

REPUBBLICA ITALIANA

BOLLETTINO UFFICIALE

DELLA

REGIONE CAMPANIA



Periodico Settimanale
Napoli 6 maggio 2009
Anno XXXIX numero 27 speciale

Proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale della Campania
e avvio delle attività di consultazione, di valutazione ambientale
strategica e di stesura del Piano d'Azione per l'Energia e l'Ambiente

BOLLETTINO UFFICIALE

DELLA

REGIONE
CAMPANIA



Periodico Settimanale

Napoli 6 maggio 2009

Anno XXXIX numero 27 speciale

Il Bollettino Ufficiale è strumento di comunicazione istituzionale e di pubblicità legale della Regione Campania.

Direttore
Responsabile **Michele Maiorano**

Vice
Direttore **Antonio Gemei**

Editore **Giunta Regionale della Campania**
Settore stampa e informazione
80132 Napoli - Via S. Lucia, 81

Direzione, Redazione
Amministrazione:

Tel. 081 7962776
081 7962040
081 7962580
081 7962775
081 7962988

Registrazione Tribunale di Napoli
n. 4341 del 22-12-1992

ABBONAMENTI

Gli abbonamenti sono annui e decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre

ABBONAMENTO ORDINARIO € 77,47– comprendente le sole edizioni a contenuto ordinario con esclusione delle edizioni “speciali” settimanali;

ABBONAMENTO SPECIALE € 116,20– comprendente tutti i numeri sia a contenuto ordinario che speciale; L’attivazione dell’abbonamento avviene previa spedizione alla Direzione del B.U.R.C. dell’attestazione in originale del versamento eseguito dall’abbonato;

Il termine di scadenza per il rinnovo dell’abbonamento è il 31 marzo;

Nel caso di sottoscrizione dell’abbonamento successiva al termine di scadenza il canone sarà calcolato pro quota, in ragione di un dodicesimo per ogni mese intero mancante al termine dell’anno solare.

INSERZIONI

Testi:

Il costo per ogni rigo o frazione di rigo dattiloscritto è di € 1,55;

Table e immagini:

Il costo deve essere calcolato, alla stregua dei testi, sulla base del numero di righe o frazione di rigo che esse occupano su un foglio uso bollo;

Esclusivamente per gli Statuti o loro modifiche il costo per ogni rigo o frazione di rigo è di € 0,52;

L’importo delle spese di inserzione va versato in anticipo sul c/c postale n. 21965181 intestato a Regione Campania -Servizio Tesoreria – Napoli

Il B.U.R.C. si pubblica di regola il LUNEDÌ

Le inserzioni saranno pubblicate il secondo lunedì successivo a quello di presentazione se pervenute alla redazione del B.U.R.C. entro il mercoledì ovvero il terzo lunedì se pervenute dopo il mercoledì;

Il testo della pubblicazione va redatto su foglio bollato, salvo le eccezioni di legge,(nel caso dovrà essere precisata dall’inserzionista la norma che prevede l’esenzione) sottoscritto dal soggetto che emana l’atto e ne dovrà essere inviato anche il file all’indirizzo e-mail: inserzioni.burc@regione.campania.it L’inserzione dovrà contenere:

- la denominazione dell’ente richiedente;
- l’oggetto della pubblicazione (che non può essere generico ma deve richiamare il contenuto specifico dell’atto;
- deve essere indicato il codice fiscale o partita IVA dell’ente che propone l’inserzione;

Inoltre il testo dell’inserzione dovrà essere accompagnato da una lettera di trasmissione in duplice copia firmata e protocollata nella quale dovrà darsi atto dell’inoltro del file dell’inserzione all’indirizzo e-mail: inserzioni.burc@regione.campania.it con specifica attestazione di conformità del testo del file con il testo cartaceo; Le inserzioni delle quali non di riscontri la corrispondenza con le prescrizioni sopra indicate non potranno essere pubblicate.

VERSAMENTO: C/C POSTALE n. 21965181

Intestato a Regione Campania -Servizio Tesoreria – Napoli, indicando nell’apposito spazio del bollettino postale, il **codice 0101- abbonamento BURC, codice 0102 – vendita BURC, codice 0103 inserzione – pubblicazione del testo. Non si risponde di eventuali ritardi o disguidi postali. Il testo degli avvisi pubblici e del materiale pubblicato è quello predisposto dagli inserzionisti. La Direzione del B.U.R.C., pertanto, non risponde di eventuali errori e/o omissioni contenuti nei testi proposti.**

Il B.U.R.C. si può consultare sul sito web www.regione.campania.it

In caso di discordanza il testo autentico degli atti pubblicati è quello del Bollettino Ufficiale pubblicato a mezzo stampa, che rappresenta la pubblicazione legale a tutti gli effetti di legge.

Copia del Bollettino Ufficiale € 1,55; il prezzo è raddoppiato per le copie arretrate

Copia Supplemento Speciale € 3.87 (fino a 300 pagine) ed € 7,75 (oltre le 300 pagine)

Stampa: AC.M. Spa - Torre del Greco (Napoli)

A.G.C. 12 - Sviluppo Economico - Deliberazione n. 475 del 18 marzo 2009 - Proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale della Campania e avvio delle attività di consultazione, di valutazione ambientale strategica e di stesura del Piano d'Azione per l'Energia e l'Ambiente.

PREMESSO

- che la Legge 9 gennaio 1991, n. 10, concernente “Norme per l’attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”, all’art. 5 prevede che le Regioni predispongano un piano regionale relativo all’uso delle fonti rinnovabili di energia;
- che il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112, concernente il conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del capo 1 della Legge 15 marzo 1997, n. 59, ha organizzato le funzioni di programmazione e pianificazione in campo energetico, nonché le attività amministrative in materia di impianti di produzione di energia elettrica secondo un criterio di pluralismo e sussidiarietà tra Stato, Regioni, Province ed Enti Locali;
- che la Legge Costituzionale 18/10/2001 n. 3 concernente “Modifiche al Titolo V Parte II della Costituzione” ha ridefinito le competenze legislative, regolamentari ed amministrative dello Stato, delle Regioni e degli Enti Locali prevedendo in particolare la “produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia” come materia di legislazione concorrente;
- che con deliberazione della giunta Regionale n. 1318 del 1° agosto 2006 è stato approvato il Piano d’Azione per lo Sviluppo Economico Regionale (di seguito per brevità PASER), ai sensi dell’art. 8 della Legge Regionale n. 24 del 29 dicembre 2005 (finanziaria regionale 2006), il quale rappresenta il documento di programmazione che individua le priorità e la tempistica degli interventi settoriali da realizzare, indirizza e coordina tali interventi e definisce i criteri, le modalità e le procedure per la loro attuazione;
- che l’art. 27 della Legge regionale n. 1 del 19 gennaio 2007 (finanziaria regionale 2007) ha modificato l’art. 8 della Legge regionale n. 24 del 29 dicembre 2005 (finanziaria regionale 2006), disponendo che il PASER abbia validità triennale e sia aggiornato annualmente, entro il 30 giugno di ciascun anno, anche sulla base delle risorse appositamente allocate dai documenti di programmazione finanziaria
- che con DGR 962 del 30/5/2008 è stato approvato l’aggiornamento del PASER 2008-2011;
- che unitamente all’aggiornamento del PASER di cui alla alla DGR n. 962/2008, sono state approvate le Linee di Indirizzo strategico del Piano Energetico Ambientale Regionale, le quali definiscono gli obiettivi delle politiche energetiche regionali e di riduzione delle emissioni al 2013 ed al 2020, mediante un approccio strategico che esamina i processi in atto, definisce una razionalizzazione e traduce gli obiettivi in impegni specifici, articolati per fonte energetica e settore economico tesi, da un lato, a sostenere la produzione e all’utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e l’installazione di impianti nelle strutture produttive, dall’altro a favorire la creazione di un sistema campano di imprese ad alto contenuto tecnologico nel settore delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica;
- che in particolare, nell’ambito degli obiettivi della Linea d’Azione 1 del PASER sono state individuate, come uno degli ambiti di intervento strategici, su cui concentrare politiche d’intervento in via prioritaria, in particolare le filiere tecnologiche per la produzione di energia da fonte rinnovabile (solare, eolico e biocombustibile);
- che la Legge Finanziaria Nazionale, n. 1 del 2008, riporta le Regioni al centro delle politiche a favore delle energie rinnovabili e per la riduzione delle emissioni di gas serra, chiedendo alle stesse un impegno per la ripartizione su base regionale degli obiettivi sopra richiamati e un obbligo per il conseguimento degli stessi;
- che il comma 8 dell’art. 20 della Legge Regionale 20 gennaio 2008 n. 1, legge finanziaria 2008 della Regione Campania, prevede l’adozione del Piano energetico regionale, nonché col comma 9 dello stesso articolo viene definita la procedura di approvazione;

CONSIDERATO

- che la Commissione europea ha approvato nel dicembre 2008 la direttiva relativa al Pacchetto di azioni in materia energetica presentato con il documento “*Due volte 20 per il 2020. L’opportunità del cambia-*

mento climatico per l'Europa", proponendo obiettivi obbligatori per la riduzione delle emissioni di gas serra, per l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e per l'aumento dell'efficienza energetica sui consumi dell'UE entro il 2020, base di discussione per l'accordo di massima raggiunto nella conferenza climatica dell'ONU di Poznan del 2008, preparatoria della conferenza climatica di Copenhagen prevista per dicembre 2009;

- che il *position paper* nazionale in accoglimento della richiamata direttiva europea sul pacchetto clima prevede impegni vincolanti per il Governo nazionale onde consentire al Paese di raggiungere gli obiettivi preposti in tema di riduzione delle emissioni, di produzione di energia da fonti rinnovabili e di razionalizzazione e risparmio nei consumi energetici;
- che la Commissione Europea con decisione n. C(2007) 4265 dell'11 settembre 2007 ha adottato la proposta di Programma Operativo Regionale Campania FESR 2007-2013 approvata dalla Giunta Regionale con deliberazione n. 453 del 16 marzo 2007
- che con DGR n. 26 dell'11-01-2008, preso atto del piano finanziario per obiettivo operativo approvato con il P.O. FESR 2007-2013, si è adottato il relativo piano di riparto attribuendo alle Aree Generali di Coordinamento le funzioni connesse alla gestione ed al controllo delle operazioni necessarie per l'attuazione degli interventi programmati;
- che in particolare l'Asse 3 Energia del POR FESR 2007-2013 si attua in coerenza con il quadro strategico delineato dalle linee d'indirizzo strategico del PEAR e con il POIN Energia al fine di garantire l'efficacia delle politiche energetiche;

CONSIDERATO altresì

- che l'adozione del Piano Energetico Ambientale (PEAR) costituisce urgente ed inderogabile necessità di disciplina della materia energetica in Campania;
- che il PEAR costituisce attuazione in Campania degli impegni internazionale assunti dall'Italia con la sottoscrizione del protocollo di Kyoto dell'11.12.1997, ratificato con legge 1.06.2002 n. 120;
- che gli obiettivi della V.A.S. (Valutazione Ambientale Strategica), saranno perseguiti e condotti attraverso la pubblicazione del Rapporto di sintesi del Piano, le consultazioni con i soggetti competenti in materia ambientale e con il pubblico e la redazione di specifico Rapporto ambientale in coerenza alla Direttiva 2001/42/CE, e del D.lgs 4/2008;
- che occorre predisporre la contestuale fase di organizzazione del Forum Energia e Ambiente, appositamente costituito dalla Regione Campania con DGR n. 3849 del 23/12/2003, onde poter svolgere le opportune attività di consultazione in materia di pianificazione e programmazione energetica regionale; con la presentazione del documento stesso ai soggetti individuati e interessati, il tutto finalizzato all'acquisizione di eventuali osservazioni e richieste di sviluppo, integrazione e/o modifica;
- che l'adozione della proposta di PEAR da avvio alla fase iniziale del suo iter di approvazione;
- che le eventuali osservazioni e richieste di sviluppo, integrazione e/o modifica al PEAR da parte dei soggetti interessati, opportunamente valutate dal gruppo di lavoro che ha provveduto alla stesura del PEAR, saranno oggetto di un documento finalizzato alla redazione della versione definitiva del Piano;

DATO ATTO che

- che il PEAR espone i dati relativi alla produzione e all'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, nonché quelli relativi alla evoluzione e alle dinamiche del Sistema Energetico Regionale, offrendo uno scenario temporale valido sino al 2020;
- che lo stesso interviene in una stagione caratterizzata da grande attenzione all'emergenza degli approvvigionamenti energetici, ai cambiamenti climatici e ai legami che questi due fattori hanno tra loro e con la recessione economica in atto, elementi tutti che impongono la ricerca di nuove politiche energetiche e ambientali a livello globale;
- che a fronte del progressivo esaurimento delle fonti energetiche tradizionali non rinnovabili sono disponibili sviluppi tecnologici che permettono una razionalizzazione ed un uso efficiente dell'energia già prodotta e la utilizzazione dell'energia derivata da fonti rinnovabili in modo intensivo, efficiente e capace di incremento nel tempo;
- che appare, quindi, avviato il percorso di una nuova stagione energetica che ci conduca verso un'economia a bassa intensità di carbonio e a minor utilizzo di materie prime per unità di prodotto che

consentirà, su scala globale, il passaggio da una economia basata sul ciclo del carbonio a una fondata su quello del sole, che avrà come effetto il decentramento della produzione, dell'accumulo e della distribuzione dell'energia e il conseguente conferimento di un nuovo protagonismo, economico e, quindi, politico, ai livelli territoriali regionali e locali;

- che è necessario, per raggiungere tale obiettivo, programmare nel tempo le politiche energetiche sia rendendo più efficienti, sicure e pulite le tecnologie basate sulle fonti tradizionali, sia intraprendendo iniziative atte a favorire l'introduzione e la diffusione sul territorio di fonti rinnovabili, edilizia ecoefficiente, idrogeno e reti "smart-grid" di distribuzione energetica, in modo da permettere al nuovo modello energetico di "fare sistema" costituendo massa critica sufficiente al funzionamento dell'economia locale ;

- che le linee d'indirizzo strategico del PEAR costituiscono, nel quadro dei principi sopra esposti, idoneo riferimento di carattere generale per l'azione amministrativa della Regione nei prossimi anni, sino al 2013, da sviluppare con la flessibilità richiesta dalle singole e specifiche congiunture e condizioni operative;

- che, in quanto strumento di pianificazione, esso indirizza la programmazione regionale guardando al 2020 quale orizzonte temporale e individuando degli obiettivi intermedi al 2013, essendo, quest'ultimo, il riferimento temporale assunto dall'UE come termine di attuazione dei programmi comunitari a breve e medio termine nel settore energetico;

- che, pertanto, il Piano Energetico Ambientale Regionale è dichiaratamente finalizzato al conseguimento dei seguenti obiettivi strategici: valorizzare le risorse naturali e ambientali territoriali, promuovere processi di filiere corte territoriali, stimolare lo sviluppo di modelli di governance locali, generare un mercato locale e regionale della CO₂, potenziare la ricerca e il trasferimento tecnologico, avviare misure di politica industriale, attraverso la promozione di una diversificazione delle fonti energetiche, in particolare nel comparto elettrico attraverso la produzione decentrata e la "decarbonizzazione" del ciclo energetico, favorendo il decollo di filiere industriali, l'insediamento di industrie di produzione delle nuove tecnologie energetiche e la crescita competitiva;

- che, questa impostazione strategica del PEAR rimanda ad una declinazione coerente delle successive linee d'intervento del piano d'azione regionale per l'energia e l'ambiente, degli strumenti di programmazione regionale di settore e delle procedure e scelte localizzative che consentano:

- ✓ di investire sul sistema territorio;
- ✓ di creare condizioni di convenienza insediativa per le imprese, privilegiando la qualità delle infrastrutture e dei servizi del territorio al fine di sostenere la "permanenza" delle imprese nell'ambito locale;
- ✓ di poter rapidamente riorientare, qualora l'attività di monitoraggio lo evidenzii, strategie e progetti al mutare delle condizioni iniziali o del non raggiungimento dei risultati prefissati, attraverso una flessibilità nella gestione e nell'uso dei finanziamenti;
- ✓ di privilegiare i progetti che coinvolgano più imprese e un numero maggiore di settori produttivi, piuttosto che i singoli segmenti di una filiera;
- ✓ di privilegiare i progetti efficienti, a minore impatto ambientale e, contemporaneamente, a maggiore impatto occupazionale e di innovazione;
- ✓ di potenziare la rete di centri di ricerca e sviluppo garantendo un sistema di formazione progressiva e continua.

- che la realizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile costituisce occasione di potenziamento dell'industria campana anche in riferimento all'indotto da essi creato;

- che è prioritario interesse della Regione che le energie derivanti da fonti rinnovabili contribuiscano con apporti sempre maggiori alla costituzione di una diversificazione delle fonti di produzione che vede, di contro, una diminuzione dell'apporto delle risorse energetiche di produzione da fonti fossili, al fine di diminuire, nel soddisfacimento della domanda di energia, fonti e cause di inquinamento e così contribuire al riequilibrio ambientale nel territorio;

- che, per i motivi suesposti, è necessario semplificare e rendere celere la gestione dei procedimenti di autorizzazione delle iniziative realizzative, anche promuovendo il ricorso a strumenti procedurali negoziati secondo quanto sarà previsto ed autorizzato, anche in via generale, dalla Giunta Regionale;

- che il PEAR assume la centralità della comunicazione, della partecipazione e condivisione territoriale quale fattore strategico essenziale, al fine di contribuire alla costruzione di processi autentici di condivisione delle comunità circa la valorizzazione di risorse, quelle rinnovabili, che per loro natura sono indissolubilmente legate al territorio e fondamentale anche per rendere chiari e comprensibili i fattori di attrat-

tività e di competitività dei territori regionali vocati, nonché delle politiche di settore messe in campo;

DATO ATTO altresì

- che è intenzione della Regione Campania procedere all'acquisizione del Piano Energetico Ambientale Regionale, onde poter rispondere in modo adeguato agli impegni derivanti dalle norme in materia di pianificazione e programmazione energetica e ambientale e alle sollecitazioni di un mercato libero dell'energia;
- che l'Asse 3 del POR FESR 2007-2013 prevede tra i criteri di ammissibilità dei singoli Obiettivi Operativi 3.1, 3.2 e 3.3 la coerenza con il Piano Energetico Ambientale Regionale;
- che, a tal fine e per dare seguito a quanto previsto dall'Asse 3, il Settore 01 dell'AGC 12, in ottemperanza alla DGR 518/2008 ha coordinato il lavoro per la stesura della proposta del documento di Piano Energetico Ambientale Regionale Campano (PEAR), unitamente all'Energy Manager della Regione Campania e quale componente dall'Organismo Tecnico, e in collaborazione con il Servizio 0403 dell'AGC 12;
- che il gruppo di lavoro, coordinato dalle competenti strutture dell'Assessorato alle Attività Produttive, ha ultimato, avvalendosi dei contributi dell'ENEA elaborati come da Convenzione in premessa richiamata, la stesura di una bozza del PEAR, onde consentire le dovute valutazioni e avviare le necessaria attività di consultazione e concertazione e quelle relative alla stesura della valutazione ambientale strategica;

RITENUTO, pertanto:

- di voler approvare la proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale - PEAR, allegato al presente atto che ne costituisce parte integrante e sostanziale, e documento disponibile presso il settore proponente;
- di voler dare mandato al Settore 01 "Programmazione delle Politiche per lo Sviluppo" dell'AGC 12 "Sviluppo Economico" di convocare il Forum Energia e Ambiente per la presentazione del documento della proposta di PEAR ai soggetti interessati, così come individuati dalla DGR n. 3849 del 23/12/2003, al fine di svolgere, in ossequio alle disposizioni del comma 2 dell'art. 13 della Legge Regionale 28 marzo 2007 n. 4, applicabile come procedura di approvazione ai sensi del comma 9 dell'art. 20 della Legge Regionale 30 gennaio 2008, n. 1, le opportune attività di consultazione e concertazione e di acquisire eventuali osservazioni e richieste di sviluppo, integrazione e/o modifica;
- di dover demandare al Settore 01 dell'AGC 12 tutti gli atti successivi e consequenziali necessari a dar seguito e completezza alla pianificazione energetica regionale, tra cui il percorso di VAS - Valutazione Ambientale Strategica,
- di voler dare mandato all'ENEA, in coerenza con la Convenzione vigente e dando seguito a quanto convenuto con apposite note di cui al prot. 2008.0964470 del 18/11/2008 e 2009.0095436 del 4/2/2009, di redigere il Piano d'Azione regionale per l'energia e l'ambiente, facendo gravare gli oneri relativi pari ad un importo complessivo di euro 160.000,00 (oltre IVA se dovuta) sulle risorse assegnate alla Linea d'Azione 6 del PASER - U.P.B. 2.83.243 cap. 4012 - subordinando l'impegno delle relative somme per l'annualità 2009 all'adozione della delibera di riscrittura;
- di dover demandare al Settore 01 dell'AGC 12 gli atti successivi e consequenziali relativi al citato Piano d'Azione regionale per l'energia e l'ambiente;
- di dover riservare a proprio successivo atto l'adozione del Piano Energetico Ambientale Regionale derivante dal processo di VAS - Valutazione Ambientale Strategica per trasmetterlo, ai sensi di quanto previsto dal comma 2 dell'art. 13 della Legge Regionale 28 marzo 2007 n. 4, richiamato in termini di procedura dal comma 9 dell'art. 20 della Legge Regionale 30 gennaio 2008, n. 1, al Consiglio Regionale per l'approvazione definitiva.

VISTO

- la Legge 9 gennaio 1991, n. 10;
- il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112;
- la Legge Costituzionale 18/10/2001 n. 3;
- la Legge 23 agosto 2004, n. 239, avente ad oggetto: "Riordino del settore energetico, nonché delega

- al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”;
- la Delibera n° 28/2006 dell’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas;
- la Legge regionale n. 24 del 29 dicembre 2005;
- la Legge regionale n. 1 del 19 gennaio 2007;
- la Legge Regionale n. 4 del 28 marzo 2007;
- la Legge Regionale n. 1 del 2008;
- la DGR n. 962 del 2008;

PROPONE e la Giunta Regionale, in conformità, a voto unanime

DELIBERA

per i motivi e le considerazioni esposte in premessa che si intendono integralmente riportate nel presente dispositivo:

- di approvare la proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale - PEAR, allegato al presente atto che ne costituisce parte integrante e sostanziale, e documento disponibile presso il settore proponente;
- di dare mandato al Settore 01 “Programmazione delle Politiche per lo Sviluppo” dell’AGC 12 “Sviluppo Economico” di convocare il Forum Energia e Ambiente per la presentazione del documento della proposta di PEAR ai soggetti interessati, così come individuati dalla DGR n. 3849 del 23/12/2003, al fine di svolgere, in ossequio alle disposizioni del comma 2 dell’art. 13 della Legge Regionale 28 marzo 2007 n. 4, applicabile come procedura di approvazione ai sensi del comma 9 dell’art. 20 della Legge Regionale 30 gennaio 2008, n. 1, le opportune attività di consultazione e concertazione e di acquisire eventuali osservazioni e richieste di sviluppo, integrazione e/o modifica;
- di demandare al Settore 01 dell’AGC 12 tutti gli atti successivi e consequenziali necessari a dar seguito e completezza alla pianificazione energetica regionale, tra cui il percorso di VAS - Valutazione Ambientale Strategica,
- di dare mandato all’ENEA, in coerenza con la Convenzione vigente e dando seguito a quanto convenuto con apposite note di cui al prot. 2008.0964470 del 18/11/2008 e 2009.0095436 del 4/2/2009, di redigere il Piano d’Azione regionale per l’energia e l’ambiente, facendo gravare gli oneri relativi pari ad un importo complessivo di euro 160.000,00 (oltre IVA se dovuta) sulle risorse assegnate alla Linea d’Azione 6 del PASER - U.P.B. 2.83.243 cap. 4012 - subordinando l’impegno delle relative somme per l’annualità 2009 all’adozione della delibera di reiscrizione;
- di demandare al Settore 01 dell’AGC 12 gli atti successivi e consequenziali relativi al citato Piano d’Azione regionale per l’energia e l’ambiente;
- di riservare a proprio successivo atto l’adozione del Piano Energetico Ambientale Regionale derivante dal processo di VAS - Valutazione Ambientale Strategica per trasmetterlo, ai sensi di quanto previsto dal comma 2 dell’art. 13 della Legge Regionale 28 marzo 2007 n. 4, richiamato in termini di procedura dal comma 9 dell’art. 20 della Legge Regionale 30 gennaio 2008, n. 1, al Consiglio Regionale per l’approvazione definitiva.
- di trasmettere il presente atto, per quanto di competenza:
 - all’AGC 05 Ecologia, Tutela Dell’ambiente, Disinquinamento, Protezione Civile
 - all’AGC 08 Bilancio, Ragioneria e Tributi
 - all’AGC 09 Rapporti Con Gli Organi Nazionali Ed Internazionali In Materia Di Interesse Regionale Autorità Di Gestione Del Por Campania 2007/2013
 - all’AGC 11 Sviluppo Attività Settore Primario
 - all’AGC 12 Sviluppo Economico
 - all’AGC 14 Trasporti e Viabilità
 - all’AGC 16 Governo del Territorio, Beni Culturali, Ambientali e Paesistici
 - all’AGC 01 “Gabinetto Presidente Della Giunta Regionale”, Settore 02 “Stampa, Documentazione ed Informazione e Bollettino Ufficiale” per la pubblicazione

Il Segretario
D’Elia

Il Presidente
Bassolino



Proposta di Piano > marzo 2009

La presente proposta di Piano è stata redatta con i seguenti contributi:

coordinamento

Maria Carolina Cortese

Dirigente Settore 01 Programmazione delle politiche per le politiche dello sviluppo economico, Area Generale di Coordinamento 12 Sviluppo Economico Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania

coordinamento scientifico

Filippo de Rossi

Energy Manager della Regione Campania

Massimo Dentice d'Accadia

Componente dell'Organismo Tecnico per la valutazione delle proposte di insediamento di nuove centrali termoelettriche

contributi

Vincenzo Guerriero

Dirigente Servizio 0403 Mercato energetico regionale, Energy Management, Area Generale di Coordinamento 12 Sviluppo Economico Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania

Felice Lucia

Componente Unità Tecnica PASER, Area Generale di Coordinamento 12 Sviluppo Economico - Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania

Dario Gentile

responsabile Centro Studi ACaM

Enea

Enel Distribuzione

INEA - Sede per la Campania

Snam Rete Gas

Terna

si ringraziano per la collaborazione

Paolo Degli Espinosa

Eugenio Di Santo

Aldo Iacomelli

Adolfo Palombo

Marina Sacco

Marzo 2009

La proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale giunge al termine di un lavoro collegiale che, nell'adempiere a quanto disposto dal Legislatore nazionale e regionale, pone le basi di una nuova stagione per l'economia e il nostro territorio, potendo contare concretamente sulle prospettive e sulle opportunità derivanti dalla valorizzazione sostenibile dei nostri giacimenti energetici rinnovabili e dalla riconversione ecologica dei modelli di produzione e di consumo di cittadini, imprese e istituzioni locali.

La Giunta Regionale con un proprio atto ha attivato il processo di definizione del PEAR approvandone la proposta da sottoporre alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica prima dell'inoltro al Consiglio Regionale per l'approvazione definitiva.

Il documento espone i dati relativi alla produzione e all'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, nonché quelli relativi alla evoluzione e alle dinamiche del Sistema Energetico Regionale, offrendo uno scenario temporale valido sino al 2020.

L'adozione del Piano, che per la Campania è anche contributo all'attuazione degli impegni internazionali assunti dall'Italia con la sottoscrizione del protocollo di Kyoto, costituisce, unitamente ad uno strumento legislativo anch'esso in elaborazione, urgente ed inderogabile necessità di disciplina della materia energetica in Campania.

Esso interviene in una stagione caratterizzata da grande attenzione all'emergenza degli approvvigionamenti energetici, ai cambiamenti climatici e ai legami che questi due fattori hanno tra loro e con la recessione economica in atto, elementi tutti che impongono la ricerca di nuove politiche energetiche e ambientali a livello globale.

Con questo strumento la Regione Campania intende avviare una nuova stagione che ci conduca verso un'economia a bassa intensità di carbonio e a minor utilizzo di materie prime per unità di prodotto. Il passaggio, su scala globale e locale, da una economia basata sul ciclo del carbonio ad una fondata su quello del sole, potrà avere come effetto il decentramento della produzione, dell'accumulo e della distribuzione dell'energia e il conseguente conferimento di un nuovo protagonismo, economico e politico, ai livelli territoriali regionali e locali.

Per raggiungere tali obiettivi è necessario programmare nel tempo le politiche energetiche, rendendo più efficienti, sicure e pulite le tecnologie basate sulle fonti tradizionali, intraprendendo iniziative atte a favorire l'introduzione e la diffusione sul territorio di fonti rinnovabili, edilizia eco-efficiente, idrogeno e reti "smart-grid" di distribuzione energetica: un nuovo modo di "fare sistema" a base dello sviluppo dell'economia locale.

Il PEAR, partendo dal quadro energetico esistente, indica azioni per lo sviluppo di uno scenario che privilegi la ricerca e l'innovazione tecnologica, la "decarbonizzazione" del ciclo energetico, le filiere industriali e le politiche di risparmio energetico, mirate soprattutto all'edilizia, avviando una riflessione sul grande tema dei trasporti.

Parallelamente, l'azione amministrativa regionale è impegnata nel proporre ulteriori significative politiche, complementari rispetto a quelle nazionali, rivolte ad imprese, enti e famiglie, per l'avvio di un "green new deal" campano.

In tale contesto, assumono valenza altri due aspetti. Il primo consiste nella semplificazione e accelerazione dei procedimenti di autorizzazione delle iniziative proposte. Il secondo risiede nella comunicazione e partecipazione quali fattori essenziali alla costruzione di autentici processi di condivisione da parte delle comunità, attraverso le attività del Forum Energia e Ambiente appositamente costituito dalla Regione Campania.

Andrea Cozzolino
Assessore all'Agricoltura e alle Attività Produttive

CAPITOLO 1. La programmazione energetica regionale

Premessa

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Campania (PEAR) matura all'interno di una fase politica ed economica, internazionale e locale, nella quale i mutamenti climatici ed energetici potrebbero concretamente determinare, nei prossimi anni, scenari sempre più aspri di conflitto e di lotte per il controllo di risorse sempre più scarse. Siamo di fronte a un momento, forse il più delicato e pericoloso degli ultimi decenni, in cui appaiono chiari limiti e criticità degli attuali modelli di sviluppo, in cui si manifestano apertamente le profonde interconnessioni tra recessione economica, crisi energetica e cambiamenti climatici e che, nel suo sviluppo complessivo, il PEAR non trascura, così come non elude il tema della crisi economica mondiale.

Non è la prima volta che la civiltà moderna e industrializzata si trova di fronte a crisi di tale portata al punto che molti rievocano lo spettro della grande crisi degli anni '30. Ci sono, tuttavia, grandi differenze, oltre i molti elementi in comune, tra la crisi globale attuale e quella del 1929-1934.

Dal novembre 2008, la scena mondiale è stata attraversata da un vero e proprio terremoto che ha colpito in via iniziale i mercati finanziari ma che progressivamente è andata spiegando i suoi effetti paralizzanti su tutto il tessuto economico, in ogni sua trama. In tal senso, si parla di un nuovo fattore di crisi, con carattere finanziario ed economico che, per il suo spessore, può essere paragonato solo con quanto verificatosi nel '29. Come allora, anche oggi sono molteplici le soluzioni e gli interventi proposti per far ripartire l'economia. E, come per la *grande depressione*, anche oggi l'elemento di sintesi necessario per ridare respiro all'economia appare comune: la capacità del sistema di generare investimenti idonei a un rilancio della domanda.

Le soluzioni messe in campo nel '29 per ovviare alla più grande crisi economica che aveva investito lo schema liberista sono riconducibili all'applicazione del modello fordista e keynesiano declinato nella motorizzazione di massa, con una maggiore mobilità individuale e un maggiore consumo di petrolio, quindi una rivoluzione dell'organizzazione produttiva, dei consumi di massa e degli assetti urbani.

Oggi, anche grazie alle politiche intraprese dall'Unione Europea e, recentemente, dagli USA, i problemi energetici e climatici si possono trasformare da fattori di crisi e variabili indipendenti in *drivers* per il rilancio, prospettando quella che è stata definita come una potenziale *III rivoluzione industriale*, incentrata su un modello di sviluppo a bassa intensità energetica e ridotto impatto ambientale, in particolare in termini di emissioni di carbonio.

L'attuale *black-out* finanziario e il *global warming* condividono un destino comune. Entrambi sono figli di un processo storico in cui l'agire umano e le conseguenze che da questo derivano risultano sempre più divaricate lungo due direttrici tra loro indifferenti ed alternative. Eppure, proprio mentre tutto questo risulta evidente, i temi per affrontarli nella loro complessità sembrano, di nuovo, un orpello costoso da affrontare. "I problemi non possono essere risolti dallo stesso atteggiamento mentale che li ha creati" amava sostenere Albert Einstein. Non è la via della conservazione e della inazione che può tirar fuori dal guado una comunità, un Paese, il Pianeta, così come a nulla vale anche ogni forma di conflitto ideologico e strumentale, altrettanto dannoso, mentre occorrerebbe un approccio laico da parte di tutti – la politica, l'economia, l'opinione pubblica – con un analogo e radicale cambio di mentalità.

Il Piano considera centrale il legame tra economia e ambiente e si muove in un ordine di idee che vede nella costruzione delle condizioni per coniugare questi due aspetti solo in via apparente

conflittuali, sia le opportunità di una nuova stagione di sviluppo proiettata verso una economia a basse emissioni di carbonio e a minor utilizzo di materie prime per unità di prodotto, sia una occasione per rilanciare concretamente al centro dell'arena economica nuove parole: equità, sviluppo durevole e sostenibile, solidarietà.

Parole, che in questo scorcio di millennio rimettono in gioco una sfida che in fondo è la stessa e che accompagna da sempre l'evoluzione culturale dell'uomo, verso la quale in passato è mancata forse una maggior convinzione e l'ambizione di affrontarla compiutamente, abbandonando certezze e miti del novecento, a cominciare dal mito ormai decadente del petrolio. In tal senso, forse una netta inversione di rotta potrà provenire proprio da uno dei paesi maggiormente responsabili della febbre del pianeta, con quel *green new deal* della politica energetica ed ambientale annunciata dal neo Presidente Obama, che può rappresentare uno sconvolgimento tettonico per un Paese quale gli USA e fare da traino su scala planetaria.

Ma, come ogni sterzata netta del vagone dell'umanità verso il progresso, resistenze e inerzie dei passeggeri non agevolano il percorso e questo vale anche per gli USA, dove una parte significativa degli industriali utilizza contro il neo-presidente Obama gli stessi argomenti usati da alcuni stati membri contro l'Unione europea e il suo pacchetto clima-energia, ricordando come "sotto il presidente Barack Obama, l'industria dei combustibili fossili può trovarsi di fronte a giorni bui".

L'auspicio è che anche in Italia vi siano precise assunzioni di responsabilità e concrete decisioni che dischiudano la capacità bipartisan di assumere una leadership visionaria sui cambiamenti climatici e di porre fine ad un colpevole immobilismo, che di certo non ci proietta verso la soddisfazione degli obiettivi vincolanti posti dall'Unione Europea.

