vol. 188, pp 342-355, 2017.
- [3] Khoodaruth, A. et al., Exploring options for a 100% renewable energy system in Mauritius by 2050, *Utilities Policy*, Vol. 44, pp 38-49, 2017.
- [4] Beccali, M. et al., Characterization of a small Mediterranean island end-users' electricity consumption: The case of Lampedusa, *Sustainable Cities and Society*, Vol. 35, pp 1-12, 2017.
- [5] Palone, F. et al., Replacing diesel generators with hybrid renewable power plants: Giannutri Smart Island project, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.
- [6] Palone, F. et al., Replacing diesel generators with hybrid renewable power plants: Giglio Smart Island project, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.
- [7] Beccali, M. et al., Assessing the feasibility of cogeneration retrofit and district heating/cooling networks in small Italian islands, *Energy*, pp 1-15, 2017.
- [8] de Santoli, L et al., Building integrated bioenergy production (BIBP): Economic sustainability analysis of bari airport CHP (combined heat and power) upgrade fueled with bioenergy from short chain, *Renewable Energy*, 81 pp, 499-508, 2015. doi:10.1016/j.renene.2015.03.057

[9] Piras, G. et al., *The use of local materials for low-energy service buildings in touristic island*, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.

[10] Calise, F. et al., *A novel renewable polygeneration systema for a small Mediterranean volcanic island for the combined production of energy and water: Dynamic simulation and economic assessment*, *Applied Energy*, Vol. 135, pp 675-693, 2014.

[11] Colmenar-Santos, A. et al., *Estimating the benefits of vehicle-to-home in islands: The case of the Canary Islands*, *Energy*, Vol. 134, pp 311-322, 2017.

[12] Bruschi, D. and Berghi, S., *Local energy planning: potential and perspective of transport sector in Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of four small Italian islands*, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.

[13] Shekhar Das, H. et al., *Fuel cell hybrid electric vehicles: A review on power conditioning units and topologies*, *Ren. and Sust. Energy Rev.*, Vol. 76, pp 268-291, 2017.

[14] OECD/IEA, *Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells*, *IEA Publishing*, 2015.

[15] Hatch, C. et al., *Economic analysis of hydrogen production from wastewater and wood for municipal bus system*, *Int. J. of Hydrogen Energy*, Vol. 38, pp 16002-16010, 2013.

[16] Ferraro, M. et al., *Electrochemical energy storage mitigating impact of electric vehicle on the electric grid: two Italian case studies*, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.

- [17] Sergi, F. et al., Development and realization of a hydrogen range extender hybrid city bus, *J. of Power Sources*, Vol. 250, pp 286-295, 2014.
- [18] Castellani, B. et al., Experimental Investigation on CO₂ Methanation Process for Solar Energy Storage Compared to CO₂-Based Methanol Synthesis, *Energies*, 10, 855, 2017.
- [19] Nastasi, B. and Di Matteo, U. Solar energy technologies in Sustainable Energy Action Plans of Italian big cities, *Energy Procedia* 2016 101:1064-1071. <http://doi.dx.org/10.1016/j.egypro.2016.11.136>
- [20] Nadaleti, W.C. et al., Methane–hydrogen fuel blends for SI engines in Brazilian public transport: Potential supply and environmental issues, *Int. J. of Hydrogen Energy*, Vol. 42, pp 12615-12628, 2017.
- [21] De Santoli, L. et al., Energy and system renovation plan for Galleria Borghese, Rome, *Energy Build.*, 129, pp 549-562, 2016.
- [22] Nastasi, B. and Di Matteo U., Innovative use of Hydrogen in energy retrofitting of listed buildings, *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 435-441, 2017.
- [23] Bruschi, D. et al., Common methodology for RES assessment and mapping on the Mediterranean islands, PRISMI deliverable 3.1.1, 2017.
- [24] Jamalaiah, A. et al., Optimization and operation of a renewable energy based pv-fc-microgrid using homer, *Inventive Communication and Computational Tech. (ICICCT)*, 2017 Int. Co., Milan Italy, 2017.
- [25] Pfeifer, A. et al., Building smart energy systems on Croatian Islands by increasing integration of renewable energy sources and electric vehicles, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.
- [26] Ma, T. et al., A feasibility study of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island, *Applied Energy*, Vol. 121, pp 149-158, 2014.

[27] Turkyay, B.E. and Telli, A.Y., Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp 1931-1943, 2011.

[28] NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER data,
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi>

[29] Guastella, S. and Ernandes, M., Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), 2017.

[30] De Santoli, L. et al., A small scale H₂NG production plant in Italy: Techno-economic feasibility analysis and costs associated with carbon avoidance, *Int. J. of Hydrogen Energy*, Vol. 39, pp 6497-6517, 2014.

[31] Iuppa, C. et al., Investigation of suitable sites for wave energy converters around Sicily (Italy), *Ocean Science*, Vol. 11, pp 543-557, 2015.

[32] Interactive eolic atlas, ATLAEOLICO,
<http://atlanteeolico.rse-web.it/>

[33] Approvazione del piano paesaggistico delle isole Egadi, *Gazzetta ufficiale della regione siciliana*, 2013.

[34] Worldwide inflation data,
<http://it.inflation.eu/tassi-di-inflazione/italia/inflazione-storica/cpi-inflazione-italia-2017.aspx>

5. Pianificazione energetica a scala metropolitana: potenziale e prospettive dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di tre città italiane⁹

Abstract

Oggi, in Europa sebbene la crisi economico-finanziaria ha implicato una forte contrazione dei PIL nazionali, si è consolidata una forte richiesta di risorse energetiche secondo criteri di compatibilità ambientale. Le realtà urbane (sistema policentrico metropolitano) rappresentano il fulcro di questa domanda e richiedono nuovi strumenti e strategie di pianificazione. I più recenti programmi di ricerca (Horizon 2020) e documenti strategici comunitari (Energy Union Package) stanno accompagnando la transizione verso un nuovo modello di sistema urbano sostenibile e integrato.

La riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente e, al contempo, nuove aree di espansione urbana implicano nuove relazioni tra siti di produzione energetica e punti di consumo. In modo particolare, nuovi impianti di produzione non convenzionali associati al boom della produzione da Fonti rinnovabili non sono adeguatamente considerati dalle attuali governance alla scala urbana. Gli strumenti di pianificazione energetica di scala

⁹ Questa sezione è stata elaborata sulla base della seguente pubblicazione: Berghi S, "Energy planning for metropolitan context: potential and perspectives of Sustainable energy action plans (SEAPs) of three Italian big cities", Energy Procedia, vol.101, pp.1072-8, 2016.

urbana e regionale possono rappresentare strumenti efficaci per guidare la transizione energetica verso un modello innovativo orientato alle risorse territoriali. Sulla linea di queste attività, il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile rappresenta la strategia maggiormente diffusa e capillare anche grazie alla sua natura di strumento volontario.

Questo capitolo approfondisce le opportunità relative a una nuova pianificazione delle infrastrutture energetiche alla scala metropolitana capaci di interpretare opportunamente le nuove città poli-centriche secondo i criteri della generazione distribuita. Perciò i nuovi network macro-urbani non costituiscono un semplice ampliamento delle reti esistenti ma devono essere progettati secondo la logica della bi-univocità collegando isole e sotto-sistemi che sono al tempo stesso punti di produzione e di consumo.

La sezione analizza i PAES di tre differenti grandi città italiane per identificare e confrontare nuove strategie di pianificazione energetica che ne consentano una maggiore efficacia operativa. L'Italia è il paese maggiormente rappresentato nell'ambito dell'iniziativa del Patto dei Sindaci e l'insieme dei suoi SEAP rappresenta una realtà di interesse per la letteratura di ricerca. L'esito dell'analisi sviluppata è una piattaforma strutturale di supporto alla pianificazione energetica dei sistemi metropolitani italiani. L'integrazione delle Fonti rinnovabili è una chiara implicazione delle policy comunitarie ma, allo stesso tempo, rappresenta l'opportunità per un nuovo assetto complessivo dei modelli energetici locali.

Keywords: PAES; FER; Città metropolitana; Generazione distribuita; Pianificazione energetica.

5.1. Introduzione

Nonostante la crisi economica europea e il relativo calo di GDP il consumo delle risorse territoriali (energetiche, ambientali, culturali e sociali, climatici) è in continuo aumento. I contesti urbani sono il centro propulsore di questa domanda di consumo e alimentano di conseguenza di nuovi strumenti di pianificazione, in modo particolare per quanto riguarda la transizione verso scenari futuri [1]. I più recenti programmi di ricerca (Horizon e i documenti strategici comunitari quali l'Energy Union Package) si confrontano con la sfida di nuovi modelli energetici per la città. Linee di ricerca recenti hanno analizzato il ruolo dei programmi di efficienza energetica a scala locale [2] unitamente a strumenti per lo sfruttamento di Fonti rinnovabili (RES) più capillare [3].

I contesti metropolitani svolgono un ruolo chiave a causa della loro estensione e della concentrazione dei punti di prelievo e di produzione energetica. In questa direzione, vengono oggi approfonditi in letteratura scenari con elevati livelli di penetrazione delle fonti rinnovabili a livello macro-urbano e i risultati ottenuti sono adatti per essere scalati e supportare *framework* di livello nazionale/macro-regionale [4,5]. Le tecnologie più promettenti, come l'energia eolica, potrebbero contribuire in gran parte a raggiungere livelli di sostenibilità, ma gli interventi necessari per migliorare le prestazioni della turbina eolica come gli statori [5] e le questioni ambientali legate alla grande scala come gli effetti sulla migrazione degli uccelli [6] richiedono una pianificazione energetica dedicata. Inoltre, una nuova attenzione al benessere umano nell'ambiente costruito (patrimonio edilizio) richiede di individuare e testare nuovi indicatori prestazionali per assicurare livelli adeguati del comfort termico esterno in condizioni specifiche [7], della prestazione energetica dell'edificio [8] e dell'impatto degli edifici sulle infrastrutture energetiche urbane [9].

Le politiche urbane convenzionali non sono in grado di rispondere a queste questioni pluridisciplinari, in quanto la loro complessità deriva da nuove esigenze e ambiti tematici: l'integrazione economicamente sostenibile delle energie rinnovabili alla scala di edificio [10], la conservazione del patrimonio culturale e il restauro utilizzando materiali naturali ad alte prestazioni [11], anche simulando i danni provenienti dall'inquinamento ambientale [12], la de-carbonizzazione degli patrimonio edilizio esistente mediante tecnologie avanzate [13], anche nel settore degli edifici di interesse storico-artistico, non più esclusi per interventi mirati di miglioramento prestazionale [14].

Le infrastrutture energetiche non sono menzionate direttamente negli strumenti di pianificazione urbana. Quindi, solo di recente, l'iniziativa volontaria del Patto dei Sindaci rappresenta il primo tentativo di ampio respiro di colmare questa lacuna negli strumenti di pianificazione.

L'Energy Union Package, le strategie nazionali in materia di energia, i Piani Energetici e Ambientali Regionali sono documenti di livello troppo generale per regolare e guidare la transizione energetica locale nei contesti metropolitani. Il Patto dei Sindaci raccoglie più di 5.000 membri firmatari. Ognuno di essi per partecipare al network, deve aver progettato il cosiddetto Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), che consiste in un inventario di tutte le emissioni che avvengono sul territorio c.d. *Baseline Emission Inventory* (BEI), dalla strategia complessiva e dalle azioni e misure da intraprendere.

L'inventario BEI prende in considerazione il consumo, la produzione e le emissioni nel contesto comunale, in un anno di riferimento scelto. A partire da questo status, la municipalità elabora come raggiungere gli obiettivi UE 20-20-20 e, ove possibile, come raggiungere risultati più ambiziosi. Alla fine del 2015, un nuovo aspetto è entrato a far parte di questo processo: la strategia di

adattamento climatica. Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) prevede misure di adattamento e mitigazione per far fronte ai cambiamenti climatici e ai successivi disastri di rischio. Ad esempio, il programma d'emergenza potrebbe essere decisivo per rendere una città pronta per l'emergenza e la sua gestione [15].