Il "pacchetto clima", approvato da parte dell'UE nel mese di dicembre 2008, può permettere al vecchio continente di competere con le stesse ambizioni del "Progetto Apollo" annunciato dal presidente degli USA: un programma di investimenti da 150 miliardi di dollari indirizzati al risparmio, efficienza e fonti rinnovabili, che dovrebbe creare 5 milioni di nuovi posti di lavoro attraverso l'industria della riconversione ecologica, con il quale gli USA si propongono di fare a meno del petrolio entro un decennio.

Sebbene tra luci e ombre, queste ultime soprattutto legate alle posizioni di alcuni stati membri tra cui l'Italia, questo documento fondamentale intende dar valore alla capacità di futuro che l'UE può esprimere e, nel caso del nostro paese, deve spingerci verso una maggior convinzione nei riguardi degli impegni assunti. Fuori da ogni metafora, è evidente che ogni ulteriore posizione polemica, di lamentela, di attesa e di inazione potrà premiare le sole posizioni economiche di privilegio e di parassitismo, sabotando il futuro del Paese.

Come ogni accordo, o compromesso, se si preferisce, anche quello raggiunto sul pacchetto clima fotografa i rapporti di forza reali, così come le decisioni contraddittorie ed i comportamenti incerti rappresentano segnali preoccupanti circa gli orientamenti del governo nazionale: le ipotesi di riapertura al nucleare, le minacce di cancellazione o limitazione delle detrazioni fiscali sulle ristrutturazioni edilizie finalizzate al risparmio energetico sono esempi sufficienti per dare un segnale di una certa volontà di disimpegno italiano nella lotta al riscaldamento globale.

Il piano energetico ambientale della Regione Campania si inserisce con un chiaro punto di vista all'interno di questo scenario, delineando, al contrario, una visione pienamente coerente con quella europea e, auspicabilmente, all'altezza della triplice sfida che abbiamo di fronte: ai cambiamenti climatici, all'emancipazione dai combustibili fossili ed alla recessione economica.

1.1. Il Piano energetico ambientale

Il presente documento giunge al termine di un percorso e di attività di studio, analisi e programmazione avviate nell'anno 2008 con l'approvazione delle "Linee di indirizzo strategiche", inserendosi dunque in uno scenario ben delineato.

Come premesso, il PEAR assume quale saldo riferimento strategico la strada indicata dall'Unione Europea con l'approvazione del pacchetto clima, che impone una improcrastinabile declinazione a livello nazionale degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti, da ripartire successivamente, in modo equo e condiviso, tra le Regioni, tramite il meccanismo del *burden sharing*.

Il documento indica una serie di obiettivi generali e specifici, la cui attuazione sarà poi delineata in maggior dettaglio in un successivo **Piano d'Azione per l'energia e l'ambiente, da definire nell'ambito dell'aggiornamento del PASER 2009**.

Il Piano d'Azione per l'Energia (PAE) sarà lo strumento operativo del Piano Energetico Regionale di cui ne recepirà gli obiettivi generali, peraltro già delineati nelle linee di indirizzo strategico, e che conterrà un insieme di interventi e azioni da effettuare nel breve e medio periodo, propedeutiche ad una più corretta gestione dell'energia in Campania. In tal senso, gli interventi previsti si concentreranno tra l'altro sulla diffusione delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e della micro-generazione oltre che verso la produzione centralizzata di energia ad alta efficienza

Più in generale, viene delineato un impegno deciso e tempestivo che da un lato vuole contribuire a promuovere Kyoto e dall'altro evitare che una parte della bolletta energetica di ogni singolo utente, destinata alle politiche di incentivo delle rinnovabili e dell'uso efficiente dell'energia, finanzia, solo o quasi, lo sviluppo industriale ed occupazionale di altri paesi attraverso l'import tecnologico, rinunciando, in tal modo, alle opportunità di una occupazione mediamente molto qualificata. Una sfida che va affrontata con un approccio inedito, che non fornisca piccole soluzioni tampone ma risposte complessive e durature, globali e locali e che si traspongono negli obiettivi primari sui quali il documento incentra l'attenzione: valorizzare le risorse naturali e ambientali territoriali, promuovere processi di filiere corte territoriali, stimolare lo sviluppo di modelli di governance locali, generare un mercato locale e regionale della CO₂, potenziare la ricerca e il trasferimento tecnologico, avviare misure di politica industriale. L'intento è quello di contribuire ad avviare una sorta di rivoluzione copernicana nella impostazione delle finalità e degli strumenti per conseguirle, in cui le previsioni e le scelte conseguenti divengano strumenti per lo sviluppo. Da questa considerazione deriva che il dato di partenza non è giustificare "quanto" produrre da fonte rinnovabile o "quanto" risparmiare ma "dove e come" sia possibile generare sviluppo sostenibile e duraturo, sul piano locale, cogliendo in primo luogo la sfida della generazione distribuita e verde di energia ed un suo uso efficiente e razionale e in secondo luogo assumendo la piena considerazione della dimensione tecnologica, intesa come insieme di competenze culturali, economiche e politiche, capaci di trasformare sul piano concreto la sfida dei cambiamenti climatici e dell'energia in opportunità di sviluppo per il sistema produttivo.

Tema, quest'ultimo, che per dispiegarsi al meglio deve trovare coerenza con il tema dell'innovazione, non intesa nel possesso sic et simpliciter delle tecnologie quanto, invece, nel saperle produrre e utilizzare al meglio.

All'uopo, la strategia delineata nel PEAR, in conformità con le linee di indirizzo strategico approvate nell'ambito dell'aggiornamento annuale del PASER¹, esamina i processi in atto,

¹ L'ultimo aggiornamento annuale del Piano d'azione per lo sviluppo economico regionale – Paser è stato approvato con delibera di Giunta Regionale n. 962/2008.

definendo e traducendo gli obiettivi in impegni specifici, articolati per fonte energetica e settore economico.

Si ritiene che l'introduzione di politiche volte a "decarbonizzare" l'economia offrirà importanti opportunità commerciali nei settori tecnologici legati all'efficienza energetica ed alle energie rinnovabili, promuovendo il contenimento della spesa relativa all'approvvigionamento energetico, una modernizzazione in chiave ecologica del sistema economico e la creazione di comunità locali più sostenibili.

Le politiche energetiche regionali saranno, quindi, cruciali per riconvertire il sistema Campania verso un modello di mercato concepito a basse emissioni, a partire dalla dimensione locale, con l'individuazione dell'Ente locale quale referente diretto e interlocutore privilegiato per il governo del territorio e delle aree urbane/industriali e rurali.

La velocità e la qualità del cambiamento del regime energetico determinerà in buona parte la capacità di protagonismo dei sistemi territoriali nella sfida globale dei prossimi anni che sarà tutta orientata all'affrancamento dell'economia dalle fonti fossili. Governare le dinamiche energetiche rappresenta un passo fondamentale per la costruzione di una "nuova politica economica e industriale". In tal senso, la *governance* delineata nelle linee d'indirizzo diviene una strategia trasversale ed integrata: nelle politiche attive del lavoro e dello sviluppo sostenibile locale, nella ricerca di una intersectorialità degli interventi e in un'ottica di coerenza con le altre pianificazioni.

Quest'impostazione rimanda, pertanto, ad una declinazione delle linee d'intervento del PEAR e degli strumenti di programmazione regionale di settore che consentano:

- ✓ di investire sul sistema territorio;
- ✓ di creare condizioni di convenienza insediativa per le imprese, privilegiando la qualità delle infrastrutture e dei servizi del territorio al fine di sostenere la "permanenza" delle imprese nell'ambito locale;
- ✓ di poter rapidamente riorientare, qualora l'attività di monitoraggio lo evidenzii, strategie e progetti al mutare delle condizioni iniziali o del non raggiungimento dei risultati prefissati, attraverso una flessibilità nella gestione e nell'uso dei finanziamenti;
- ✓ di privilegiare i progetti che coinvolgano più imprese e un numero maggiore di settori produttivi, piuttosto che i singoli segmenti di una filiera;
- ✓ di privilegiare i progetti efficienti, a minore impatto ambientale e, contemporaneamente, a maggiore impatto occupazionale e di innovazione;
- ✓ di potenziare la rete di centri di ricerca e sviluppo garantendo un sistema di formazione progressiva e continua.

La riduzione dei tempi di transizione dal modello energetico attuale ad una economia che sia il più possibile "carbon free" deriva dalla capacità dei diversi territori di ridurre la domanda e, contemporaneamente, diversificare la produzione. Sono fondamentali, pertanto, la promozione e la costruzione di una politica di *governance* a scala locale utilizzando i meccanismi del Protocollo di Kyoto in modo da contenere i costi della riduzione delle emissioni ed esportare all'estero le risorse e il know-how delle imprese locali.

Altro aspetto da rilevare riguarda l'articolazione delle politiche, delle linee d'intervento e delle azioni conseguenti al PEAR che si intersecheranno trasversalmente agli altri piani regionali territoriali e di settore (trasporti, industria, edilizia, scuole, ospedali, rifiuti ecc.) secondo meccanismi che ne assicurino la perfetta complementarità. Il piano si proporrà nello scenario

regionale quale strumento di programmazione “dinamico”, capace, cioè, di adattarsi alle trasformazioni del libero mercato ed alle evoluzioni del contesto tecnologico, economico e sociale, per fornire risposte efficaci ad erogatori e fruitori di servizi energetici in continuo fermento, adeguandosi anche alle trasformazioni del quadro di riferimento nazionale e comunitario.

In quanto strumento di pianificazione, esso indirizza la programmazione regionale, guardando al 2020 quale orizzonte temporale e individuando degli obiettivi intermedi al 2013, essendo, quest’ultimo, il riferimento temporale assunto dall’UE come termine di attuazione dei programmi comunitari a breve e medio termine nel settore energetico.

In ultimo, ma non per importanza, il PEAR assume la centralità della comunicazione quale fattore strategico essenziale in grado di contribuire non solo alla costruzione di processi autentici di condivisione e partecipazione delle comunità ad una “nuova” e corretta valorizzazione delle risorse rinnovabili che, per loro natura, sono indissolubilmente legate al territorio, ma anche per rendere chiari e comprensibili i fattori di attrattività e di competitività dei territori regionali vocati.

Il vertice di Poznań sul clima evidenzia quanto sia ancora lontana una reale condivisione delle analisi e delle conseguenti ricette sul clima e sui rimedi energetici necessari. Ma, più in generale, appare anche evidente quanto sia sterile una strategia di lotta ai cambiamenti climatici come scelta politica in assenza di consenso sociale e di partecipazione popolare.

Il PEAR, concorrendo a rendere possibile e più agevole questo difficile e complesso obiettivo e assumendo integralmente quanto declinato dalle Linee d’indirizzo strategico in materia approvate nell’ambito del Paser, costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, assumono iniziative nel territorio della Regione Campania ponendosi come incubatore di indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico che si articolano in un orizzonte temporale che si proietta fino al 2020, con obiettivi intermedi al 2013.

Riguardo ai diversi fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione si segnalano:

- ✓ il nuovo assetto normativo che fornisce alla Regione e agli enti locali responsabilità di governo e strumenti di azione in campo energetico;
- ✓ l’evoluzione rapida degli scenari di mercato e dei relativi operatori nell’offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- ✓ lo sviluppo e le opportunità di mercato nel campo dei servizi sul fronte della domanda di energia;
- ✓ la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l’efficienza energetica nel contesto della sicurezza degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie;
- ✓ la ridefinizione di un approccio strategico che veda nelle politiche dal lato della domanda e nell’offerta di energia da fonti rinnovabili una forma più strutturale e sostitutiva del contributo delle tradizionali fonti energetiche, nel contesto delle esigenze di tutela dell’ambiente, con particolare riferimento al problema delle emissioni climalteranti.

In linea con gli obiettivi generali delle politiche energetiche ai vari livelli, le Linee d’indirizzo avevano posto obiettivi specifici e settoriali di tutela dell’ambiente, di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, di uso razionale dell’energia e di promozione del comparto industriale delle filiere tecnologiche di settore, i cui punti qualificanti e le cui finalità possono riassumersi: nella garanzia della sicurezza, nella flessibilità e continuità degli approvvigionamenti, nel funzionamento unitario del mercato dell’energia, nell’economicità dell’energia e nella qualificazione dei servizi attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, nella valorizzazione delle risorse del territorio e nel perseguimento dell’efficienza degli usi finali dell’energia.

Da questo approccio deriva la successiva declinazione del PEAR con il quale la Regione assume l'obiettivo strategico del pareggio tra consumi e produzione di energia elettrica, tenendo conto degli scenari in atto e delle evoluzioni tendenziali dei prossimi anni. A tal proposito, nell'ottica di subordinare tale obiettivo al contenimento del consumo di risorse energetiche non rinnovabili e quindi delle emissioni di CO₂, si opererà la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e la razionalizzazione della domanda.

Gli obiettivi sono pienamente coerenti con quelli definiti in sede europea nel già citato "pacchetto clima", basati sul metodo del *burden sharing*, ovvero la ripartizione degli obiettivi sottoscritti ed assunti da tutti gli stati membri, che prevedono, essenzialmente, entro il 2020:

- ✓ la riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto al 1990;
- ✓ il raggiungimento di un livello minimo di copertura del fabbisogno di energia da fonti rinnovabili pari al 20% (17% per l'Italia).

In quest'ottica, e in funzione di un futuro prevedibile *burden sharing* tra le regioni, il PEAR indica tra gli obiettivi specifici di settore:

- **il raggiungimento di un livello di copertura fabbisogno elettrico regionale mediante fonti rinnovabili del 25% al 2013, e del 35% al 2020;**
- **l'incremento dell'apporto complessivo delle fonti rinnovabili al bilancio energetico regionale dall'attuale 4% circa al 12% nel 2013 ed al 20% nel 2020.**

In uno scenario di sviluppo particolarmente favorevole, la quota verde del consumo elettrico regionale nel 2020 potrebbe essere anche superiore al 35%, così come il contributo complessivo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico regionale potrebbe superare il 20%.

La missione correlata consisterà nel legare il conseguimento degli ambiziosi obiettivi energetici ad un reale processo di sviluppo industriale per la produzione di componenti e di sistemi, attraverso la leva delle vocazioni "energetiche territoriali" e delle conseguenti aspettative di mercato.

Per fare questo, vanno affrontati anche i temi della ricerca applicata, del trasferimento tecnologico e della conseguente industrializzazione. Non si tratta di realizzare i più grossi impianti al mondo, o non è solo questo. La competizione dei prossimi decenni non si giocherà con il possesso del petrolio, ma con il ricorso alle tecnologie per la terza rivoluzione industriale a basse emissioni di carbonio. Questa è, ad esempio, l'idea che sottende la promozione della "Piattaforma solare del Mediterraneo", quel complesso di azioni sintetizzate nell'Accordo con l'ENEA e l'Università campana perché il nostro territorio non sia luogo di solo transito e ospitalità di tecnologie e infrastrutture ma l'officina, il laboratorio e l'ufficio commerciale a servizio del mercato del Mediterraneo. La leva delle risorse energetiche endogene, dei costi alti dell'energia, degli incentivi verdi e dei fondi strutturali va utilizzata per promuovere le filiere tecnologiche e quelle di produzione di servizi energetici capaci di valorizzare le esperienze partecipate da soggetti locali, pubblici e privati che siano, con la consapevolezza del limite a cui ogni attività dell'uomo va rapportata, che permetta una giusta valorizzazione delle risorse naturali senza mortificare i valori ambientali, paesaggistici e culturali di questa regione.

Altro punto strategico specificato nel PEAR concerne la promozione della filiera agro-energetica. Un approccio integrato per la valorizzazione di tutte le fonti energetiche rinnovabili nei territori rurali, che troverà attuazione attraverso lo sviluppo di reti e sistemi "agro-energetici" più che di distretti. Non si tratta di una semplice sostituzione di termini ma di un diverso concetto che si propone di spostare l'attenzione da un probabile insieme chiuso di imprese che gestiscono la filiera ad un sistema aperto formato da territorio, filiera e governance, in cui la filiera si integra e si caratterizza grazie alle qualità intrinseche del territorio: idoneità, motivazione e condivisione.

I sistemi e le filiere agro-energetiche si potranno, inoltre, come strumenti concorrenti al superamento di alcune problematiche territoriali relative alla riqualificazione ambientale, quali quelle legate alla bonifica, alla riconversione produttiva nonché alla riorganizzazione economica di significative porzioni di territorio extra urbano. Ad essi faranno eco, a livello urbano, le aziende di quartiere. Esse costituiranno, pro futuro, lo strumento operativo attraverso il quale si procederà a una nuova riqualificazione e organizzazione “sostenibile” dello spazio urbano e della mobilità.

Uno degli elementi centrali individuati dal PEAR è quello della comunicazione e promozione del territorio. La programmazione regionale nel settore energetico-ambientale è stata e sarà quindi sempre affiancata da un’appropriata attività di consultazione e concertazione con gli enti locali e gli *stakeholders* associazionistici di settore e del mondo ambientalista, utilizzando a tale scopo prevalentemente il luogo istituzionale appositamente costituito: il “Forum Energia e Ambiente”.

Contemporaneamente, vengono affrontate le necessarie attività della Valutazione Ambientale Strategica: non perché atto soggetto all’impero di una norma, ma nella convinzione che la piena condivisione sociale e territoriale possa garantire l’efficacia e la concreta attuazione delle politiche regionali.

1.2. Lo scenario internazionale: politiche energetiche e lotta ai cambiamenti climatici

1.2.1 Il Protocollo di Kyoto ed il post-Kyoto

Il Protocollo di Kyoto, approvato nel 1997 ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005, impegna i Paesi industrializzati e quelli che si trovano in un processo di transizione verso un’economia di mercato a “*ridurre il totale delle emissioni di tali gas almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo di adempimento 2008–2012*”.

Per favorire la cooperazione internazionale il Protocollo introduce alcuni strumenti di regolazione e di mercato:

- la “*Joint Implementation*” ovvero l’attuazione congiunta, che permette ai Paesi industrializzati e a quelli ad economia di transizione di accordarsi su una diversa distribuzione degli obblighi purché venga rispettato l’obbligo complessivo;
- la “*Emission Trading*”, che dà la possibilità di trasferire o acquistare diritti di emissione;
- il “*Clean Development Mechanism*”, strumento orientato a favorire la collaborazione e cooperazione tra Paesi industrializzati e paesi in via di sviluppo.

Il Protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, grazie alla ratifica della Russia nel settembre 2004. L’entrata in vigore era, infatti, legata alla ratifica di più paesi che, insieme, coprissero il 55% della produzione globale di emissioni di gas serra. Attualmente 170 paesi hanno depositato strumenti di ratifica, per una percentuale totale di emissioni delle Parti in Allegato I della Convenzione Quadro pari al 61,6%.

Malgrado i risultati fissati per la prima fase del Protocollo di Kyoto la comunità mondiale riscontra difficoltà nell’attuazione: fra il 2000 e il 2004 le emissioni da parte dei Paesi industrializzati sono aumentate dell’11%. Inoltre, al momento il Protocollo non prevede nessun

limite alle emissioni dei paesi in via di sviluppo come Cina e India, che hanno ormai raggiunto quelle delle grandi potenze industriali.

Alla Conferenza delle Parti che si è svolta a Nairobi dal 6 al 17 novembre 2006, l'Europa ha lanciato una sfida impegnativa: ridurre le emissioni del 30% entro il 2020. L'impegno per il 2012 di riduzione dell'8% rispetto al 1990 è, tuttavia, già un obiettivo difficile da raggiungere: solo pochi stati membri arriveranno alla scadenza con l'obiettivo raggiunto, come Francia, Inghilterra e Germania, che puntano a nucleare e rinnovabili, e che ora mirano ad un taglio del 50% entro il 2050. Per l'Italia il raggiungimento del traguardo sembra, invece, essere dipendente dagli accordi da siglare coi paesi in via di sviluppo per il trasferimento di energie pulite, dato il rilevante aumento delle emissioni.

Con la ratifica del Protocollo di Kyoto (Legge 120/2002), l'Italia si è impegnata ad una riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5%, come media nel periodo 2008-2012, rispetto al 1990.

1.2.2 L'Unione Europea e le politiche energetiche

Negli ultimi anni, la Commissione Europea ha fatto emergere con forza il legame clima-energia-innovazione, con precise scelte di politica pubblica incentrate sullo sviluppo e la diffusione delle nuove tecnologie e sul finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in campo energetico.

La politica integrata in materia di energia e cambiamento climatico preannuncia il lancio di una nuova rivoluzione industriale, volta a trasformare il modo in cui produciamo ed usiamo l'energia nonché i tipi di energia che utilizziamo. L'obiettivo è passare a un'economia più compatibile con l'ambiente, basata su una combinazione di tecnologie e di risorse energetiche ad alta efficienza e bassa emissione di gas serra, assicurando nel contempo maggiore sicurezza nell'approvvigionamento.

Circa l'80% dell'energia utilizzata nell'UE proviene oggi da fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone) che, oltre ad essere per lo più importate (la dipendenza energetica dell'UE è attualmente superiore al 50%), rappresentano fonti di emissioni di CO₂. Anche se lo sviluppo tecnologico può contribuire a ridurre tali emissioni- ad esempio le tecniche di utilizzo "pulito" del carbone nelle centrali termoelettriche (*Carbon Capture and Storage*, CCS) che dovrebbero diventare operative nel corso dei prossimi 10 o 15 anni- tuttavia, le risorse fossili sono limitate, ed in prospettiva la loro disponibilità sarà sempre più bassa, in rapporto alla domanda mondiale.

Senza un adeguato controllo del consumo energetico e una differenziazione delle fonti energetiche, la dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas potrebbe raggiungere rispettivamente il 93% e l'84% entro il 2030. Ancora, attualmente il 50% circa degli approvvigionamenti di gas naturale dell'UE proviene da tre soli paesi: Russia, Norvegia e Algeria.

In questo contesto, la Commissione Europea ha provveduto ad un riesame strategico della politica energetica europea costruendo il pacchetto di azioni in materia energetica presentato con il documento "*Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa*".

La *road map* proposta delinea una visione a lungo termine nella riduzione delle emissioni climalteranti e delle fonti energetiche rinnovabili nell'UE. Il pacchetto clima è stato condiviso in via definitiva alla conferenza di Poznań e ratificato il 17 dicembre 2008 in sede di Consiglio europeo, divenendo così vincolante per gli stati membri.

Gli obiettivi principali fissati per il 2020 per l'intera UE possono essere così sintetizzati:

- ✓ riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto al 1990, così ripartita:

- -21% (rispetto al 2005) nei settori soggetti alla Direttiva sull'Emission Trading (ETS), ovvero quelli più energivori (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MWt, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta, ceramica, vetro); in questo ambito, le quote di emissioni consentite saranno fissate complessivamente per l'intera UE, e non più per nazione, e sarà incrementato in modo molto significativo il ricorso al meccanismo delle aste dei permessi;
 - -10% (rispetto al 2005) nei settori non ETS, tra cui trasporti, edilizia, servizi, etc. (per l'Italia, l'obiettivo fissato è del -13%);
- ✓ raggiungimento di un livello minimo di copertura del fabbisogno complessivo di energia mediante fonti rinnovabili pari al 20% (17% per l'Italia), comprensivo di un minimo del 10% di fonti rinnovabili nei trasporti per tutti gli stati membri.

L'accordo sul pacchetto clima assume una valenza essenziale per il processo negoziale globale e costituirà il volano che tutti attendevano per il decollo di una nuova stagione energetica in Europa e nel mondo. Il suo significato politico e strategico rafforza il ruolo di apripista dell'Europa verso un "nuovo ordine ecologico ed energetico del XXI secolo", argomento che sarà al centro della prossima conferenza di Copenaghen del 2009. Certo, tutto questo imporrà modifiche e trasformazioni radicali a tutti gli stati membri, a cui si correleranno, però, anche grosse opportunità economiche. Da questo punto di vista, un dato certamente confortante è rappresentato dal fatto che l'industria dell'Unione Europea è all'avanguardia nel campo dell'eco-innovazione e dell'energia sostenibile, anche perché detiene circa un terzo del mercato mondiale dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili. Le imprese europee sono, inoltre, dominanti nel campo della sostenibilità in quasi tre quarti dei principali settori industriali, e le eco-industrie, così come i sistemi e i servizi energetici sostenibili, offrono già oggi centinaia di migliaia di posti di lavoro.

Tuttavia, se molti paesi europei possono vantare livelli di sviluppo molto avanzati nel settore dell'energia e dell'ambiente, questo ovviamente non vale per la totalità degli stati membri, e, purtroppo, anche l'Italia dovrà certamente compiere grossi sforzi per rispettare gli obiettivi europei, rivisitando in modo radicale impegni, strumenti (dai procedimenti autorizzativi al ruolo di Regioni ed Enti locali) e, soprattutto, rilanciando le attività di ricerca e trasferimento tecnologico.

La Commissione europea va avanti anche sulla strada dell'efficienza energetica, per ottenere il raggiungimento degli obiettivi ambiziosi che si è posta per il 2020. Le nuove proposte fanno parte del pacchetto *Second Strategic Energy Review*, il ventaglio di misure in materia di sicurezza, solidarietà ed efficienza energetica presentato dalla Commissione il 13 novembre 2008, all'interno del quale trovano spazio un Libro verde in materia di reti energetiche, un nuovo piano d'azione in materia di sicurezza e solidarietà energetica -con priorità per infrastrutture e risorse energetiche interne- ed una nuova serie di iniziative da intraprendere, in tal senso, all'interno dei paesi dell'Unione.

Il pacchetto si articola in tre proposte di direttive che vanno a riformulare direttive già esistenti per sviluppare al meglio l'efficienza energetica sia negli edifici, sia attraverso la certificazione energetica e per incrementare il numero di prodotti sottoposti al *label* energetico.

La Commissione, inoltre, ha comunicato che nel 2009 intende presentare un pacchetto di eco-tasse che andranno a complemento del pacchetto clima-energia. L'intenzione è quella di giungere ad una proposta di revisione della direttiva sulle tasse energetiche per renderla compatibile con gli obiettivi in materia di energia e clima, fornendo al contempo un'analisi di come si possano impiegare strumenti fiscali per promuovere l'efficienza energetica.

1.3. Il quadro nazionale

1.3.1 Il recepimento delle direttive europee e il quadro normativo

Come già ricordato, l'Italia, secondo quanto stabilito dal pacchetto clima energia dell'UE, dovrà ridurre entro il 2020 le proprie emissioni a effetto serra del 13% rispetto ai livelli del 2005, nei soli settori non soggetti alla Direttiva Emission Trading System (ETS), vale a dire, essenzialmente, trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti, piccoli impianti industriali. A questo obiettivo si aggiungeranno ovviamente quelli relativi ai settori ETS (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MWt, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta, ceramica, vetro), che saranno fissati complessivamente a livello UE.

Come evidenziato anche dai dati di Tabella 1.1., la scelta di Bruxelles di fissare al 2005 invece che al 1990 l'anno di riferimento per i nuovi tagli dei gas a effetto serra è stata certamente vantaggiosa per il nostro paese, visto che, nel 2005 l'Italia, in controtendenza rispetto alla maggior parte dei partner europei, aveva aumentato le proprie emissioni di gas serra del 12,1% rispetto al 1990. Ciò nondimeno, stanti i ritardi accumulati fino ad ora, gli obiettivi da raggiungere rimangono molto impegnativi.

Tab. 1.1. Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente.

	1990 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2005 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2012 TARGET % anno base 1990	2012 TARGET (Mt CO ₂ eq)	2020 TARGET % anno base 1990	2020 TARGET (Mt CO ₂ eq)
Francia	562	569	0	562,3	-14,9	448
Germania	1231	1022	-21	972,9	-31,6	842
Regno Unito	775	692	-12,5	678	-27	565
Italia	519	588	-6,5	485	-5,1	492
UE 15	4269	4310	-8,1	3925	-16,1	3581
UE 27	5800	5299	-8,1	5340	-21,9	4527

Come si evince da varie proiezioni di calcolo sviluppate da istituti ed esperti, il mancato raggiungimento degli obiettivi assegnati all'Italia per il periodo 2008-2012 peserà sulle spalle dei contribuenti italiani per almeno 7 miliardi di euro.

E' auspicabile che, per il 2020, vengano invece colte appieno le opportunità di sviluppo e razionalizzazione di spesa offerte dal pacchetto clima: secondo stime della Commissione Europea (v. Tabella 1.2), a fronte degli investimenti da attivare per il conseguimento degli obiettivi, dell'ordine di 8 miliardi di euro/anno, si possono ottenere, a regime, risparmi in termini di minori importazioni di combustibili fossili e danni ambientali di circa 8,6 miliardi di euro/anno. I costi effettivi, pertanto, possono ridursi in un saldo netto finale in attivo di 600 milioni di euro l'anno.

A ciò si aggiungono i benefici di lungo termine sul piano dello sviluppo economico e occupazionale di un settore innovativo come quello delle rinnovabili. Solo per citare un dato, in Italia il settore eolico, che occupa 13.000 persone, potrebbe occuparne 66.000 se si rispettassero gli obiettivi al 2020.

Tab. 1.2. Costi della direttiva secondo la Commissione Europea.

	costi di investimento [% del PIL]	costi di investimento [Miliardi euro]	taglio import idrocarburi [Miliardi euro]	taglio costi inquinamento [Miliardi euro]	costi effettivi [Miliardi euro]
Italia	0,49	8	7,6	1	-0,6
UE 27	0,58	91	50	10	31,0

Affinché i vantaggi potenzialmente legati, anche dal punto di vista economico, al perseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti vengano sfruttati appieno, tuttavia, sarà importante limitare il ricorso ai meccanismi di flessibilità come i Clean Development Mechanism (CDM). Questo tipo di meccanismi potrebbero rivelarsi infatti un'arma a doppio taglio, inducendo la propensione ad investimenti in innovazione tecnologica nel mercato nazionale, e sovvenzionando l'innovazione di altri paesi, senza avere alcun ritorno sulla riduzione dell'inquinamento nazionale, né sui tagli della spesa per l'importazione di petrolio o gas, né sull'occupazione. Tra l'altro, i meccanismi di controllo in grado di verificare l'effettiva riduzione di emissione degli impianti localizzati fuori dall'UE sono di fatto inesistenti o molto poco affidabili, e ad esempio, secondo l'*Oko-Institut* tedesco, oltre il 40% dei progetti attualmente realizzati nell'ambito dei CDM non hanno portato ad un effettivo taglio delle emissioni.

1.3.2 L'esigenza di un Piano Energetico Nazionale

Secondo quanto previsto dall'articolo 117 della carta costituzionale, la "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" è una materia a legislazione concorrente. Ciò significa che lo Stato definisce i principi fondamentali, mentre le Regioni promuovono la relativa disciplina di dettaglio nel rispetto del principio di sussidiarietà. Occorre però rilevare che, fin dall'emanazione del Decreto legislativo 112/98, il Sistema Energetico Nazionale è governato dalle competenze centrali dello Stato e dalle competenze delle Regioni.

Il 2008 è stato un anno di grosso impegno sul versante della programmazione e pianificazione delle politiche energetiche comunitarie. Quest'anno è iniziato in Italia con alcuni provvedimenti che segnano la volontà di responsabilizzare le Regioni sul versante dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'aumento dell'efficienza energetica. Il "position paper" del precedente governo prevede impegni ambiziosi in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di gas serra (Kyoto ed obiettivi al 2020), mentre la Legge Finanziaria 2008, al comma 167 dell'articolo 2², impone alle regioni l'obbligo di determinare i propri obiettivi minimi in tema di produzione di energia da fonti rinnovabili, di conseguimento di efficienza e risparmio e di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, il tutto in coerenza con gli obiettivi determinati dall'UE e dagli Stati membri entro il 2020.

Per certi versi, la fine del 2008 rappresenta, invece, un ritorno al passato. L'annuncio di un ritorno al nucleare, si direbbe mediatico più che sostanziale, e quello proclamato, e poi rientrato, di eliminazione delle detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza e risparmio energetico, hanno comportato un certo disorientamento per cittadini e attori di un mercato che già soffre di incertezze e di assenza di una strategia di ampio respiro temporale. Un altro elemento positivo è stato

² "Il Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, stabilisce con proprio decreto la ripartizione fra le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo del 25 per cento del consumo interno lordo entro il 2012, e dei successivi aggiornamenti proposti dall'Unione europea".

rappresentato dal prolungamento nel tempo del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica introdotto dai D.M. 20 luglio 2004 e dal notevole incremento degli obiettivi di risparmio energetico assegnati a distributori di energia elettrica e gas.

Il 2009 sarà importante per capire le dinamiche future. La recente pubblicazione del decreto di attuazione della Finanziaria 2008 sull'incentivazione della produzione elettrica verde è sicuramente un fatto positivo. Come conseguenza delle innovazioni introdotte nel quadro di riferimento normativo nel corso del 2008, per il 2009 è lecito attendersi un'accelerazione nella realizzazione di impianti di produzione di elettricità verde di piccola scala ed anche di interventi di efficienza energetica.

Rimane, tuttavia, il punto interrogativo sulle iniziative che verranno prese dal Governo per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 e sulla effettiva utilità di una proclamata politica del nucleare di terza generazione in attesa di un altrettanto annunciato nucleare di quarta generazione.

Su questi aspetti, in particolare, occorrerebbe maggior chiarezza. In materia di energia nucleare, dove gli Stati membri sono liberi di scegliere se inserire o meno questa fonte nel mix energetico, il parlamento europeo ha sollecitato la Commissione «a riservare un'attenzione particolare ai rifiuti nucleari e al loro intero ciclo, allo scopo di migliorare la sicurezza».

Formulando le proprie raccomandazioni per una futura politica integrata dell'UE sul cambiamento climatico, il parlamento «ritiene che la ricerca sulla fattibilità tecnologica della fusione nucleare nel reattore di ricerca ITER sia il primo passo per avvicinarsi all'obiettivo di un utilizzo commerciale di questa forma di energia» e sottolinea che il raggiungimento di questo obiettivo - tutt'altro che scontato - «dipende in larga misura dall'erogazione a lungo termine di finanziamenti alla ricerca».

Il parlamento è comunque consapevole del fatto che questa tipologia di fonte energetica potrà fornire «un eventuale contributo al mercato dell'energia solo nel lunghissimo periodo».

Il tema del ritorno al nucleare, al pari di quanto è possibile sostenere per tutte le politiche «ambientali», deve essere affrontato con un approccio laico. Riguardo le soluzioni tecnologiche attualmente disponibili, appaiono tuttora irrisolte le problematiche riguardanti la sicurezza, a cui si aggiungono i fattori di incertezza legati al costo effettivo degli impianti, nell'intero ciclo di vita, alla sicurezza di approvvigionamento della materia prima, senza dimenticare l'enorme problema del consenso.

Anche se le diffuse resistenze al nucleare fossero miracolosamente superate, emergono con evidenza tutti gli altri fattori critici e ostativi diversamente interpretati dal Governo e che si riconducono ai tempi richiesti per ripristinare le condizioni tecnologiche, scientifiche e autorizzative, alle difficoltà anche tecniche di recepire siti appropriati, sia per gli impianti, sia per il deposito delle scorie radioattive, alle dimensioni degli investimenti e ai tempi lunghi di realizzazione, incontrando grosse difficoltà a confrontarsi con le leggi di un mercato elettrico liberalizzato.

Insomma, il nucleare rimane un'opzione tecnologica di medio/lungo periodo su cui non vanno lesinati sforzi e investimenti volti alla ricerca ma che resta, ad oggi, improponibile per la soluzione dei problemi odierni e di quelli dei prossimi quindici anni.

La vera sfida del nostro Paese consisterebbe, piuttosto, nella predisposizione di un piano energetico nazionale coerente con i tempi necessari e le risorse disponibili, per affrontare la crisi climatica ed economica in atto senza ulteriori indugi, avendo cura di indirizzare le risorse necessarie alla realizzazione degli obiettivi europei, in termini di efficienza energetica e di apporto delle rinnovabili, e all'attuazione dei corrispondenti programmi di ricerca, promuovendo in parallelo lo sviluppo di una capacità non solo applicativa, ma anche produttiva, che consenta alle nuove tecnologie per le rinnovabili di raggiungere nel tempo più breve possibile la piena competitività.

Con questo orientamento di politica energetica, si produrrebbe un contesto nel quale il ventaglio delle tecnologie rinnovabili potrebbe fornire risposte adeguate ai problemi energetici, e soprattutto ambientali, che incombono sul nostro futuro, in quanto non solo in grado di contribuire alla generazione elettrica, ma soddisfare anche la domanda di energia termica e di carburante, in particolare per il settore dei trasporti.

1.4. Il quadro normativo e programmatico regionale

La competitività del sistema economico regionale è penalizzata da costi energetici per cittadini ed imprese significativamente più elevati rispetto al resto del Paese. I dati Eurostat del 2005 stimano, ad esempio, che la bolletta energetica del sistema economico campano sia circa 130 milioni di euro più elevata rispetto alla media europea.

Con un sistema elettrico regionale che vale per consumi circa il 6% di quello nazionale e che ha un deficit di produzione, in rapida diminuzione, attestato nel 2007 al 60% dell'energia richiesta, le politiche energetiche regionali assumono, in questo quadro, un ruolo sempre più centrale per il la competitività del sistema Campania nei prossimi anni.

1.4.1 Gli orientamenti normativi regionali

Le principali tappe che hanno scandito negli ultimi anni lo sviluppo di politiche energetiche nel territorio regionale fanno riferimento innanzitutto alle *Linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico* - approvate con D.G.R. 4818 del 25/10/2002 - le quali hanno rappresentato lo strumento d'indirizzo che fino ad oggi ha definito obiettivi, strategie e politiche per lo sviluppo energetico sostenibile della Regione Campania.

Uno degli obiettivi posti dal documento era la riduzione del deficit del bilancio elettrico regionale attraverso un programma di interventi mirati, sia nel settore dei consumi, sia in quello della produzione di energia, tutelando prioritariamente l'ambiente, la salute e la sicurezza pubblica.

Un successivo documento ("Analisi del fabbisogno di energia elettrica in Campania: bilanci di previsione e potenziamento del parco termoelettrico regionale"³), di integrazione alle Linee suddette, ha poi definito le esigenze relative ai nuovi insediamenti termoelettrici.

Dal punto di vista delle procedure che attengono l'autorizzazione degli impianti, il D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, all'art. 12 ha previsto l'adozione di un'autorizzazione unica a conclusione di un procedimento unico, la Conferenza di Servizi, da svolgersi nell'arco di sei mesi, al fine di rispondere ad una delle esigenze più sentite dagli operatori: la semplificazione e la certezza del procedimento amministrativo di autorizzazione⁴.

La Regione ha fatto proprie queste procedure nel luglio 2004, attivando l'Ufficio preposto alla valutazione delle istanze e all'emanazione del provvedimento finale. Non sono però mancate alcune criticità, come un elevato numero di istanze, in particolare per la tecnologia eolica, il cui obbligo di attivazione della procedura "Conferenza di Servizi" anche su progetti preliminari, ha creato rallentamenti generalizzati nell'iter procedurale di autorizzazione.

3 Approvato con D.G.R. 3533 del 5/12/2003

4 Oggi, dopo l'intervento della legge n. 244/07, le Regioni possono delegare la competenza autorizzativa solo alle province e non più ai comuni.

Pertanto, nel 2006, la Giunta Regionale ha approvato le “Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile”, nell’intento di superare le difficoltà riscontrate⁵.

La legge n. 244/07 ha poi apportato delle modifiche all’articolo 12, in particolare intervenendo sul potere di delega delle Regioni limitandone la possibilità alle sole Amministrazioni provinciali ed escludendone, quindi, i Comuni.

Per quel che riguarda l’efficienza energetica, ed in particolare il settore dell’edilizia, nell’ambito del D. Lgs. 19 agosto 2005, n. 192, poi modificato ed integrato dal D. Lgs 311/06, alle Regioni sono stati affidati diversi compiti, tra i quali la predisposizione di sistemi di certificazione e di controllo e quella di programmi di sensibilizzazione energetica del parco immobiliare territoriale, volti, tra l’altro, alla applicazione di un sistema di certificazione energetica coerente con i principi generali del decreto, nonché alla promozione di strumenti di finanziamento agevolato per la realizzazione di interventi di miglioramento dell’efficienza energetica.

In generale, occorre ribadire che la materia è principalmente regolata da norme ed atti legislativi nazionali, in gran parte in recepimento degli orientamenti comunitari. Ma, anche in questo caso, l’azione regionale potrà cercare di incidere, leggendo appieno l’orientamento comunitario e interpretando la norma in armonia con l’impostazione strategica e nel verso degli obiettivi e delle azioni conseguenti della strategia regionale.

Queste ulteriori considerazioni hanno ispirato la predisposizione delle Linee Guida per lo svolgimento del Procedimento Unico di cui al comma 3 dell’art. 6 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sul territorio della Regione Campania ed al corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio.

Anche in questo caso si tratta di una scelta obbligata ma anche opportuna, nel primo caso per il corretto svolgimento del citato procedimento autorizzativo, in presenza di un dettato normativo nazionale e, tuttavia, in assenza delle previste linee guida nazionali per la specifica attuazione dello stesso, nel secondo in quanto strumento essenziale la cui ispirazione e le cui motivazioni possono essere così riassunte:

- adeguamento delle procedure alle modifiche e all’evoluzione del quadro normativo ad oggi;
- semplificazione e accelerazione dell’iter procedurale, in modo da smaltire l’abnorme mole di richieste di autorizzazione presentate e di rispondere in modo efficace alle aspettative di mercato;
- costruzione di adeguati livelli di coerenza e biunivoca corrispondenza tra le procedure autorizzative e la promozione della strategia di pianificazione e programmazione regionale di settore in atto – Paser; Linee strategiche del PEAR; PEAR; quindi, tra scelte programmatiche e scelte autorizzative e localizzative.

Dopo circa due anni di applicazione, lo strumento procedimentale ha avuto bisogno di aggiornamenti dovuti sia all’esperienza maturata nel contempo, sia al mutato contesto normativo (Finanziaria nazionale 2008) che ha modificato alcune parti dell’art. 12 del D. Lgs 387/03. Sono state così predisposte delle nuove linee guida che, sulla falsa riga di quelle del 2006 si caratterizzano in ulteriori semplificazioni, quali:

- delega alle amministrazioni provinciali, come previsto dalla norma nazionale, per determinate tipologie di impianti ed entro determinati limiti di potenza;
- predisposizione di un format di domanda che in rispetto alla normativa regionale faciliti e semplifichi l’attivazione dell’iter autorizzativo;

⁵ È in corso l’aggiornamento delle suddette Linee guida.

- introduzione di ulteriori elementi procedurali al fine di dare maggiore concretezza all'intero iter.

Si è reso, inoltre, necessario semplificare e meglio coordinare le attribuzioni amministrative di promozione e di vigilanza nel settore, individuando e garantendo i sistemi di "governance" del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) anche attraverso l'esercizio dei poteri di indirizzo e direttiva previsti dalla legge, nonché quelli di efficiente e celere gestione dei procedimenti di autorizzazione delle iniziative, provvedendo anche ad aumentare il ricorso a strumenti negoziati.

Infine, va rilevato come ultimo importante aspetto che l'esame delle istanze nei procedimenti autorizzativi dovrà riservare priorità temporale ai progetti che garantiscono la filiera industriale completa all'interno del territorio (sviluppo dell'impianto, esecuzione del progetto, produzione apparecchiature per la produzione di energia), nell'obiettivo dello sviluppo e dell'occupazione nella Regione. Ciò è valido anche in vista della possibile svolta federalista, che dovrebbe applicare in senso stretto il principio dell'autonomia finanziaria, riformando completamente il sistema delle imposte e definendo un nuovo assetto per cui servizi e necessità di un territorio saranno finanziati attraverso le risorse che quel territorio è in grado di generare.

1.4.2 Coerenza, integrazione e coordinamento con piani e programmi regionali

Ciascun paese dell'UE ha definito il proprio Quadro Strategico Nazionale per accedere ai fondi strutturali. I tre fondi strutturali previsti dal regolamento generale sono: il Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR), il Fondo sociale europeo (FSE) e il Fondo di coesione. A partire da un PIL regionale inferiore al 75% della media UE le regioni sono ammesse a fruire degli interventi per l'obiettivo Convergenza. Tra queste regioni rientra la Campania.

Il 13 Luglio 2007 è stato approvato dalla Commissione Europea la proposta italiana di Quadro Strategico Nazionale per la politica regionale di sviluppo 2007-2013. Successivamente fino alla fine del 2007 si è avuta l'approvazione di gran parte dei Programmi Operativi, previsti dal Quadro Strategico Nazionale, concludendo la fase di programmazione e dando avvio all'attuazione degli interventi previsti dai vari Programmi Operativi.

Il QSN, nell'ottica di migliorare le condizioni di vita dei cittadini e l'accessibilità ai servizi, considerati elementi prioritari per lo sviluppo dei territori, pone particolare enfasi sulle tematiche energetiche. La strategia del Quadro Strategico Nazionale prevede dieci Priorità. Gli interventi sull'ambiente sono previsti nella Priorità 3 "Energia e ambiente: uso sostenibile e efficiente delle risorse per lo sviluppo".

Per rendere maggiormente incisivi gli interventi, il Quadro Strategico Nazionale (QSN) per la politica regionale di sviluppo 2007-2013 pone uno specifico vincolo sulla dimensione minima delle risorse comunitarie da allocare sulle tematiche energetiche, pari all'8% di quelle programmate per le aree Convergenza (CONV) e il 12% per le aree Competitività regionale e occupazione (CRO).

Tab. 1.3 - Risorse comunitarie programmate nei Programmi Operativi Regionali e nel Programma Operativo Interregionale per il settore energia.

Obiettivo	Dotazione finanziaria totale	Dotazione finanziaria energia	Totale energia su totale
	Mln di euro	Mln di euro	%
Convergenza	17.882,9	1.413,0	8%
Competitività	3.144,4	410,0	13%

Totale	21.027,3	1.823,0	9%
--------	----------	---------	----

Fonte: elaborazione del Servizio per le politiche dei Fondi strutturali comunitari DPS/MSE su dati estratti dalle categorie di spesa dei PO

Il Quadro Strategico Nazionale si attuerà attraverso Programmi Operativi Regionali con contributo comunitario FESR e Programmi Operativi Regionali con contributo comunitario FSE e, per le Regioni dell'Obiettivo "Convergenza" e per l'area del Mezzogiorno, attraverso cinque Programmi Operativi Nazionali con contributo comunitario del FESR, tre Programmi Operativi Nazionali con contributo comunitario del FSE e due Programmi Operativi Interregionali (con contributo comunitario FESR).

Tab. 1.4 - Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013.

	Contributo comunitario FESR	Controparte nazionale	Finanziamento nazionale pubblico	Finanziamento totale
Asse I – produzione di energia da FER	389.698.088	389.698.088	389.698.088	779.396.176
Asse II – efficienza energetica e ottimizzazione del sistema energetico	382.195.088	382.195.088	382.195.088	764.390.176
Asse III – assistenza tecnica e accompagnamento	32.000.000	32.000.000	32.000.000	64.000.000
TOTALE	803.893.176	803.893.176	803.893.176	1.607.786.352

Fonte: POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013

Significativa è l'allocazione delle risorse per singola tipologia di fonte rinnovabile. Per i programmi delle aree Convergenza le risorse sono state equamente distribuite tra interventi sull'efficienza energetica e interventi sulle fonti energetiche rinnovabili. Le fonti più finanziate sono biomasse⁶ e idroelettrico/geotermia, sulle quali punta, tra l'altro, anche il programma interregionale energia.

Tab.1.5 - Risorse comunitarie programmate nei Programmi Operativi Regionali e nel Programma Operativo Interregionale per il settore energia suddivise per tipologia di intervento.

Obiettivo	Fonti Rinnovabili		Risparmio Energetico		Totale dot. finanziaria Mln di euro
	Mln di euro	% su tot energia	Mln di euro	% su tot energia	
Convergenza POR	413,5	64,5	227,6	35,5	641,1
Convergenza POIN	390,0	50,5	381,9	49,5	771,9
Competitività	245,5	59,9	164,5	40,1	410,0
Totale	1049	47,5	774,0	42,5	1.823,0

Fonte: elaborazione ENEA su dati estratti dalle categorie di spesa dei POR FESR e del POIN Energia

⁶ Con il termine biomassa si intende "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani" secondo la definizione normativa contenuta nella direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, recepita con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

La Campania ha predisposto il proprio Piano Operativo Regionale FESR ottenendo l'approvazione da parte della Commissione Europea (*Decisione n. C(2007)4265 dell'11 settembre 2007*).

Tab. 1.6 - Risorse finanziarie comunitarie e nazionali programmate per il settore energia nei POR FESR 2007/2013 della Campania suddivise per tipologia di intervento.

	Fonti Rinnovabili		Risparmio Energetico		Totale
	Mln euro	%	Mln euro	%	Mln di euro
Campania	200	69	90	31	290

Ricoprendo il tema dell'energia e dell'ambiente un ruolo trasversale rispetto alla definizione delle altre politiche settoriali, risulta inevitabile che gli interventi in materia siano integrati nei vari strumenti di pianificazione e quindi finanziati da fondi di diversa origine.

In coerenza con le strategie e gli obiettivi già indicati nei documenti strategici comunitari, nazionali e regionali, il presente documento vuole ricondurre ad un *unicum* gli interventi attuati sotto lo stesso obiettivo energia, creando la massa critica necessaria al corretto utilizzo delle risorse finanziarie, favorendone la concentrazione in maniera complementare ed evitando la sovrapposizione degli interventi.

In particolare il presente Piano si andrà ad integrare con i seguenti strumenti di programmazione regionale e sovra-regionale:

Il Programma Operativo FESR della Regione Campania concentra le risorse su alcune priorità strategiche di sviluppo come: la sostenibilità ambientale, la competitività del sistema produttivo regionale, il comparto energetico, infrastrutture e trasporti, innovazione tecnologica e ricerca, sviluppo urbano e qualità della vita, turismo e politiche culturali, cooperazione. In particolare l'asse 3 "Energia" sviluppa azioni finalizzate a: sostenere e/o realizzare impianti per la produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili; efficienza del sistema e potenziamento reti; contenimento ed efficienza della domanda, cogenerazione con particolare riferimento alla realizzazione di impianti di taglia inferiore ai 50 MWe.

Il PEAR si integra con l'Asse 3 soprattutto per quel che riguarda la diversificazione delle fonti, la cogenerazione ed il teleriscaldamento/trigenerazione per favorire l'integrazione delle filiera locale ed il collegamento con le reti di distribuzione.

Il Programma Operativo Interregionale (POI) "Energia rinnovabile e risparmio energetico" approvato dalla Commissione UE il 20/12/07, si propone con una strategia comune, di raggiungere obiettivi ambiziosi di produzione di energia da fonti rinnovabili per le regioni del mezzogiorno. La finalità del programma è quella di contribuire, insieme ai Programmi Operativi Regionali, al perseguimento dell'obiettivo generale di "Promuovere le opportunità di sviluppo locale attraverso l'attivazione di filiere produttive collegate all'aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e al risparmio energetico" individuato dal QSN.

In questa direzione il POI contribuisce agli specifici orientamenti che prevedono:

- il sostegno ai progetti volti a migliorare l'efficienza energetica, ad esempio per quanto riguarda il patrimonio edilizio pubblico e la diffusione di modelli di sviluppo a bassa intensità energetica;
- la promozione dello sviluppo e dell'uso di tecnologie rinnovabili ed alternative, anche per il riscaldamento e la refrigerazione, che possono conferire un vantaggio all'UE rafforzandone la posizione competitiva.

Il PEAR, in complementarità con il POI, riprende quelle che sono le strategie a livello interregionale soprattutto per il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici pubblici e privati attraverso l'affidamento di compiti specifici ad istituzioni create *ad hoc* per sviluppare la diffusione di energie rinnovabili e risparmio energetico.

Il Programma di Sviluppo Rurale (PSR) 2007-2013 Campania, approvato dalla Commissione con Decisione C(2007)5712 del 20/11/07, ha come obiettivo generale la promozione della competitività del settore agricolo, agroindustriale e forestale, attraverso il miglioramento del contesto socio-economico delle aree rurali, in un'ottica di sostenibilità ambientale.

Il territorio regionale è stato distinto in 7 macroaree in base alla presenza di determinate caratteristiche ambientali, economiche e sociali. Nelle macroaree identificate con la lettera D (D1 - Aree a forte valenza paesaggistico-naturalistica, con potenzialità di sviluppo integrato e D2 - Aree caratterizzate da ritardo di sviluppo) la necessità di sviluppare le bioenergie è enucleata tra i principali fabbisogni individuati. Misure specifiche, presenti nei diversi assi (Asse 1 - Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale; Asse 2 - Miglioramento dell'ambiente e dello spazio rurale e Asse 3 - Miglioramento della qualità della vita nelle zone rurali), consentono il finanziamento di impianti aziendali di potenza inferiore ad 1MW, interventi di risparmio energetico per le imprese che trasformano e/o commercializzano prodotti agricoli e la possibilità di impiantare foreste a breve rotazione per la creazione della filiera foresta-legno-energia.

Il Programma prevede al suo interno la possibilità per i soggetti pubblici di promuovere dei progetti collettivi che possono riguardare le filiere agroalimentari oppure rivestire un carattere tematico: i Progetti Tematici di Sviluppo.

Il recente accordo raggiunto in sede comunitaria, dai ministri dell'Agricoltura dell'UE sulla "valutazione dello stato di salute" della politica agricola comune (PAC), farà sì che ulteriori risorse finanziarie possano essere dedicate ad interventi riguardanti le energie rinnovabili.

Il PEAR implementa le strategie di sviluppo delle bioenergie puntando soprattutto sulla creazione di partenariati pubblico-privati per la realizzazione di piccoli impianti per piccole comunità, in questo senso differenziandosi dal PSR che prevede lo sviluppo di energie rinnovabili in impianti creati e gestiti all'interno dell'azienda agricola.

Carattere di coerenza e complementarità deve rivestire il PEAR con il PTR Piano Territoriale regionale e con il Piano Forestale Generale regionale 2008-2013:

- il primo in quanto strumento che dettando gli indirizzi generali di tutela e gestione sostenibile delle risorse ambientali, naturalistiche ed agroforestali prevede specifiche misure di tutela per le aree rurali e impone che la *valutazione ambientale strategica* dei piani di settore (energia, rifiuti, infrastrutture, cave ecc.) analizzi specificatamente gli effetti dei piani sull'integrità strutturale e funzionale del territorio rurale;
- il secondo in quanto la possibilità di sfruttamento della biomassa ligno-cellulosica regionale deve tenere in debita considerazione i principi di una gestione forestale sostenibile ed ottimale.

La coerenza con il **PTR** è stata assicurata nel PEAR tenendo in considerazione le Linee Guida per il paesaggio in Campania ed i diversi Quadri Territoriali di riferimento, gli obiettivi strategici di valorizzazione dei territori marginali attraverso lo sviluppo di sistemi per la gestione ambientale, l'adozione di tecnologie pulite, il riciclaggio dei rifiuti e l'utilizzazione economica dell'energia, in particolare attraverso investimenti per l'adozione di tecnologie di produzione d'energia solare e da biomasse. I rifiuti possono inoltre essere impiegati come materia prima indispensabile per processi di recupero di materia, nell'ambito delle filiere di riciclo già attive, e di energia, attraverso l'impiego di tecnologie avanzate ad elevata efficienza di conversione e basso impatto ambientale.

Attualmente le uniche prospettive favorevoli per l'estrazione di idrocarburi nella Regione Campania sono state individuate nel Vallo Di Diano. La coltivazione di un giacimento rappresenta una sorgente di rischio sia per quanto riguarda la possibilità di incendio dei pozzi sia per ciò che concerne che l'inquinamento di falde acquifere, del terreno e/o dell'atmosfera dovuta a fuoriuscite di fluido. Il valore paesaggistico, ecologico e storico esposto al pericolo di inquinamento è elevato e sconsiglia l'attività di estrazione. Qualora, per la necessità di integrare il fabbisogno nazionale, si ritenesse opportuno in futuro non negare la concessione di attività estrattive, esse dovranno essere accompagnate da tutte le misure adeguate a garantire il territorio, le acque e la vegetazione da possibilità di inquinamento. Per quanto riguarda la possibilità di sfruttamento dell'energia geotermica dei vulcani napoletani, l'attività esplorativa e la perforazione di pozzi nell'area Mofete e San Vito (Campi Flegrei) hanno dato in passato risultati incoraggianti, ma la densità abitativa della zona ha reso problematica l'installazione di centrali elettriche ad energia geotermica. In base a tali esperienze, l'utilizzazione ai fini di produzione di energia elettrica è da considerare poco praticabile, mentre esistono prospettive promettenti per l'uso dei fluidi geotermici a scopo di riscaldamento.

Il Piano Forestale Generale 2008-2013 la cui bozza di documento in discussione contiene al suo interno l'azione 10 - Incremento della produzione di biomasse combustibili in Campania - mette in evidenza le ottime potenzialità esistenti in regione in termini di produzione di biomassa. Secondo i dati dell'ultimo Inventario Nazionale delle Foreste e dei Serbatoi di Carbonio (dati anno 2005) vi sono 445.274 ha di superficie forestale, la biomassa anidra è pari a 59.85 Gt, quindi lo *stock* di carbonio calcolato ad ettaro risulta pari a 64.51 t ha⁻¹. La biomassa disponibile può essere quindi essere incrementata mettendo in atto misure per il miglioramento dei boschi esistenti e l'ampliamento delle superfici forestali.

Il Piano di Azione per lo Sviluppo Economico Regionale (PASER) approvato nell'agosto 2006 ed aggiornato annualmente, prevede al suo interno linee di azione riguardanti il sostegno allo sviluppo produttivo e la competitività del tessuto imprenditoriale regionale, in settori strategici, quale la produzione di energia, nell'ambito di programmi integrati di ricerca e innovazione, trasferimento e sviluppo tecnologico.

La linea d'azione 1 del PASER, in particolare, affida un ruolo centrale al comparto produzione energetica, in particolare da fonti energetiche rinnovabili, al fine di promuovere lo sviluppo della filiera agro-energetica regionale, attraverso l'implementazione di adeguati processi territoriali che incidano sulla governance e sui modelli gestionali al fine di:

- a. potenziare lo smaltimento e valorizzazione agroenergetica degli scarti agroforestali, agroindustriali e del comparto zootecnico regionale con apposite piattaforme integrate per lo smaltimento e valorizzazione degli scarti e dei reflui da un punto di vista

energetico – biogas - per usi termici ed elettrici, nonché agronomico – ammendanti e fertilizzanti;

- b. favorire lo sviluppo di colture bioenergetiche oleaginose e successiva trasformazione in biocombustibili, nonché di colture bioenergetiche per la combustione diretta in impianti FER incrociando obiettivi ed azioni per lo sviluppo di aziende agroenergetiche e di consorzi che vedano coinvolte in formule gestionali innovative le stesse comunità locali;
- c. provvedere a corredare la promozione della filiera con il supporto di adeguate azioni di analisi, pianificazione e programmazione, in ottemperanza alla Legge 10/91, al Dlgs 387/03 e alla restante normativa in materia.

L'amministrazione ha quindi sviluppato con legge regionale n. 12 del 28 novembre 2007 "incentivi alle imprese per l'attivazione del piano di azione Per lo sviluppo economico regionale" cinque forme di incentivo per la competitività delle imprese:

1. Il contratto di programma regionale - finalizzato a valorizzare la contrattazione programmata a livello regionale e a favorire l'attuazione di interventi complessi di sviluppo territoriale e settoriale realizzati da una singola impresa o da gruppi di imprese nell'ambito della programmazione concertata e volti a generare positive ricadute sul sistema produttivo regionale;
2. Il credito d'imposta regionale per nuovi investimenti produttivi - finalizzato a razionalizzare e specializzare la strumentazione destinata al sostegno e allo sviluppo delle imprese sul territorio regionale e ad affrontare situazioni di carattere congiunturale;
3. Il credito d'imposta per l'incremento dell'occupazione - finalizzato a favorire l'incremento dell'occupazione stabile e la creazione di nuove opportunità di inserimento duraturo nel mondo del lavoro.
4. Gli incentivi per l'innovazione e lo sviluppo - finalizzati a promuovere progetti orientati al rafforzamento dei processi produttivi, distributivi e organizzativi di impresa, all'internazionalizzazione, all'incremento della dimensione d'impresa e della competitività sui mercati nazionali e internazionali, tramite la realizzazione di interventi di carattere strutturale in investimenti produttivi, in formazione del capitale umano, in ricerca e sviluppo tecnologico, volti a produrre effetti duraturi per le imprese che operano sul territorio regionale;
5. Gli incentivi per il consolidamento a medio e lungo termine delle passività a breve - finalizzati a favorire il rafforzamento della struttura patrimoniale delle imprese aventi sede legale ed unità produttive ubicate sul territorio regionale e a facilitare il rapporto con il sistema creditizio e finanziario.

1.4.3 I nodi critici per lo sviluppo del settore energetico

Il *new deal* dello sviluppo sostenibile passa per l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Produrre tecnologia per le energie rinnovabili significa costruire la chiave del successo per la competizione su scala globale dei prossimi decenni, nei quali potranno primeggiare quei paesi, territori e ambiti locali che sapranno emanciparsi dalla dipendenza dai combustibili fossili con una propria capacità di conoscenza e di innovazione tecnologica.

Non è pensabile l'avvio di un processo che proietti mercato e territori verso e oltre Kyoto senza che tutto questo si leghi a tangibili fonti di opportunità, di rilancio e di sviluppo per territori e

comunità. In questo assume importanza il ruolo degli enti locali: non più e non solo luoghi di transito di reti e cantieri infrastrutturali, ma territori di uno sviluppo armonico e non solo infrastrutturale.

La condivisione dei relativi processi industriali, economici ed occupazionali è fattore dirimente nella costruzione di scelte localizzative condivise dai territori e, quindi, attuabili in condizioni temporali in linea con le sfide che abbiamo di fronte, anche perché è altrettanto evidente la tendenza del mercato a trasformare una cosa ben fisica come l'energia, in un mercato sempre meno fisico e più fondato su meccanismi finanziari che industriali, slegando il capitale dal contesto socio-territoriale in cui si sviluppa.

La strategia di "decarbonizzazione" apre, in questo quadro, altre scelte orientate soprattutto alla qualità dei prodotti, dei contesti di vita e all'ambiente, non solo in campo energetico, ma anche nel settore dell'industria, nell'organizzazione dei centri urbani e nei trasporti.

Condizione necessaria è la percezione che cittadini, imprese e soggetti hanno delle dinamiche in atto e delle relative politiche di settore messe in campo. La percezione è fattore fondamentale, che si fonda sull'informazione ma non solo, che influisce sulla propensione al rischio e all'investimento d'impresa e che condiziona la condivisione sociale e territoriale, pertanto, assume una rilevante importanza nei processi decisionali, soprattutto in rapporto ad un segmento di mercato così innovativo, in continua evoluzione e privo di consolidate certezze.

Il percorso verso e oltre Kyoto è legato alla soluzione delle criticità ad esso sottese e alla capacità di riunire e mettere a rete i nodi di un approccio che deve sapere integrare l'economia con l'ecologia, i soggetti pubblici e privati, le varie fonti energetiche, le risorse economico-finanziarie anch'esse pubbliche e private, il quadro normativo e programmatico nelle sue varie articolazioni istituzionali. Si dovrebbe aggiungere o premettere anche la dimensione tecnologica, precisamente di cultura tecnologica, ricordando che innovazione non è possedere macchine e tecnologie, ma capacità culturali, economiche e politiche nel saperle utilizzare al meglio.

Gli impegni di Kyoto dovrebbero rappresentare una fonte di opportunità e di rilancio verso forme di economia "carbon free" che in altri paesi europei stanno producendo una profonda e feconda riconversione economica e produttiva.

I fattori principali che ancora impediscono un pieno sviluppo del comparto delle rinnovabili coerente con le potenzialità e l'interesse di mercato in Regione Campania possono essere considerati:

- l'incertezza di una politica energetica nazionale con uno scenario temporale ampio e garantito;
- le criticità ancora emergenti nell'applicazione e attuazione dei procedimenti amministrativi causati dalla complessità dell'iter autorizzativo del dlgs. 387/03;
- le barriere di natura finanziaria legate soprattutto all'accesso al credito privato;
- la dipendenza del comparto dall'import tecnologico da altri paesi comunitari;
- la debolezza della rete nazionale e locale, impreparata e inadeguata all'impostazione radicalmente diversa derivante dallo sviluppo della generazione distribuita da fonti discontinue quali le FER;
- fioritura esponenziale di sindromi di NIMBY relative alla localizzazione di qualsiasi installazione tecnologica energetica o per il ciclo rifiuti;
- deresponsabilizzazione ed incoerenza della filiera politica e istituzionale circa gli obblighi e le opportunità derivanti dallo scenario energetico di Kyoto.

A proposito di opposizione alla localizzazione di infrastrutture energetiche, in Italia i motivi principali si legano a quanto già affermato, circa l'estraneità del mondo delle imprese e del singolo cittadino ad una cultura tecnologica matura in tutta Europa e in merito all'inadeguatezza dell'informazione e della conoscenza. Una impostazione più laica, consapevole e talvolta meno strumentale, diviene un terreno di ricerca e di dialogo più concreto tra le comunità locali, l'istituzioni e il decisore politico.

L'informazione e la comunicazione sono attività essenziali per contribuire alla costruzione di processi autentici di condivisione e di sano protagonismo delle comunità circa la valorizzazione di risorse, quelle rinnovabili, che per loro natura sono indissolubilmente legate al territorio dove è possibile reperirle e alle sue genti. Ma la comunicazione è fondamentale anche per rendere chiari e comprensibili i fattori di attrattività e di competitività dei territori regionali vocati, nonché delle politiche di settore messe in campo.

In tal senso, ritenendo scontata l'opzione di un piano strategico di comunicazione, non può essere trascurato il tema del rilancio del ruolo e delle attività del Forum Energia e Ambiente istituito da questo assessorato nel 2004. Così come assume rilievo significativo l'auspicabile attivazione dello Sportello Informativo Energia istituito anch'esso come il Fondo per le Energie Qualificate nel citato Collegato alla Legge Finanziaria 2008.

I tempi di stesura e attuazione delle politiche di programmazione incidono profondamente sul fattore economico e sull'attrattività delle stesse e dei territori investiti e, come i tempi delle procedure autorizzative possono essere considerati una essenziale unità di misura del vantaggio economico derivante da una iniziativa, che è inversamente proporzionale alla durata di un iter autorizzativo e attuativo.

In generale, va osservato che lo scenario in atto sul territorio regionale appare ancora troppo ancorato alla fonte eolica. Uno sforzo complessivo è necessario per stimolare una sana competizione territoriale per una leadership produttiva e tecnologica di settore, ad esempio, se si vuol permettere di sfruttare al meglio l'opportunità derivante dalla tariffa incentivante del conto energia, che potrebbe esaurire i propri effetti economici entro il 2010. Oppure, se si vuole concretamente raccogliere la sfida dell'agro-energia, intesa come approccio integrato tendente alla valorizzazione delle risorse energetiche rinnovabili dei territori rurali a vantaggio del mondo agricolo e delle comunità locali.

D'altronde, per questa ragione, la Regione Campania ha inteso sviluppare nel Paser, nelle linee del PEAR e con il redigendo Piano d'azione agroenergia, una strategia d'azione e modelli di governance che necessitano di una coerente declinazione anche attraverso i meccanismi procedurali.

I Campi eolici e in generale gli impianti FER situati nelle regioni centro meridionali e in Campania si inseriscono in territori rurali con una relativamente bassa domanda elettrica, con una rete elettrica debole e con nuovi impianti termoelettrici in corso di sviluppo. Pertanto, l'energia da fonti rinnovabili, prevalentemente da fonte eolica, deve essere trasportata su lunghe distanze prima di raggiungere il punto di connessione.

Da questa breve considerazione emerge la necessità di sviluppo della rete e di una maggior impegno di tipo sistemico che rimuova i ritardi nella realizzazione delle connessioni e delle opere infrastrutturali, aspetto peraltro maggiormente legato alla condivisione socio-territoriale e ai dilemmi infrastrutturali che alimentano le numerose sindromi di NIMBY.

1.4.4 Le linee d'indirizzo strategico del PEAR

Le linee d'indirizzo strategico del PEAR definiscono finalità, obiettivi e approccio metodologico per la definizione di un Piano energetico regionale *“quale strumento per la programmazione di uno sviluppo economico ecosostenibile mediante interventi atti a conseguire livelli più elevati di efficienza, competitività, flessibilità e sicurezza nell'ambito delle azioni a sostegno dell'uso razionale delle risorse, del risparmio energetico e dell'utilizzo di fonti rinnovabili non climalteranti”*.

Viene definita una strategia compiuta che intende:

- analizzare e valutare i processi in atto;
- delinearne una razionalizzazione;
- definire e tradurre gli obiettivi in impegni specifici, articolati per fonte energetica e settore economico;
- coniugare le affermazioni di principio e gli obiettivi teorici con una attenta contestualizzazione.

Le linee d'indirizzo assumono impegni integralmente trasferiti nel PEAR. In tal senso ed in via vincolante, la strategia di governo regionale sarà tesa a orientare i comportamenti del mercato, le scelte di programmazione e di localizzazione territoriale attraverso la costruzione di una politica energetica locale le cui finalità risiedono nel:

- coniugare le problematiche climatiche ed energetiche di questo scorcio di inizio millennio alle opportunità derivanti dall'attuazione del protocollo di Kyoto e a sani processi di sviluppo delle comunità locali di questa regione;
- favorire la costruzione di un sistema energetico regionale a basse emissioni di carbonio;
- promuovere la modernizzazione ecologica del sistema energetico regionale con un approccio di infrastrutturazione “soft” dei territori regionali ancorata alle fonti rinnovabili, alla filiera agro-energetica e a quella dell'efficienza e del risparmio energetico.

La strategia di piano regge su quattro pilastri programmatici:

- riduzione della domanda energetica tramite l'efficienza e la razionalizzazione, con particolare attenzione verso la domanda pubblica;
- diversificazione e decentramento della produzione energetica, con priorità all'uso delle rinnovabili e dei nuovi vettori ad esse associabili;
- creazione di uno “spazio comune” per la ricerca e il trasferimento tecnologico;
- coordinamento delle politiche di settore e dei relativi finanziamenti.

Dei quattro pilastri, il coordinamento territoriale dei primi due (politiche di riduzione della domanda e di decentramento della produzione) è l'obiettivo strategico su cui far convergere trasversalmente gli altri due.