La strategia si basa su tre pilastri: efficienza energetica (EE), sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e riduzione delle emissioni di gas a effetto serra misurata in emissioni equivalenti di anidride carbonica (CO₂).

Questo studio indirizza la predisposizione di una piattaforma strutturale in grado di gestire il contesto metropolitano armonizzando la scala comunale, cioè le città e i loro PAES attraverso programmi, monitoraggi, e azioni specifiche. La piattaforma di cui sopra parte dall'analisi del contesto italiano poiché la metà dei SEAP presentati in Europa sono proposti da municipalità italiane.

Sono stati identificati tre ambiti metropolitani di interesse: Milano, Palermo e Roma. Questi contesti contengono e rappresentano tutti i principali caratteri della *governance* urbana in Italia e delle rispettive realtà amministrative regionali: la Lombardia, la Sicilia e il Lazio.

5.2. Metodologia

La morfologia urbana, le condizioni climatiche e la struttura economica influenzano l'inventario delle emissioni (BEI) di ogni città. L'anno di riferimento e il relativo scenario sono illustrati in Tabella 5.1 insieme all'obiettivo di riduzione stimato al 2020.

Tabella 5.1. Target al 2020 delle emissioni di CO₂ equivalente complessivi (kt di CO₂/anno).

Città	Anno di riferimento	Emissioni complessive (kt CO ₂)	Target emission al 2020 (kt CO ₂)
Milano [16]	2005	7,418	1,484
Palermo [17]	1990	1,864	400
Roma [18]	2003	10,999	2,200

Ogni Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile è stato analizzato in termini di mix di misure per raggiungere l'obiettivo minimo fissato dagli standard UE 20-20-20, ossia: aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20%, riduzione del consumo di energia e delle emissioni clima alteranti associate di una quota del 20% e miglioramento delle emissioni del settore del trasporto del 20%.

Le azioni relative alle fonti energetiche rinnovabili (FER) sono state analizzate in termini di fattore di scala, vale a dire al livello di edificio, la scala di quartiere e scala metropolitana, nonché in termini di soluzione tecnologica, vale a dire solare termico (ST), fotovoltaico (FV), bioenergie, pompa di calore e altri.

Questa analisi preliminare è il primo passo per pianificare una metodologia specifica per attuare una nuova varietà di PAES adeguata alla scala metropolitana che armonizzi attraverso una linea-guida per la corretta

integrazione tra i diversi PAES che ciascuna area metropolitana include al suo interno.

Su queste basi, il primo passo metodologico è l'analisi dei PAES di Milano, Palermo e Roma. In questo contesto sono stati evidenziati gli obiettivi fissati dai PAES fino al 2020. Nella Tabella 5.2 sono stati segnalati specifici obiettivi di riduzione previsti da ciascuna città, concentrandosi sui seguenti settori: Efficienza energetica (EE) dei settori pubblici e privati, FER, illuminazione stradale, sistema dei trasporti e ciclo dei rifiuti.

Tabella 5.2. Target al 2020 delle emissioni di CO₂ equivalente per tipo di intervento (kt di CO₂/anno).

Città	FER	EE (pubblico)	EE (privato)	Illuminaz. stradale	Trasporti	Rifiuti	Totale
Milano [16]	121	64	816	55	368	60	1,484
Palermo [17]	15.2	9	134	1.8	240	-	400
Roma [18]	520	90	760	30	720	-	2,120

Il PAES di Milano [16], attualmente in fase di approvazione, prevede una riduzione complessiva di 1.484 kt di CO₂ nel 2020 (anno di riferimento: 2005) e si concentra sul supporto all'EE negli edifici privati (consumi finali commerciali e residenziali) con una quota di 816 kt di CO₂ che rappresenta il 55% del totale (Tabella 5.3). Il settore dei trasporti segue con 368 kt di CO₂ e una quota del 24,8%, poi in ordine decrescente le misure previste per le FER, l'EE negli edifici pubblici, i rifiuti (con una quota rilevante del 4,0%) e l'illuminazione stradale all'ultimo posto.

A Palermo la preparazione del PAES risale al 2013 e si riferisce ai valori di emissione del 1990 stimati a 1.864 kt di CO₂ [17]. Il settore principale di intervento è il trasporto, con una quota di 240 kt di CO₂, che rappresenta il 60%

del totale e interessa sia le società pubbliche che gli stakeholder privati del settore (Tabella 5.2). L'EE per il comparto edilizio privato è il secondo ambito con una quota del 33,6% e 134 kt di CO₂, mentre FER, EE negli edifici pubblici e l'illuminazione stradale hanno quote minoritarie (assente il settore dei rifiuti).

La strategia sviluppata nel PAES di Roma si riferisce alle emissioni nel 2003 pari a 10.999 kt di CO₂ e è stata definita nel 2013 [18]. I risparmi attesi, pari a circa 2.200 kt di CO₂, riguardano principalmente l'EE negli edifici privati (settore residenziale e terziario) con una quota del 35,8% e il trasporto con una quota del 34% (che rappresentano insieme il 70% del totale). Seguono la pianificazione delle FER (comprese le misure alla scala di edificio e alla scala di quartiere) con una quota di 520 kt CO₂ (quota del 24,5%), l'EE negli edifici pubblici e l'illuminazione stradale (assente anche in questo caso il ciclo dei rifiuti).

Tabella 5.3. Target al 2020 delle emissioni di CO₂ equivalente per tipo di intervento (percentuale di CO₂/anno).

City	RES	EE (pubblico)	EE (privato)	Illuminaz. stradale	Trasporti	Rifiuti	Totale
Milano [16]	8.2	4.3	55.0	3.7	24.8	4.0	100
Palermo [17]	3.8	2.2	33.6	0.4	60.0	-	100
Roma [18]	24.5	4.3	35.8	1.4	34.0	-	100

I tre differenti PAES presi in considerazione presentano caratteristiche comuni: due PAES su tre (Milano e Roma) concentrano lo sforzo maggiore su interventi di EE nel settore privato (maggiormente residenziale, poi terziario e industriale) a causa della difficoltà di sostenere finanziariamente gli investimenti pubblici (l'EE del settore pubblico è al quarto posto con valori mediamente contenuti in tutti i 3 PAES considerati). Il secondo ambito di

investimento rimane generalmente quello dei trasporti (al secondo posto a Roma e Milano) mentre la penetrazione delle RES si attesta al terzo posto con *share* variabili nelle diverse città (Tabella 5.3).

Milano dedica attenzione particolare al ciclo dei rifiuti (completamente assente negli altri PAES) con una quota significativa di 60 kt di CO₂ e all'illuminazione stradale con interventi tuttora in corso di realizzazione [16]. Palermo, invece, mette al primo posto la mobilità, con un disimpegno significativo dalle FER, con una quota di soli 15.2 kton CO₂ (in particolare FV e Solare termico) nonostante le favorevoli caratteristiche climatiche e geografiche (Tabella 5.2). Roma ha una strategia più bilanciata degli altri tra FER, EE (edilizia privata) e trasporti e riserva una quota consistente soprattutto alle FER (sia a livello di edificio che a scala di quartiere) con 520 kton di CO₂ di risparmio previsto.

Il passaggio successivo della metodologia riguarda la stima delle azioni previste all'interno dei PAES che riguardano la implementazione e diffusione delle FER a scala territoriale. I dati raccolti sono organizzati secondo le diverse fonti analizzate (FV, Solare termico, Pompe di calore e Bio-energie), le tipologie di azione previste (dirette, indirette) e le dimensioni di scala (edificio, quartiere, città).

Le Azioni previste nelle schede azioni di piano [16] del PAES di Milano interessano la realizzazione di nuovi impianti FV e Solare termico esclusivamente con misure indirette (riduzione sugli oneri concessionari e riconoscimento di premi di superficie aggiuntivi) già previste dagli strumenti dell'urbanistica tradizionale (il PAES ne recepisce soltanto gli effetti). Attenzione particolare è dedicata alle pompe di calore attraverso azioni specifiche e progetti sperimentali già avviati su acquedotti, depuratori e rete di

teleriscaldamento (tessuto industriale tipico di Milano e interventi di scala di quartiere), inoltre è prevista una quota di produzione di Bio-gas da rifiuti urbani (Tabella 5.4).

A Palermo le azioni si concentrano esclusivamente su FV e Solare termico con interventi diretti (relativi alle installazioni sul patrimonio edilizio pubblico) e interventi indiretti di sostegno all'iniziativa privata (ristrutturazione e riqualificazione energetica alla scala edilizia) già previsti dal vigente Regolamento edilizio (riduzioni sugli oneri concessori). Per quanto riguarda le bio-energie e le pompe di calore non sono previste azioni specifiche all'interno del PAES.

Nella sezione "Azioni per le fonti energetiche rinnovabili" del PAES di Roma sono previsti interventi rilevanti su tutte le tipologie di rinnovabili maggiormente diffuse (fatta eccezione per la tecnologia delle pompe di calore) sia per il comparto privato (azioni di sostegno per l'installazione di impianti FV) sia per quello pubblico (interventi dedicati all'edilizia pubblica per il FV e specifici per l'edilizia scolastica per il Solare termico). Ci sono inoltre importanti azioni nel campo delle bio-energie a scala di quartiere: produzione di biomassa dagli scarti delle lavorazioni agricole e biocarburanti connessi agli interventi per l'EE (impianti di cogenerazione negli ospedali), nuove reti di teleriscaldamento e sistemi per la generazione distribuita all'interno di azioni per la riqualificazione a scala di quartiere (Tabella 5.4).

Tabella 5.4. Misure e azioni previste nei PAES (FER).

FER	Milano [16]	Palermo [17]	Roma [18]
FV	Riduzioni sugli oneri concessori (nuovi interventi e riqualificazioni) Premi di superficie (nuovi interventi e riqualificazioni)	Riduzioni sugli oneri concessori (nuovi interventi e riqualificazioni) Patrimonio edilizio pubblico	Generazione distribuita (nuovi interventi e riqualificazioni) Patrimonio edilizio pubblico Edilizia residenziale (supporto tecnico)
ST	Riduzioni sugli oneri concessori (nuovi interventi e riqualificazioni) Premi di superficie (nuovi interventi e riqualificazioni)	Riduzioni sugli oneri concessori (nuovi interventi e riqualificazioni) Patrimonio edilizio pubblico	Scuole e Asili comunali
Pompe di calore	Riduzioni sugli oneri concessori (nuovi interventi e riqualificazioni) Premi di superficie (nuovi interventi e riqualificazioni) Impianti di depurazione Acquedotti Tele-riscaldamento	-	-
Bio-gas	Rifiuti (organici)	-	-
Bio-masse	-	-	Rifiuti agricoli
Bio-carburanti	-	-	Tele-riscaldamento Cogenerazione (ospedali) Generazione distribuita (nuovi interventi e riqualificazioni)

Le principali affinità tra i diversi PAES riguardano il FV e il ST, previsti in tutti i casi analizzati e impiegati sia nel pubblico (caratterizzato da investimenti leggeri, progetto a breve termine e focus specifici nell'ambito dell'edilizia scolastica e degli asili) che nel settore edilizio privato (promozione attraverso

incentivi fiscali, supporto indiretto e focus sul comparto edilizio residenziale). A causa della crisi economica in corso, del deficit pubblico e della contrazione degli incentivi nazionali sulle FER, le amministrazioni puntano sulle capacità del settore privato attraverso agevolazioni fiscali e premi edificatori (entrambi già previsti dai vari Regolamenti edilizi e Piani regolatori vigenti).