È opportuno evidenziare come una politica energetica regionale/locale basata sull'integrazione territoriale di riduzione/decentramento è da considerarsi come complementare e non antitetica alla politica tradizionale di scala nazionale, basata sulla costruzione di poli termoelettrici di grossa taglia come risposta alla crescita esponenziale della domanda elettrica. Complementare poiché la stabilizzazione/riduzione della domanda energetica (soprattutto nei settori terziario, residenziale e dei trasporti), insieme all'implementazione di una rete territoriale di cogeneratori di piccola taglia (dislocati preferibilmente nei distretti industriali e nei poli

commerciali, universitari e sanitari), o di *fuel cells*, ridurrebbe la necessità di costruzione di nuove centrali, valorizzando, al contempo, quelle esistenti.

Il vantaggio di questa strategia è la sua capacità di contribuire alla riduzione sia del conflitto sociale (legato alla scelta dei siti delle centrali), che dei costi dell'energia (aumento del numero di operatori presenti sul mercato in una logica di "prossimità").

La creazione di una rete energetica territoriale, inoltre, avrebbe il vantaggio di un maggiore livello di protezione dai rischi di black-out, oltre a garantire una maggiore efficienza termodinamica e una proporzionale riduzione delle emissioni inquinanti.

In tal senso, particolare rilievo viene attribuito al tema antico ma dimenticato del legame tra agricoltura ed energia, soppiantato dal ricorso ai combustibili fossili e, proprio a causa della crisi di questo modello energetico, oggi più che mai attuale. Un tema che in una regione composta in prevalenza da territori rurali e definita da Jeremy Rifkin una "piccola Arabia Saudita delle rinnovabili" diviene molto più ampio di quello delle bioenergie e dei combustibili provenienti dal mondo agricolo e forestale. Un tema che investe con un approccio integrato lo sviluppo di tutte le fonti rinnovabili nei territori rurali, con percorsi territoriali ed economici che esaltino il ruolo del comparto agricolo, garantendo la più ampia redistribuzione dei benefici economici e occupazionali che potranno derivare dalla valorizzazione dei giacimenti rinnovabili quali vento, sole e biomasse verso le comunità locali.

1.4.5 Un approccio integrato

Le principali direzioni di cambiamento per raccogliere le due sfide, climatica e del petrolio/fossili, devono individuarsi in quattro direttrici di iniziativa, tra loro pienamente integrabili:

- aumento della efficienza nei consumi, disaccoppiando gli aumenti dei servizi a componente energetica, che costituiscono l'aspetto "vero" della domanda dell'utenza, dagli aumenti dei consumi di energia, che oggi devono valutarsi "insostenibili";
- espansione della cogenerazione di energia elettrica e calore sia civile che industriale, sviluppando inoltre le soluzioni di trigenerazione (energia termica, frigorifera ed elettrica), sfruttando anche la nuova disponibilità di soluzioni su piccola scala;
- introduzione di fonti rinnovabili, con innovazione "sostenibile" sul lato dell'offerta, in quanto priva di emissioni di carbonio e di effetti rilevanti sul clima, e con positivi effetti geopolitici, per la maggiore autonomia dagli idrocarburi.

L'impegno programmatico dei prossimi anni consisterà nel trasformare la struttura regionale in un sistema economico/territoriale a basse emissioni di carbonio, che riduca drasticamente l'impiego di combustibili fossili e ricorra a fonti energetiche rinnovabili per produrre elettricità e calore. Ciò presuppone un approccio integrato con cluster di azioni sinergiche che investano più attori e che permettano un graduale ma deciso transito verso una differente struttura del sistema energetico regionale.

Per abbattere il consumo di combustibili fossili e le conseguenti emissioni in atmosfera, la strategia di equilibrio tra l'utilizzo dell'energia sostenibile, la competitività e la sicurezza dell'approvvigionamento risiede nel conseguimento di un mix energetico dinamico generale che provenga da fonti energetiche sicure a basse emissioni di carbonio e nella razionalizzazione dei consumi.

La parola d'ordine diviene: più energia prodotta per unità di materia prima utilizzata. Occorre cambiare in profondità l'intero modello basato sulla importazione dei fossili, aprendo la porta a due grandi innovazioni:

- la politica della domanda non deve più essere una variabile incontrollabile, costretta di fatto a inseguire l'offerta, come accade oggi, ma deve associarsi a un profondo intervento di efficienza in tutti i settori di consumo;
- l'impegno sulle fonti rinnovabili, che per ogni paese del mondo e in particolare per l'Italia sono una grande potenzialità di questo secolo, come alternativa al petrolio.

CAPITOLO 2. Il sistema energetico regionale

2.1. Il Bilancio Energetico Regionale

L'analisi del sistema energetico della Regione Campania è stata effettuata sulla base dei Bilanci Energetici Regionali (BER) elaborati dall'ENEA attraverso il Sistema Informativo Energetico Regionale (S.I.E.R.). La struttura e la metodologia utilizzata per l'elaborazione dei BER è identica a quella utilizzata per la predisposizione, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, del Bilancio Energetico Nazionale (BEN). L'ENEA elabora infatti annualmente, attraverso il S.I.E.R., i Bilanci Energetici di tutte le Regioni italiane, verificando in particolare la congruità della somma di tutti i Bilanci regionali con quello nazionale. Il S.I.E.R. rappresenta pertanto uno strumento fondamentale a supporto dell'Amministrazione per la descrizione del quadro conoscitivo di base del sistema energetico regionale, effettuato sulla base di quello economico e strutturale del territorio, indispensabile ai fini della Pianificazione energetica.

Il BER esplica la sua insostituibile funzione conoscitiva in quanto consente di descrivere in un quadro riepilogativo “quanta” e che “tipo” di energia è stata consumata in un dato periodo di tempo (tipicamente un anno) e “come” essa è stata “prodotta”, “reperita” sui mercati, “trasformata” e “consumata”, all'interno del territorio di riferimento, fornendo una rappresentazione immediata e sintetica del sistema energetico di una data area (regione o intera nazione).

Il B.E.R. offre quindi un quadro di sintesi che permette:

- di seguire l'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia attraverso il confronto tra bilanci energetici relativi ad anni diversi;
- di effettuare un confronto con la situazione energetica nazionale evidenziandone diversità e problematiche;
- di valutare le interrelazioni con il sistema socio-economico territoriale analizzato.

In particolare, il confronto tra Bilanci energetici relativi a diversi periodi di tempo permette di seguire l'evoluzione del sistema energetico, le sue interrelazioni con la struttura socio-economica e gli effetti di interventi di programmazione finalizzati ad un uso più efficiente dell'energia.

La predisposizione dei BER avviene analizzando i soggetti economici e produttivi che agiscono all'interno del territorio regionale, sia sul lato della domanda sia su quello dell'offerta. La finalità dell'analisi è quella di fornire gli elementi essenziali all'individuazione di politiche volte al raggiungimento di una maggiore efficienza del sistema energetico nel suo complesso. Da questo punto di vista l'analisi dei BER diventa propedeutica alle successive valutazioni riguardanti le possibilità di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili, di uso efficiente e di risparmio energetico nei vari settori.

2.1.1 Bilanci di sintesi

Un modo sintetico ed efficace di analizzare il BER è quello di utilizzare la sua versione compatta (BER di sintesi). Il Bilancio energetico di sintesi è infatti il risultato dell'aggregazione delle fonti energetiche prese in considerazione nella versione integrale del BER in quattro classi omogenee di fonti energetiche e dell'eliminazione delle duplicazioni dovute all'attività di

trasformazione. In questo modello ogni fonte aggregata comprende sia vettori energetici primari che secondari. In particolare:

- la voce “*combustibili solidi*” comprende: carbone fossile, lignite, coke di cokeria, prodotti da carbone non energetici ed i gas derivati;
- la voce “*prodotti petroliferi*” comprende: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, G.P.L., gas residui di raffineria ed altri prodotti petroliferi;
- la voce “*combustibili gassosi*” comprende: il gas naturale ed il gas d’officina;
- la voce “*rinnovabili*” comprende: le biomasse, l’eolico, il solare termico e fotovoltaico, l’energia elettrica prodotta da fonte idraulica e geotermica;
- la voce “*energia elettrica*” comprende il saldo in entrata ed in uscita e l’energia elettrica fornita all’utenza finale.

Nella Tab. 2.1 è riportato il Bilancio energetico di sintesi della Regione Campania per l’anno 2005, ultimo anno disponibile.

Tab. 2.1 – Regione Campania: Bilancio energetico di sintesi, in ktep – (2005)

Disponibilità ed Impieghi	Fonti energetiche					Totale
	Combustibili Solidi (1)	Prodotti Petroliferi (2)	Combustibili Gassosi (3)	Rinnovabili (4)	Energia Elettrica (5)	
Produzione				331		331
Saldo in entrata	8	4.145	1.786	11	3.289	9.240
Saldo in uscita						
Variazione Scorte						
Consumo Interno Lordo	8	4.145	1.786	342	3.289	9.571
Trasformazione in energia elettrica		- 25	- 540	- 269	834	
di cui: autoproduzione				- 25	25	
Consumi/perdite settore energetico			- 27	- 3	- 2.746	- 2.776
Bunkeraggi internazionali		307				307
Usi non energetici		1				1
Agricoltura e Pesca		177	2		21	200
Industria	8	425	778	10	408	1.629
di cui: intensive (+)	7	147	487	10	133	783
Civile		286	437	59	917	1.700
di cui: residenziale		181	376	58	488	1.104
Trasporti		2.926	2		31	2.959
di cui: stradali		2.898	2			2.900
Consumi finali	8	3.813	1.220	69	1.377	6.488

(1) carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici ed i gas derivati

(2) olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, gpl, gas residui di raffineria ed altri prodotti petroliferi

(3) gas naturale e gas d’officina

(4) biomasse, eolico, solare, fotovoltaico, produzione idroelettrica, geotermoelettrica, ecc.

(5) l’energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per la produzione idro, geo e per il saldo in entrata ed in uscita; per i consumi finali è valutata a 860 kcal/kWh

• (+) branche “Carta e grafica”, “Chimica e Petrolchimica”, “Minerali non metalliferi”, “Metalli ferrosi e non”

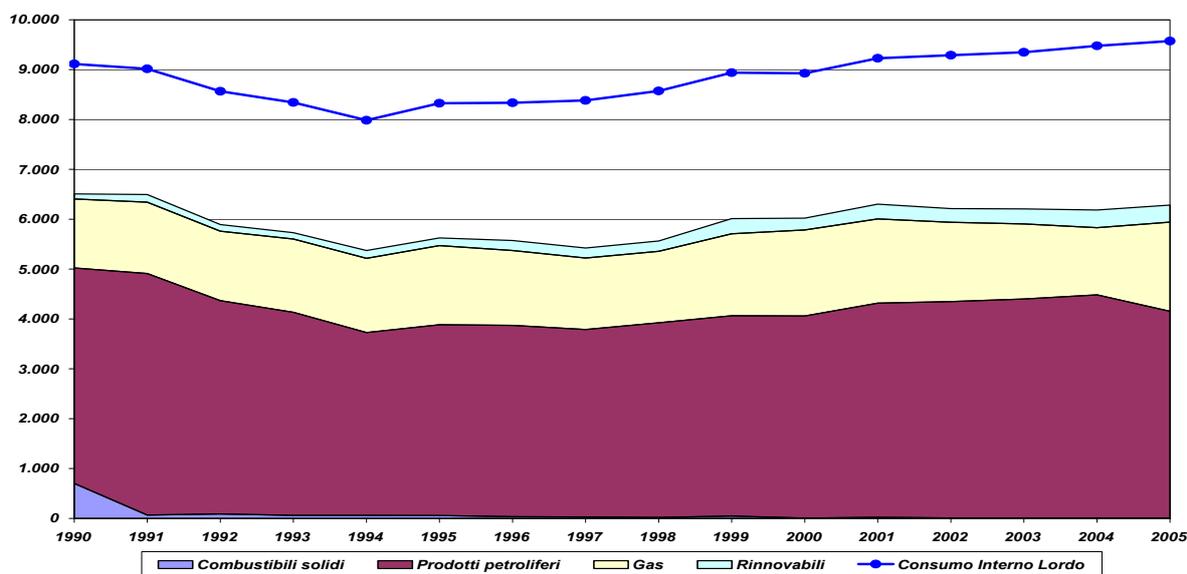
• N.B.: per l’arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all’unità con i valori riportati

Fonte: ENEA

Il sistema energetico campano è stato analizzato in dettaglio nel periodo 1995-2005. Nel 2005 il consumo interno lordo della Regione Campania è stato di 9.571 ktep di energia (4,8% del corrispondente valore nazionale), al soddisfacimento del quale hanno contribuito prevalentemente

le importazioni di prodotti petroliferi (4.145 ktep), energia elettrica (3.289 ktep) e gas naturale (1.786 ktep), oltre ad una piccola quota derivante dalla produzione regionale di energia da fonti rinnovabili (331 ktep). Nel periodo 1995–2005 il consumo interno lordo della Regione è cresciuto del 15% (+1,4% m.a.). In Fig. 2.1 è riportato l'andamento del consumo interno lordo per tipologia di fonte dal 1990 al 2005.

Fig. 2.1 – Regione Campania: consumo interno lordo per tipologia di fonte – (ktep)



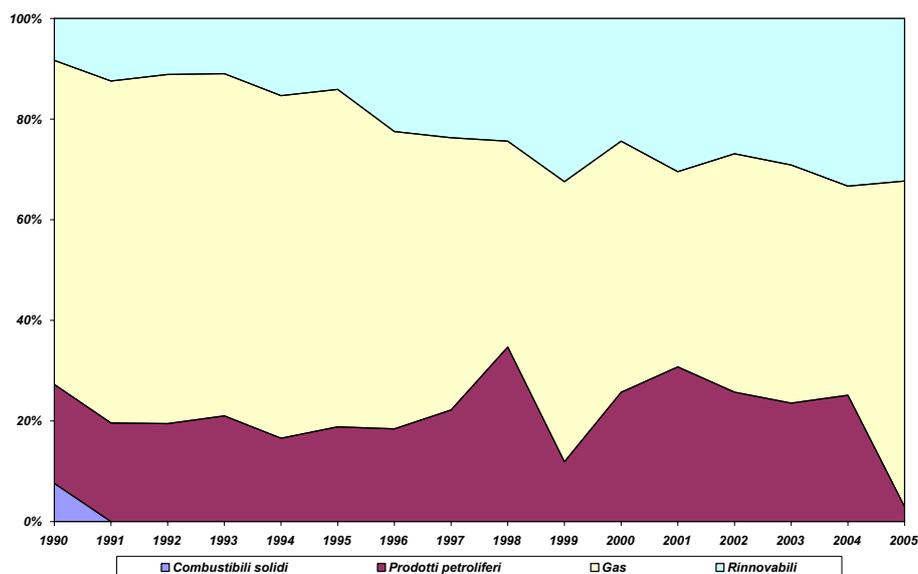
Fonte: ENEA

Nel 2005 i prodotti petroliferi hanno contribuito al consumo interno lordo della Regione per 4.145 ktep contro i 3.824 ktep del 1995, con un incremento in valore assoluto dell'8,4%, anche se il loro peso sul consumo interno lordo si è ridotto dal 45,9% del 1995 al 43,3% del 2005. Nel periodo 1995-2005, il gas naturale presenta invece una crescita in valore assoluto del 12,3% (+1,1% m.a.): 1.786 ktep nel 2005 contro 1.590 ktep nel 1995, mentre il suo peso percentuale sul consumo interno lordo si riduce dal 19,1% del 1995 al 18,6% del 2005. Anche la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta: 331 ktep nel 2005 con un incremento dell'88% rispetto al 1995 (176 ktep), ma la sua incidenza sul consumo interno lordo è ancora marginale (2,1% nel 1995 e 3,4% nel 2005).

In Fig. 2.2 è riportata la distribuzione dei consumi di combustibili per la generazione di energia elettrica nella Regione Campania nel periodo 1990-2005, dalla quale si può notare come storicamente l'energia elettrica sia stata prodotta principalmente utilizzando il gas naturale, il cui peso complessivo sul totale delle fonti (64,7%) è nel 2005 analogo a quello fatto registrare nel 1990 (64,4%), anche se, nel periodo considerato, il peso del gas naturale ha subito delle forti oscillazioni, con un minimo del 38,8% nel 2001.

Il contributo dei prodotti petroliferi risulta anch'esso variabile nel tempo ma sempre nettamente inferiore (19,6% nel 1990 e 3% nel 2005) a quello del gas naturale. Aumenta invece in modo pressoché continuo il contributo alla generazione elettrica delle fonti rinnovabili; nel 1990 il peso delle rinnovabili sul totale delle fonti utilizzate per la produzione è infatti dell'8,3%, mentre nel 2005 è del 32,2%. Occorre, infine, evidenziare che il contributo dei combustibili solidi alla generazione elettrica è nullo a partire dal 1991, mentre nel 1990 è stato del 7,6%.

Fig. 2.2 – Regione Campania: composizione delle fonti energetiche per la generazione elettrica – (%)



Fonte: ENEA

2.1.2 Domanda di energia negli usi finali

La domanda di energia che si origina da un territorio è strettamente correlata alla sua attività economica e sociale ed è inoltre funzione delle infrastrutture in esso presenti. Da questa domanda derivano i consumi di energia registrati, per ciascuna tipologia di fonte energetica, nei vari settori di utilizzo finale.

Le caratteristiche della domanda della Regione Campania hanno originato, nel periodo 1990–2005, i consumi finali, per tipologia di fonte, riportati nella Tab. 2.2 e quelli per settore riportati nella Tab. 2.3.

Tab. 2.2 – Regione Campania: consumi finali di energia per tipologia di fonte, ktep – (1990-2005)

Tipologia di combustibile	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Combustibili solidi	532	67	90	60	60	58	34	28	19	45	6	22	8	8	9	8
Prodotti petroliferi	3.583	3.806	3.564	3.375	3.299	3.429	3.463	3.377	3.417	3.656	3.575	3.765	3.838	3.860	3.911	3.813
Gas	847	822	856	938	953	1.044	1.048	1.098	1.167	1.234	1.340	1.366	1.216	1.094	982	1.220
Rinnovabili	32	42	48	39	40	42	42	60	61	64	58	66	76	60	74	69
Energia Elettrica	1.073	1.085	1.098	1.103	1.103	1.122	1.132	1.160	1.177	1.204	1.213	1.240	1.269	1.322	1.342	1.377
Totale	6.068	5.822	5.655	5.516	5.456	5.695	5.718	5.723	5.840	6.203	6.192	6.459	6.406	6.344	6.318	6.488

Fonte: ENEA

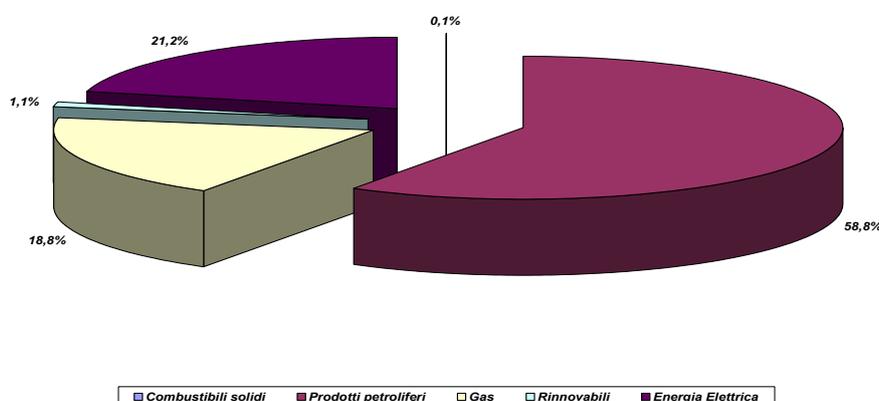
Tab. 2.3 – Regione Campania: consumi finali di energia per settore, ktep – (1990-2005)

Settore	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Agricoltura e Pesca	154	151	169	199	201	211	214	188	166	141	173	172	197	191	194	200
Industria	2.116	1.646	1.322	1.147	1.200	1.284	1.273	1.279	1.278	1.466	1.390	1.443	1.514	1.450	1.409	1.629
<i>di cui: intensive</i>	1.635	1.152	825	640	651	718	702	729	710	819	739	727	797	683	636	783
Civile	1.416	1.561	1.567	1.544	1.456	1.556	1.561	1.573	1.625	1.742	1.765	1.963	1.745	1.726	1.670	1.700
<i>di cui: Residenziale</i>	1.014	1.139	1.155	1.122	1.049	1.104	1.084	1.084	1.101	1.179	1.128	1.345	1.163	1.137	1.124	1.104
Trasporti	2.382	2.464	2.597	2.625	2.598	2.644	2.670	2.683	2.772	2.854	2.863	2.881	2.950	2.976	3.045	2.959
<i>di cui: Stradali</i>	2.288	2.362	2.489	2.520	2.492	2.530	2.548	2.567	2.663	2.741	2.751	2.761	2.833	2.849	2.916	2.900
Consumi finali	6.068	5.822	5.655	5.516	5.456	5.695	5.718	5.723	5.840	6.203	6.192	6.459	6.406	6.344	6.318	6.488

Nel 2005 il consumo finale per usi energetici e non energetici della Campania è stato di 6.489 ktep (4,5% dell'Italia) con un incremento del 2,7% rispetto al 2004 e del 13,9% rispetto al 1995, determinato da un aumento dell'11,2% dei prodotti petroliferi (+1,1% m.a.), del 22,7% dell'energia elettrica (+2,1% m.a.) e del gas naturale (+16,9%), i cui consumi hanno seguito un andamento irregolare durante il periodo considerato (+1,6% m.a.). Nel periodo 1995-2005 le rinnovabili sono cresciute ad un tasso molto elevato (+64,3% in totale, +5,1% m.a.).

La crescita dei consumi totali finali è stata più intensa alla fine degli anni Novanta: nel periodo 2000-2005 si è infatti registrato un aumento del +0,9% m.a., mentre nel periodo 1995-1999 la crescita è stata del +2,1% m.a., mentre la media annua nel periodo 1995-2005 è del +1,3%.

La quota maggiore di consumo per usi energetici nel 2005 è rappresentata dai prodotti petroliferi che, sebbene abbiano ridotto il loro peso in termini percentuali rispetto all'anno precedente del 2,5%, contribuiscono ancora per il 58,8%, mentre la quota del gas naturale è del 18,8% e quella dell'energia elettrica del 21,2% (Fig. 2.3).

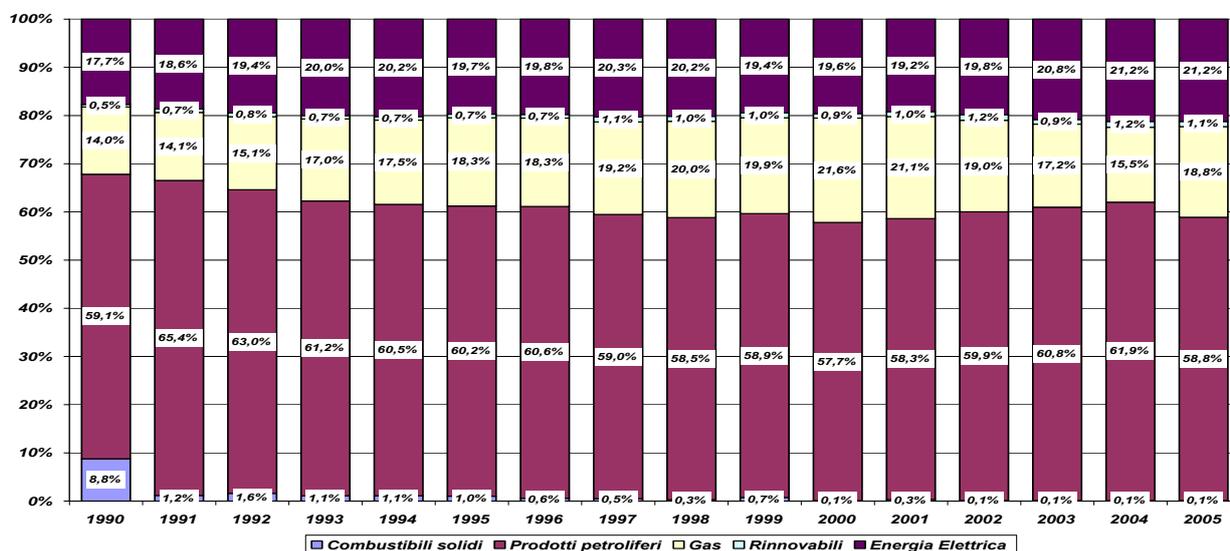
Fig. 2.3 – Regione Campania: consumi finali per tipologia di fonte nel 2005 – (%)


Fonte: ENEA

L'andamento del consumo delle singole tipologie di fonti energetiche nel periodo 1990-2005 (Fig. 2.4) mostra alcuni andamenti contrastanti: da un lato, i consumi di combustibili solidi decrescono costantemente, in particolare tra il 1990 e il 1991; di contro, la quota relativa ai consumi di energia elettrica e di rinnovabili cresce costantemente durante tutto il periodo considerato; inoltre, la quota di consumi relativa ai prodotti petroliferi è costantemente intorno al 60%. Infine, per quanto riguarda i consumi di gas, la quota di consumi di tale tipologia di prodotti, rispetto al totale, cresce costantemente dal 14% del 1990 fino al 21,6% del 2000, per poi tornare al 18,8% del 2005, ultimo dato disponibile.

Una variazione a breve nella composizione percentuale delle fonti energetiche non sembra tuttavia al momento plausibile, in quanto il peso notevole dei prodotti petroliferi è determinato dal settore trasporti, che assorbe nel 2005 il 45,6% dei consumi totali finali ed il 98,9% dei consumi di questo settore è costituito da prodotti petroliferi.

Fig. 2.4 – Regione Campania: consumi finali per tipologia di fonti nel periodo 1990–2005 – (%)



Fonte: ENEA

I consumi elettrici della Regione Campania nel 2007, disaggregati per settore di utilizzazione e provincia sono riportati nella tabella seguente (Tab. 2.4).

Nella Tab. 2.5 è riportata inoltre la distribuzione per provincia e settore degli ultimi cinque anni dei consumi finali elettrici della Regione Campania.

Tab. 2.4 – Regione Campania: consumi finali elettrici per settore e provincia nel 2007 – (GWh)

Provincia	Agricoltura	Industria	Terziario (*)	Domestico	TOTALE (*)
Avellino	11,0	790,4	366,6	370,8	1.538,9
Benevento	24,3	314,3	248,7	254,8	842,0
Caserta	78,5	1.277,0	817,4	907,5	3.080,5
Napoli	57,3	1.765,9	2.993,2	3.156,4	7.972,7
Salerno	92,6	1.416,8	1.086,7	1.057,2	3.653,3
TOTALE (*)	263,7	5.564,4	5.512,6	5.746,6	17.087,3
Variazione rispetto al 2006	7,0%	1,0%	3,6%	-	1,6%

(*) Esclusi i consumi FS per trazione pari a 299,9 GWh; Fonte: Terna S.p.A.

Tab. 2.5 – Regione Campania: consumi finali elettrici per provincia (2003 – 2007) – (GWh)

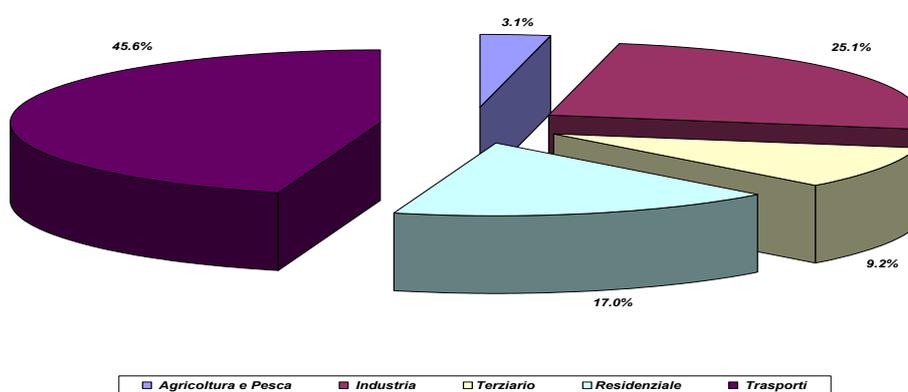
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Avellino	Agricoltura	8,3	9,3	10,7	10,1	11,0	0,7%
	Industria	711,8	715,6	793,7	788,2	790,4	51,4%
	Terziario	294,6	303,0	334,1	333,5	366,6	23,8%
	Usi Domestici	354,5	366,2	363,4	366,4	370,8	24,1%
	Totale Consumi	1.369,2	1.394,1	1.501,9	1.498,2	1.538,9	100,0%
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Benevento	Agricoltura	21,1	21,6	22,9	22,3	24,3	2,9%
	Industria	234,0	253,3	273,8	297,4	314,3	37,3%
	Terziario	185,9	201,0	212,7	235,9	248,7	29,5%
	Usi Domestici	244,2	256,3	249,5	254,8	254,8	30,3%
	Totale Consumi	685,3	732,1	758,9	810,4	842	100,0%
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Caserta	Agricoltura	62,6	74,0	73,2	69,0	78,5	2,5%
	Industria	1.286,6	1.290,5	1.223,2	1.246,9	1.277,0	41,5%
	Terziario	671,4	694,5	751,7	782,9	817,4	26,5%
	Usi Domestici	842,7	887,4	881,5	894,3	907,5	29,5%
	Totale Consumi	2.863,3	2.946,4	2.929,6	2.993,1	3.080,5	100,0%
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Napoli	Agricoltura	53,6	54,1	57,4	56,3	57,3	0,7%
	Industria	1.947,0	1.759,9	1.732,5	1.794,8	1.765,9	22,1%
	Terziario	2.585,8	2.642,7	2.789,4	2.941,6	2.993,2	37,5%
	Usi Domestici	3.030,1	3.105,6	3.154,1	3.182,9	3.156,4	39,6%
	Totale Consumi	7.616,6	7.562,3	7.733,3	7.975,5	7.972,7	100,0%
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Salerno	Agricoltura	82,5	84,8	84,7	88,9	92,6	2,5%
	Industria	1.224,5	1.261,0	1.330,0	1.382,0	1.416,8	38,8%
	Terziario	873,8	916,7	964,1	1.028,8	1.086,7	29,7%
	Usi Domestici	998,8	1.036,0	1.031,6	1.047,6	1.057,2	28,9%
	Totale Consumi	3.179,7	3.298,5	3.410,4	3.547,3	3.653,3	100,0%
	Anno	2003	2004	2005	2006	2007	%
	Settore	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	2007
Campania	Agricoltura	228,1	243,8	248,9	246,6	263,7	1,5%
	Industria	5.403,9	5.280,3	5.353,2	5.509,3	5.564,4	32,6%

Terziario	4.611,5	4.757,9	5.052,0	5.322,7	5.512,6	32,3%
Usi Domestici	5.470,3	5.651,5	5.680,1	5.746,0	5.746,7	33,6%
Totale Consumi	15.714,1	15.933,4	16.334,1	16.824,5	17.087,4	100,0%

Fonte: Terna S.p.A.

Nel 2005, al settore dei trasporti è imputabile circa il 46% dei consumi finali per usi energetici della Regione, all'industria il 25,1% ed al civile nel suo complesso il 26,2%. In quest'ultimo settore risultano predominanti i consumi del residenziale rispetto al terziario (Fig. 2.5).

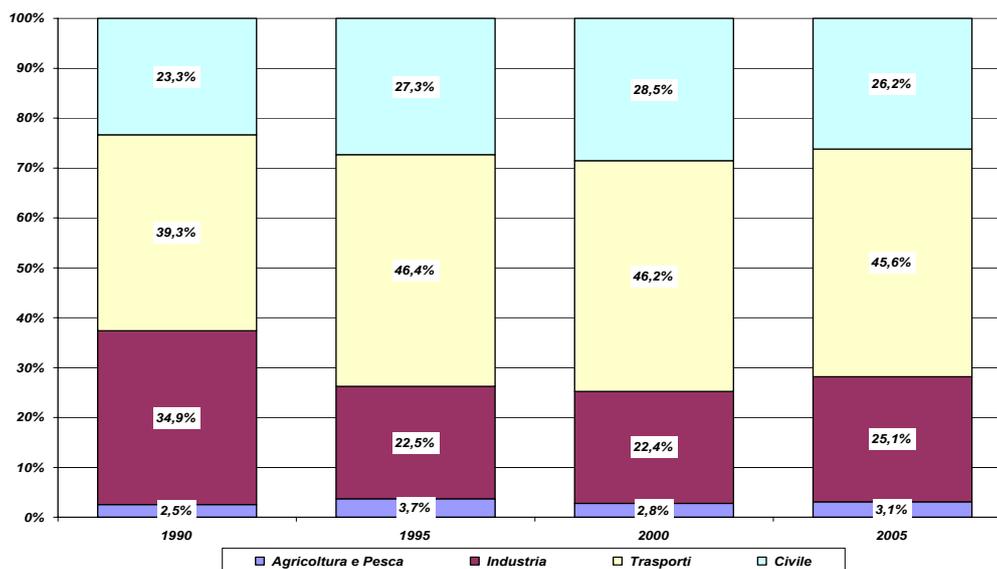
Fig. 2.5 – Regione Campania: consumi finali per settore nel 2005 – (%)



Fonte: ENEA

La distribuzione dei consumi tra i settori finali è leggermente variata nel corso degli ultimi 15 anni: il settore dei trasporti assorbe da sempre la quota maggiore, aumentata dal 39,3% del 1990 a, come detto, circa il 46% dei consumi finali del 2005. La quota del settore industriale è invece diminuita dal 35% circa registrato nel 1990 al 25,1% del 2005. La quota relativa al settore civile è invece cresciuta durante il periodo 1990-2000 dal 23,3% al 28,5%, ed è poi diminuita fino al 26,2% osservato nel 2005. Infine, la quota dei consumi energetici per il settore dell'agricoltura e della pesca ha fatto registrare un andamento altalenante durante il periodo osservato: nel complesso, la percentuale sui consumi totali è passata dal 2,5% del 1990 al 3,1% del 2005 (Fig. 2.6).

Fig.2.6 – Regione Campania: distribuzione dei consumi finali per settori – (%)

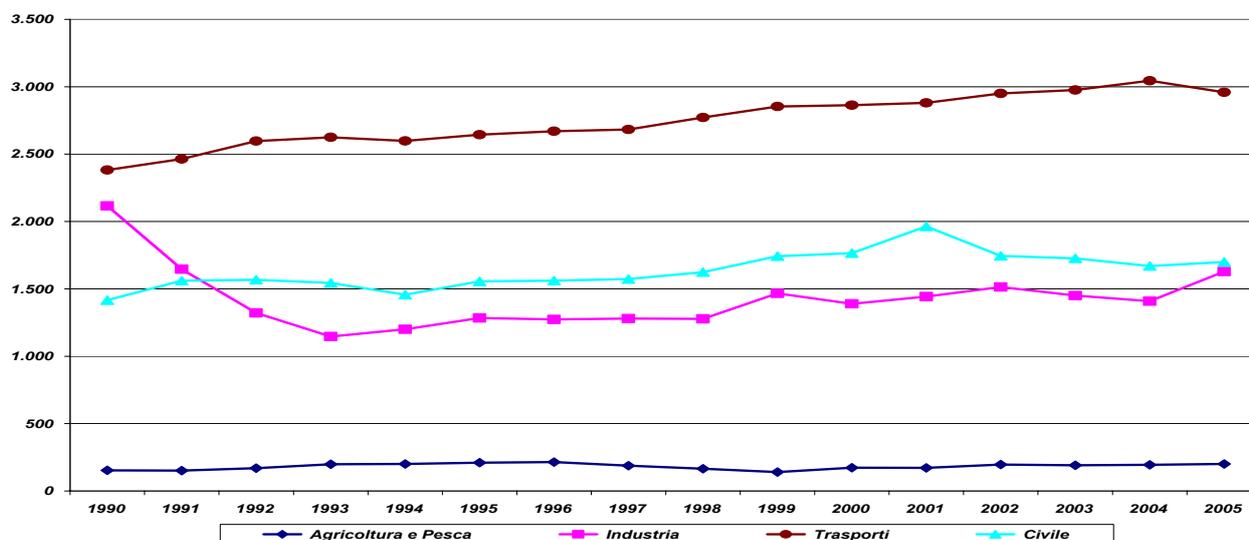


Fonte: ENEA

Il confronto con il 2004 mostra un incremento del 2,7% nel 2005 dei consumi finali totali, che dipende da andamenti diversi e contrastanti dei singoli settori. Il settore trasporti ha registrato una flessione del 2,8% nei consumi, industria ed agricoltura hanno invece evidenziato una buona crescita, rispettivamente del 15,6% e del 3,1%, mentre il civile è cresciuto appena dell'1,8%.