D'altra parte il PAES di Milano concentra la sua attenzione su progetti legati alle pompe di calore combinate ad acquedotti e depuratori (fonti fredde) e allo sviluppo del tele-riscaldamento, a causa del tessuto tradizionalmente industriale del suo territorio (interrelazione tra reti a scala di quartiere e impianti dei singoli edifici perlopiù residenziali). Palermo rappresenta la realtà meno dinamica riguardo allo sviluppo delle FER e prevede modeste azioni solo nella direzione di FV e ST per ragioni esclusivamente climatiche (solo a scala di building). Roma è la sola a correlare lo sviluppo del FV alla costruzione di una generazione distribuita (per gli interventi di riqualificazione e di nuova espansione a scala di quartiere), inoltre focalizza l'attenzione sulle bio-energie da rifiuti agricoli (Roma è il comune agricolo più grande d'Europa) e sui bio-carburanti (per alimentare nuovi quartieri con reti di tele-riscaldamento e impianti di cogenerazione ospedalieri) in una prospettiva metropolitana.

5.3. Risultati

I risultati ottenuti, analizzando le azioni dei differenti PAES di Milano, Palermo e Roma, per quanto riguarda lo sviluppo delle FER (tipologie, classi dimensionali d'intervento, campi di applicazione) hanno permesso di realizzare una piattaforma di lavoro. Questo nuovo strumento si propone come matrice per un PAES sperimentale per la Città metropolitana, una sorta di coordinatore intercomunale che sostiene i differenti PAES integrandoli secondo tre fasi progressive. La piattaforma integra elementi e dati dei diversi PAES municipali fissando gerarchie e relazioni (Figura 5.1). La struttura si compone di tre database dinamici (database potenziale, pianificatorio e di scenario) che corrispondono ai tre elementi strutturali dei SEAP (inventari, misure ed azioni), come meglio precisato in seguito:

Database potenziale (raccolge gli inventari dei PAES): i BEI di ciascun PAES vengono standardizzati e trasferiti all'interno di un *inventory* metropolitano geo-referenziato e interattivo (*Geographical information system* GIS). Quindi vengono inseriti anche i dati relativi a tutti le FER locali sia disponibili che già sfruttate, considerando gli impianti installati, i dati morfologici, i modelli climatici (influenza dei cambiamenti climatici) e i dati economici (provenienti da fonti nazionali ed europee). Il quadro complessivo ottenuto consente di stimare il potenziale metropolitano netto di FER per valorizzarlo in modo appropriato, per potenziare la conoscenza dei comuni e fornire elementi utili per la elaborazione di statistiche a livello regionale;

Database pianificatorio (confronta le misure di ciascun PAES): a partire dalla struttura del database potenziale, ciascun Comune inserisce le misure fissate nel suo PAES in base agli obiettivi di risparmio delle emissioni e alle direttive locali (in accordo con la natura partecipativa e volontaria

dell'iniziativa del Patto dei Sindaci). Inoltre, il PAES metropolitano recepisce le informazioni di base di pianificazione e le indicazioni sulle FER di Piano Energetico e Ambientale Regionale, degli obiettivi nazionali e di tutte i vincoli territoriali esistenti in materia di paesaggio, idrogeologia e consumo di suolo. I dati vengono elaborati, ogni misura di ciascun PAES municipale riceve un punteggio di merito e tutti i passaggi critici vengono evidenziati. In questa fase la Città metropolitana, secondo il principio di sussidiarietà, sceglie le misure più efficaci dedicate alle FER in ogni PAES municipale e prevede ulteriori modalità di sostegno sia a livello tecnico che economico-finanziario.

Database di scenario (integra le azioni di ciascun PAES): elaborata sulla base della base del database di pianificazione, il database di scenario coinvolge tutte le azioni specifiche previste da ciascun PAES municipale. Le varie azioni indicano, secondo un modello standardizzato, i tempi, le diverse responsabilità degli attori coinvolti, il budget assegnato e le misure di monitoraggio sul corretto sfruttamento delle FER. All'interno di questo contesto le azioni, attraverso processi di *feedback*, vengono validate e armonizzate creando sinergie di scala, ottimizzando i costi e i tempi di esecuzione e aprendo la possibilità di avviare attività intercomunali (Figura 5.1).

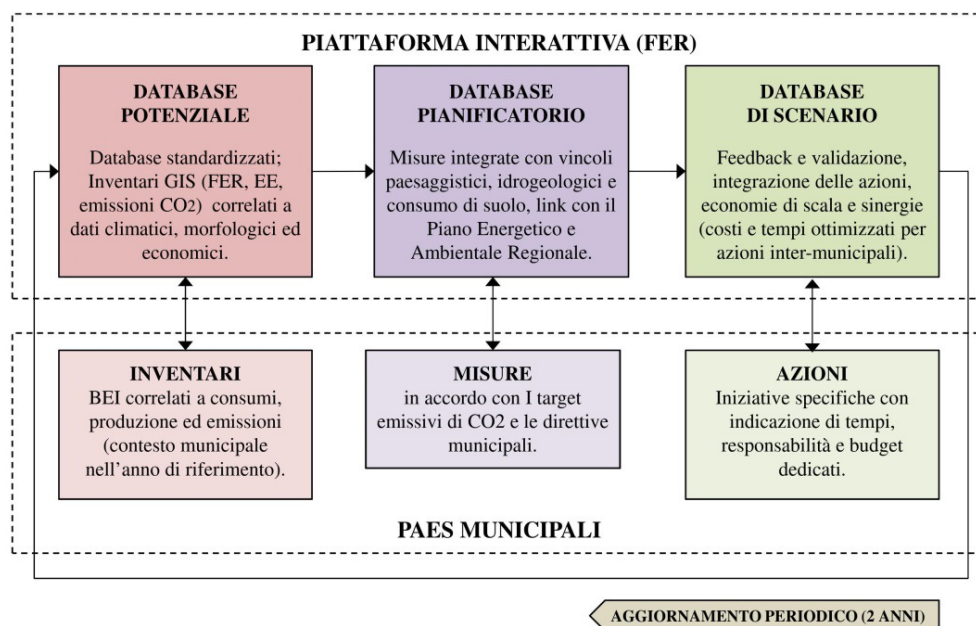


Figura 5.1. Piattaforma interattiva per la pianificazione energetica dei PAES a livello metropolitano.

La piattaforma interattiva così identificata è il primo passo per la creazione di un framework per la strutturazione e la revisione delle rinnovabili comunali accompagnando le autorità locali nella redazione di ciascuno dei pilastri dei PAES (valutazione degli BEI, misure e azioni). Ogni due anni, dopo la fine del ciclo di definizione, il quadro verrà riesaminato aggiornando i tre database sopra descritti. Questa configurazione dinamica consentirà di ricevere nuovi PAES, aggiornare quelli esistenti e dotarli di strategie più precise e condivise per l'implementazione di ogni pianificazione locale delle FER.

5.4. Conclusioni

L'originalità di questo capitolo consta nell'aver sviluppato, attraverso il confronto di diversi PAES, una piattaforma interattiva preliminare multidimensionale per la loro armonizzazione al livello metropolitano. Il prossimo passo della ricerca potrà verificare questa metodologia attraverso l'analisi di un campione significativo di PAES municipali italiani (appartenenti a diversi contesti strutturali ed economici) con l'attuale PAES della città metropolitana (all'interno della quale questo campione di municipalità è collocato). Questo approccio, focalizzando il principio di sussidiarietà e i processi partecipativi, consentirà ai PAES di potenziare e adattarsi reciprocamente attraverso una politica globale di pianificazione energetica. L'obiettivo sarà quello di sviluppare uno strumento integrato in grado di armonizzare i PAES municipali per promuovere la generazione distribuita basata sulle FER a livello metropolitano.



71° CONGRESSO NAZIONALE ATI

14-16 SETTEMBRE 2016
Politecnico di Torino

Energy planning for metropolitan context: potential and perspectives of Sustainable energy action plans (SEAPs) of three Italian big cities

Saverio Berghi ^a

^aDepartment of Astronautics, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA AERONAUTICA ELETTRICA ED ENERGETICA



Abstract

Energy retrofitting of existing building stock and new expansion of urban settlements entail a new relationship between consumption and production sites. Especially, new production facilities linked to the renewables boom are not taken into account by the urban governance. Energy planning instruments could be the viable tool to manage the new energy transition focusing on territorial resources. The Sustainable Energy Action Plan is the most common and widespread due to its voluntary nature. The study analysed the SEAPs of three big Italian Cities to assess an integrated framework for planning renewables at the metropolitan scale.

1. Introduction

- Metropolitan contexts play a key role due to their extension and concentration of energy producers and users.
- Conventional urban policies are not able to answer those multi-disciplinary questions since their complexity belong to new demands
- Energy infrastructures are not directly cited in urban planning tools.
- The Covenant of Mayors collects more than 5,000 signatory members. Each one to participate to it, designed the so-called Sustainable Energy Action Plan (SEAP).
- This study addresses a specific framework able to manage the metropolitan context by harmonizing the municipal scale, i.e. cities and their SEAPs into programs, monitoring, implementation and actions.
- Three metropolitan environments were identified: Milan, Palermo and Rome.

2. Materials and Methods

- Urban morphology, climatic conditions and economic structure affect the emission inventory of each city.
- The first methodological step is the analysis of specific reduction goals of each City (to 2020) focusing on: Energy efficiency (EE) public and private sectors, RES, Street lighting, Transport and Waste cycle.

Table 2. Emission reduction target of SEAPs to 2020 (kt CO₂/year).

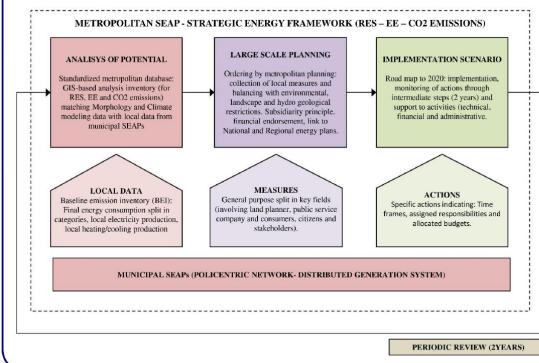
City	RES	EE (public)	EE (private)	Street lighting	Transport	Waste	Total
Milan [16]	121	64	816	55	368	60	1,484
Palermo [17]	15.2	9	134	1.8	240	-	400
Rome [18]	520	90	760	30	720	-	2,120

- The next step involves the evaluation of all the planned actions within the SEAPs concerning the implementation and dissemination of RES. The collected data were organized according to the sources (PV, ST, Heat pump and Bio-gas and Bio-fuels), typology of intervention, Size.

3. Results and Discussion

- The obtained results, by analyzing the actions concerning RES (reported by type, intervention size and field of application), allow to work out a preliminary schematic framework.
- The framework, that will take place in a specific section of the metropolitan city SEAP, mixes several municipal SEAPs starting hierarchies and mutual interrelationships
- The structure is formed by three dynamic data base (Potential, Planning and Scenario) which correspond to the three structural elements of SEAPs (Inventory, Measures and Actions)
- The schematic framework thus identified is the first step to design a platform for the structuring and review of municipal RES by accompanying the local authorities in the drafting of each pillar of SEAPs (assessment of BEIs, measures and actions).
- Every two years, after the end of its definition cycle, framework will be reviewed by upgrading the three data bases described above.

4. Metropolitan energy planning framework for supporting SEAPs assessment



Conclusion

The originality of this paper consists in having developed, through the comparison of different SEAPs, a preliminary multidimensional framework for their harmonization at metropolitan level. Next step of investigation will test this methodology through the analysis of a significant sample of Italian municipal SEAPs (belonging to different structural and economic contexts) with the actual metropolitan city SEAP (within this sample takes place). This approach, focusing on subsidiarity principle and participative processes, will allow SEAPs to empower and adapt mutually through an overall energy planning policy. The goal will be develop an integrated tool able to harmonize municipal SEAPs for endorsing RES-oriented distributed generation at metropolitan level.