Nel periodo 1990-2005 i consumi finali totali sono cresciuti del 6,9% (+0,45% m.a.), trainati dalla crescita del settore trasporti (+24,2%) e del settore civile (+20%), all'interno del quale il terziario ha registrato un aumento del 48,2%. Come si può vedere dal grafico di Fig. 2.7, entrambi i settori hanno presentato un trend complessivo di crescita nel periodo considerato, ma negli ultimi anni si è assistito, in particolare, ad una riduzione dei consumi nel civile che, dal valore massimo del periodo 1990-2005 registrato nel 2001 al 2005, sono diminuiti del 13,4%.

Fig. 2.7 – Regione Campania: consumi finali per settore nel periodo 1990- 2005 – (ktep)



Fonte: ENEA

Nel periodo 1990-2005 il settore dei trasporti ha avuto, come detto, una crescita complessiva del 24,2% dei consumi, ma ha registrato una flessione del 2,8% dal 2004 al 2005. Preponderanti sono in questo settore i consumi relativi al trasporto stradale (98% nel 2005), in particolare di prodotti petroliferi, che rappresentano circa il 99% dei consumi finali di settore, con un incremento che nel periodo 1990-2005 è stato del 26,7%, mentre il consumo di gas e di energia elettrica è praticamente inesistente.

L'industria ha mostrato nel periodo 1990-1993 una brusca diminuzione dei consumi, mentre a partire dal 1994 si assiste ad una loro sostanziale ripresa (+35,8% nel periodo 1994-2005). Nel periodo 1990-2005, i consumi dell'industria registrano comunque un calo complessivo del 23% (-1,7% m.a.).

I combustibili gassosi rappresentano la principale fonte energetica dell'industria con un peso che, nel 1990 è del 26,1% dei consumi del settore e, nel 2005, del 47,8% (+40,7% nel periodo 1990-2005). I prodotti petroliferi sono invece diminuiti nello stesso periodo del 33,8% assorbendo nel 2005 circa il 26% del consumo totale (30,3% nel 1990). L'energia elettrica, invece, ha registrato un andamento in crescita (+3,8% nel periodo 1990-2005), con un peso che è cresciuto dal 18,6% del 1990 al 25% del 2005. I consumi di combustibili solidi, eccezion fatta del 1990, in cui rappresentano il 25% circa del totale settoriale, hanno registrato, a partire dal 1991, una brusca e progressiva diminuzione, sia in peso che in valore assoluto.

Il settore civile è il settore che nel periodo 1990-2005 ha presentato la crescita maggiore (+20%), dopo il settore dei trasporti. In questo settore si evidenzia come il peso del residenziale sul totale del settore civile sia diminuito complessivamente dal 71,6% del 1990 al 64,9% del 2005, a vantaggio del terziario.

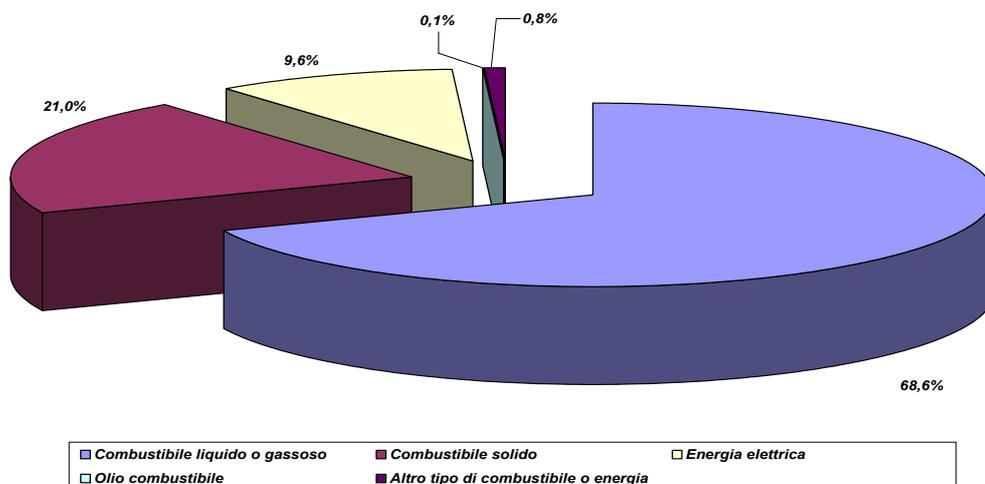
La principale fonte energetica del civile è l'energia elettrica che, nel 2005, ha assorbito ben il 53,9% dei consumi totali del settore, con un peso che risulta crescente nel periodo (44,4% nel 1990). Nel 2005, il 53,2% dell'energia elettrica consumata nel civile è imputabile al settore residenziale, dove infatti si evidenzia che, nel 2001, nel 9,6% delle abitazioni occupate, per il riscaldamento domestico si utilizza ancora l'energia elettrica, come risulta dalla Tab. 2.6 e dalla Fig. 2.8 che riportano i dati del 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni. Solo la Calabria, tra le Regioni meridionali, mostra un valore maggiore (16%), mentre la media dell'Italia Meridionale si attesta complessivamente all'8,6%.

Tab. 2.6 – Abitazioni occupate da persone residenti con impianto di riscaldamento per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto di riscaldamento – Italia Meridionale (dettaglio regionale) – Censimento 2001.

REGIONI	Tipi di combustibile o energia per riscaldamento					Totale
	Combustibile liquido o gassoso	Combustibile solido	Energia elettrica	Olio combustibile	Altro tipo di combustibile o energia	
Abruzzo	395.645	132.943	10.290	518	7.482	546.878
Molise	89.068	46.503	4.032	159	909	140.671
Campania	1.216.721	372.005	170.319	2.214	13.609	1.774.868
Puglia	1.082.014	210.902	106.836	1.442	12.752	1.413.946
Basilicata	142.419	89.308	10.115	230	1.100	243.172
Calabria	287.780	298.153	113.024	528	4.718	704.203
Italia Meridionale	3.213.647	1.149.814	414.616	5.091	40.570	4.823.738

Fonte: ISTAT (2001) – 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni

Fig. 2.8 – Regione Campania: tipo di combustibile o energia per riscaldamento (%) – 2001



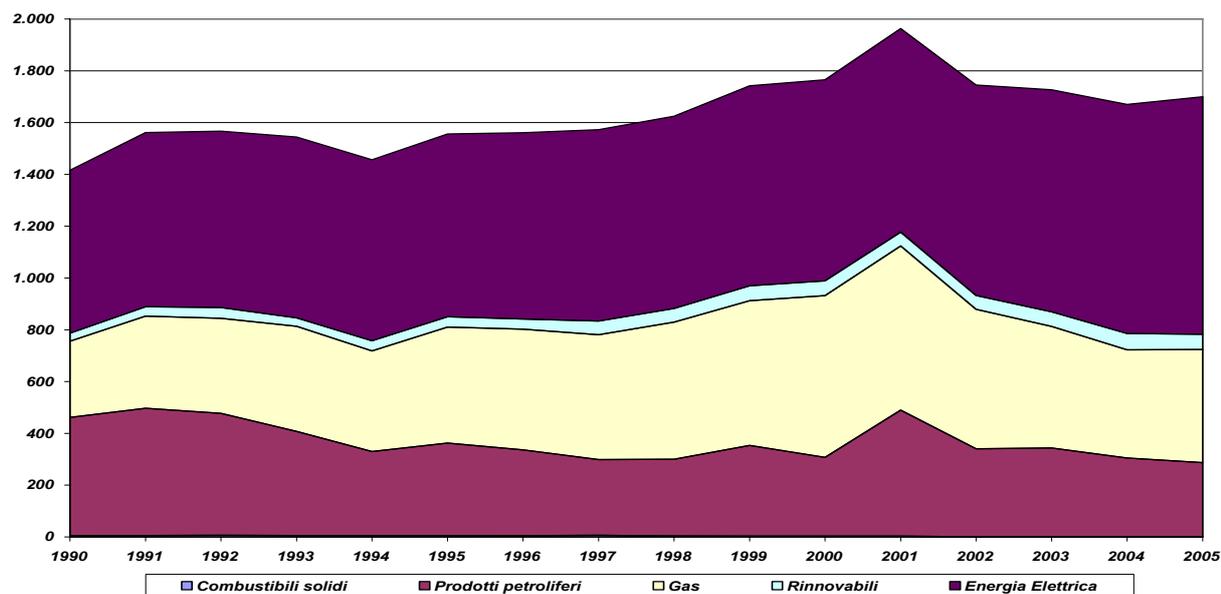
Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT (2001) – 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni

Nel periodo 1990-2005 il consumo di gas nel settore civile ha registrato una crescita del 48,6% (+2,7% m.a.), mentre i consumi di prodotti petroliferi sono diminuiti del 37,3% (-3,1% m.a.). Nello stesso periodo, nel solo residenziale, i consumi di gas aumentano complessivamente del 59,3% (+3,1% m.a.), mentre i prodotti petroliferi diminuiscono del 42% (-3,6% m.a.). Nel terziario, si registra invece un aumento più contenuto dei consumi di gas (+5,2% in valore assoluto), mentre quelli dei prodotti petroliferi diminuiscono in totale del 27%.

I consumi di fonti energetiche rinnovabili, costituite quasi esclusivamente da legna per autoconsumo, sono pressoché raddoppiati, anche se il loro peso sul totale rimane ancora secondario (3,5% circa nel 2005), come si può notare anche dal grafico di Fig. 2.9.

Anche i consumi del *settore agricolo*, infine, risultano in crescita nel periodo 1990-2005 (+29,9%), anche se il loro peso nel periodo considerato è sempre risultato modesto (3,1% nel 2005). I prodotti petroliferi rappresentano la principale fonte del settore (88,5% nel 2005) ed ovviamente il loro trend nel periodo considerato è analogo a quello dei consumi complessivi del settore (+27,3%).

Fig. 2.9 – Regione Campania: distribuzione dei consumi del civile per fonti – (ktep)



2.1.3 Bilancio di sintesi dell'energia elettrica ⁷

Relativamente al 2007, la Tab. 2.7 mostra il Bilancio elettrico di sintesi della Regione Campania al 2007.

⁷ Questo paragrafo è stato realizzato in collaborazione con Terna S.p.A.

Tab. 2.7 – Regione Campania: Bilancio di sintesi dell'energia elettrica, in GWh – (2007)

	Operatori del mercato elettrico (1)	Autoproduttori	Campania
Produzione lorda			
- idroelettrica	1.786,6	-	1.786,6
- termoelettrica tradizionale	6.791,8	211,8	7.003,5
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	777,6	-	777,6
- fotovoltaica	1,4	-	1,4
Totale produzione lorda	9.357,3	211,8	9.569,1
Servizi ausiliari della Produzione	158,3	5,1	163,4
Produzione netta			
- idroelettrica	1.760,2	-	1.760,2
- termoelettrica tradizionale	6.659,9	206,7	6.866,6
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	777,6	-	777,6
- fotovoltaica	1,4	-	1,4
Totale produzione netta	9.199,0	206,7	9.405,7
Energia destinata ai pompaggi	1.929,7	-	1.929,7
Produzione destinata al consumo	7.269,4	206,7	7.476,0
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	38,6	-38,6	+
Saldo import/export con l'estero	-	-	-
Saldo con le altre regioni	11.190,9	-	11.190,9
Energia richiesta	18.498,9	168,1	18.666,9
Perdite	1.279,6	0,1	1.279,7
Consumi finali			
Autoconsumo	0,5	168,0	168,5
Mercato libero	6.903,2	-	6.903,2
Mercato vincolato (2)	10.315,6	-	10.315,6
Totale Consumi	17.219,2	168,0	17.387,2

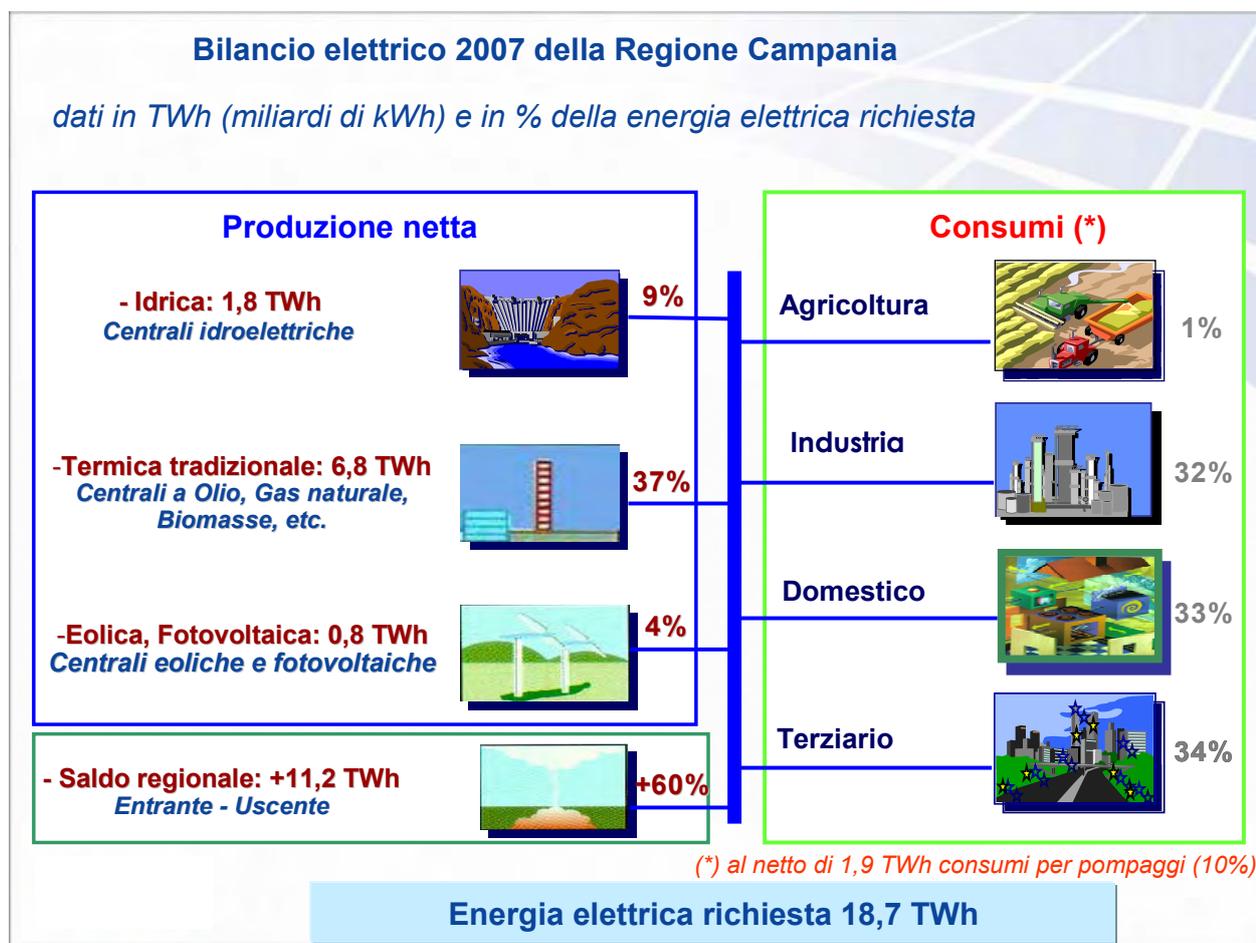
(1) Produttori, Distributori e Grossisti

(2) Dal 1° Luglio 2007 comprende il "servizio di maggior tutela" e il "servizio di salvaguardia"

Fonte: Terna S.p.A.

L'analisi del Bilancio 2007 della Regione Campania mostra una forte dipendenza, pari al 60% della richiesta, da apporti esterni alla Regione mentre la produzione termoelettrica copre il 37% e quella idroelettrica il 9%; ancora ridotto l'apporto da eolico e fotovoltaico (4% nel complesso). L'analisi lato consumi, mostra che – a parte l'agricoltura – gli altri settori detengono quote di consumo molto simili, pari circa ad un terzo del totale (Fig. 2.10).

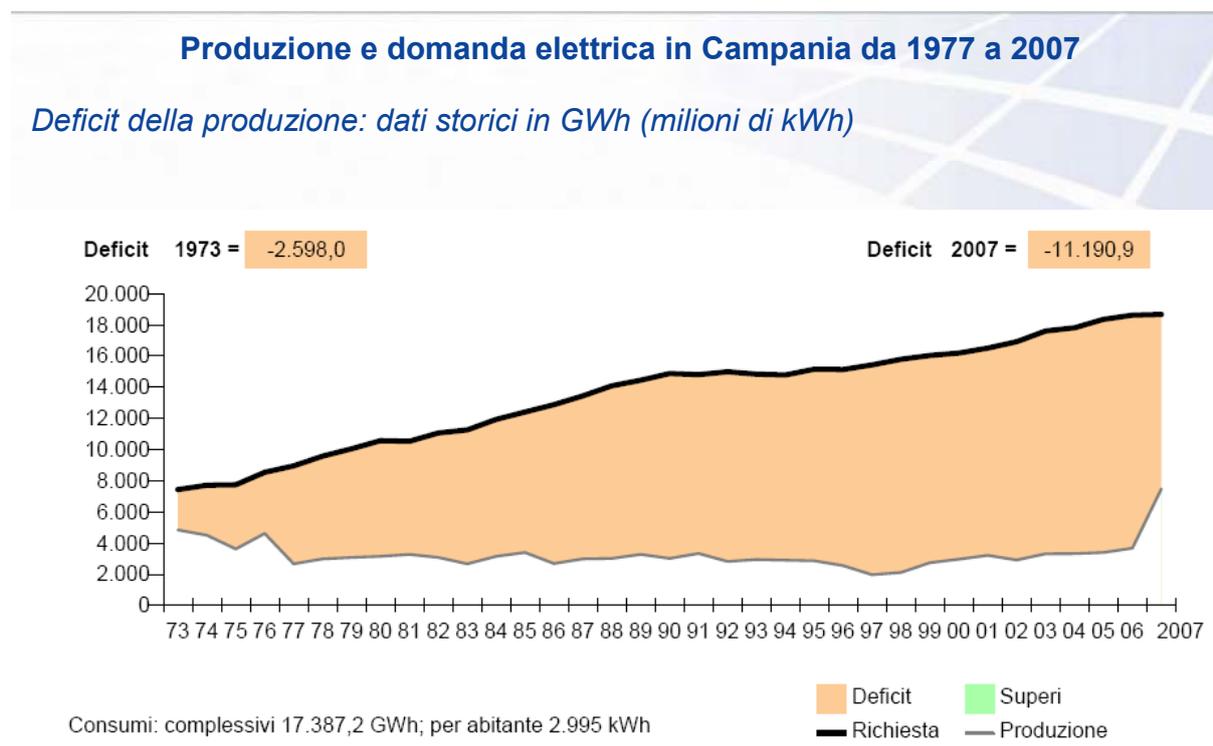
Fig. 2.10 – Regione Campania: Bilancio elettrico – (2007)



Fonte: Terna S.p.A.

La curva storica dei bilanci energetici regionali mette in evidenza come la richiesta di energia elettrica in Campania non sia mai stata coperta interamente dalla produzione regionale, ma si sia sempre trovata in condizioni di import di energia dalle altre Regioni confinanti (Fig. 2.11). La Campania è interconnessa alla Puglia, Regione caratterizzata da un cospicuo surplus di energia, tuttavia quest'energia elettrica non è pienamente sfruttabile per coprire il fabbisogno campano a causa di limitazioni sulla capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II". Il programmato potenziamento di tale linea contribuirà a ridurre le congestioni su tale sezione, permettendo di migliorare l'adeguatezza della rete. Come mostrato nella figura, la situazione di deficit della produzione è strutturale ed è andata aggravandosi negli ultimi trenta anni. Proprio nel 2007, l'entrata in esercizio di nuovi impianti ha consentito una riduzione del deficit rispetto agli anni precedenti.

Fig. 2.11 – Regione Campania: andamento storico della produzione e richiesta dell'energia elettrica – (GWh)



Fonte: Terna S.p.A.

Un'approfondita analisi del parco di produzione installato in Campania al 31 dicembre 2007 è riportata nella tabella successiva. Si osserva che su un totale di 250 impianti, per un totale di 4.320,8 MW di potenza efficiente netta (+ 821 MW rispetto al 2006), 28 sono idroelettrici con 1.315 MW e 34 termoelettrici, con 2.540,5 MW; i 39 impianti eolici insieme ai 149 fotovoltaici⁸ raggiungono i 464,8 MW (Tab. 2.8).

In dettaglio, per quanto riguarda l'idroelettrico, sono presenti tutte le tipologie di impianto: ad acqua fluente (83,1 MW), a bacino (94,4 MW), a serbatoio (41,6 MW) e di pompaggio (complessivamente 1.096,3 MW tra pompaggio puro e pompaggio misto).

⁸Dal 2007 sono inclusi gli impianti fotovoltaici incentivati mediante il "Conto energia" gestito dal GSE (Gestore Servizi Elettrici).

Tab. 2.8 – Regione Campania: impianti di generazione di energia elettrica – Situazione al 31/12/2007

Settore	Tipologia	Operatri elettrici commerciali													
		Autoproduttori						Operatri elettrici commerciali							
		Impianti	Sezioni	Potenza Efficiente	Potenza Lorda	Efficienza	Netta	Impianti	Sezioni	Potenza Efficiente	Potenza Lorda	Efficienza	Netta		
Idrico	Bacino	n.	n.	MW	MW		n.	n.	MW	MW		n.	n.	MW	MW
	Fluente														
	Pompaggio misto														
	Pompaggio puro														
	Sebatoio														
	Totale														
	Cogenerazione														
	con produzione di calore														
	Comb. Interna con prod. Di calore														
Condensazione e spillamento															
Contropressione															
Turbine a gas con produzione di calore															
Sola produzione di energia elettrica															
Ciclo combinato															
Combustione interna															
Condensazione															
Turbine a gas															
Totale															
Totale															
Totale															
Totale															
Edico															
Fotovoltaico															
Campania															

Fonte: Tema S.p.A

Nella Tab. 2.9 è riportato il dettaglio per Provincia del numero di impianti e della potenza idroelettrica, termica, eolica e fotovoltaica complessivamente installata, sempre distinguendo gli impianti termoelettrici nelle due tipologie: “cogenerazione” e “sola produzione di energia elettrica”.

Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici, si evidenziano le due grandi categorie di impianti: quelli per la produzione congiunta di energia elettrica e calore (si veda la voce cogenerazione nella Tab. 2.8), che assommano – complessivamente per tutte le tipologie – a 365,1 MW e quelli per la sola produzione di energia elettrica, pari in totale a 2.175,5 MW.

Nella Tab. 2.10 è riportata, con riferimento alla fonte di alimentazione e sempre con dettaglio provinciale, la quota di impianti da fonti rinnovabili, definendo tali gli impianti eolici, fotovoltaici, quelli idroelettrici operanti solo con apporti naturali – al netto cioè degli impianti di pompaggio – e quelli termoelettrici alimentati da biomasse.

Tab. 2.9 – Regione Campania: impianti di generazione di energia elettrica per provincia – Situazione al 31/12/2007

Provincia	Settore	Tipologia	Impianti	Sezioni	Potenza Efficiente Lorda	Potenza Efficiente Netta
			Numero	Numero	MW	MW
Avellino		Idrico	1		9,4	9,4
		Termoelettrico		2	9	8,8
		Eolico	16		233,4	233,2
		Fotovoltaico	12		0,1	0,1
		Totale			251,8	251,4
Benevento		Termoelettrico		1	0,8	0,7
		Eolico	17		173,3	173,3
		Fotovoltaico	13		1,2	1,2
		Totale			175,3	175,1
Caserta		Idrico	10		1.234,00	1.215,70
		Termoelettrico		15	1.549,70	1.501,70
		Fotovoltaico	42		0,4	0,4
		Totale			2.952,50	2.879,10
	Napoli		Termoelettrico		44	692
		Fotovoltaico	41		0,4	0,4
		Totale			872,5	845
Salerno			Idrico	17		90,4
		Termoelettrico		3	2,6	2,5
		Eolico	6		51,9	51,9
		Fotovoltaico	41		4,5	4,5
		Totale			171,7	170,1
Campania		Idrico	28	0	1333,8	1315,4
		Termoelettrico		63	2245,1	2175,4
		Eolico	39	0	458,6	458,4
		Fotovoltaico	149	0	6,6	6,6
		Totale	216	84	4423,9	4320,9

Fonte: Terna S.p.A.

Tab. 2.10 – Regione Campania: impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili per Provincia – Situazione al 31/12/2007

Settore	Impianti	Potenza Efficiente Lorda	Potenza Efficiente Netta	
	Numero	MW	MW	
Avellino	Idrico da Apporti Naturali	1	9,4	9,4
	Eolico	16	233,4	233,2
	Fotovoltaico	12	0,1	0,1
	Totale	29	242,9	242,7
Benevento	Termoelettrico da Biomasse	1	0,8	0,7
	Eolico	17	173,3	173,3
	Fotovoltaico	13	1,2	1,2
	Totale	31	175,3	175,2
Caserta	Idrico da Apporti Naturali	9	234	230,7
	Termoelettrico da Biomasse	4	6,1	5,2
	Fotovoltaico	42	0,4	0,4
	Totale	55	240,5	236,3
Napoli	Termoelettrico da Biomasse	7	16,6	15,8
	Fotovoltaico	41	0,4	0,4
	Totale	48	17	16,2
Salerno	Idrico da Apporti Naturali	17	90,4	90,3
	Termoelettrico da Biomasse	2	2,6	2,5
	Eolico	6	51,9	51,9
	Fotovoltaico	41	4,5	4,5
	Totale	66	149,4	149,2
Campania	Idrico da Apporti Naturali	27	333,8	330,4
	Termoelettrico da Biomasse	14	26,1	24,2
	Eolico	39	458,6	458,4
	Fotovoltaico	149	6,6	6,6
	Totale	229	825,1	819,6

Fonte: Terna S.p.A.

Dalla tabella precedente si evince che al 31 dicembre 2007 in Campania, del totale di 250 impianti per 4.321 MW circa di cui alle prime due tabelle, una quota di 229 impianti, pari a circa 820 MW, può essere definita da fonti rinnovabili, secondo le definizioni ricordate.

Nella Tab. 2.11 è riportata la produzione lorda, il consumo per i servizi ausiliari per la produzione e quindi la produzione netta degli impianti in Regione nell'anno 2007. Nella tabella sono distinte le produzioni degli operatori autoproduttori⁹ da quelle degli operatori elettrici commerciali. Complessivamente, la produzione netta di energia elettrica del 2007 in Campania – sommando il contributo degli autoproduttori e degli operatori elettrici commerciali - è stata di 9.405,8 GWh, così ripartita: da fonte idroelettrica 1.760,2 GWh, da fonte termoelettrica 6.866,6

⁹ Per la complessa definizione di "autoproduttore" si rimanda al paragrafo introduttivo della pubblicazione "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – anno 2007".

GWh, da fonte eolica 777,6 GWh e da fonte fotovoltaica 1,4 GWh. La ripartizione per tipologie di impianto è congruente con quella della tabella precedente con analogo dettaglio.

Tab. 2.11 – Regione Campania: produzione di energia elettrica – 2007

Settore		Autoproduttori			Operatori elettrici commerciali		
		Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta	Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
		GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
	Bacino				138,9	2,7	136,3
	Serbatoio				23,8	0,5	23,3
	Fluente				170,5	4,7	165,8
	Pompaggio puro				1.365,5	17,4	1.348,1
	Pompaggio misto				87,8	1,1	86,7
Idrico	Totale				1.786,5	26,4	1.760,2
	Combustione interna	0,8	0,0	0,8	133,7	5,6	128,1
	Condensazione				0,0	0,0	0,0
	Contropressione	0,0	0,0	0,0			
	Ciclo combinato				4.883,5	63,2	4.820,3
	Turbine a gas				62,4	5,5	56,9
	Ciclo combinato con produzione di calore	31,1	1,6	29,5	1.699,7	57,3	1.642,5
	Combustione interna con produzione di calore	106,6	2,6	104,0	12,4	0,2	12,1
	Condensazione e spillamento	0,0	0,0	0,0			
	Turbine a gas con produzione di calore	73,2	0,9	72,4			
Termoelettrico	Totale	211,7	5,1	206,7	6.791,7	131,8	6.659,9
Eolico	Totale				777,6	0,0	777,6
Fotovoltaico	Totale				1,4	0,0	1,4
	Totale Campania	211,7	5,1	206,7	9.357,2	158,2	9.199,1

Fonte: Terna S.p.A.

Nella Tab. 2.12, la produzione di energia elettrica compare disaggregata per le cinque Province della Campania, coerentemente con la rispettiva tabella relativa alla capacità di produzione installata di cui in precedenza. Come si osserva, nella tabella la produzione termoelettrica è disaggregata nelle due voci: “sola produzione di energia elettrica” e “cogenerazione”, intendendo con questa dizione, come detto, l’energia elettrica prodotta negli impianti ove è contestuale la produzione di calore.

Tab. 2.12 – Regione Campania: produzione di energia elettrica, per Provincia – 2007

Settore	Tipo	Produzione	Servizi	Produzione	
		Lorda	Ausiliari	netta	
		GWh	GWh	GWh	
Avelino	Idrico	9,556	0,278	9,278	
	Termoelettrico	Cogenerazione	55,804	0,953	54,851
	Eolico		376,035	0,023	376,012
	Fotovoltaico		0,032	0,000	0,032
	Totale		441,427	1,254	440,173
Benevento	Termoelettrico	Sola produzione di energia elettrica	0,390	0,011	0,379
	Eolico		346,726	0,000	346,726
	Fotovoltaico		0,087	0,000	0,087
	Totale		347,203	0,011	347,192
Caserta	Idrico		1.590,622	21,198	1.569,423
	Termoelettrico	Sola produzione di energia elettrica	4.922,108	65,261	4.856,847
	Termoelettrico	Cogenerazione	1.003,786	34,156	969,630
	Fotovoltaico		0,283	0,000	0,283
	Totale		7.516,799	120,615	7.396,183
Napoli	Termoelettrico	Sola produzione di energia elettrica	145,751	8,428	137,323
	Termoelettrico	Cogenerazione	759,155	24,983	734,172
	Fotovoltaico		0,214	0,000	0,214
	Totale		905,120	33,411	871,709
Salerno	Idrico		186,392	4,942	181,450
	Termoelettrico	Sola produzione di energia elettrica	12,233	0,658	11,575
	Termoelettrico	Cogenerazione	104,306	2,467	101,839
	Eolico		54,867	0,000	54,867
	Fotovoltaico		0,744	0,000	0,744
Totale		358,542	8,067	350,475	
Campania	Idrico		1.786,570	26,418	1.760,151
	Termoelettrico	Sola produzione di energia elettrica	5.080,482	74,358	5.006,124
	Termoelettrico	Cogenerazione	1.923,051	62,559	1.860,492
	Eolico		777,628	0,023	777,605
	Fotovoltaico		1,360	0,000	1,360
Totale		9.569,091	163,358	9.405,732	

Fonte: Terna S.p.A.

In analogia a quanto già mostrato per la capacità installata, si presenta nella Tab. 2.13 la produzione di energia elettrica della sola quota prodotta con fonti rinnovabili. Come in precedenza, si tratta di produzione idroelettrica da apporti naturali, cioè al netto degli apporti da pompaggio, di produzione fotovoltaica, eolica e di produzione termoelettrica mediante biomasse. Nella tabella sono evidenziate separatamente la produzione lorda, i consumi per i servizi ausiliari e la produzione netta.

Tab.2.13 – Regione Campania: produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per Provincia – 2007

Produzione	Idroelettrico da				Totale
	Apporti Naturali	Fotovoltaico	Eolico	Biomasse	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Avellino	Lorda	9,6	0	376	385,6
	Servizi Ausiliari	0,3	0	0	0,3
	Netta	9,3	0	376	385,3
Benevento	Lorda		0,1	346,7	347,2
	Servizi Ausiliari		0	0	0
	Netta		0,1	346,7	347,2
Caserta	Lorda	158,5	0,3		167,1
	Servizi Ausiliari	3	0		3,2
	Netta	155,5	0,3		163,9
Napoli	Lorda		0,2	56	56,2
	Servizi Ausiliari		0	2,6	2,6
	Netta		0,2	53,5	53,7
Salerno	Lorda	186,4	0,7	54,9	254,2
	Servizi Ausiliari	4,9	0	0,7	5,6
	Netta	181,4	0,7	54,9	248,6
Campania	Lorda	354,5	1,3	777,6	1210,3
	Servizi Ausiliari	8,2	0	0	11,7
	Netta	346,2	1,3	777,6	1198,7

Fonte: Terna S.p.A.

Nella Tab. 2.14 è riportata l'analisi della produzione termoelettrica per tipo di combustibile impiegato; la produzione termoelettrica è disaggregata come in precedenza tra impianti di cogenerazione e impianti per sola produzione elettrica. Gli impianti di cogenerazione sono a loro volta disaggregati nelle tre tipologie di combustibile utilizzato in Regione: prodotti petroliferi, gas naturale, altri combustibili (gassosi).

Gli impianti di sola produzione di energia elettrica sono ripartiti sulla base delle quattro tipologie di combustibile utilizzate, nell'ordine: prodotti petroliferi, gas naturale, altri combustibili (solidi), altri combustibili (gassosi). Per ciascun tipo di combustibile sono riportate: produzione elettrica lorda, consumi dei servizi ausiliari e produzione netta, calore prodotto (solo per la cogenerazione), quantità di combustibile utilizzato – separatamente per produzione elettrica e per la produzione di calore – espresse in unità metriche ed in migliaia di tep (tonnellate di petrolio equivalente), valutate secondo il potere calorifico inferiore di ciascuna classe di combustibile, ed infine il rendimento termico nelle centrali termoelettriche.

Tab. 2.14 – Regione Campania: produzione di energia elettrica per combustibile – 2007

Tipo	Classe di combustibile	Produzione Lorda		Servizi Ausiliari		Produzione Netta		Calore Prodotto		Combustibile per la produzione di energia elettrica		Combustibile per la produzione di calore			
		GWh	Mte	GWh	Mte	GWh	Mte	GWh	Mte	Quantità metriche	Rendimento	Quantità metriche	Rendimento		
	Gas naturale	1.910,7		62,3		1.848,3		360,6		395,3		328,8		41,7	89
	Altri combustibili	12,4		0,2		12,1		9,9		3,8		1,7		2,1	90
Cogenerazione	Totale	1.923,1		62,5		1.860,4		370,5				330,6		35,8	89
	Petroliiferi	102,1		6,1		96,0		0,0		27,2		27,9			31
	Gas naturale	4.913,7		65,1		4.848,7		0,0		887,5		859,3			49
	Altri combustibili	5,4		0,4		5,0		0,0		3,2		1,6			29
Sola produzione di energia elettrica	Totale	5.080,4		74,4		5.006,1		0,0				903,9			48
	Totale termoelettrico	7.003,5		136,9		6.866,5		370,5				1.234,5			89

Fonte: Terna S.p.A

Completano il quadro conoscitivo sulla Campania alcuni dati storici sulla domanda elettrica.