5.5. Bibliografia

- [1] Nastasi B, Lo Basso G. Hydrogen to link heat and electricity in the transition towards future Smart Energy Systems. *Energy* 2016.
- [2] Aste N, Buzzetti M, Caputo P, Manfren M. Local energy efficiency programs: A monitoring methodology for heating systems. *Sustainable Cities Soc* 2014;13:69-77.
- [3] Nastasi B, de Santoli L, Albo A, Bruschi D, Lo Basso G. RES (Renewable Energy Sources) availability assessments for Ecofuels production at local scale: Carbon avoidance costs associated to a hybrid biomass/H₂NG-based energy scenario. *Energy Procedia* 2015;81:1069-1076.
- [4] Prina MG, Garegnani G, Moser D, et al. Economic and environmental impact of photovoltaic and wind energy high penetration towards the achievement of the Italian 20-20-20 targets. *Proceedings of 10th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2015 11 June 2015*, Article number 7112993.
- [5] Burlando M, Ricci A, Freda A, Repetto MP. Numerical and experimental methods to investigate the behaviour of vertical-axis wind turbines with stators. *J Wind Eng Ind Aerodyn* 2015;144:125-133.
- [6] Astiaso Garcia D, Canavero G, Ardenghi F, Zambon M. Analysis of wind farm effects on the surrounding environment: Assessing population trends of breeding passerines. *Renew Energy* 2015;80:190-196.
- [7] Rossi F, Anderini E, Castellani B, Nicolini A, Morini E. Integrated improvement of occupants' comfort in urban areas during outdoor events. *Build Env* 2015;93(P2):285-292.
- [8] Rossi F, Morini E, Castellani B, et al. Beneficial effects of retroreflective materials in urban canyons: Results from seasonal monitoring campaign. *J Physics: Conf Series* 2015;655(1):012012.

- [9] Lo Basso G, Salata F, Nastasi B, Golasi I. How to couple CHP and HP for thermal management in energy retrofitting – an analytical and graphical method for systems rating and off-design operation. *Energy* 2016.
- [10] de Santoli L, Mancini F, Nastasi B, Piergrossi V. Building integrated bioenergy production (BIBP): Economic sustainability analysis of Bari airport CHP (combined heat and power) upgrade fueled with bioenergy from short chain. *Renewable Energy* 2015;81:499-508.
- [11] Rosso F, Jin W, Pisello AL, Ferrero M, Ghandehari M. Translucent marbles for building envelope applications: Weathering effects on surface lightness and finishing when exposed to simulated acid rain. *Constr Build Mater* 2016;108:146-153.
- [12] Pisello AL, Rosso F. Natural Materials for Thermal Insulation and Passive Cooling Application. *Key Engineering Materials* 2016;666:1-16.
- [13] Nastasi B. Renewable Hydrogen Potential for Low-carbon Retrofit of the Building Stocks. *Energy Procedia* 2015;82:944-949.
- [14] Nastasi B, Di Matteo U. Innovative use of Hydrogen in energy retrofitting of listed buildings. *Energy Procedia* 2016.
- [15] Di Matteo U, Pezzimenti PM, Garcia DA. Methodological proposal for optimal location of emergency operation centers through multi-criteria approach. *Sustainability* 2016;8(1):1-12.
- [16] Comune di Milano. *Piano di Azione per l'Energia Sostenibile*. 2015. Available at: www.comune.milano.it
- [17] Comune di Palermo. *Sustainable Energy Action Plan*. 2013. Available at: www.comune.palermo.it
- [18] Roma Capitale. *Piano di Azione per l'Energia Sostenibile della Città di Roma*. 2013. Available at: www.comune.roma.it

6. Usi energetici nel settore dei Trasporti urbani all'interno dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) di tre grandi città italiane¹⁰

Abstract

I cambiamenti nelle politiche urbane mediante l'implementazione normata delle fonti energetiche rinnovabili (FER) è connessa al confronto con i vincoli di natura infrastrutturale e architettonica. Dunque, è opportuno dedicare grande attenzione alle politiche e strategie che interessano settori delle aree urbane speciali come le zone naturali, le aree protette, gli elementi del patrimonio culturale o semplicemente le zone edificate diffuse di pregio. Soluzioni innovative riguardanti le FER con prospettive promettenti potrebbero essere installate nelle città, ma richiedono condizioni morfologiche specifiche come ad esempio strategie efficaci per l'integrazione architettonica. Il settore dei trasporti è ancora trascurato da una iniziativa politica di *management* complessiva. Un primo tentativo attraverso un quadro definito per attivare le risorse economiche territoriali come così come gli stakeholder interessati è il Patto dei Sindaci (PdS). All'interno di questo accordo, ciascuna municipalità aderente deve redigere un piano, il cosiddetto Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES). Tale piano deve contenere un chiaro profilo della strategia e delle relative azioni da intraprendere da parte dell'autorità locale per

¹⁰ Questa sezione è stata elaborata sulla base della seguente pubblicazione: Berghi S, "Energy use in Urban Transport sector within the Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of three Italian Big Cities", Energy Procedia, vol.126, pp.414-20, 2017.

raggiungere i propri impegni al 2020, secondo gli obiettivi di sostenibilità fissati dall'UE 20-20-20. Lo scopo di questo capitolo è quello di discutere e valutare le differenze di utilizzo dei carburanti e le interazioni del settore dei trasporti in particolari scenari urbani italiani, tenendo conto dei vincoli geografici e morfologici, e confrontare le previsioni per gli scenari al 2020 e al 2030, in conformità alle normative europee e nazionali in vigore.

Keyword: Trasporti; carburanti; pianificazione energetica; PAES

6.1. Introduzione

Le modifiche nelle politiche urbane tramite la disseminazione attraverso interventi legislativi delle fonti di energia rinnovabili (FER) si deve confrontare con la presenza sul campo di vincoli infrastrutturali e architettonici. Pertanto, è opportuno dedicare grande attenzione a tutte quelle policy e azioni che interessano sistemi urbani speciali quali: le aree naturali, le aree protette, il patrimonio culturale o, più semplicemente, le aree insediative esistenti di pregio. Oggigiorno, in Europa anche se la crisi ambientale è considerata grave, un'enorme richiesta di risorse ambientali e energetiche sta aumentando ulteriormente. Le città rappresentano il principale richiedente per pianificare i consumi e la loro distribuzione territoriale, rivestendo un ruolo chiave nella transizione verso scenari futuri [1]. I grandi *framework* internazionali di Ricerca (documenti orizzontali e strategici, come ad esempio il l'Energy Union Package) si stanno occupano con sempre maggiore interesse dell'argomento energetico delle città. Inoltre, linee di ricerca recenti hanno indagato sul ruolo del piano municipale per l'efficienza energetica [2] unitamente agli strumenti per l'utilizzo di fonti rinnovabili redditizie e alla quota di combustibili fossili necessari all'interno degli scenari di transizione energetica [3].

Le metropoli rivestono una grande importanza a causa della dimensione e concentrazione dei produttori di energia e dei punti di consumo presenti, nonché delle reti infrastrutturali e delle *facility* (industria e terziario). A questo livello vengono studiati elevati scenari di penetrazione delle fonti di energia rinnovabile e i loro risultati vengono poi scalati fino al quadro nazionale [4]. Le tecnologie promettenti come l'energia eolica potrebbero contribuire a raggiungere livelli di sostenibilità sebbene richiedano interventi specifici attinenti i miglioramenti degli impianti di turbina eolica [5] e le questioni

ambientali legate alla grande scala, quali gli effetti sugli ecosistemi [6], necessitano strumenti adeguati di pianificazione energetica. Inoltre, una nuova attenzione al benessere umano nell'ambiente costruito richiede indicatori di *performance* da tenere in considerazione per il monitoraggio delle applicazioni innovative di sistemi energetici [7], degli effetti di nuovi materiali per l'efficienza energetica degli edifici [8] nonché per valutare l'impatto sulle reti energetiche urbane connesse ai quartieri [9].

Le politiche urbane convenzionali non sono in grado di rispondere a queste questioni pluridisciplinari, in quanto la loro complessità derivano da nuove esigenze: un'integrazione economicamente sostenibile delle energie rinnovabili alla scala di edificio [10], la preservazione e valorizzazione del patrimonio culturale e il restauro utilizzando materiali naturali ad alte prestazioni [11] anche simulando i danni provenienti dall'inquinamento ambientale [12], la de-carbonizzazione degli stock di edifici esistenti mediante tecnologie all'avanguardia [13] anche nel settore degli edifici vincolati (beni di interesse storico-culturale), non più esclusi per i soli interventi minimi di riqualificazione energetica [14].

Le infrastrutture energetiche non sono menzionate direttamente negli strumenti di pianificazione urbana. Quindi, solo di recente, l'iniziativa volontaria del Patto dei Sindaci rappresenta il primo tentativo di colmare questa lacuna negli strumenti di pianificazione. Inoltre, il settore dei trasporti non è nemmeno considerato un problema urbano all'interno di un piano di mobilità ma ha solo una declinazione in termini di flussi di traffico. Ciò significa che vengono analizzati i soli flussi dei veicoli anziché l'energia associata e le quantità di inquinamento relativa.

Il pacchetto c.d. Energy Union, i strumenti strategici nazionali in materia di energia, i Piani Energetici e Ambientali Regionali sono documenti di livello

troppo alto per regolare e guidare la transizione energetica locale nei contesti metropolitani. Il Patto dei Sindaci raccoglie più di 6,000 Comuni firmatari. Ogni municipalità partecipante, è tenuto a redigere il cosiddetto Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) che è costituito da un inventario di emissioni di base (Baseline Emission Inventory - BEI), dalla strategia complessiva e dalle azioni da intraprendere.

Il BEI prende in considerazione i consumi, la produzione e le emissioni nel contesto comunale sulla base di un anno di riferimento fissato. A partire da questo *status*, la città programma come raggiungere gli obiettivi UE 20-20-20 e, ove possibile, fissa obiettivi più ambiziosi. Recentemente, un nuovo aspetto è entrato a far parte di questo processo: la strategia di adattamento. Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) prevede misure di adattamento e mitigazione per far fronte ai cambiamenti climatici e al rischio correlato di disastro. Ad esempio, il programma di emergenza potrebbe essere decisivo per rendere una città efficiente in termini di resilienza ambientale e gestione delle emergenze [15].

La strategia si basa su tre pilastri principali: efficienza energetica (EE), fonti energetiche rinnovabili (FER), riduzione delle emissioni di gas a effetto serra misurata in equivalenti emissioni di anidride carbonica (CO₂). Questa sezione individua una linea guida preliminare in grado di considerare gli usi energetici dei trasporti correlandoli alle relative emissioni e alla pianificazione energetica complessiva più che semplicemente trattando il settore del trasporto come semplici flussi di veicoli. Infatti all'interno di ciascun PAES i programmi, i monitoraggi, l'attuazione e le azioni possono essere lo strumento codificato per considerare il settore dei trasporti dal punto di vista energetico e identificare le potenzialità per raggiungere gli obiettivi UE 20-20-20. Il quadro di cui sopra

parte dall'analisi del contesto italiano poiché la metà dei PAES presentati sono da questi Comuni.

Sono state considerate e analizzate tre città: Milano, Palermo e Roma. Sono il giusto mix rappresentativo di tutte le diverse *policy* urbane italiane e le Regioni correlate rappresentano gran parte delle condizioni climatiche e delle caratteristiche infrastrutturali. Infatti, Lombardia, Lazio e Sicilia si trovano rispettivamente nell'Italia settentrionale, centrale e meridionale e rappresentano un campionario dei piani generali delle maggiori città del Paese.

6.2. Metodologia

La morfologia urbana, le condizioni climatiche e la struttura economica influenzano l'inventario delle emissioni di ogni città. L'anno di riferimento e lo scenario sono riportati in Tabella 6.1 insieme all'obiettivo di riduzione stimato per il 2020.

Tabella 6.1. Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2020.