Nella Tab. 2.15 vengono riportati i consumi e la dinamica di crescita dei principali settori nell'ultimo decennio per la Campania. Come termine di paragone sono riportati i corrispondenti consumi per l'Italia, della quale la Campania nel 2007 rappresenta, in termini di consumo, il 5,5% circa. *La tabella è completata con i tassi di crescita nello stesso periodo della richiesta di energia elettrica (intesa come consumi+perdite). Si osserva che nel decennio 1997-2007 il totale dei consumi in Regione ha avuto una crescita (tasso medio annuo +2,2%) superiore a quella della richiesta regionale (+1,9%). Questi andamenti evidenziano che in Campania l'incidenza delle perdite di energia nel periodo in esame è diminuita.*

Tab. 2.15 – Italia e Regione Campania: consumi settoriali e richiesta elettrica – Anni 1997 e 2007

Settore	1997	2007	Tasso medio annuo	
	GWh	GWh	1997-2007	
Campania	Agricoltura	196,4	263,7	3,0%
	Industria	4.895,5	5.564,4	1,3%
	Terziario	3.643,8	5.812,6	4,8%
	Domestico	5.302,6	5.746,6	0,8%
	Totale consumi	14.038,3	17.387,3	2,2%
	Richiesta (consumi + perdite)	15,4	18.666,9	1,9%
Italia	Agricoltura	4.353,8	5.659,2	2,7%
	Industria	133.916,0	155.804,4	1,5%
	Terziario	56.919,5	90.268,5	4,7%
	Domestico	58.484,9	67.220,4	1,4%
	Totale consumi	253.674,2	318.952,5	2,3%
	Richiesta (consumi + perdite)	271.392,0	339.928,2	2,3%

Fonte: Terna S.p.A.

Infine, coerentemente con le quote regionali di consumo dei principali settori riportate nel quadro di bilancio (Tab. 2.15), sono riportati (Tab. 2.16) i consumi del 2007 delle cinque Province della Campania, nella disaggregazione massima consentita dalle statistiche in 52 classi di attività.

Tab. 2.16 – Regione Campania: consumi settoriali, per Provincia – 2007

Classe merceologica	Avellino	Benevento	Caserta	Napoli	Salerno	Campania
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
AGRICOLTURA	11,0	24,3	78,5	57,3	92,6	263,7
INDUSTRIA	790,4	314,3	1.277,0	1.765,9	1.416,8	5.564,4
Manifatturiera di base	113,1	90,5	593,7	378,9	442,8	1.619,0
Siderurgica	7,8	0,5	2,6	51,2	24,0	86,1
Metalli non Ferrosi	25,3	3,2	79,3	4,1	6,9	118,8
Chimica	5,5	30,6	246,8	118,0	83,6	484,5
di cui fibre	0,0	22,0	0,0	14,8	0,0	36,8
Materiali da Costruzione	66,0	52,7	229,1	80,7	167,7	596,2
Estrazione da Cava	0,9	8,8	13,5	11,0	6,6	40,7
Ceramiche e Vetrarie	32,9	0,2	5,1	40,5	58,1	136,7
Cemento, Calce e Gesso	6,1	0,0	193,2	1,2	70,4	270,9
Laterizi	10,4	15,5	0,1	0,1	8,6	34,8
Manufatti in Cemento	12,2	24,4	13,7	14,3	11,4	76,1
Altre Lavorazioni	3,5	3,8	3,5	13,5	12,7	37,0
Cartaria	8,5	3,5	35,9	124,9	160,6	333,4
di cui carta e cartotecnica	6,5	0,2	30,9	106,4	133,0	277,0
Manifatturiera non di base	552,7	190,4	524,9	1.090,9	795,6	3.154,4
Alimentare	110,7	51,0	188,3	278,8	252,1	880,9
Tessile, Abbigl. E Calzature	64,4	55,4	49,3	76,3	27,8	273,2
Tessile	6,8	52,2	27,2	7,0	19,0	112,2
Vestitario e Abbigliamento	1,8	2,1	4,5	29,5	6,8	44,7
Pelli e Cuoio	53,9	0,7	2,6	14,7	0,5	72,4
Calzature	1,9	0,4	14,9	25,2	1,5	43,9
Meccanica						
di cui apparecch. Elett. Ed elettron.	113,5 13,4	23,3 3,5	140,4 57,8	190,1 61,3	264,5 29,5	731,8 165,4
Mezzi di Trasporto	160,8	10,0				
di cui mezzi di trasporto terrestri	160,7	6,7	36,5 21,6	379,1 241,6	17,2 14,2	603,5 444,7
Lavorazione Plastica e Gomma						
di cui articoli in Materie Plastiche	21,7 21,6	38,7 38,2	70,0 69,5	92,3 90,9	202,0 176,2	424,6 396,5
Legno e Mobilio	75,4	4,4	13,1	34,2	18,8	145,9
Altre Manifatturiere	6,2	7,7	27,2	40,2	13,2	94,6
Costruzioni	7,2	5,8	19,2	48,1	28,4	108,8
Energia ed acqua	117,4	27,6	139,2	248,0	149,9	682,2
Estrazione Combustibili	0,1	0,3	0,1	3,1	0,2	3,9
Raffinazione e Cokerie	0,8	0,0	0,5	26,9	0,9	29,1
Elettricità e Gas	4,5	2,1	10,7	28,4	15,3	61,1
Acquedotti	112,0	25,2	127,8	189,6	133,6	588,2
TERZIARIO	366,6	248,7	817,4	2.993,2	1.086,7	5.812,5
Servizi vendibili	239,9	188,3	555,1	2.274,2	805,6	4.363,0
Trasporti	7,0	10,6	37,9	252,3	36,5	644,2
Comunicazioni	13,8	11,5	24,9	135,2	38,1	223,5
Commercio	94,1	78,7	245,8	837,2	351,4	1.607,2
Alberghi, Ristoranti e Bar	50,1	31,1	99,0	414,2	185,2	779,6
Credito ed Assicurazioni	6,1	3,7	11,5	53,0	16,0	90,4
Altri Servizi Vendibili	68,8	52,6	135,9	582,2	178,4	1.018,0
Servizi non vendibili	126,8	60,4	262,4	719,0	281,1	1.449,6
Pubblica Amministrazione	24,4	9,4	50,8	163,2	73,9	321,7
Illuminazione Pubblica	69,1	30,2	82,7	180,4	131,6	494,1
Altri Servizi Non Vendibili	33,3	20,7	128,8	375,4	75,7	633,8
DOMESTICO	370,8	254,8	907,5	3.156,4	1.057,2	5.746,6
di cui serv. Gen. Edifici	14,5	7,2	48,1	269,9	55,1	394,8
TOTALE	1.538,9	842,0	3.080,5	7.972,7	3.653,3	17.387,2

NB: I consumi dei Trasporti per provincia non includono le FS, disponibili solo a livello regionale- Fonte: Terna S.p.A.

2.1.4 Le emissioni di CO₂

2.1.4.1 Aspetti metodologici

La stima delle emissioni viene effettuata dall'ENEA secondo la metodologia dell'inventario, ossia attraverso una lista completa e ordinata per sorgenti ed inquinanti, relativa a una specifica area geografica e ad uno specifico intervallo di tempo.

Come è noto l'inventario è utile per:

- quantificare i livelli di emissione ed identificare le fonti principali;
- verificare il rispetto dei limiti di emissione nazionali e degli impegni di riduzione intrapresi nei diversi contesti internazionali;
- sviluppare strategie di abbattimento ed individuare priorità attraverso analisi costi-effetti e modelli integrati;
- verificare l'interazione tra le politiche settoriali, i conti economici e gli impatti ambientali;
- verificare le conseguenze a diversi livelli (settoriale, regionale, ecc.) delle politiche e misure intraprese per ridurre le emissioni.

Per inventario si intende una raccolta coerente di dati sulle emissioni disaggregate per:

- attività economica;
- unità territoriale;
- periodo di tempo;
- fonte energetica.

Un inventario di emissioni contiene, infatti, tutta una serie di informazioni che riguardano:

- le stime di emissioni effettuate per diverse sorgenti;
- le aree geografiche coperte;
- l'unità di tempo;
- i dati riferiti alla popolazione, allo sviluppo ed all'economia;
- le spiegazioni per ogni tipo di categoria (procedura utilizzata, fonte dei dati, questionari conoscitivi effettuati, citazioni per i fattori di emissione, identificazione del metodo usato per il calcolo, completa documentazione delle ipotesi, identificazione delle fonti di emissione non incluse, lista di riferimenti bibliografici).

La metodologia impiegata per lo sviluppo degli inventari regionali è quella che fa riferimento al Progetto CORINAIR e IPCC.

La metodologia CORINAIR nasce come sviluppo del programma CORINE avviato nel 1986 con l'obiettivo di coordinare un inventario nazionale delle emissioni atmosferiche per l'anno 1985 nei 12 paesi membri dell'allora Unione Europea. L'inventario CORINAIR85, infatti, riguardava tre principali inquinanti (ossidi di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili) e otto principali settori di attività (combustione dalle centrali, raffinerie, combustione industriale, processi, evaporazione solventi, trasporti, natura). Il progetto si proponeva di stabilire anche una nomenclatura delle fonti di attività, un manuale dei fattori di emissione, un pacchetto software per l'input e l'elaborazione dei dati.

Nel 1990 è stata definita una nuova versione, CORINAIR90, comprendente circa 260 gruppi di attività divisi in tre livelli gerarchici ed 11 settori di categoria. La lista degli inquinanti comprendeva ossidi di zolfo, ossidi di azoto, composti organici non metanici, ammoniaca, monossido di carbonio, metano.

I settori di attività erano:

- centrali elettriche, cogenerazione ed impianti di teleriscaldamento;
- impianti di combustione non industriali (residenziali, commerciali);
- combustione industriale;
- processi produttivi;
- estrazione e distribuzione di combustibili fossili;
- uso di solvente;
- trasporti su strada;
- altre sorgenti mobili e macchinari;
- trattamento rifiuti;
- agricoltura;
- natura.

Rispetto a questa prima stesura, il progetto è stato più volte aggiornato e modificato, così come i relativi fattori di emissione impiegati. I fattori di emissioni utilizzati nel presente studio, per quanto attiene alla parte relativa ai catasti regionali, sono quelli aggiornati al 1995.

Le emissioni sono stimate a partire da dati quantitativi sull'attività presa in considerazione e da opportuni fattori di emissione tramite la seguente relazione:

$$E = A \times F$$

dove "E" sono le emissioni; "A" è un opportuno indicatore dell'attività correlato con le quantità emesse (per esempio per le centrali termoelettriche i consumi di combustibile); "F" è il fattore di emissione (massa di inquinante emessa a fronte di una quantità unitaria dell'indicatore). Questo fattore può essere espresso come semplice fattore numerico o tener conto, in forma funzionale, di differenti parametri costruttivi ed operativi degli impianti, dei macchinari e dei processi.

La metodologia ENEA impiegata per sviluppare gli inventari regionali, sebbene mantenga l'impostazione del progetto Corinair ($E = A \times F$) ed il sistema della nomenclatura dei settori produttivi, segue un criterio di calcolo semplificato che si basa sui consumi energetici e su specifici fattori, e riguarda esclusivamente il settore energetico. Tale metodologia semplificata si basa sui dati di consumo energetico riportati nei BER (Bilanci Energetici Regionali), predisposti nell'ambito del Sistema Informativo Economico Regionale (S.I.E.R.). In pratica l'inventario utilizza dati derivanti dal sistema energetico, cioè i consumi energetici su base regionale, e specifici fattori di emissione per l'anidride carbonica (CO₂).

2.1.4.2 Inventario delle emissioni di CO₂ per la Regione Campania

L'inventario delle emissioni per la Regione Campania è stato effettuato per la sola CO₂ emessa dal settore energetico. La CO₂ rappresenta tuttavia l'86% dei gas serra rilasciati a livello nazionale ed il settore energetico, nello specifico, l'83% delle emissioni totali¹⁰. Questo inventario, sebbene

¹⁰ Stime ENEA effettuate sui dati ISPRA, documento ITA-2008-2006-V.1.2.xls.

circoscritto ad alcuni settori (quelli energetici) e limitato ad uno solo dei sei gas ad effetto serra, fornisce pertanto un'analisi statisticamente significativa delle emissioni complessive regionali di gas serra.

La Tab. 2.17 mostra che, nel 2005, la Campania ha emesso 14.828 kt di CO₂ con una diminuzione del 12% circa rispetto al 1990 e del 7% rispetto al 2000. Rispetto al totale nazionale le emissioni della Campania rappresentano nel 2005 il 3,3% circa e nel 1990 il 4,2%.

Tab. 2.17 – Emissioni di CO₂ (Italia, Campania) nel periodo 1990, 1995, 2000-2005 – (kt)

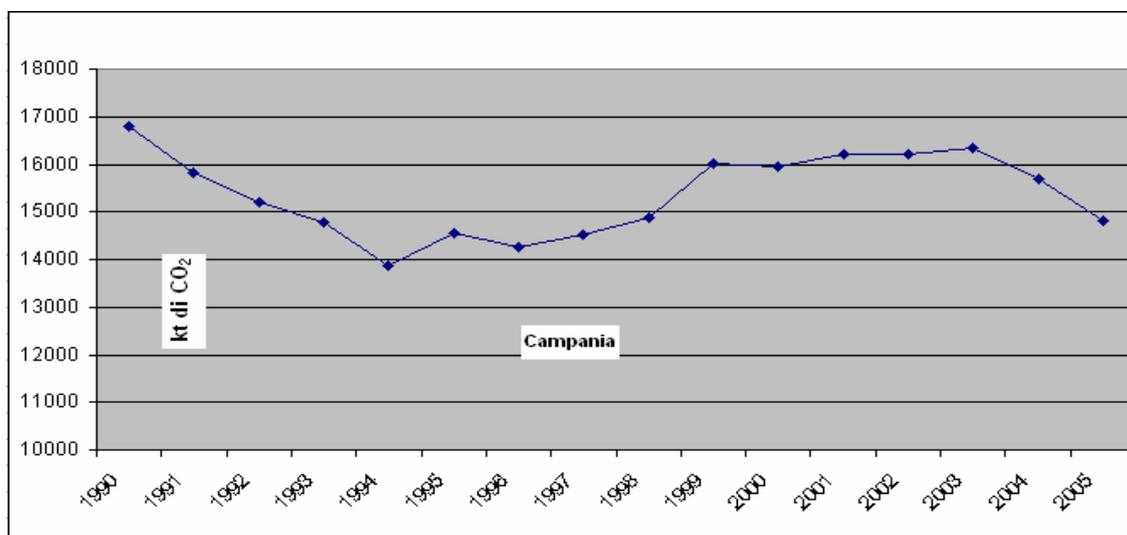
Anno	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	1990-2005
Campania	16.806	14.548	15.943	16.195	16.201	16.339	15.684	14.828	-12%
Italia *	399.332	412.729	426.724	428.820	425.991	446.711	463.368	452.325	13%

* Il totale per l'Italia è la somma delle Regioni

Fonte: ENEA

Le emissioni della Campania, per tutto il periodo 1990-2005, presentano dei valori compresi tra 13,8 e 16,8 Mt di CO₂. Nella Fig. 2.12 è riportato l'andamento delle emissioni di anidride carbonica della Campania dal 1990 al 2005.

Fig. 2.12 – Regione Campania: emissioni di CO₂ nel periodo 1990-2005 – kt



Fonte: ENEA

Nel periodo 1990-2005, le emissioni regionali di CO₂ sono complessivamente diminuite dell'11,8% circa, pur a fronte di un andamento caratterizzato da un primo intervallo (1990-1994) di progressiva riduzione, da un secondo (1996-1999) di continua crescita, da un terzo (2000-2003) anch'esso in risalita dopo un leggera diminuzione registrata tra il 1999 ed il 2000 ed, infine, nell'ultimo biennio da una nuova diminuzione. Si noti tuttavia che in tutto il periodo 1990-2005, il valore complessivo delle emissioni non ha mai superato quello di inizio periodo (16.806 kt nel 1990).

Nel loro complesso, le emissioni di CO₂ nel periodo 1990-2005 risentono di oscillazioni congiunturali di breve periodo legate al diverso andamento delle emissioni dei singoli settori e delle diverse tipologie di fonti, come mostrato nella Tab. 2.18.

Tab. 2.18 – Regione Campania: emissioni di CO₂ per settori e tipologia di fonti – (kt)

Settori d'impiego	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Settore Energia	2.689	2.266	2.086	2.193	1.636	1.723	1.463	1.179	1.289	1.310	1.462	1.489	1.496	1.601	1.559	1.445
Agricoltura	428	419	476	550	556	595	600	516	411	344	437	462	465	486	525	541
Industria	4.548	3.541	2.626	2.229	2.290	2.530	2.390	2.426	2.443	3.132	2.818	2.802	2.770	2.651	2.992	2.982
Civile	2.258	2.455	2.488	2.220	1.855	2.110	2.098	2.524	2.649	2.880	2.861	3.035	2.863	2.823	1.686	1.200
Trasporti	6.883	7.157	7.519	7.590	7.540	7.590	7.725	7.884	8.080	8.336	8.365	8.406	8.607	8.779	8.913	8.660
Totale	16.806	15.837	15.193	14.781	13.878	14.548	14.276	14.529	14.882	16.002	15.943	16.195	16.201	16.339	15.684	14.828
Fonti energetiche	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Combustibili solidi	805	263	348	239	247	222	130	105	66	320	116	96	93	10	35	34
Prodotti petroliferi	11.310	12.068	11.469	10.997	10.014	10.469	10.477	10.790	11.146	11.495	11.584	11.873	12.013	12.408	12.376	11.500
Gas naturale ed altri gasosi	4.577	3.346	3.226	3.407	3.450	3.688	3.497	3.441	3.442	3.862	4.004	3.943	3.832	3.643	2.927	2.964
Rinnovabili	115	135	150	138	167	169	173	193	228	335	239	283	263	279	346	329
Totale	16.806	15.837	15.193	14.781	13.878	14.548	14.276	14.529	14.882	16.002	15.943	16.195	16.201	16.339	15.684	14.828

Fonte: ENEA

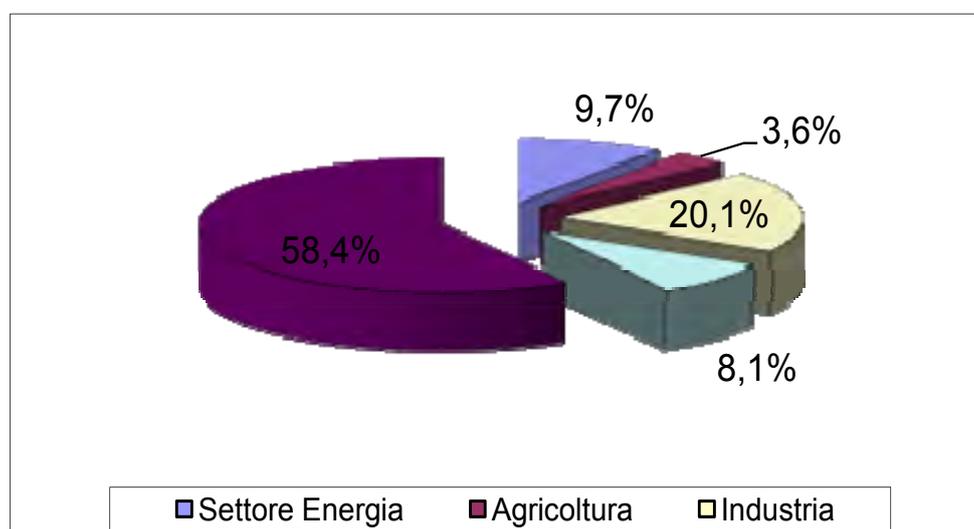
L'analisi per settore mette infatti in evidenza la decisa diminuzione complessiva delle emissioni del settore energia nel periodo 1990-2005 (- 46,3%) che, a partire dal 2000, si sono sostanzialmente stabilizzate intorno al valore di 1,5 Mt e nel settore civile (- 46,8%) dove, nel 2005, si è registrato il valore minimo dell'intero periodo (1,2 Mt). Per settore energia si intende la produzione di energia da centrali termoelettriche, officine del gas, cokerie e raffinerie, ivi compresi i consumi e le perdite del settore.

Meno decisa, ma altrettanto significativa, è la riduzione complessiva delle emissioni registrata nel settore industriale (- 34,4%) dove il valore delle emissioni risulta, dal 2000 al 2005, inferiore a 3,0 Mt. Il settore trasporti, storicamente quello più inquinante della Regione con oltre 8,6 Mt nel 2005, mostra invece una crescita complessiva del 25,8%; analoga crescita (26,4%) registra anche il settore agricolo, anche se in valore assoluto il suo contributo alle emissioni totali risulta secondario in tutto il periodo considerato, con un valor medio annuo prossimo a 0,5 Mt.

Le emissioni di CO₂ derivanti dai prodotti petroliferi risultano complessivamente in leggera crescita nel periodo 1990-2005 (14,5%), attestandosi nel 2005 ad 11,5 Mt. Una forte riduzione si registra invece, relativamente allo stesso periodo, nelle emissioni prodotte dal gas naturale (- 35,2%) e dai combustibili solidi (- 95,8%), anche se il contributo di questi ultimi in termini assoluti risulta praticamente nullo (34 kt nel 2005). Le emissioni prodotte dalle rinnovabili risultano invece quasi triplicate (186%), mantenendosi tuttavia anch'esse su valori assoluti modesti (329 kt nel 2005).

Nel 2005, il peso del settore trasporti sul totale complessivo delle emissioni (14,8 Mt circa) è il più elevato (58,4%), seguito dal settore industriale (20,1%) e dal settore energia (9,7%); il civile contribuisce per l'8,1% ed il settore agricolo per il restante 3,6% (Fig. 2.13).

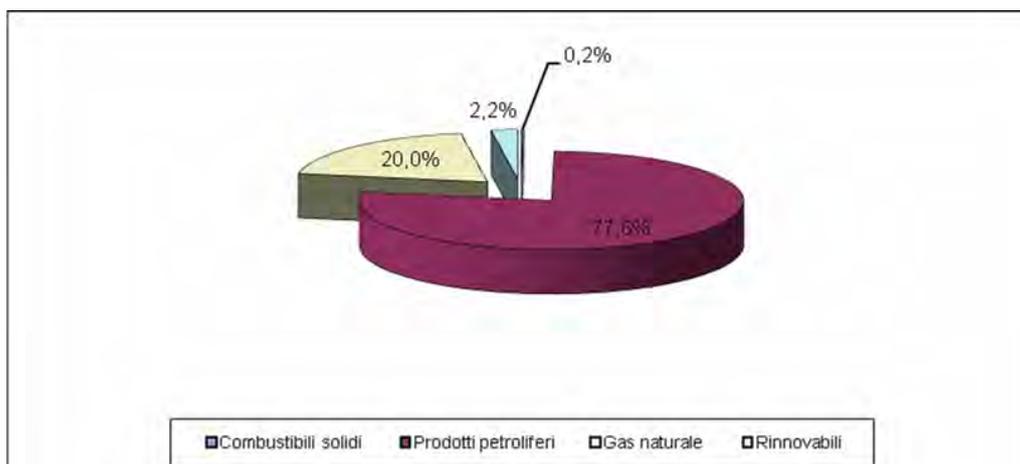
Fig. 2.13 – Regione Campania: emissioni per settore nel 2005 – (%)



Fonte: ENEA

Il contributo dei prodotti petroliferi alle emissioni di CO₂ risulta preponderante e pari, nel 2005, al 77,6% circa delle emissioni totali regionali (Fig. 2.14). Il gas naturale rappresenta la seconda fonte di emissione regionale di CO₂, con un peso del 20% circa sul totale nel 2005. Secondarie risultano le emissioni da rinnovabili (2,2%) e del tutto trascurabili quelle da combustibili solidi (0,2%).

Fig. 2.14 – Regione Campania: emissioni per tipologia di fonte nel 2005 – (%)



Fonte: ENEA

È interessante confrontare infine le emissioni di CO₂ con il Prodotto Interno Lordo (PIL) della Regione e con la popolazione residente, rispetto ai valori nazionali. La Regione, a causa dei ridotti quantitativi di CO₂ rilasciati, ha delle emissioni pro capite notevolmente inferiori rispetto al valore nazionale ed un indicatore della CO₂ rispetto al PIL regionale che è circa la metà di quello dell'Italia (Tab. 2.19).

Tab. 2.19 – Emissioni pro-capite e per PIL: (Italia, Campania)

	Campania	Italia
2005		
Popolazione (ab.)	5.790.929	58.751.711
Emissioni (kt CO₂)	14.828	452.325
PIL (M€)	91.748	1.428.375
Indicatori		
Emissioni Pro capite (tCO₂/ab.)	2,6	7,7
Emissioni/ PIL (t CO₂/M€)	162	317
PIL/ab (€/ab)	15.843	24.312

Fonte: ENEA su dati ISTAT

2.2. Scenari di evoluzione tendenziale al 2013 e 2020

Si descrivono nel seguito i due scenari di evoluzione dell'offerta e della domanda di energia per la Regione Campania riferiti al 2013 e al 2020.

Tutti gli scenari presentati nell'ambito di questo capitolo sono da intendersi come "tendenziali", e non considerano, in particolare, i potenziali effetti delle politiche regionali e locali in materia di miglioramento dell'efficienza energetica, sviluppo delle fonti rinnovabili e potenziamento del parco termoelettrico specificamente delineate nell'ambito del PEAR. Gli scenari di programmazione, corrispondenti agli obiettivi Regionali, sono invece riportati nei capitoli 5 (per il settore elettrico) ed 8 (bilanci complessivi).

2.2.1 L'evoluzione tendenziale della domanda e dei consumi di energia elettrica

Nel seguito vengono illustrati i risultati ottenuti per la Regione Campania dall'elaborazione dello scenario tendenziale elettrico effettuata dal CESI Ricerca S.p.A. con il modello MATISSE. Questi scenari sono stati predisposti utilizzando, relativamente alle previsioni della richiesta (o domanda) e dei consumi di energia elettrica, le elaborazioni fornite dall'Ufficio Statistico di Terna S.p.A., Ufficio incaricato delle statistiche elettriche nazionali nell'ambito del SISTAN (Sistema Statistico Nazionale), nel periodo 2007-2018. Terna infatti ufficializza per legge solo le previsioni fino ad un massimo di dieci anni dall'anno in corso.

Nella Tab. 2.20 è riportato l'andamento pregresso, nel periodo 1987-2007, e la previsione di crescita della domanda di energia elettrica nella Regione nel periodo 2007-2018, unitamente alle corrispondenti elaborazioni per il P.I.L. e per l'Intensità elettrica.

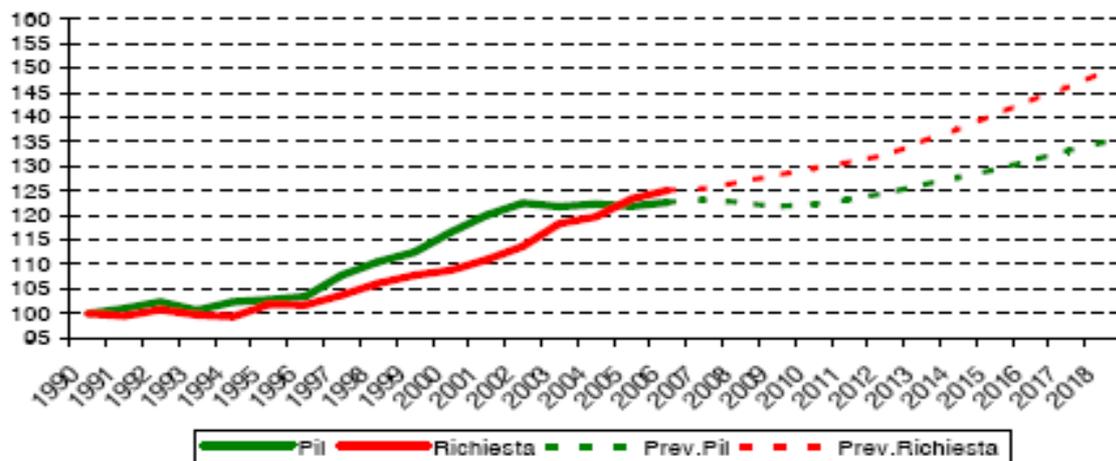
Tab. 2.20 - Regione Campania: andamento e previsione della domanda di energia elettrica, PIL ed Intensità elettrica nel periodo 1987-2018

	Domanda elettrica		Prodotto Interno Lordo		Intensità elettrica	
	GWh		milioni di Euro (2000)		kWh/Euro	
1987	13 441	1.4%	58 190	1.8%	0.231	-0.4%
1997	15 433		69 710		0.221	
		1.7%		1.0%		0.1%
1997	15 433	1.0%	69 710	1.3%	0.221	0.0%
2007	18 667		79 655		0.234	
		1.0%		0.8%		0.7%
2007	18 667	1.1%	79 655	0.2%	0.234	0.8%
2012	19 672		80 561		0.244	
		1.0%		0.8%		0.7%
2012	19 672	2.0%	80 561	1.3%	0.244	0.7%
2018	22 194		87 275		0.254	

Fonte: Terna S.p.A.

Nella Fig. 2.15 è riportato il confronto tra la crescita annuale della domanda di energia elettrica e del PIL della Campania. Come si può osservare, dal 2005 la crescita della domanda è superiore a quella del PIL e, nel periodo 2007-2018, si prevede un accentuarsi di questo divario.

Fig. 2.15 – Regione Campania: confronto tra la crescita annuale della domanda di energia elettrica e del PIL - (Anno base 1990=100)



Fonte: Terna S.p.A.

Nel periodo 2007–2018 si stima per la Campania un’evoluzione della domanda (consumi + perdite) con un tasso medio del +1,6% per anno, leggermente inferiore allo sviluppo della domanda (+1,9%) e dei consumi (+2,2%) dell’ultimo decennio (Tab. 2.20). A titolo di confronto, il tasso medio annuo di incremento della domanda in Italia nello stesso periodo è stimato, nello scenario di sviluppo, pari a +1,8%.

Come si può notare, la crescita della domanda e dei consumi ha registrato in Campania, un diverso tasso annuo medio. Occorre evidenziare, infatti, come l’andamento della domanda e dei consumi di energia di una Regione non risultino sempre coincidenti, in quanto le perdite sulla rete hanno in genere valori simili ma non uguali nel tempo. Questa distinzione è di particolare importanza per una Regione come la Campania, stante la natura aleatoria dei transiti sulla sua rete elettrica, fortemente dipendente dai seguenti fattori:

- evoluzione dei consumi nelle Regioni deficitarie poste a Nord, prima fra tutte il Lazio;
- entrata in servizio di nuovi impianti produttivi soprattutto a Sud (Puglia e Calabria in primis);
- dinamica del mercato elettrico legato ad operazioni commerciali e speculative assolutamente imprevedibili.

La stima dei soli consumi di energia elettrica (ossia della domanda al netto delle perdite) evidenzia in prospettiva tassi di crescita più contenuti rispetto a quelli del passato (Tab. 2.21).

In previsione il settore terziario si mostrerà ancora molto dinamico, mentre industria e settore domestico sono allineati su un valore positivo ma poco superiore allo zero. La Fig. 2.16 mostra la previsione dei consumi settoriali di energia elettrica al 2012 ed al 2018.

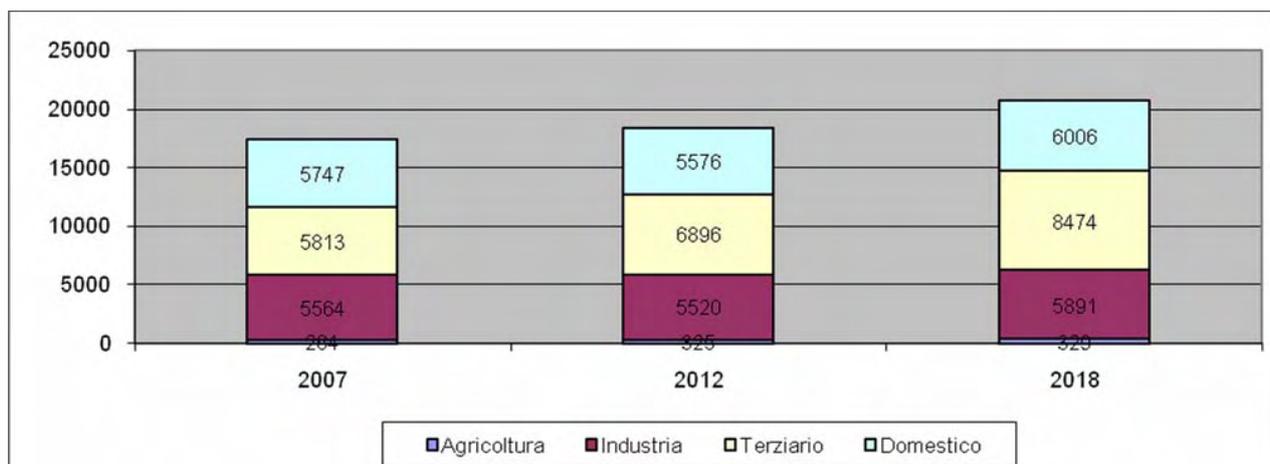
Come effetto della crescita complessiva prevista nella Regione nel periodo 2007-2018, i consumi di energia elettrica per abitante della Campania, pari a 2.992 kWh nel 2007, sono stimati nel 2012 a 3.171 kWh e nel 2018 a 3.615 kWh. Nella Tab. 2.22 viene infine riportata la previsione dei consumi per Provincia.

Tab. 2.21 - Regione Campania: andamento e previsione dei consumi di energia elettrica, per settore, nel periodo 1987-2018

	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale Consumi	
	gwh	T.m.a	gwh	T.m.a	gwh	T.m.a	gwh	T.m.a	gwh	T.m.a
1987	130	4.2%	4 468	0.0%	2 222	5.1%	4 568	1.5%	11 388	2.1%
1997	196	3.0%	4 896	1.1%	3 644	4.0%	5 303	1.2%	14 038	2.1%
1997	196	3.0%	4 896	1.3%	3 644	4.8%	5 303	0.8%	14 038	2.2%
2007	264	2.0%	5 564	0.5%	5 813	3.5%	5 747	0.4%	17 387	1.0%
2007	264	4.2%	5 564	-0.2%	5 813	3.5%	5 747	-0.0%	17 387	1.0%
2012	325	2.0%	5 520	0.5%	6 896	3.5%	5 576	0.4%	18 316	1.0%
2012	325	0.2%	5 520	1.1%	6 896	3.5%	5 576	1.2%	18 316	2.1%
2018	329		5 891		8 474		6 006		20 699	

Fonte: Terna S.p.A.

Fig. 2.16 – Regione Campania: previsione della crescita dei consumi settoriali al 2012 ed al 2018 - GWh



Fonte: Terna S.p.A.