Città	Anno di riferimento	Emissioni totali (kt CO ₂)	Riduzione attesa al 2020 (kt CO ₂)
Milano [16]	2005	7,418	1,484
Palermo [17]	1990	1,864	400
Roma [18]	2003	10,999	2,200

Ogni Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile è stato valutato analizzando il mix di misure elaborato per raggiungere l'obiettivo minimo fissato dalla strategia UE 2020: riduzione del consumo energetico e delle emissioni associate del 20%, aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20% e miglioramento delle emissioni nel settore dei trasporti del 20%.

La parola miglioramento è fondamentale per l'analisi, poiché non è generalmente chiaro come intervenire per ridurre le emissioni dei trasporti, nonché introdurre soluzioni a basso tenore di carbonio che possono essere facilmente diffuse secondo strategie di mercato applicabili a larga scala.

Lo sviluppo di questa analisi è il primo passo per pianificare una metodologia specifica per verificare l'accuratezza dello *status quo* dei trasporti e implementare strumenti diversi come il trasporto condiviso, le autovetture alimentate da motori ibridi innovativi e i veicoli elettrici, verso un futuro in cui sembra affermarsi l'ambito dei veicoli a guida autonoma. La *governance* dei

processi ai vari livelli svolge un ruolo chiave in questo campo. Detto questo, il primo passo metodologico è l'analisi dei PAES di Milano, Palermo e Roma. In questo contesto sono stati evidenziati gli obiettivi fissati dai PAES fino al 2020. Nella Tabella 6.2 sono stati segnalati specifici obiettivi di riduzione di ciascuna città, concentrandosi sui seguenti settori: Efficienza energetica (EE) dei settori pubblico e privato, FER, illuminazione stradale, ciclo dei rifiuti e sistema dei trasporti.

Tabella 6.2. Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2020 per settore (kt CO₂/year).

Città	FER	EE (pubblico)	EE (privato)	Illuminaz. stradale	Trasporti	Rifiuti	Totale
Milano [16]	121	64	816	55	368	60	1,484
Palermo [17]	15.2	9	134	1.8	240	-	400
Roma [18]	520	90	760	30	720	-	2,120

Il PAES di Milano [16], in corso di approvazione, prevede una riduzione complessiva di 1,484 kt di CO₂ nel 2020 rispetto all'anno di riferimento 2005. Esso si concentra sul sostegno all'EE negli edifici privati (consumi finali commerciali e residenziali) con una quota di 816 kt di CO₂ che rappresenta il 55% del totale (Tabella 6.3). Il settore dei trasporti segue con 368 kt di CO₂ e una quota del 24,8%, poi seguono in ordine decrescente le misure previste per FER, EE negli edifici pubblici, rifiuti (con una quota rilevante del 4,0%) e illuminazione stradale all'ultimo posto. Come è possibile notare, i trasporti rappresentano un grande contributo, ma i dati disponibili non consentono di distinguere la quota pubblica da quella privata. Questa assenza di dati specifici è riscontrata nei PAES di tutte le città. Un'ulteriore ricerca sulle aziende di trasporto pubblico potrà aiutare a comprendere meglio il fenomeno individuando valori e informazioni affidabili e puntuali.

Il PAES di Palermo considera valori di emissione di riferimento pari a 1.864 kt di CO₂ dal 1990 [17]. Questa è l'unico PAES dove il settore principale di azione è quello dei trasporti, con una quota di 240 kt di CO₂, che rappresenta oltre il 60% del totale e coinvolge le società pubbliche e gli stakeholder privati (Tabella 6.2). L'EE nel patrimonio edilizio privato è il secondo con una quota del 33,6% e 134kt di CO₂, mentre FER, EE negli edifici pubblici e illuminazione stradale possiedono piccole quote (assente il settore relativo al ciclo di trattamento dei rifiuti). È degno di nota che la città con un elevato rapporto di auto per abitante è quello che tende a pianificare per fare sforzi nei trasporti poiché la sua rilevanza rappresenta un importante driver di cambiamento.

Infine, il PAES di Roma tiene conto, riferendosi al 2003, per l'inventario di base delle emissioni 10,999 kt di CO₂ [18]. I risparmi attesi, pari a circa 2.200 kt di CO₂, riguardano principalmente l'EE negli edifici privati (residenziale e terziario) con una quota del 35,8% e il settore del trasporto con una quota del 34% (rappresentano insieme circa il 70% del totale). Segue la pianificazione delle FER (comprese le misure a scala di edificio e a scala di quartiere) con una quota di 520 kt CO₂ (quota del 24,5%), EE negli edifici pubblici e illuminazione stradale (assenza di misure riguardanti il ciclo dei rifiuti). La quota del sistema energetico di Roma è simile alla descrizione classica del livello nazionale, dove i 3 terzi principali rappresentano la ripartizione generale dei consumi.

Tabella 6.3. Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2020 per settore (percentuale di CO₂/year).

Città	FER	EE (pubblico)	EE (privato)	Illuminaz. stradale	Trasporti	Rifiuti	Totale
Milano [16]	8.2	4.3	55.0	3.7	24.8	4.0	100
Palermo [17]	3.8	2.2	33.6	0.4	60.0	-	100
Roma [18]	24.5	4.3	35.8	1.4	34.0	-	100

I tre PAES presi in considerazione, presentano caratteristiche comuni: due PAES (Milano e Roma) concentrano il maggior impegno sugli interventi di EE nel settore edilizio privato (principalmente edifici residenziali, terziario e industriale) a causa della difficoltà di finanziamento degli investimenti pubblici (l'EE nel settore pubblico è al quarto posto con valori ridotti in tutti e tre i PAES). La seconda area di investimento è generalmente costituita dai trasporti (in seconda posizione sia a Roma che Milano), quindi le FER seguono in terza posizione con percentuali variabili degli obiettivi di emissione (Tabella 6.3).

Milano dedica grande attenzione al ciclo di trattamento dei rifiuti (completamente assente negli altri due PAES) con una quota rilevante di 60 kt di CO₂ e all'illuminazione stradale con misure e azioni già in corso [16].

Palermo, invece, dà priorità al trasporto, con un significativo disimpegno nelle FER con una quota di soli 15,2 kt di CO₂ (in particolare FV e ST) nonostante il suo ampio potenziale geografico e climatico (Tabella 6.2).

Roma prevede una strategia più equilibrata tra FER, EE negli edifici privati e trasporti e riserva una quota di CO₂ pari a 520 kt di risparmio previsto alle FER, sia a livello dell'edificio (misure di retrofit e rigenerazione) sia alla scala di quartiere (pianificazione di nuove reti di tele-riscaldamento e nuovi interventi integrati di espansione urbana).

Il passo successivo della metodologia prevede la valutazione di tutte le azioni previste nei PAES in materia di attuazione e diffusione di combustibili *carbon-free* utilizzati nei trasporti su scala comunale. I dati raccolti sono stati organizzati secondo le diverse fonti presenti (elettrico, ibrido-elettrico, idrogeno e metano/GPL), la tipologia dell'intervento (diretto e indiretto) e la sua dimensione (scala di edificio, di quartiere e urbana).

Le azioni previste dal PAES di Milano [16] prevedono l'introduzione di veicoli elettrici e ibridi termico/elettrici per lo più mediante misure indirette (agevolazioni fiscali). Queste azioni risultano già fornite dagli strumenti di pianificazione esistenti, pertanto il PAES li registra esclusivamente indicandone il relativo risparmio atteso in termini di emissioni. Attenzione particolare è dedicata alla dislocazione di nuove stazioni di ricarica attraverso azioni specifiche (alcune delle quali già previste nel PAES precedente) e progetti pilota sul *car-sharing* dedicato sia a merci che persone (progetto *Electric City Movers*). Inoltre è previsto l'utilizzo della rete elettrica di illuminazione stradale esistente per alimentare le stazioni di ricarica elettriche (Tabella 6.4).

A Palermo, le azioni si concentrano esclusivamente sui veicoli elettrici e quelli alimentati a metano e GPL attraverso interventi diretti (sostituendo parte della flotta degli autobus pubblici) e interventi indiretti che sostengono iniziative private (stazioni di ricarica e politiche di gestione della mobilità) già previste dalla normativa vigente. Il PAES di Palermo non prevede alcuna azione significativa nel campo dei combustibili a idrogeno.

Il PAES di Roma è composto da un'interessante sezione sulla trazione elettrica e coinvolge inoltre numerose azioni relative all'impiego di combustibili non convenzionali, come le miscele di idrogeno e metano, queste ultime anche ottenute come risultato dell'immagazzinamento termo-chimico delle energie

rinnovabili in eccesso. Strategie specifiche coinvolgono sia gli edifici privati attraverso l'implementazione di impianti fotovoltaici, sia il pubblico attraverso interventi dedicati al FV integrato a una nuova rete di stazioni di ricarica (veicoli elettrici).

Le soluzioni di energia elettrica e ibrida/elettrica, ampiamente presenti in tutti e tre i PAES considerati, riguardano sia le azioni nel settore pubblico (caratterizzati da investimenti leggeri, progetti diretti e concentrati particolarmente sulle flotte e sulle stazioni di ricarica) che nel settore privato (promosso attraverso incentivi fiscali e concentrato sul trasporto individuale). Infatti, a causa della crisi economica e della contrazione degli incentivi nazionali italiani su progetti innovativi, i PAES puntano principalmente sul dinamismo del settore privato attraverso azioni indirette di agevolazione fiscale (misure già fornite dai Piani Urbani di Mobilità Sostenibile - PUMS).

Tabella 6.4. Misure e Azioni previste nei PAES per il settore dei trasporti.

Carburante	Milano [16]	Palermo [17]	Roma [18]
Elettrico	Stazioni di ricarica <i>Car sharing</i> per il trasporto di merci e persone (progetto <i>Electric City Movers</i>)	Stazioni di ricarica	Stazioni di ricarica (integrate con impianti di produzione FV di piccola taglia)
Elettrico/ Ibrido	Agevolazioni fiscali Stazioni di ricarica (sinergia con la rete di illuminazione stradale)	Flotta di Trasporto pubblico	-
Idrogeno	-	-	Impianti di distribuzione (miscela di idro-metano)
Metano/ GPL	-	Flotta di Trasporto pubblico Impianti di distribuzione	Impianti di distribuzione (miscela di idro-metano)

Il PAES di Milano si focalizza sui progetti relativi ai combustibili elettrici/ibridi in combinazione con le reti di illuminazione stradale e sui

progetti relativi all'ampliamento della flotta elettrica comunale dedicata al *car-sharing*. Queste misure derivano dal tessuto industriale della città e stabiliscono una significativa interrelazione tra i trasporti e le reti elettriche alla scala di quartiere/urbana. Palermo rappresenta la realtà meno dinamica sullo sviluppo di combustibili privi di carbonio e propone azioni riguardanti le nuove strutture di distribuzione di metano/GPL e i veicoli elettrici. Il PAES in vigore non valuta adeguatamente l'ampio potenziale del territorio in termini di FER e prevede interventi di piccole dimensioni a livello locale. Roma è l'unica città considerata a correlare lo sviluppo del FV a un modello di generazione distribuita integrata con una rete di stazioni di ricarica (veicoli elettrici). Inoltre a Roma il PAES si concentra sulla produzione e distribuzione di combustibile innovativo (miscela di idrogeno e metano) in una prospettiva di sviluppo di scala metropolitana.