Tab. 2.22 – Regione Campania: previsione dei consumi al 2012 ed al 2018 per Provincia - GWh

	2007	2012	2018
Avellino	1.539	1621,1	1.832
Benevento	842	887	1.002
Caserta	3.081	3.245	3.667
Napoli	7.973	8.399	9.491
Salerno	3.653	3.848	4.349
Campania (*)	17.087	18.000	20.342

(*) Il totale dei consumi delle Province è al netto dei consumi FS per trazione - Fonte: Terna S.p.A.

Le ipotesi di crescita della domanda di energia elettrica nazionali e regionali sono in genere effettuate sulla base delle previsioni di crescita economica del territorio di riferimento.

Le ipotesi di sviluppo dell'economia della Campania di seguito riportate, utilizzate per la previsione dell'andamento della domanda di energia elettrica regionale, sono desunte dai modelli

previsionali forniti da Prometeia¹¹. Dall'analisi di questi modelli si osserva in particolare che la dinamica economica complessiva in Campania - valutata come tasso medio annuo percentuale di crescita del prodotto interno lordo - è risultata nel lungo periodo (1997-2007) pari +1,3%; in previsione tale tasso di crescita si presenta meno favorevole, stimato al +0,8% per anno dal 2007 al 2018.

La situazione a livello dei principali settori dell'economia campana si presenta diversificata. Nel periodo a consuntivo 1997-2007 la crescita del valore aggiunto del terziario è stata maggiore di quella del settore industriale, rispettivamente +1,3% e +0,7%.

Nel periodo di previsione 2007-2018 si evidenziano elementi di crescita più moderati nei due settori principali: per l'industria si stima un tasso di crescita del valore aggiunto di +0,2%, mentre per il terziario si prospetta un tasso di crescita del valore aggiunto dell'ordine del +1,0% per anno.

Nella Tab. 2.23 sono infine riportati alcuni sintetici indicatori socio-economici ed elettrici relativi al 2007 per la Campania e, a titolo di confronto, per l'Italia. Sono anche riportate le quote percentuali dei valori che assumono gli indicatori a livello regionale rispetto al valore medio nazionale.

Tab. 2.23 – Regione Campania: indicatori socio-economici (Italia, Campania) – 2007

	Italia	Campania	%
Popolazione (10 ⁶)	59,6	5,8	9,7
Densità (ab./km ²)	197,8	427,5	216,1
P.I.L. (10 ⁶ € 2000)	1.283.828	79.655	6,2
Reddito pro-capite (k€/ab.)	21,5	13,7	63,7
Energia elettrica richiesta (GWh)	339.928,2	18.667	5,5
Intensità elettrica (kWh/k€)	265	234	88,3
Richiesta el. pro-capite (kWh/ab.)	5.702	2.992	52,5
Richiesta el. per km ² (MWh/km ²)	1.058	1.279	120,9

Fonte: elaborazione ENEA

2.2.2 Assunzioni per lo scenario tendenziale elettrico della Regione Campania

Le assunzioni che seguono sono da considerare in aggiunta a quelle riportate nel precedente paragrafo.

Impianti di produzione per la Regione Campania rappresentati negli anni iniziali degli scenari

Nello scenario sono stati inseriti singolarmente i principali impianti di produzione termoelettrica (>20 MW) con i relativi dati tecnici come riportato nella Tab. 2.35. Diversamente da quanto riportato nei dati TERNA 2007 (Tab. 2.8), nello scenario mancano i due vecchi gruppi a condensazione di Napoli Levante ad oggi dismessi (267 MW); la potenza termoelettrica installata al 2007 costituita dai principali impianti nello scenario ammonta pertanto a 2.160 MW (2.425 MW aggiungendo i due vecchi gruppi di Napoli Levante).

Per effettuare un confronto con i dati di TERNA (Tab. 2.8), si devono aggiungere altri 26 MW di piccoli impianti principalmente a biogas (rappresentati nel DB di MATISSE come centrali

¹¹ Per informazioni: Prometeia "Modelli e Banche Dati Regionali" Bologna – ottobre 2008 (www.prometeia.it).

aggregate). In tal modo si giunge ad una potenza termoelettrica netta complessiva di 2.465 MW rispetto ai 2.540 MW consuntivati da TERNA.

Tab. 2.24 – Regione Campania: principali impianti termoelettrici funzionanti – Situazione al 31/12/2007

Impianto	Anno di costruzione	Località	Prov.	Società	Tipo	Sezioni taglia	Combustibili e utilizzato	Potenza MW
Teverola - SET	2007	Teverola	CE	SET	CCGT	n°1 da 380 MW	Gas naturale	380
Sparanise	2007	Sparanise	CE	Calenia Energia - EGL	CCGT	n°1 da 760 MW	Gas naturale	760
Maddaloni	1977-79	Maddaloni	CE	ENEL	TG	n°4 da 88 MW	Gas naturale	352
Giugliano	1987-94	Giugliano	NA	ENEL	TG	n°4 da 88 MW	Gasolio	352
Montefibre	1985	Acerra	NA	Montefibre	TV Cog	66 MW	Olio Combustibili	66
Pomigliano SOGETEL	1998	Pomigliano	NA	SOGETEL	CCCo g	100 MW	Gas naturale	100
Teverola - Centro Energie	1997	Napoli	NA	Centro Energie	CCCo g	148 MW	Gas naturale	148

Fonte: CESI Ricerca

Oltre agli impianti riportati è significativo segnalare la centrale TirrenoPower di Napoli Levante che al 2007 presentava 2 gruppi a condensazione (267 MW) in disuso, non inserite nel DB, mentre nel 2008 è entrato in funzione il nuovo ciclo combinato a gas naturale da 375 MW, sempre della stessa centrale. Gli impianti da fonte rinnovabile sono considerati nel modello MATISSE come aggregati per tipologia e Regione. Nella Tab. 2.25 sono riportati gli aggregati considerati per la Regione Campania.

Tab. 2.25 – Regione Campania: impianti aggregati da fonte rinnovabile – Situazione al 31/12/2007

Fonte	Tipo	Producibilità ore/anno	Potenza MW
Eolico	Terrestre	1.900	456
Idroelettrico	Fluente	3.400	33
	Mini	2.450	50
	Serbatoio / bacino	1.840	249
	Pompaggio puro	1.300	985
	Totale idroelettrico		
Solare Fotovoltaico		1.250	7,5
Biomasse	Biogas	3.000	26
TOTALE			1806,5
TOTALE AL NETTO DEL POMPAGGIO PURO			821,5

N.B.: per l'idroelettrico è stata effettuata una diversa aggregazione degli impianti rispetto a quella di TERNA (Tab. 2.8)

Fonte: CESI Ricerca

Nella Tab. 2.26, infine, è riportato l'elenco delle principali centrali idroelettriche campane considerate per la costruzione dei relativi impianti aggregati.

Tab. 2.26 – Regione Campania: principali impianti idroelettrici funzionanti – Situazione al 31/12/2007

Denominazione impianto	Vallata	Società	Tecnologia	Potenza	Producibilità
				MVA	annua GWh
Capriati	Volturno	ENEL	Pompaggio misto	113,0	62
Montelungo	Volturno	ENEL	Bacino	37,0	156
Calore	Volturno	ENEL	Bacino	11,7	31
Ponte Annibale	Volturno	ENEL	Bacino	8,5	20
Matese S	Matese	ENEL	Serbatoio	24,0	37
Matese 2S	Matese	ENEL	Serbatoio	18,0	28
Bussento	Bussento	EDIPOWER	Bacino	55,0	102
Tanagro	Tanagro	ENEL	Bacino	18,4	89
Presenzano	Presenzano	ENEL	Pompaggio	1.000	(1.000)
Tusciano	Tusciano	ENEL	Bacino	8,9	46
Sujo	Garigliano	ENEL	Bacino	8	43
Altri piccoli	-	-	-	10,0	65

Fonte:CESI Ricerca

Si assume inoltre che gli impianti cogenerativi a gas e a olio attualmente in funzione (sia quelli in convenzione “CIP 6”, sia gli altri) vengano progressivamente sostituiti con impianti a ciclo combinato di potenza elettrica unitaria inferiore a quella attuale (circa l’80%), trattandosi di impianti cogenerativi ad alta efficienza. Gli impianti IGCC esistenti alimentati con scarti di raffineria e gas derivati, una volta giunti a fine vita saranno sostituiti da impianti analoghi di pari potenza e con pari producibilità, legata alla disponibilità del combustibile.

Le stesse ipotesi sono state adottate per gli impianti “CIP 6” campani di Pomigliano e di Teverola.

Potenziale da fonte rinnovabile

Per la Regione Campania, nello scenario tendenziale, si prevede un rilevante potenziale da fonti rinnovabili non ancora sfruttato, principalmente per il settore dell’eolico.

L’idroelettrico rinnovabile, ossia la sola quota da apporti naturali, è rilevante per l’anno base, ma ha potenziali di sviluppo limitati.

Nella Tab. 2.27 sono riportati i potenziali complessivi al 2020. Tali valori derivano principalmente dalle seguenti ipotesi basate sugli studi di CESI Ricerca ivi indicati:

- o per il potenziale **eolico terrestre** si fa riferimento al rapporto di Ricerca di Sistema “Governo del Sistema Elettrico” - Progetto “Analisi di scenari di sviluppo del sistema di generazione italiano”, Deliverable 2.1 (CESI RICERCA – Febbraio 2008); in tale lavoro a partire dalle aree della terraferma stimate come sufficientemente ventose (sulla base dell’atlante eolico: <http://atlanteolico.cesiricerca.it>) è stata selezionata la quota parte ragionevolmente compatibile con le installazioni eoliche. Utilizzando diversi filtri, è stato valutato per la Regione Campania, in estrema sintesi, un potenziale complessivo dell’ordine di 1.000 MW eolici sotto condizioni simili a quelle per cui si realizzano gli impianti attuali. Questo potenziale potrebbe anche aumentare fino a circa 1.800 MW e oltre solo ipotizzando che la collettività possa accettare oneri d’impatto ambientale progressivamente crescenti, derivanti dall’impegno di aree sempre più pregiate. Nel caso dello scenario tendenziale si è ipotizzato uno sfruttamento non particolarmente spinto del potenziale e soprattutto si è inserito, a livello nazionale, un limite alla capacità annua di installazione di nuovi impianti, in linea con i più recenti sviluppi, ipotizzando una limitata disponibilità dei generatori e/o

l'assenza di un marcato sostegno delle autorità locali. A titolo indicativo, in Fig. 2.17 è riportata la mappa della producibilità a 50 m dal suolo per la Regione Campania.

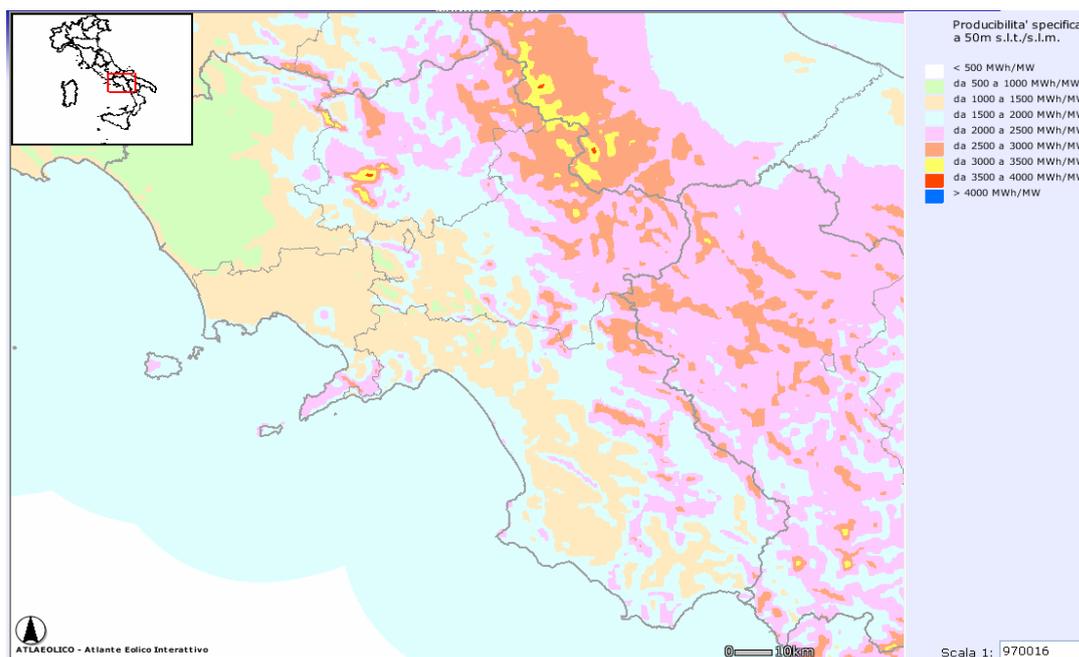
- il potenziale **eolico off-shore** è considerato non rilevante a causa sia delle condizioni di ventosità non particolarmente premianti (ad esempio rispetto alle zone attorno alla Puglia, al Molise ed alla Sicilia), sia della profondità delle acque che aggrava sensibilmente i costi degli impianti.
- il potenziale **fotovoltaico** si basa sulle indicazioni riportate nel Rapporto RdS “Governo del Sistema Elettrico” - Progetto “*Analisi di scenari di sviluppo del sistema di generazione italiano*”, Deliverable 2.1,(CESI Ricerca – Febbraio 2008). In particolare al 2020 si prevedono fino a 370 MW di tetti fotovoltaici corrispondenti a circa 132 W per famiglia; il potenziale raggiungibile al 2013 è determinato ripartendo l’obiettivo nazionale dei 3 GW, al 2016, sulle regioni e ipotizzando una opportuna rampa di raggiungimento. Per le grandi centrali fotovoltaiche a terra si attribuiscono 50 MW al 2020 (corrispondenti ad una superficie occupata di 0,5 km²).
- Il potenziale idroelettrico è valutato con riferimento alle valutazioni dall’atlante eolico ATLAMINH nello studio di Ricerca di Sistema: “*Risultati del censimento del potenziale mini-idro e realizzazione del sistema informativo territoriale*”, Rapporto CESI RICERCA n. 07000595, 2006 (M. Peviani) (nella Fig. 2.18 è riportata la relativa mappa del potenziale idroelettrico per la sola Regione Campania).

Tab. 2.27 – Regione Campania: sintesi del potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 e obiettivo per lo scenario tendenziale

Fonte	Tipologia	Potenziale Campania 2020 [GWh]	Obiettivo Scenario Tendenziale 2020 [GWh]
Biomasse	Biomassa	620	310
Geotermico	Geotermico	0	0
	Fotovoltaico tetti	460	
	Fotovoltaico a terra	60	180
Solare	Solare termodinamico	230	230
	Eolico terrestre	3.300	2.700
Eolico	Eolico off-shore	0	0
	Idroelettrico rinnovabile esistente	600	465
Idroelettrico	Nuovo idroelettrico (< 10 MW)	285	285
Totale Potenziale Rinnovabili		6.955	6.070

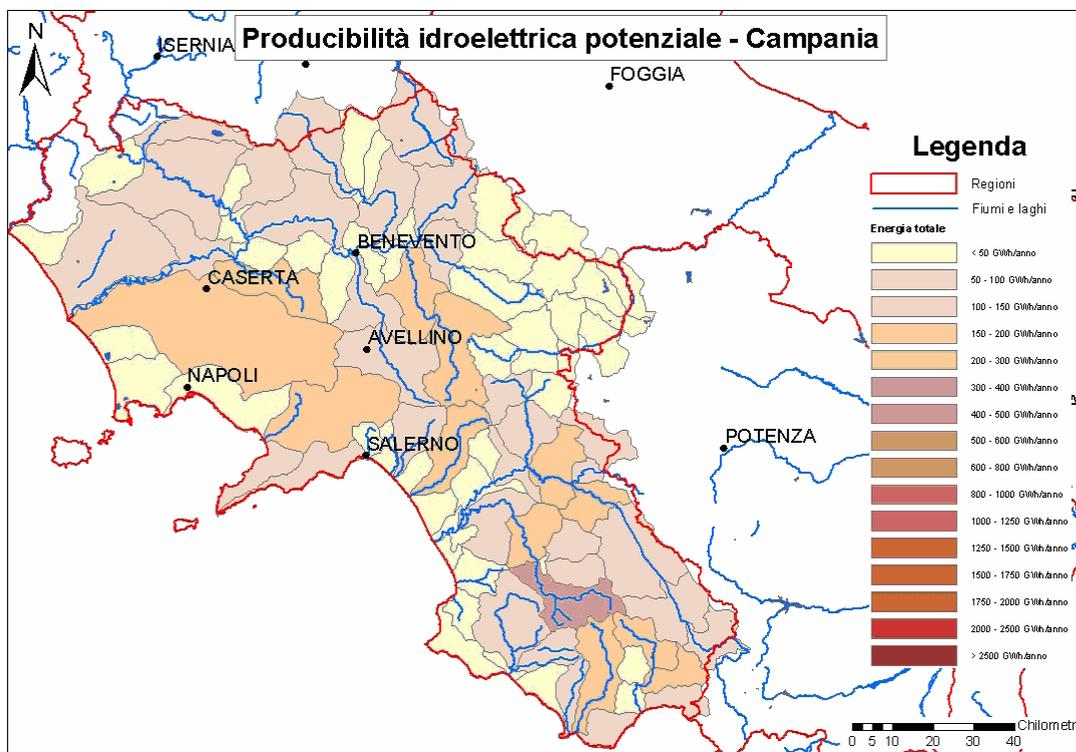
Fonte:CESI Ricerca

Fig. 2.17 – Mappa della producibilità eolica del territorio campano ad un'altezza di 50 m dal suolo



Fonte: Atlante Eolico (<http://atlanteolico.cesiricerca.it>)

Fig. 2.18 – Regione Campania: mappa del potenziale di produzione idroelettrica



Fonte: ATLAMINH

Significativa risulta, al 2020, anche la produzione di energia da rifiuti. Infatti, considerando la prossima entrata in funzione di quattro termodistruttori (Tab. 2.28), la cui capacità complessiva

risulta più che sufficiente per smaltire i rifiuti della Regione (anche nell'ipotesi che l'indifferenziato sia superiore al 50% del totale), si prevede una produzione annua di energia elettrica pari a circa 1.900 GWh, considerando un funzionamento di 6.000 ore/anno.

Tab. 2.28 – Regione Campania: termoutilizzatori di RU previsti nel modello MATISSE

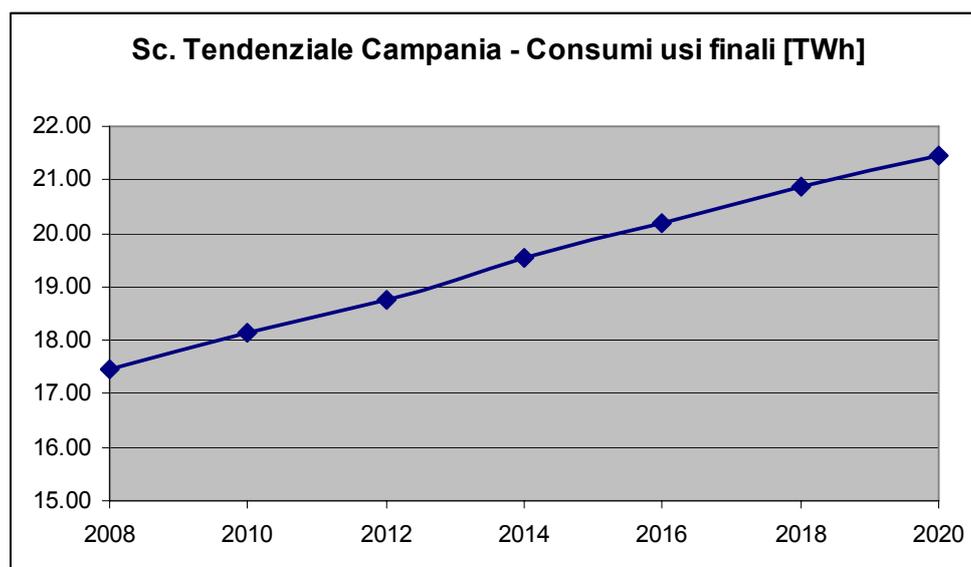
Impianto	Anno di entrata in funzione	Località	Provincia	Potenza MW
Fipe Acerra	2009	Acerra	NA	106
Napoli II	2012-2014	-	NA	70
III impianto	2012	-	-	70
IV impianto	2012-2014	-	-	70

Fonte: CESI Ricerca

2.2.3 Andamento della domanda elettrica nello scenario tendenziale

Per la Regione Campania l'andamento dei consumi complessivi, riportato nella Fig. 2.19, indica che, analogamente a quanto visto a livello nazionale, c'è una netta tendenza di crescita che porta a una previsione per il 2030 di 24,49 TWh. Una situazione diversa rispetto all'andamento nazionale si delinea quando si osserva la Tab. 2.29 relativa ai consumi settoriali dalla quale emerge una tendenza per il Terziario a diventare nel tempo il principale settore di consumo. Dalla Fig. 2.20, che riporta le tendenze delle incidenze percentuali dei vari settori, si vede che l'industria ed il residenziale seguono andamenti abbastanza simili

Fig. 2.19 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali nello scenario tendenziale



Fonte:CESI Ricerca

Tab. 2.29 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali per settore – Scenario tendenziale CESI - (TWh)

Settore	2007	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Residenziale	5.747	5.675	5.776	5.884	5.993	6.087	6.156	6.214
Industria	5.565	5.506	5.605	5.700	5.788	5.870	5.944	6.009
Terziario	5.168	5.358	5.824	6.196	6.757	7.223	7.726	8.156
Trasporti	0,644	0,663	0,682	0,700	0,717	0,733	0,748	0,762
Agricoltura	0,264	0,255	0,265	0,274	0,283	0,292	0,301	0,310
Totale	17.388	17.457	18.152	18.754	19.538	20.205	20.875	21.451

Fonte:CESI Ricerca

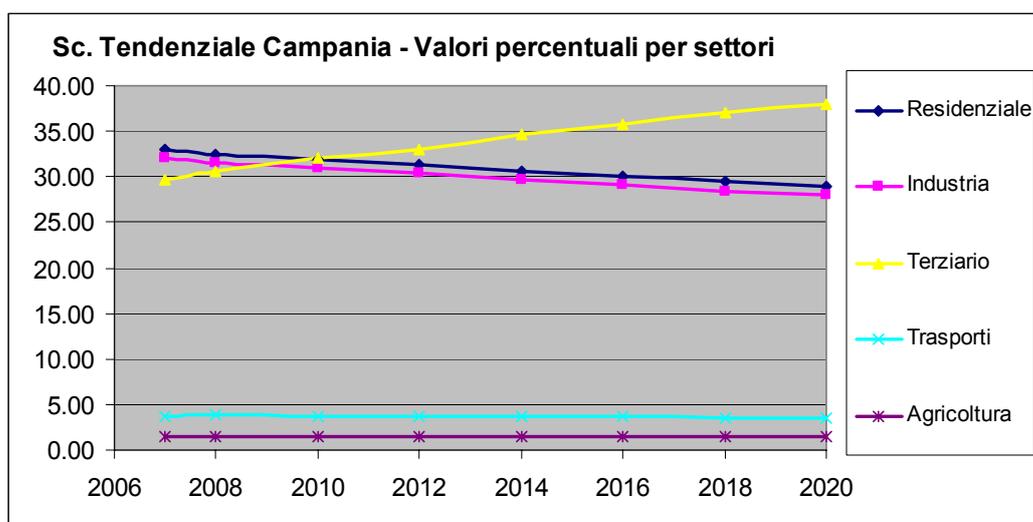
Il confronto di questi valori con quelli forniti recentemente da TERNA per un possibile Scenario di Sviluppo dei consumi elettrici della Campania (Tab. 2.30), mostra un buon accordo tra le due previsioni, soprattutto relativamente al 2012.

Tab. 2.30 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali per settore Scenario tendenziale TERNA - (TWh)

Settore	2012	2018
Residenziale	5.576	6.006
Industria	5.520	5.891
Terziario + Trasporti	6.896	8.474
Agricoltura	0,325	0,329
Totale	18.316	20.699

Fonte: TERNA S.p.A.

Fig. 2.20 – Regione Campania: incidenza dei settori sui consumi elettrici finali nello scenario tendenziale – (%)



Fonte: CESI Ricerca

L'andamento della domanda della Regione Campania nello scenario tendenziale per i principali settori è riportata nelle Tabb. 2.31-2.33 e nelle Figg. 2.21-2.23. Nell'analisi dei dati è comunque da sottolineare che la crescita dei consumi totali è il risultato della combinazione della diffusione delle apparecchiature e delle loro caratteristiche tecnologiche.

Un esempio ne è l'illuminazione e il lavaggio biancheria del Residenziale per la quale si prevede una riduzione dei consumi, dovuta non certo a una minore richiesta di illuminazione o di cambiamenti di abitudini nei lavaggi, bensì all'introduzione di lampade e lavabiancheria più efficienti.

Esaminando in dettaglio i comparti nel settore Industria si notano le diminuzione dei consumi nella Siderurgia, Edilizia e nella Chimica, mentre si prevede un aumento dei consumi nel comparto Meccanica ed Altre manifatturiere.

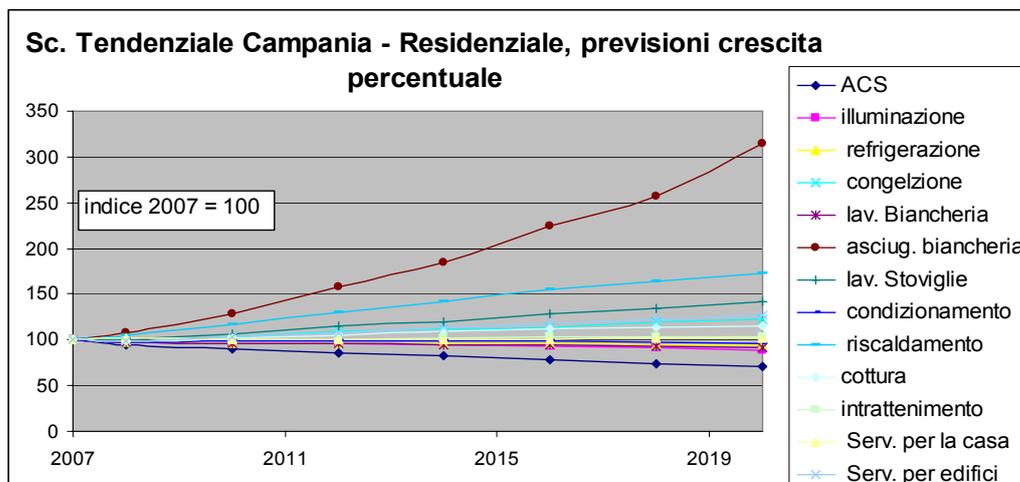
Nel settore Terziario si prevede una crescita per tutti gli usi finali, in particolare per le Apparecchiature per uffici, Produzione di freddo e la climatizzazione.

Tab. 2.31 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali nel Residenziale nello scenario tendenziale - (GWh)

Tipologia d'uso	2007	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
ACS	434	412	392	373	356	339	322	307
Illuminazione	737	716	713	707	701	690	675	657
Refrigerazione	538	523	520	517	517	514	510	505
Congelazione	313	310	322	340	349	357	376	382
Lavaggio biancheria	403	392	389	385	384	381	375	370
Asciugatura biancheria	22	23	28	34	40	49	56	68
Lavaggio stoviglie	133	133	141	152	158	171	179	189
Condizionamento	75	74	74	74	75	74	74	73
Riscaldamento	306	319	356	398	434	475	501	528
Cottura	1.445	1.433	1.482	1.526	1.575	1.612	1.640	1.662
Intrattenimento	310	304	310	313	318	320	320	319
Servizi generali per la casa	635	646	642	637	636	639	643	652
Servizi generali per edifici	395	389	408	428	448	467	484	502
TOTALE	5.747	5.675	5.776	5.884	5.993	6.087	6.156	6.214

Fonte: CESI Ricerca

Fig. 2.21 – Regione Campania: previsione degli usi finali elettrici nel Residenziale nello scenario tendenziale – Numeri indice (2007=100)



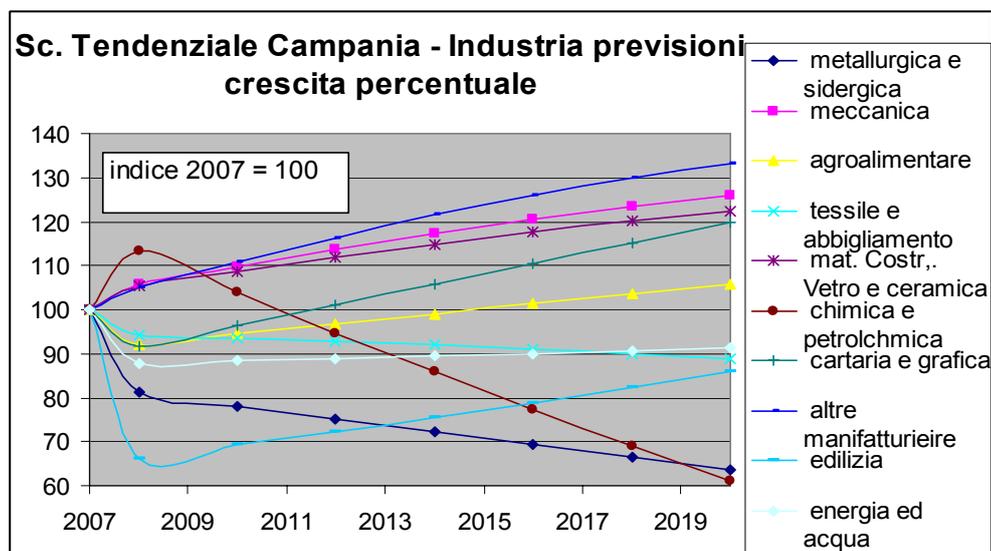
Fonte:CESI Ricerca

Tab. 2.32 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali nell'Industria nello scenario tendenziale - (GWh)

Settore	2007	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Metallurgica e siderurgica	205	167	160	154	148	142	136	131
Meccanica	1.335	1.411	1.465	1.517	1.564	1.608	1.648	1.683
Agroalimentare	881	812	832	852	873	893	913	933
Tessile e abbigliamento	273	257	256	254	251	249	246	242
Materiali da costruzione, vetro e ceramica	596	628	648	667	685	701	717	730
Chimica e petrolchimica	514	582	533	486	441	397	354	313
Cartaria e grafica	333	306	321	337	353	368	384	399
Altre manifatturiere	665	699	738	774	808	838	864	886
Edilizia	109	72	75	79	82	86	90	93
Energia ed acqua	653	573	577	581	584	588	593	598
TOTALE	5.565	5.506	5.605	5.700	5.788	5.870	5.944	6.009

Fonte:CESI Ricerca

Fig. 2.22 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali dei comparti dell'Industria nello scenario tendenziale – Numeri indice (2007=100)

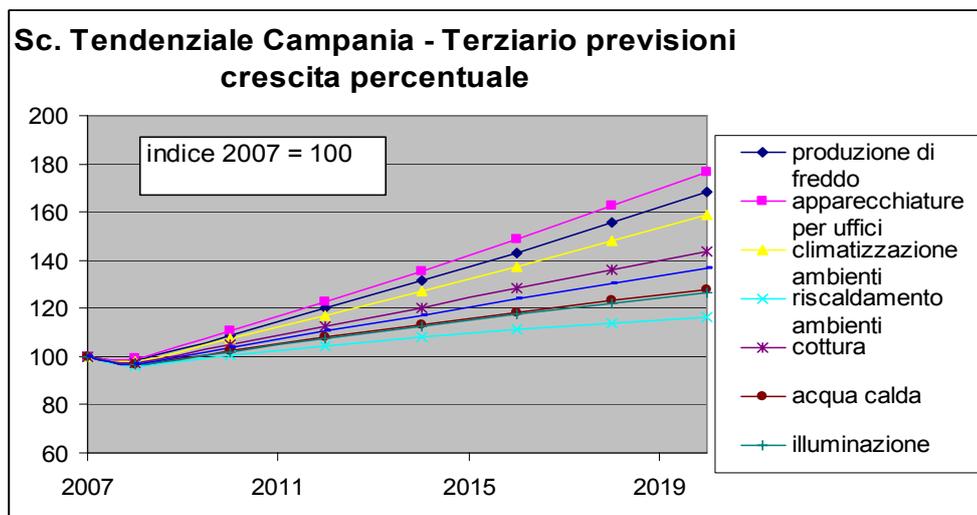


Tab. 2.33 – Regione Campania: previsione dei consumi elettrici finali nel Terziario nello scenario tendenziale - (GWh)

Tipologia d'uso	2007	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Produzione di freddo	398	418	466	508	568	621	680	734
Apparecchiature per uffici	883	932	1.048	1.152	1.297	1.430	1.576	1.713
Climatizzazione ambienti	708	740	816	881	975	1.058	1.150	1.232
Riscaldamento ambienti	377	386	407	420	444	458	473	481
Cottura	52	54	58	62	68	72	77	82
Acqua calda	244	251	268	280	300	315	331	343
Illuminazione	1.701	1.747	1.864	1.946	2.081	2.181	2.287	2.365
Processi e altri servizi	805	832	897	947	1.025	1.087	1.153	1.207
TOTALE	5.168	5.358	5.824	6.196	6.757	7.223	7.726	8.156

Fonte:CESI Ricerca

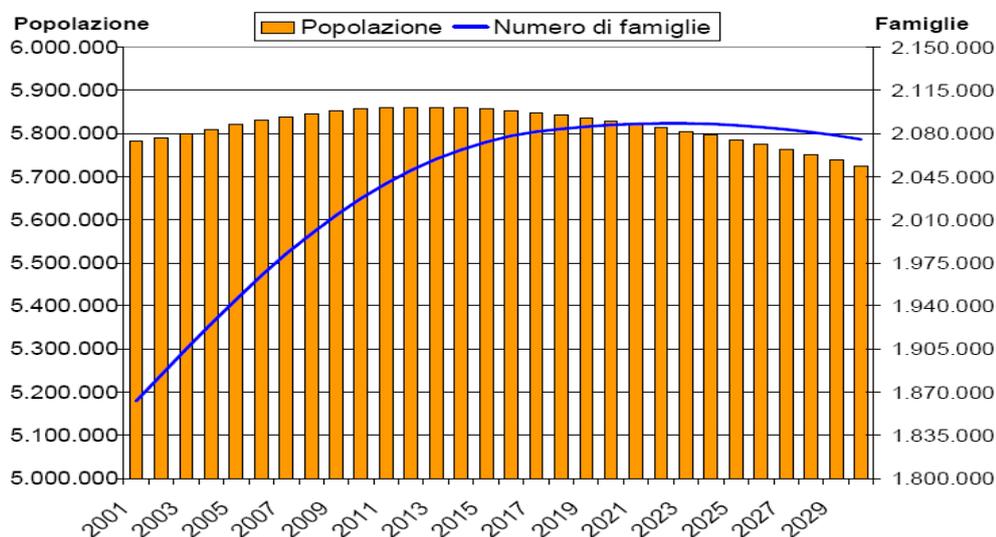
Fig. 2.23 – Regione Campania: previsione degli usi finali elettrici nel Terziario nello scenario tendenziale – Numeri indice (2007=100)



2.2.4 Drivers socio-economici utilizzati per la Regione Campania

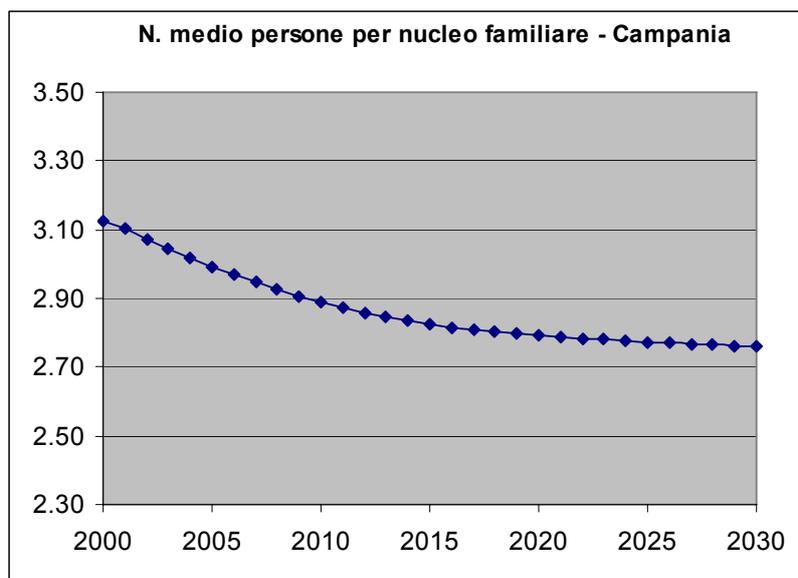
Per la predisposizione degli scenari tendenziali della Regione, sono stati utilizzati i drivers riportati nelle sottostanti Figg. 2.24 e 2.25.