6.3. Risultati

I risultati ottenuti, analizzando le azioni relative ai diversi carburanti impiegati nel settore dei trasporti (segnalati per tipologia, dimensione d'intervento e campo di applicazione), consentono di predisporre una linea guida preliminare. Un ulteriore rafforzamento del coordinamento intercomunale, per una maggiore penetrazione delle quote di FER e una reciproca integrazione con i trasporti, potrebbe essere promosso da ciascuna PAES seguendo le tre fasi seguenti. La linea guida, che si collocherà in una sezione specifica del PAES della città metropolitana, integrerà i diversi PAES municipali verificando e armonizzando i diversi processi decisionali e le reciproche risposte secondo una strategia comune, come illustrato nella Figura 6.1. La struttura è formata da tre banche dati dinamiche (Potenziale, di Pianificazione e di Scenario) che corrispondono ai tre elementi strutturali dei PAES (Inventory, Measures and Actions), che seguono tra parentesi:

Database Potenziale (raccolge gli inventari dei PAES): gli inventari BEI di ciascun PAES sono standardizzati e si trasferiscono in un inventario metropolitano basato su un sistema di informazioni geografiche (GIS) relativo al settore dei trasporti. Quindi sono inclusi anche i dati relativi ai flussi di mobilità e i dati economici (provenienti da fonti nazionali ed europee). Il quadro complessivo ottenuto consente di stimare il potenziale per le nuove strategie di mobilità di cambiare il modo di utilizzare i servizi basati sulla *sharing economy*, come il *car-pooling* di auto (veicoli elettrici innovativi) collegate alle abitazioni e ai parcheggi pubblici per predisporre flotte di veicoli in condivisione.

Database di Pianificazione (modellazione energetica): a partire dalla struttura dei potenziali dati, ciascun comune mette le misure fissate nel suo

PAES in base agli obiettivi di risparmio delle emissioni e alle direttive locali (secondo la partecipazione e la volontarietà del PAES). Pertanto, il PAES metropolitano inserisce nelle informazioni basate sulla base dati di pianificazione di un'immagine di mobilità più dettagliata che viene validata attraverso un software di modellazione energetica e integrato con gli impianti di produzione da FER. Questo è il primo passo per chiarire le quantità presunte e creare un database più affidabile. I dati vengono elaborati, ogni misura del PAES municipale riceve un punteggio e tutte le criticità sono evidenziate. In questa fase la città metropolitana, secondo il principio di sussidiarietà, sceglie le misure più efficaci dedicate al trasporto pubblico e privato in ciascun PAES municipale e prevede di offrire un centro di conoscenza centralizzato per le questioni tecniche e finanziarie che devono affrontare la pubblica amministrazione e la cittadinanza.

Database di Scenario (integrazione con il PUMS): elaborata sulla base della base di dati di pianificazione, lo scenario coinvolge tutte le azioni specifiche previste da ciascun PAES municipale. Le varie azioni indicano, secondo un modello standardizzato, i tempi, le responsabilità dei vari attori, l'assegnazione di bilanci su vasta scala e misure di monitoraggio sulle future soluzioni di trasporto con un box di *input* aperto da armonizzare con norme di alto livello. All'interno di questo scenario le azioni, attraverso processi di feedback e convalida, integrano trasversalmente creando sinergie di scala, ottimizzando i costi e i tempi di esecuzione e costruendo attività intercomunali (Fig.1).

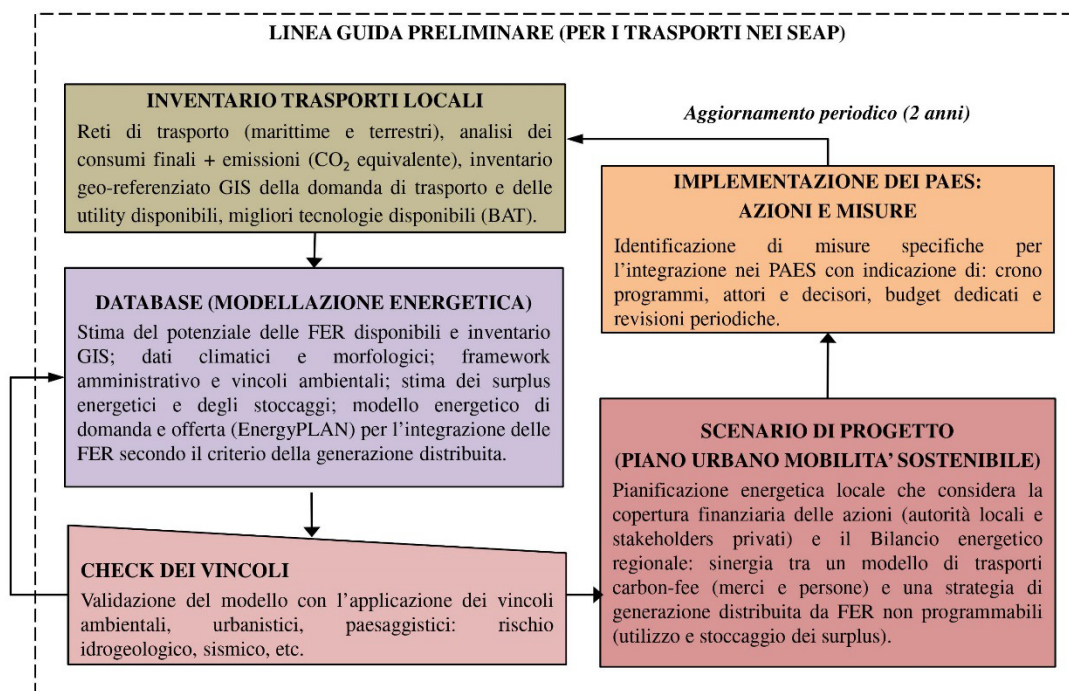


Figura 6.1. Linea guida preliminare per la pianificazione strategica del settore dei Trasporti nei PAES

La linea guida preliminare così identificata è il primo passo per la creazione di una piattaforma per la strutturazione e la revisione dei combustibili comunali e dei combustibili ibridi accompagnando le autorità locali nella stesura di ciascun pilastro dei PAES (valutazione degli BEI, delle misure e delle azioni). Ogni due anni, dopo la fine del ciclo di definizione, il quadro sarà riesaminato migliorando l'inventario locale del settore dei trasporti descritto in precedenza. Questa configurazione dinamica consentirà di accogliere nuovi PAES, aggiornare quelli esistenti e dotarli di strategie più precise e condivise per l'implementazione di tutte le politiche di combustibile non convenzionale o ibrido.

6.4. Conclusione

La potenzialità di questo capitolo consiste nel sviluppare, attraverso il confronto di diversi PAES, un quadro preliminare multidimensionale per la loro armonizzazione a livello metropolitano. Il prossimo passo di indagine verificherà questa metodologia attraverso l'analisi di un campione significativo di PAES municipali italiani (appartenenti a diversi contesti strutturali ed economici) con l'attuale città metropolitana PAES di riferimento al fine di ottenere informazioni più attendibili riguardanti le implicazioni di carburanti e delle strategie del trasporto. Questo approccio, incentrato sul principio di sussidiarietà e sui processi partecipativi, consentirà ai PAES di potenziare e adattarsi reciprocamente attraverso una politica globale di pianificazione energetica. L'obiettivo sarà quello di sviluppare uno strumento integrato in grado di armonizzare i PAES municipali per l'approvazione della nuova mobilità e della generazione distribuita a livello metropolitano. Solo, in questo modo, l'idea di includere il trasporto come strategia di gestione del lato della domanda potrebbe essere efficacemente capita e ottimizzata per ogni sistema energetico urbano.



Energy use in Urban Transport sector within the Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of three Italian Big Cities

Saverio Berghi^a

^aDepartment of Astronautics, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy,

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA AERONAUTICA ELETTRICA ED ENERGETICA

SAPIENZA UNIVERSITÀ DI ROMA

Abstract

Promising Renewable Energy solutions could be installed in cities, but they require specific morphological conditions as well as architectural integration. Transport sector is still neglected from a strong policy initiative. A first attempt along with a defined framework to attract economic resources as well as interested stakeholders is the Covenant of Mayors (CoM). Within this agreement, the Municipality has to design a plan, the so-called Sustainable Energy Action Plan (SEAP). The plan must contain a clear outline of the strategy and relative actions to be taken by the local authority to reach its commitments in 2020, in terms of sustainability goals set by EU 20-20-20. The aim of this paper is to discuss and evaluate the differences of fuel usage and transport sector interaction in Italian urban scenarios, taking into account geographical and morphological constraints, and to compare the forecasts for 2020 and 2030 scenarios, in accordance with European and National laws in force.

1. Introduction

- Recent research lines investigated on role of municipal energy efficiency plan together with tools for profitable renewables use along with the required fossil fuel share in the transition scenario.
- Energy infrastructures are not directly mentioned in urban planning tools: the voluntary initiative of Covenant of Mayors represents the first attempt to fill this gap. Each one to participate to it, designed the so-called Sustainable Energy Action Plan (SEAP).
- Transport is not even considered an urban issue within a mobility plan but just a traffic one.
- Three SEAPs were analyzed: Milan, Palermo and Rome. They are the right mix of all the Italian urban governance.
- This study addresses a specific framework able to consider transport energy use in order to consider this further emission activity more than a simple vehicles flows.

2. Materials and Methods

- In the first methodological step is the specific reduction goals of each City were reported focusing on: Energy efficiency (EE) public and private sectors, RES, Street lighting, Transport and Waste cycle.
- Subsequently all the planned actions within the SEAPs concerning the implementation and dissemination of carbon-free fuels used in transports on municipal scale were evaluated.

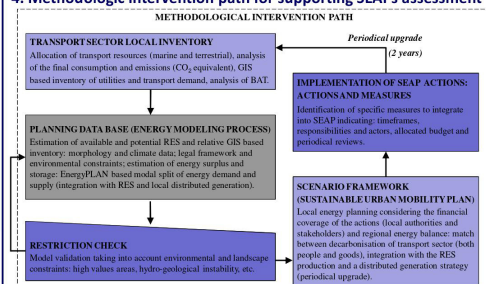
Table 4. Measures and actions of SEAPs regarding Transportation by fuel.

Fuel	Milan [16]	Palermo [17]	Rome [18]
Electric	Charging stations Car sharing for goods and people (Electric City Movers project)	Charging stations	Charging stations (integration with PV local power plants)
Electric Hybrid	Tax reductions Charging stations (dual use of the street lighting grid)	Public transport fleet	-
Hydrogen	-	-	Distribution/production facilities (hydro-methane fuel)
Methane/LNG	-	Public transport fleet Distribution facilities	Distribution/production facilities (hydro-methane fuel)

3. Results and Discussion

- The framework (intervention path shown in box n.4), that will take place in a specific section of the metropolitan city SEAP, mixes several municipal SEAPs checking the structured behavior of decision-making and mutual feedbacks, as depicted.
- The structure is formed by three dynamic data base (Potential, Planning and Scenario) which correspond to the three structural elements of SEAPs (Inventory, Measures and Actions).
- The intervention path thus identified is the first step to design a platform for the structuring and review of municipal RES-based and hybrid fuels by accompanying the local authorities in the drafting of SEAPs (assessment of BEIs, measures and actions).
- This dynamic configuration will allow to equip SEAPs, with more accurate and shared strategies for the implementation of each non-conventional or hybrid fuel policies.

4. Methodologic intervention path for supporting SEAPs assessment



Conclusions

Next step of investigation will test this methodology through the analysis of a significant sample of Italian municipal SEAPs (belonging to different structural and economic contexts) with the actual metropolitan city SEAP in order to get more reliable information for fuel and transport implications. This approach, focusing on subsidiarity principle and participative processes, will allow SEAPs to empower and adapt mutually through an overall energy planning policy. The goal will be develop an integrated tool able to harmonize municipal SEAPs for endorsing new mobility and distributed generation at metropolitan level. Only, in this way, the idea to include the transport as demand side management strategy could be effectively understood and optimized for each urban energy systems.

6.5. Bibliografia

[1] Nastasi, Benedetto, and Gianluigi Lo Basso. (2016) "Hydrogen to link heat and electricity in the transition towards future Smart Energy Systems." *Energy* 110 (2016): 5-22.

[2] Aste, Niccolò, Michela Buzzetti, Paola Caputo, and Massimiliano Manfren. (2014) "Local energy efficiency programs: A monitoring methodology for heating systems." *Sustainable Cities and Society* 13 (2014): 69-77.

[3] Lo Basso, Gianluigi, Benedetto Nastasi, Davide Astiaso Garcia, and Fabrizio Cumo. (2017) "How to handle the Hydrogen enriched Natural Gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers." *Energy* 123 (2017): 615-636.

[4] Salata, Ferdinando, Iacopo Golasi, Umberto Domestico, Matteo Banditelli, Gianluigi Lo Basso, Benedetto Nastasi, et al. (2017) "Heading towards the nZEB through CHP+HP systems. A comparison between retrofit solutions able to increase the energy performance for the heating and domestic hot water production in residential buildings." *Energy Convers Manage* 138 (2017): 61-76.

[5] Burlando, Massimiliano, Alessio Ricci, Andrea Freda, and Maria Pia Repetto. (2015) "Numerical and experimental methods to investigate the behaviour of vertical-axis wind turbines with stators." *J Wind Eng Ind Aerodyn* 144 (2015): 125-133.

[6] Astiaso Garcia, Davide, Giulia Canavero, Francesco Ardenghi, and Martina Zambon. (2015) "Analysis of wind farm effects on the surrounding environment: Assessing population trends of breeding passerines." *Renew Energy* 80 (2015): 190-196.

[7] Nastasi, Benedetto, and Gianluigi Lo Basso. (2017) "Power-to-Gas integration in the Transition towards Future Urban Energy Systems." *Int J Hydrogen Energy* (2017): in press.

[8] Rossi, Federico, Elena Morini, Beatrice Castellani et al. (2015) "Beneficial effects of retroreflective materials in urban canyons: Results from seasonal monitoring campaign." *J Physics Conf Series* 655.1 (2015): 012012.

[9] Lo Basso, Gianluigi, Benedetto Nastasi, Ferdinando Salata, and Iacopo Golasi. (2017) "Energy retrofitting of residential buildings - how to couple CHP and HP for thermal management and off-design operation." *Energy Build* 151 (2017): 293-305.

[10] De Santoli, Livio, Gianluigi Lo Basso, and Benedetto Nastasi. (2017) "The Potential of Hydrogen Enriched Natural Gas deriving from Power-to-Gas option in Building Energy Retrofitting." *Energy Build* 149 (2017):424-436.

[11] Mancini, Francesco, Simona Salvo, and Veronica Piacentini. (2016) "Issues of Energy Retrofitting of a Modern Public Housing Estates: The 'Giorgio Morandi' Complex at Tor Sapienza, Rome, 1975-1979." *Energy Procedia* 101 (2016): 1111-1118.

[12] Morini, Elena, Beatrice Castellani, Andrea Presciutti, Mirko Filipponi, Andrea Nicolini, and Federico Rossi. (2017) "Optic-energy performance improvement of exterior paints for buildings." *Energy Build* 139 (2017): 690-701.

[13] De Santoli, Livio, Gianluigi Lo Basso, and Benedetto Nastasi. (2017) "Innovative Hybrid CHP systems for high temperature heating plant in existing buildings." *Energy Procedia* (2017): in press.

[14] De Santoli, Livio, Francesco Mancini, Benedetto Nastasi, and Serena Ridolfi. (2017) "Energy retrofitting of dwellings from the 40's in Borgata Trullo – Rome." *Energy Procedia* (2017): in press.

[15] Harik, Ghinwa, Ibrahim Alameddine, Rania Maroun, Grace Rachid, Daniele Bruschi, Davide Astiaso Garcia et al. (2017) "Implications of adopting a biodiversity-based vulnerability index versus a shoreline environmental sensitivity index on management and policy planning along coastal areas." *Journal of Environmental Management* 187 (2017): 187-200.

[16] Comune di Milano. (2015) "Piano di Azione per l'Energia Sostenibile." Available at: www.comune.milano.it

[17] Comune di Palermo. (2013) "Sustainable Energy Action Plan." Available at: www.comune.palermo.it

[18] Roma Capitale. (2013) "Piano di Azione per l'Energia Sostenibile della Città di Roma." Available at: www.comune.roma.it

[19] Castellani, Beatrice, Alberto Maria Gambelli, Elena Morini, Benedetto Nastasi, Andrea Presciutti, Mirko Filipponi, et al. (2017) "Experimental investigation on CO₂ methanation process for solar energy storage compared to CO₂-based methanol synthesis." *Energies* 10.7 (2017): 855.

7. Conclusioni

Le diverse scale di pianificazione energetica analizzate e disaminate (livello regionale, di distretto e urbana) all'interno degli strumenti pianificatori vigenti (PEAR e PAESC) hanno evidenziato criticità e peculiarità che creano un ostacolo per lo sviluppo armonico della penetrazione delle fonti rinnovabili in una logica di generazione distribuita integrata con il settore dei trasporti.

In particolare sono stati analizzati alla scala regionale:

- Piano Energetico Ambientale della Regione Molise nel suo assetto di strategia energetica complessiva;
- I Piani Energetici e Ambientali della Regione Autonoma della Val D'Aosta, della Regione Molise, della Regione Abruzzo e della Regione Lombardia per quanto riguarda l'inserimento e la valorizzazione della fonte rinnovabile idroelettrica di piccola taglia (mini-hydro);

Inoltre sono stati disaminati alla scala di Distretto, selezionando il caso specifico dei sistemi chiusi delle piccole isole italiane (dotate di residenti stabili e non connesse alla rete elettrica nazionale):

- I Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile dell'Isola di Procida, dell'Arcipelago delle Isole Egadi, dell'Isola d'Elba e dell'isola di Pantelleria nell'ambito di un'analisi integrata del settore dei trasporti messo a sistema con lo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima dell'Isola di Favignana nell'ambito di una simulazione di inserimento di rinnovabili elettriche con differenti configurazioni (software HOMER);

Infine è stata analizzata la scala di livello urbano e metropolitano, sempre considerando il contesto di riferimento nazionale attraverso lo studio di sistemi urbani integrati, in particolare:

- il Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile delle città metropolitane di Roma, Palermo e Milano per quanto attiene la pianificazione energetica e il corretto inserimento delle fonti rinnovabili in termini di valutazione di azioni e misure e di integrazione dei diversi database informativi locali;
- il Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile delle città metropolitane di Roma, Palermo e Milano per quanto concerne l’integrazione dei trasporti urbani attraverso l’integrazione dei PAES con i relativi Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile (PUMS) e i relativi database.

Il primo risultato delle analisi sviluppate, affrontando alle diverse scale di pianificazione (Regionale, Distrettuale e Urbana) i principali settori di rilevanza in termini di sostenibilità ambientale e rilevanza energetica (Fonti rinnovabili, Sistema edificio e Settore dei trasporti) ha consentito di raccogliere le informazioni e le strategie impiegate in ciascuno dei livelli amministrativi (Tabella 7.1).

Tabella 7.1. Schema di sintesi per settore di intervento.

Scala di riferimento:	FER	Edifici	Trasporti
Regionale <i>(regioni italiane)</i>	si	si	si
Distrettuale <i>(piccole isole italiane)</i>	si	-	si
Urbana <i>(grandi centri metropolitani italiani)</i>	si	-	si

Le diverse metodologie individuate in ciascuna sezione, a supporto dei differenti ambiti (dalla tecnologia specifica es. mini-hydro, al corretto inserimento di tutte le rinnovabili elettriche, all’analisi dell’integrazione tra

fonti rinnovabili e settore dei trasporti) hanno consentito di superare le seguenti criticità riscontrate in tutti gli strumenti approfonditi:

- Assenza di un database sia a livello urbano che regionale dei diversi potenziali energetici dei territori;
- Assenza di un sistema informatizzato di dati sovraordinati (a scala nazionale e territoriale) in grado di uniformare e standardizzare i diversi strumenti locali (scala urbana e metropolitana) consentendo sinergie, economie di scala e azioni coordinate;
- Criticità nella gestione delle diverse governance a scale differenti che non trova rispondenza in strumenti pianificatori multi-scalari nell'ambito della sostenibilità ambientale, energetica e del clima;

Un auspicato ulteriore sviluppo di questo approfondimento trova accoglimento nell'attuale quadro europeo di transizione energetica da un modello novecentesco (generazione centralizzata) a un modello del prossimo futuro di generazione distribuita basata sullo sfruttamento delle risorse rinnovabili (modello prosumer) in cui un modello territoriale carbon-free è di centrale rilevanza per la mitigazione dei cambiamenti climatici in corso.

In questo contesto uno sforzo di programmazione e gestione marco-territoriale che partendo dalla pianificazione regionale e nazionale (Piani Energetici Ambientali Regionali) dovrà maggiormente relazionarsi con la spinta partecipativa, che nel solco tracciato dalle policy comunitarie, sta animando la disciplina energetica delle comunità in particolare attraverso lo strumento del Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima.

L'approccio individuato nelle metodologie elaborate all'interno del campione significativo di PAES analizzati ha evidenziato la potenzialità derivanti dall'interazione dei pillar principali (inventory di bilancio, misure e

azioni) con appositi database funzionali di scala territoriale (risorse potenziali, reali e di scenario) in grado di rendere maggiormente efficaci e incisive strategie e policy locali. Si tratta in altre parole di predisporre strumenti multi-livello (di carattere regionale ma declinabili al livello di distretto e urbano) che facendo leva sul principio di sussidiarietà e i processi partecipativi, consentiranno ai PAES di migliorarsi e adattarsi reciprocamente attraverso una politica globale di pianificazione energetica. Il veicolo sarà quello di sviluppare uno strumento integrato in grado di armonizzare i PAES per promuovere una generazione distribuita basata sulle FER a livello multi-scalare.

8. Disseminazione

Alcuni contenuti e figure sono stati precedentemente inseriti all'interno dei seguenti articoli nazionali e internazionali:

- 8.1. Regione Molise, “Documento preliminare al Programma Energetico Ambientale Regionale 2015 – Transizione verso un nuovo modello energetico e una economia a bassa emissioni di carbonio”.
2015. Disponibile su: www.regione.molise.it.



Documento Preliminare al Programma Energetico Ambientale Regionale 2015

**TRANSIZIONE VERSO
UN NUOVO MODELLO ENERGETICO
E UNA ECONOMIA
A BASSA EMISSIONI DI CARBONIO**

Regione Molise
Servizio Programmazione Politiche Energetiche



29 maggio 2015



- 8.2. De Santoli L, Berghi S, Bruschi D, "A schematic framework to assess mini hydro potentials in the Italian Regional Energy and Environmental Plans", Energy Procedia, vol.82, pp.615-22, 2015.



Available online at www.sciencedirect.com
SciVerse ScienceDirect
Energy Procedia 00 (2015) 000-000

Energy
Procedia
www.elsevier.com/locate/procedia

ATI 2015 - 70th Conference of the ATI Engineering Association

A schematic framework to assess mini hydro potentials in the Italian Regional Energy and Environmental Plans

Livio De Santoli ^a, Saverio Berghi ^{b,*}, Daniele Bruschi ^b

^aInterdisciplinary Centre for Landscape, Building, Environment (CITERA), Sapienza University of Rome, Via A. Gramsci 53, Rome 00197, Italy
^bDepartment of Astronautical, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, Rome 00184, Italy

Abstract

In compliance with EU legislation (Directive 2009/28/EC, that establishes for each Member State a target calculated according to the share of energy from renewable sources in its gross final consumption to 2020) and Italian regulatory framework (DM 15/03/12 - Burden Sharing, that defines the regional objectives regarding renewable sources), each Italian Region must develop its own Regional Energy and Environmental Plan (PEAR). In order to promote the renewable energy sources (RES) production and to achieve a better energy efficiency use, the PEARs should propose to adopt a distributed multi generation (DMG) strategy.

The main aim of this paper is a preliminary assessment of mini hydro potential and perspectives ($P < 1$ MW) in Italian PEARs. Mini hydro is a mature and developed technology in Italy, and it represents a valiant opportunity for both local territories and the whole national system. Furthermore, thanks to its small size (low economic investment and environmental impact) and its versatility, it has the characteristics for a long-term development with direct industrial implications (i.e. energy cooperative and short supply chain). Specifically, the PEARs of four Regions were analysed, identifying the different information about mini hydro and comparing characteristics and potential.

The results obtained are summarized in a schematic framework useful to draw a preliminary PEARs guideline that indicates strategies and policies, harmonizing public and private initiatives and structuring a local-scale economy through a mini hydro based DMG.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd.
Selection and/or peer-review under responsibility of ATI

Keywords: RES; Mini hydro; Distributed multi generation; Burden sharing; Energy plan.

1. Introduction

Nowadays, Italy experiences important social and economic changes that decisively affects the energy and the environment sectors and which required an adequate structure of sustainable growth on a global scale.

Since 1997 with Kyoto Protocol, in order to mitigate climate changes, world community has strongly related human activities of developed countries to the environmental sustainability of long-term planning goals and joint actions. With regard to the developing countries, which are characterized by a significant increase in energy demand and exploitation of energy sources, the energy supply is still large based on fossil fuels [1]. While, as regards the OECD countries, a reduction of energy demand with massive investments in renewable energy sources (RES), energy efficiency and carbon savings technologies (i.e. CHP plants, hybrid systems, etc.) is almost achieved [2-9].

European Union is a leader by drawing a decarbonised future and an unified market (Energy Union Package, COM-2015-80 final). The Climate and Energy Package (specifically Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of RES) looking at the 2020 mid-term, focuses on energy saving, on greenhouse gases emissions (GHG) and on RES development, setting the stage to the Roadmap to 2050. Italy is characterized by lack of infrastructures due to the

* Corresponding author. Tel.: +39 06 49918607; fax: +39 06 49918607.
E-mail address: saverio.berghi@uniroma1.it

- 8.3. Bruschi D, Berghi S, “Local energy planning: potential and perspectives of transport sector in Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of four small Italian islands”, *Env. and Electrical Eng. and 2017 IEEE Ind. and Comm. Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017 IEEE Int. Co., Milan Italy, 2017.

Local energy planning: potential and perspectives of transport sector in Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of four small Italian islands

Daniele Bruschi

Department of Astronautical, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Italy
Email: daniele.bruschi@uniroma1.it

Saverio Berghi

Department of Astronautical, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Italy
Email: saverio.berghi@uniroma1.it

Abstract—Nowadays, Sustainable Energy Action Plans (SEAPs), represent a great tool for European municipalities and regions to plan, implement, monitor and evaluate their own energy and climate actions, and in doing so contribute to GHG reduction and adaptation achievements. The study analysed the SEAPs of four small Italian islands (SIIs) to evaluate specific impact of transportations taking into account interactions with local renewable energy. Assessing the forecasts for 2020 and 2030 scenarios, in accordance with European and National laws in force, the aim of this paper is to assess an integrated flowchart for planning transport sector and to harmonize it with renewable energy sources (RES) at the local scale.

Keywords—Integrated energy planning, SEAPs, RES, smart energy islands, transport sector

I. INTRODUCTION

Access to energy is universally agreed as one of the main challenges for halting fuel poverty. Like many other island around the world, several small Italian islands (SIIs) are not connected to the national grid. These islands are characterized by several energy criticalities in terms of high costs, security and management. In this framework, renewable energies represent a key tool by supporting the transition of SIIs to an autonomous, cleaner, secure, low-carbon energy system – in line with the overall EU Energy Union package and EU2020.

In fact, many are the islands around the world that are showing that it is now possible to bet on renewables for meeting all their energy needs. An important aspect of this energy innovation process is represented by an intense planning action on the renewable energy potential, defining best strategies for each considered context [1].

Local energy planning has already been in the EU agenda the last years through different initiatives, with particular regard to urban areas management [2] and energy efficiency of new and existing buildings [3-5]. In 2008, the European Commission launched a voluntary initiative called ‘Covenant of Mayors’ (CoM). Its goal was to engage local authorities across Europe in implementing sustainable energy policies in order to reduce their CO₂ emissions by 20% by 2020 [6]. Taking inspiration from the CoM, in 2011, the ‘Pact of Islands (PoI) was established. It focused on the intrinsic

This research has been carried out within the PRISMI project (Promoting RES Integration for Smart Mediterranean Islands), funded by the Interreg MED programme co-financed by the European Regional Development Fund (ERDF).

characteristics of islands and the need to fully tap their significant potential to drive Europe’s energy transition.

Recently, in line with the EU 2030 climate and energy framework programme and in order to harmonized approach without losing sight of islands’ intrinsic characteristics, the two initiatives were merged in the only CoM following a specific streamlining procedure [6].

In 2016, Italian transport sector accounted for 31.8% of final energy consumption and its dependence on oil was 92.7%. Furthermore, 68.8% of all Italian oil consumption comes from transportations [7]. Being closed systems, the transport sector in the SIIs is especially relevant in both economic and infrastructural terms. So a careful analysis of the actions to be included in SEAPs and subsequently to implement is needed [8]. In literature, some articles have analyzed the SEAP of municipalities, but no one is focused on transport sector in islands [8-10].

In this context, the paper analyzed the SEAPs of four SIIs in order to developed an integrated tool (schematic flowchart) for planning renewables at the local scale [11]. The adopted method include an analysis of the SEAP of each considered island assessing the measure mix to achieve the EU 20-20-20 targets in terms of reduction of energy consumption and GHG emissions from transports and increase of energy production.

II. METHODS

Italy has more than forty inhabited small islands in which more than 200,000 inhabitants live. Among these, twenty one are not connected to the national grid (Table I). Although Italy is the country most sensitive to SEAP initiative among European ones (it accounts for more than 50% of SEAPs signatories), still about half of the SIIs has not yet submitted it.

TABLE I. INHABITED SMALL ITALIAN ISLANDS

Island	Connected to the national grid	SEAPs Submission	Council deliberation
Ischia	YES	NO	-
Chioggia	YES	YES	29 Sep 2014
Elba	YES	YES	28 Oct 2013

- 8.4. Astiaso Garcia D, Berghi S, Bruschi D, Groppi D, Lo Basso G, “On the path to energy independence: hybrid energy systems evaluation towards Favignana smart energy island”, 12th Conference on Sust. Dev. of Energy, Water and Env. Systems (SDEWES), Dubrovnik Croatia, in press, 2017.

**On the path to energy independence: hybrid energy systems evaluation
towards Favignana smart energy island**

D. Astiaso Garcia*, S. Berghi, D. Bruschi, D. Groppi and G. Lo Basso
Department of Astronautical, Electrical and Energy Engineering (DIAEE)
Sapienza University of Rome, Italy
e-mail: davide.astiasogarcia@uniroma1.it

ABSTRACT

Energy costs, CO₂ emissions, security of supply and system stability are common challenges in small islands. Many European islands have become pilot sites of energy innovation but this green transition goes slowly in several Small Italian islands (SIIs), which are not connected to the national grid.

This study examines the suitability of using hybrid energy system comprising PV, hydrogen and batteries storage, diesel generators, Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs) and HCNG vehicles to meet Favignana island (Italy) electricity and public transportation demand, so as to increase the RES penetration level. The Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) software is used to carry out the energy analysis of different scenarios to identify the most effective energy solution from both technological and economical point of views.

The outcomes show that the implementation of hybrid energy systems can be an adequate and reliable option for increasing energy independency of Favignana island.

KEYWORDS

Smart energy island, Hybrid systems, HOMER simulation, Fuel Cell Electric Vehicles, Hydrogen storage

INTRODUCTION

Currently, the energy supply in small islands is a key challenge all over the world, from both research and application point of views. All islands have to face the common challenges of high energy costs, local CO₂ emissions, security of supply and system stability with the additional issue of a strong seasonality of energy loads. The islands not connected to the national grid are particularly sensible to these issues. As matter of fact, production systems rely mostly on fossil fuels imported from the mainland, making them vulnerable both to oil price fluctuations [1] and weather conditions that may let islands isolated for weeks. In this framework, RES integrated into smart grids are an indispensable tool to drive the transition of islands into smart islands with autonomous, clean and low-carbon energy system. Many are the example of islands around the world that bet on RES penetration. Kuang et al. [1] demonstrates that a 10% RES share is an advisable value in most cases. Nonetheless, there are several studies aiming to reach a 100% RES penetration [2,3] but few are the existing examples of 100% renewable energy islands, like the islands of Samsø in Denmark and Pellworm in Germany [4].

SIIs are following that trend and different projects were developed such as Giannutri and Giglio islands. Referring to Palone et al. [5], the introduction of a PV-Battery Energy Storage

* Corresponding author

- 8.5. Berghi S, "Energy planning for metropolitan context: potential and perspectives of Sustainable energy action plans (SEAPs) of three Italian big cities", *Energy Procedia*, vol.101, pp.1072-8, 2016.



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 00 (2016) 000–000



71st Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2016, 14-16
September 2016, Turin, Italy

Energy planning for metropolitan context: potential and
perspectives of Sustainable energy action plans (SEAPs) of three
Italian big cities

Saverio Berghi^{a*}

^a Department of Astronautics, Electrical and Energy Engineering (DIAEE), Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy

Abstract

Energy retrofitting of existing building stock and new expansion of urban settlements entail a new relationship between consumption and production sites. Especially, new production facilities linked to the renewables boom are not taken into account by the urban governance. Energy planning instruments could be the viable tool to manage the new energy transition focusing on territorial resources. The Sustainable Energy Action Plan is the most common and widespread due to its voluntary nature. The study analysed the SEAPs of three big Italian Cities to assess an integrated framework for planning renewables at the metropolitan scale.

© 2016 The Authors. Published by Elsevier Ltd.
Peer-review under responsibility of the Scientific Committee of ATI 2016.

Keywords: SEAPs; RES; Metropolitan city; Distributed generation; Energy planning.

* Corresponding author. Tel.: +39 06 49918607; fax: +39 06 49918607.
E-mail address: saverio.berghi@uniroma1.it

- 8.6. Berghi S, "Energy use in Urban Transport sector within the Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of three Italian Big Cities", *Energy Procedia*, vol.126, pp.414-20, 2017.



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 00 (2017) 000–000

Energy
Procedia
www.elsevier.com/locate/procedia

72nd Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2017, 6-8
September 2017, Lecce, Italy

Energy use in Urban Transport sector within the Sustainable Energy Action Plans (SEAPs) of three Italian Big Cities

Saverio Berghi ^{a,*}

Department of Astronautics, Electrical and Energy Engineering (DLAEE), Sapienza University of Rome, Via Eudossiana 18, 00184 Rome, Italy

Abstract

Promising Renewable Energy solutions could be installed in cities, but they require specific morphological conditions as well as architectural integration. Transport sector is still neglected from a strong policy initiative. A first attempt along with a defined framework to attract economic resources as well as interested stakeholders is the Covenant of Mayors (CoM). Within this agreement, the Municipality has to design a plan, the so-called Sustainable Energy Action Plan (SEAP). The plan must contain a clear outline of the strategy and relative actions to be taken by the local authority to reach its commitments in 2020, in terms of sustainability goals set by EU 20-20-20. The aim of this paper is to discuss and evaluate the differences of fuel usage and transport sector interaction in Italian urban scenarios, taking into account geographical and morphological constraints, and to compare the forecasts for 2020 and 2030 scenarios, in accordance with European and National laws in force.

© 2017 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Peer-review under responsibility of the scientific committee of the 72nd Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association.

Keywords: Transport; fuels; energy planning; SEAP.

1. Introduction

Changes in urban policies by means of law-driven Renewable Energy Sources (RES) deployment deal with infrastructural and architectural constraints. So, high care should belong to any policy and act which affects urban special areas such as natural zones, protected areas, cultural heritage or, simply, existing and well-established built-up areas. Nowadays, in Europe even if the environmental crisis is taken seriously, a huge request for more

* Corresponding author. Tel.: +0-000-000-0000 ; fax: +0-000-000-0000 .
E-mail address: saverio.berghi@uniroma1.it