Fig. 2.24 – Regione Campania: previsione di crescita della popolazione residente e del numero di famiglie



Fonte: ISTAT

Fig. 2.25 – Regione Campania: andamento previsto del numero di persone per nucleo familiare



Fonte:CESI Ricerca

2.2.5 Risultati dello scenario tendenziale elettrico

Nella Tab. 2.34 si riportano i risultati ottenuti per la Regione Campania dall'elaborazione dello scenario tendenziale effettuata dal CESI Ricerca con il modello MATISSE.

Tab. 2.34 – Regione Campania: scenario tendenziale elettrico al 2013 ed al 2020

Bilancio Produzione / Consumi Campania	Tendenziale anno 2013	Tendenziale anno 2020
	[GWh]	[GWh]
Biomassa	200	310
Geotermico	0	0
Idroelettrico nuovo	250	285
Idroelettrico esistente	590	465
Solare FV	100	180
Solare Termodinamico	110	230
Eolico	1.680	2.700
TOT Prod. da FER	2.930	4.170
Rifiuti	1690	1900
Pompaggio puro	1.280	1.280
Gas naturale - CCGT	9.830	7.920
Cogenerativo gas e altri comb. fossili	1.050	1.530
Totale non rinnovabile (incl. Pompaggio puro)	13.750	12.630
Totale Produzione	16.780	16.800
Consumi Agricoltura	275	310
Consumi Terziario	6.475	8156
Consumi Industria	5.740	6000
Consumi Residenziale	5.940	6214
Consumi Trasporti	710	760
Consumi Pompaggio	1.900	1.900
Perdite	1.500	1.650
Totale Consumi + perdite	22.540	24.990
Disavanzo	5.760	8.190

Fonte:CESI Ricerca

Il modello tra il 2009 e il 2020 non prevede l'installazione in Campania di nessun nuovo grande impianto a combustibile fossile ad eccezione di:

- Centrali cogenerative in sostituzione degli attuali impianti CIP6 a fine convenzione (sostituzioni imposte in input al modello);
- CCGT Pomigliano (SOGETEL);
- CCGT Teverola (Centro Energie).

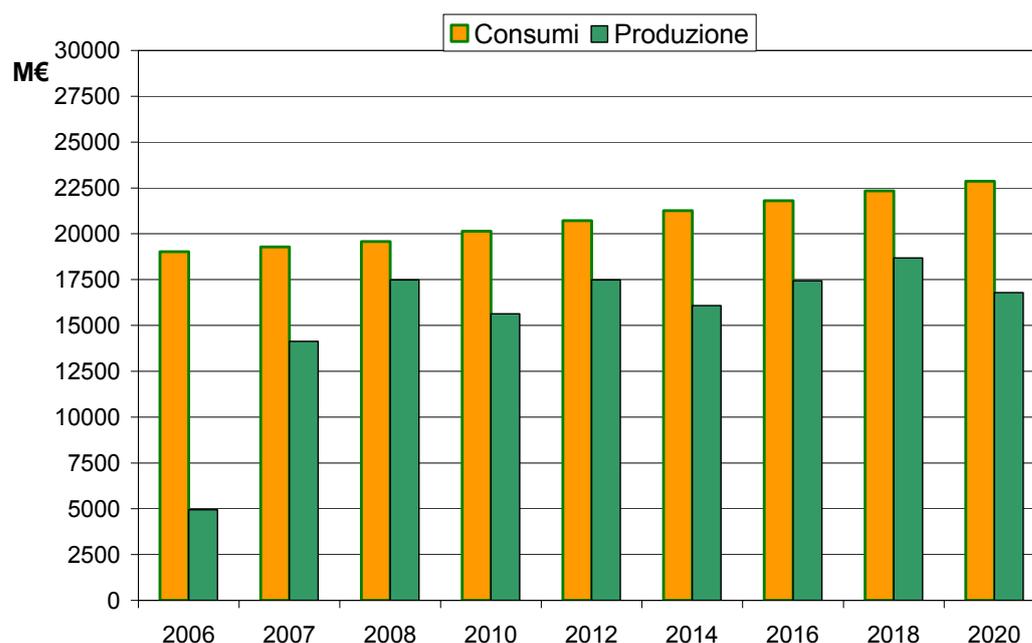
Nel modello si prevede invece l'incremento continuo della minicogenerazione (+ 40 MW al 2020, imposto in input al modello).

Si ricorda che ulteriori scenari, elaborati in modo tale da considerare anche il potenziamento del parco elettrico derivante dalla realizzazione di tutte o almeno di parte delle centrali già attualmente autorizzate, nonché, e soprattutto, gli obiettivi di sviluppo Regionali in materia di produzione elettrica da fonti rinnovabili, saranno presentati nei capitoli 5 ed 8.

La produzione elettrica regionale, nello scenario tendenziale, si mantiene sempre inferiore ai consumi netti (Fig. 2.26); la produzione, in particolare, si stabilizza tra i 15,5 ed i 18,5 TWh annui fino al 2020 evidenziando, tuttavia, un progressivo aumento della quota rinnovabile incentivata a discapito della produzione da fonti fossili (Figg. 2.27-2.29). Nello scenario tendenziale, la regione Campania rimarrebbe così in deficit di produzione elettrica rispetto ai consumi, anche a causa della vicinanza di regioni con notevole surplus di produzione a prezzi competitivi (carbone in Puglia e nuovi cicli combinati efficienti in Puglia e Calabria), nonché dall'incremento della produzione rinnovabile che risulta anch'esso maggiormente concentrato nelle Regioni più meridionali.

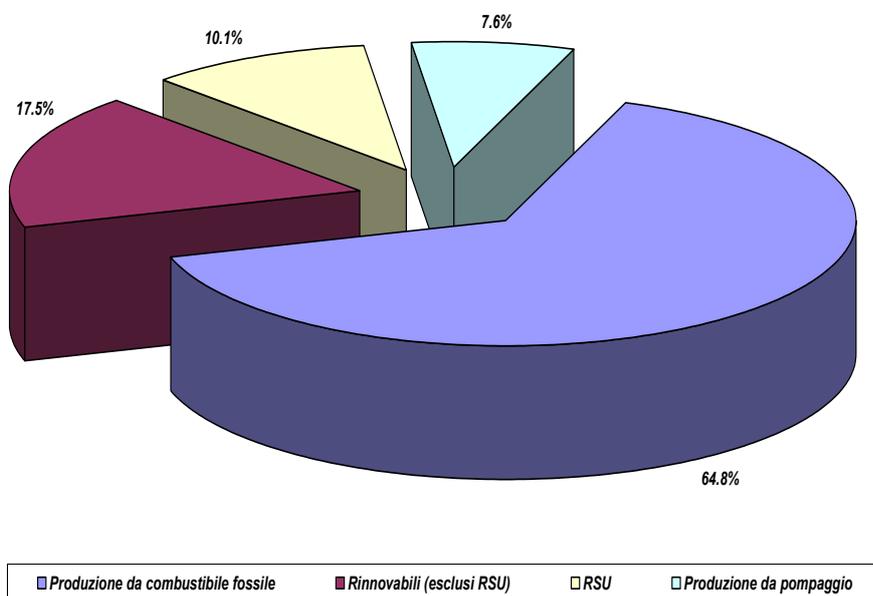
Tuttavia, è bene ribadire che i risultati ottenuti nell'elaborazione degli scenari tendenziali risentono delle ipotesi particolarmente prudenti adottate per quanto riguarda l'andamento dei consumi elettrici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'insediamento di nuove centrali termoelettriche, e non corrispondono agli obiettivi della programmazione energetica Regionale, che saranno invece descritti nei capitoli 5 ed 8.

Fig. 2.26 – Regione Campania: confronto tra consumi e produzione elettrica previsti fino al 2020



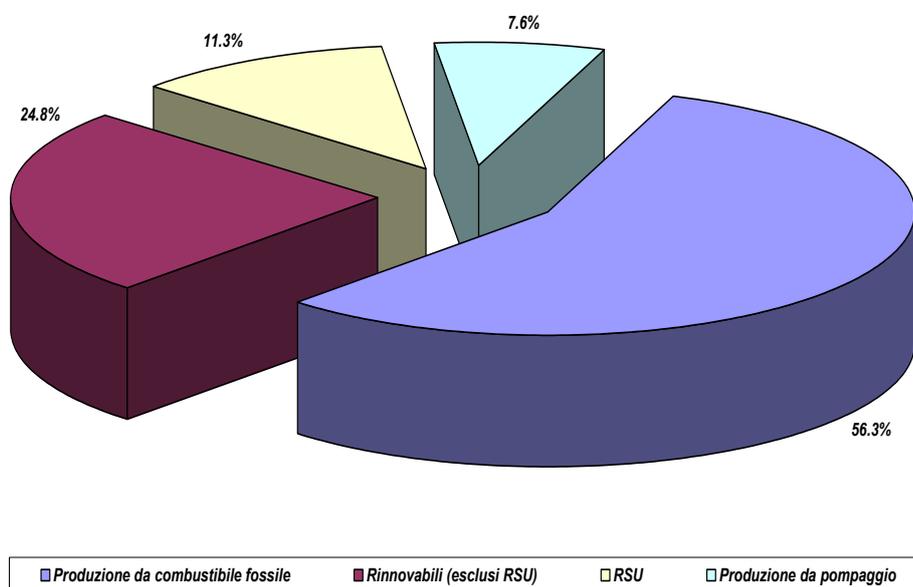
Fonte: CESI Ricerca

Fig. 2.27– Regione Campania: distribuzione della produzione elettrica nello scenario tendenziale al 2013



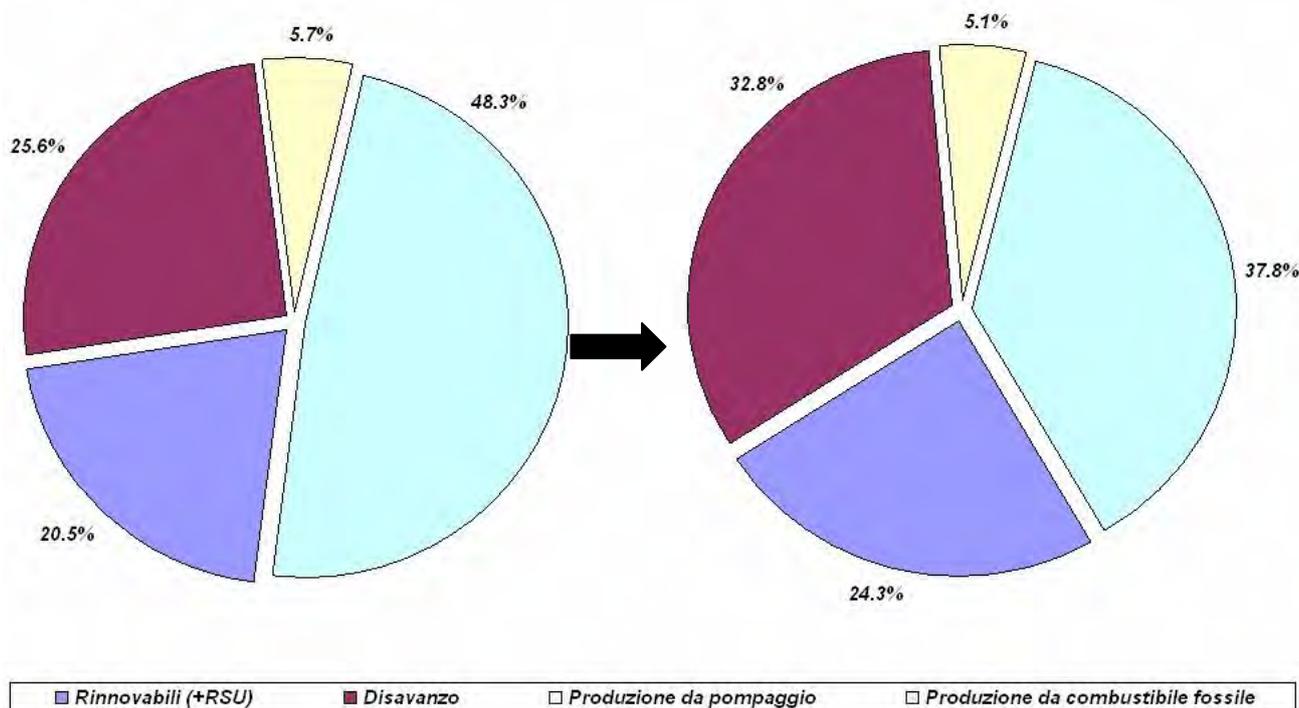
Fonte: elaborazione CESI Ricerca

Fig. 2.28 – Regione Campania: distribuzione della produzione elettrica nello scenario tendenziale al 2020



Fonte:elaborazione CESI Ricerca

Fig. 2.29 – Regione Campania: confronto tra produzione e consumi elettrici nello scenario tendenziale – (2013 e 2020)

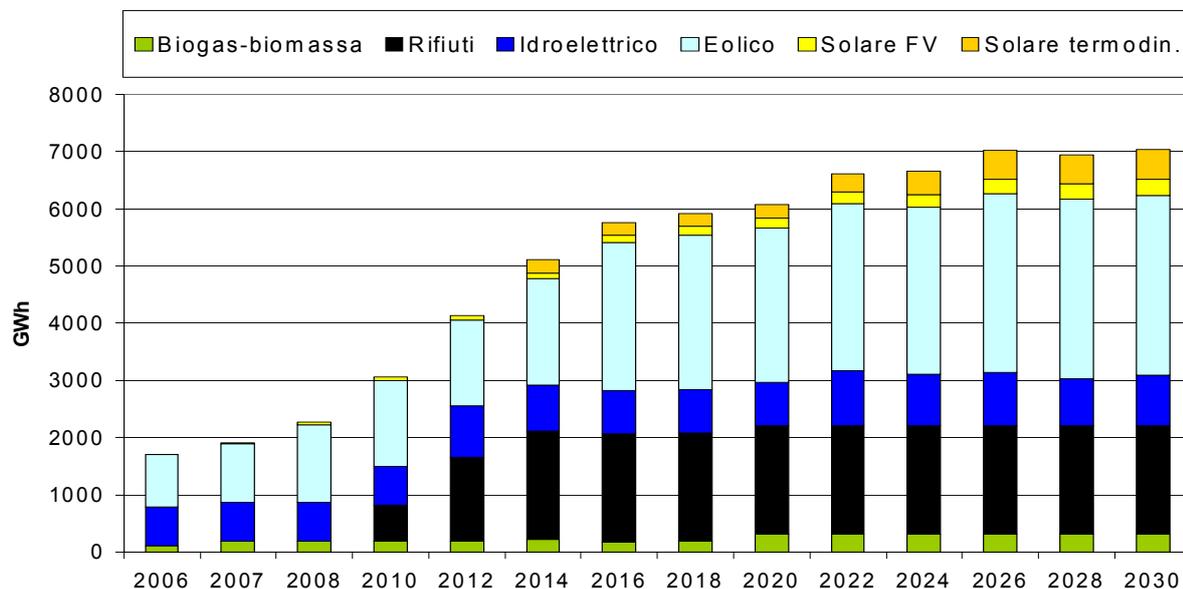


Fonte: CESI Ricerca

Focalizzando l'attenzione sulla distribuzione della produzione elettrica tra le diverse fonti (Fig. 2.30) si osserva che, diversamente dalla situazione odierna, a partire dal 2013 le fonti energetiche diverse da quella fossile più significative saranno l'eolico e la produzione da rifiuti. Risulta secondaria la produzione idroelettrica rinnovabile (ossia da apporti naturali), che invece va riducendosi proprio per effetto della riduzione di disponibilità d'acqua nel tempo prevista per lo scenario tendenziale.

Dal punto di vista del raggiungimento degli obiettivi di produzione da fonte rinnovabile al 2020, la situazione va migliorando rapidamente già nello scenario tendenziale. La percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da rifiuti, rispetto ai consumi netti regionali di energia elettrica (esclusi i consumi per pompaggio), passa infatti dall'attuale 12% al 19% del 2013 e al 24,4% nel 2020 per crescere ancora fino a superare il 26% oltre il 2025.

Fig. 2.30 – Regione Campania: produzione da fonte rinnovabile e da rifiuti (prod. da RSU al 50%) nello scenario tendenziale

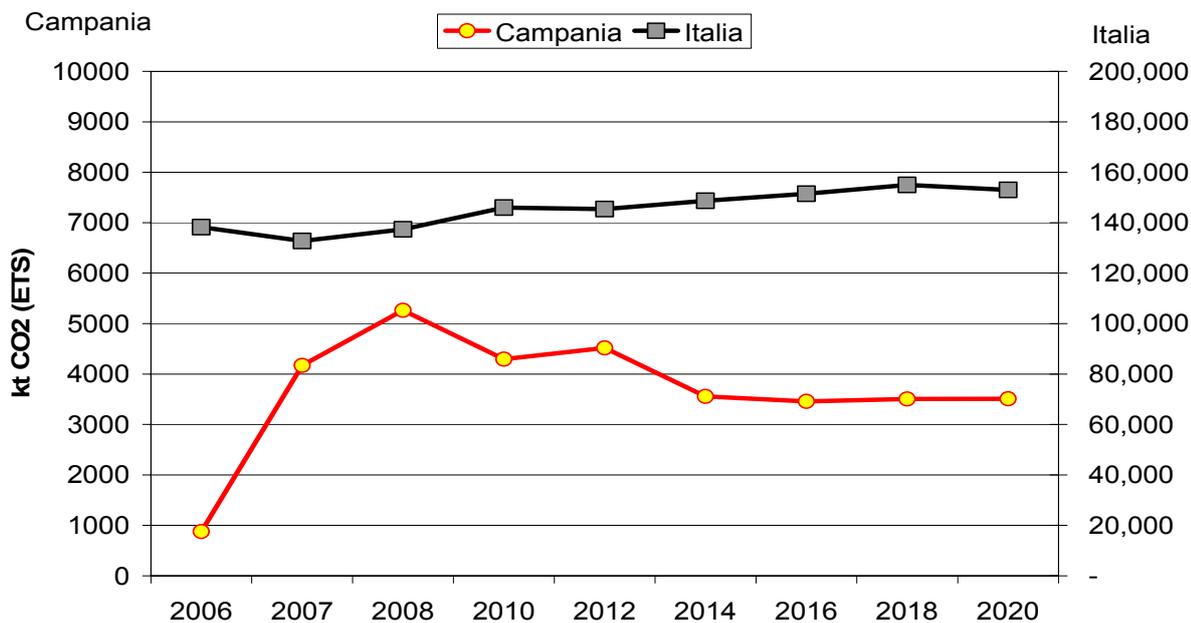


Fonte: CESI Ricerca

Le emissioni di CO₂ (ETS) si assestano dal 2013 al 2020 al di sotto di 4 Mt annue (Fig. 2.31), a causa, però, del pesante deficit regionale nel bilancio di produzione di energia elettrica tale valore non è significativo, in assoluto. In questo caso è più corretto valutare il fattore emissivo medio della produzione complessiva regionale (Fig. 2.32) che dal 2008 va riducendosi fino a 150 kg/MWh. Tale riduzione è da attribuirsi sia alla sostituzione dei vecchi impianti CIP6¹² e sia al continuo aumento della quota rinnovabile.

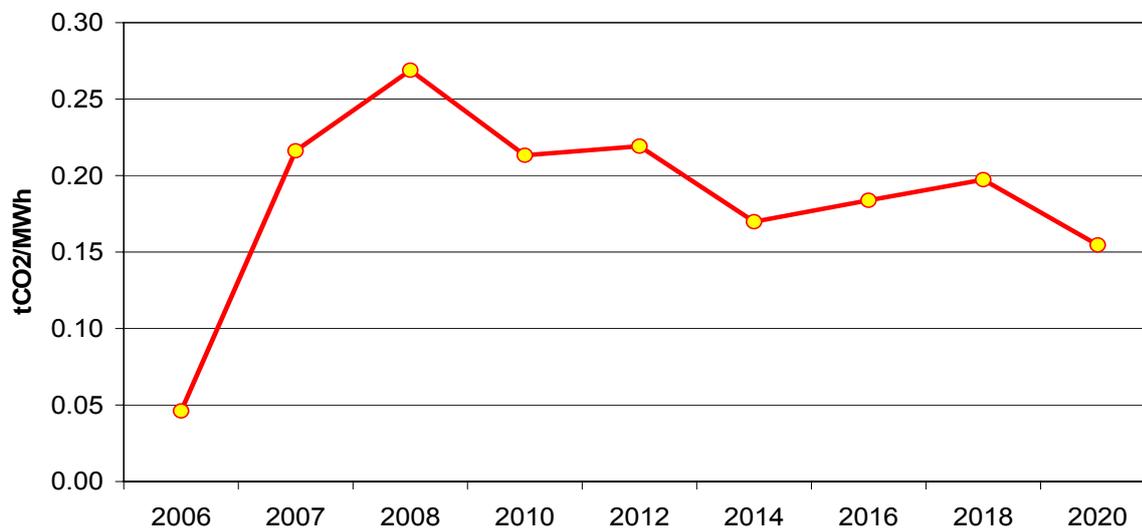
¹² Si è ipotizzato che a fine vita gli impianti CIP6 siano sostituiti da nuovi cicli combinati cogenerativi a gas naturale più piccoli e con migliore efficienza.

Fig. 2.31 – Regione Campania e Italia: emissioni di CO₂ nello scenario tendenziale elettrico



Fonte: CESI Ricerca

Fig. 2.32 – Regione Campania: fattore emissivo medio emissioni di CO₂ (tCO₂/MWh)



Fonte: CESI Ricerca

2.2.6 L'evoluzione tendenziale dei consumi di energia finale

Cercare di descrivere l'evoluzione di un sistema energetico nel tempo costituisce un'attività complessa e di non facile attuazione in quanto ogni azione che comporti una variazione significativa del tessuto socio-economico di un territorio comporta inevitabilmente anche dei riflessi di carattere energetico ed ambientale che devono essere attentamente analizzati. La stima dell'evoluzione del sistema energetico regionale secondo scenari tendenziali, cioè in assenza di interventi rilevanti programmati in campo energetico, è di fondamentale importanza, in quanto rappresenta la base su cui inserire le ipotesi di sviluppo delle fonti rinnovabili e degli interventi per l'uso efficiente dell'energia che consentono di definire gli scenari efficienti.

Come già ricordato, gli scenari tendenziali descritti in questo capitolo non prendono in considerazione gli specifici interventi di razionalizzazione dei consumi e miglioramento dell'efficienza energetica messi in campo per effetto di piani e politiche Regionali; gli scenari corrispondenti agli obiettivi regionali sono invece riportati nei capitoli 5 (per il settore elettrico) ed 8 (bilanci complessivi).

Gli scenari tendenziali a breve (2013) e medio termine (2020) riportati nel presente Studio sono stati elaborati per due scenari, di basso ed alto consumo di energia, utilizzando un modello semplificato basato sull'analisi storica delle principali variabili economiche indipendenti e degli indicatori energetici che correlano queste variabili alle possibili modalità di consumo dell'energia, e di ipotesi sulla loro evoluzione. In particolare, questi scenari tengono conto dell'andamento di crescita del Valore Aggiunto atteso fino al 2020 nel settore industriale (+0,2% m.a.) e del terziario (+1,0% m.a.) stimato da Prometeia e delle previsioni di crescita dei consumi di energia elettrica stimati da Terna. Per entrambi gli scenari, inoltre, sono state considerate sia le serie originali che la loro media mobile a cinque termini, al fine di eliminare l'incidenza legata a variazioni congiunturali di breve periodo.

Gli scenari tendenziali sono stati inoltre elaborati tenendo conto sia dell'andamento medio delle variabili considerate complessivamente nel periodo 1990-2005, sia della dinamica recente, che ha messo in evidenza trend di crescita diversi rispetto al passato per alcuni settori ed alcune tipologie di fonti.

Nel settore agricolo è stato infatti osservato negli anni 2000-2005 un ulteriore aumento della crescita dei consumi (+2,9% m.a.) rispetto al precedente periodo 1990-2000 (+1,2% m.a.) ed all'intero periodo 1990-2005 (+1,8% m.a.). Anche nel settore industriale si è registrata nel periodo 2000-2005 una crescita notevole dei consumi (+3,2% m.a.), ma in controtendenza rispetto al forte andamento negativo osservato nel periodo 1990-2000 (-4,1% m.a.), con un tasso medio annuo del periodo 1990-2005 del -1,7%.

Nel settore residenziale, invece, nel periodo 2000-2005 si è registrata una leggera riduzione dei consumi (-0,4% m.a.), che ha fatto seguito all'aumento relativo al periodo 1990-2000 (+1,1% m.a.); la crescita complessiva dei consumi nel periodo 1990-2005 si è perciò attestata al +0,6% m.a.. Il settore terziario ha mostrato un andamento complessivo perfettamente allineato con quello del residenziale, anche se con tassi di crescita più accentuati (+2,7% m.a.) nel periodo 1990-2005; nel periodo 2000-2005 si è infatti registrata una decisa flessione (-1,3% m.a.), che ha attenuato la forte crescita osservata nel periodo 1990-2000 (+4,7% m.a.).

Il settore dei trasporti mostra un andamento dei consumi in continua crescita, anche se in diminuzione tra il periodo 1990-2000 (+1,8% m.a.) ed il successivo periodo 2000-2005 (+0,7% m.a.), con un tasso medio annuo complessivo di crescita nel periodo 1990-2005 dell'1,4%. I consumi di gas mostrano una crescita sensibile nel periodo 1990-2000 (+4,7% m.a.), a cui fa seguito una forte riduzione nel periodo 2000-2005 (-1,9% m.a.), con un tasso medio annuo complessivo di crescita nel periodo 1990-2005 del +2,5%.

La crescita dei consumi dei combustibili liquidi risulta modesta in tutto il periodo 1990-2005 (+0,4% m.a.). Nel periodo 1990-2000 essa risulta praticamente nulla, mentre nel periodo 2000-2005 risulta più decisa (+1,3% m.a.).

Le rinnovabili mostrano una crescita decisa in tutto il periodo 1990-2005 (+5,2% m.a.), anche se il loro contributo in valore assoluto rimane sempre secondario rispetto alle fonti fossili.

I combustibili solidi risultano in decisa diminuzione (-6,6% m.a.) nel periodo 1990-2005 e sono praticamente in fase di estinzione.

I consumi di energia elettrica mostrano in tutto il periodo 1990-2005 una crescita continua, anche se più accentuata nel periodo 2000-2005 (+2,6% m.a.) rispetto al precedente periodo 1990-2000 (+1,2% m.a.). Per le previsioni dei consumi di energia elettrica al 2013 ed al 2020 sono stati infine utilizzati i tassi medi annui stimati da Terna per ciascun settore (Tab. 2.23).

In totale, i consumi di energia finale della Campania sono cresciuti, nel periodo 1990-2005, dello 0,5% m.a., con un andamento in continua crescita, che è risultata più accentuata nel periodo 2000-2005 (+0,9% m.a.) rispetto al precedente periodo 1990-2000 (+0,2% m.a.).

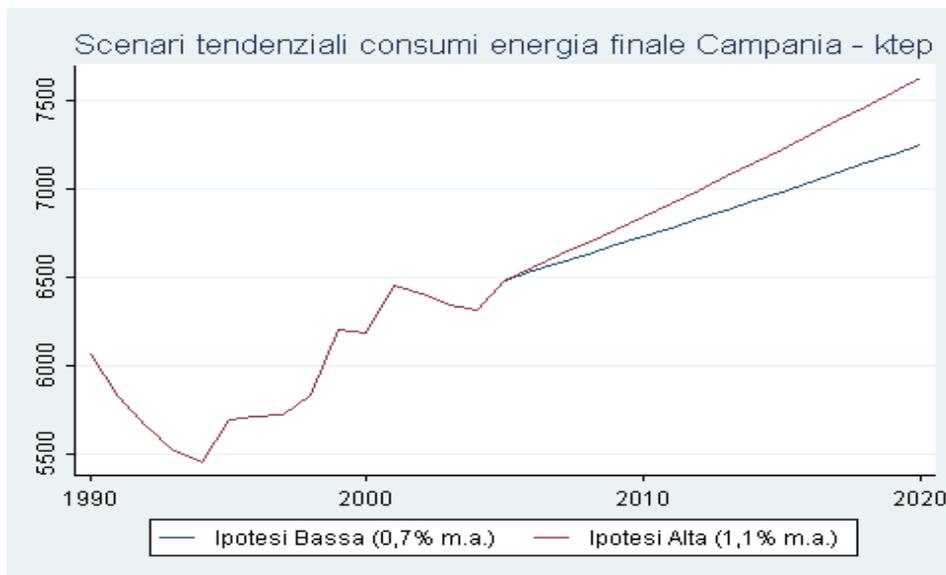
I consumi complessivi di energia finale della Regione Campania previsti al 2013 ed al 2020 sono stati ottenuti sulla base delle previsioni degli andamenti dei consumi di energia dei singoli settori d'impiego e delle singole tipologie di fonti. I risultati sono riassunti nelle Tab. 2.35 e 2.36.

Gli scenari così ottenuti sono in linea con gli scenari tendenziali nazionali al 2020 elaborati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). Il valore medio nazionale del tasso di crescita dei consumi finali previsto dal MSE per l'Italia al 2020, risultante delle specifiche dinamiche economiche di ciascuna Regione, è infatti dell'1,57% m.a..

I consumi regionali attesi complessivamente al 2013 si attestano intorno a 6,85 Mtep, con un tasso d'incremento medio annuo dello 0,7% nello scenario basso, rispetto al 2005, anno di riferimento di questi scenari, in virtù di una prevista crescita dei consumi in tutti i settori finali, anche se in modo differenziata. Nello scenario alto al 2013, i consumi regionali si attestano intorno a 7,0 Mtep, con un tasso d'incremento medio annuo dell'1,1%.

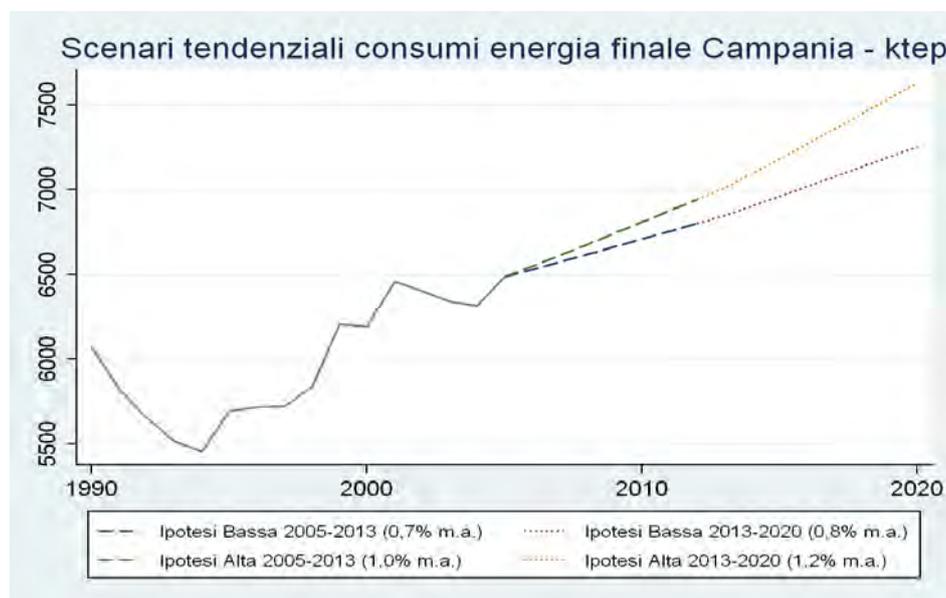
Al 2020, la stessa dinamica dei consumi regionali, differenziata nei due scenari di crescita al 2013, comporta un consumo atteso di circa 7,25 Mtep nello scenario basso e di circa 7,6 Mtep in quello alto (Fig. 2.33). Nella Fig. 2.34 è riportato inoltre l'andamento atteso dei consumi di energia finale nei due scenari tendenziali, nei periodi 2005-2013 e 2013-2020.

Fig. 2.33 - Regione Campania: andamento pregresso e stimato nello scenario tendenziale dei consumi totali di energia finale nel periodo complessivo 2005-2020



Fonte: elaborazione ENEA

Fig. 2.34 - Regione Campania: andamento pregresso e stimato nello scenario tendenziale dei consumi totali di energia finale nei sottoperiodi 2005-2013 e 2013-2020



Fonte:elaborazione ENEA

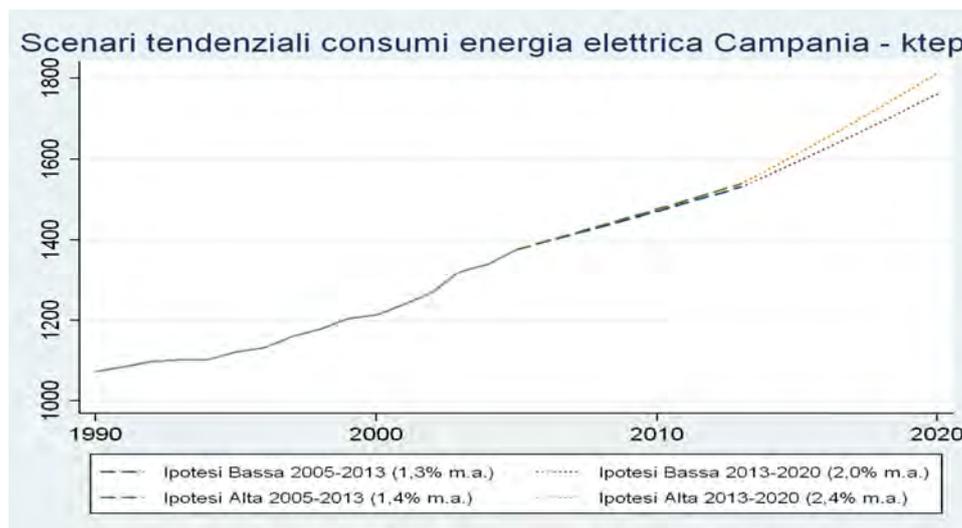
La crescita dei consumi è trainata in valore relativo dal settore “Terziario e P.A.”, con un tasso medio annuo di incremento previsto nell’ipotesi bassa del +2,1% m.a. e del +2,6% m.a. nell’ipotesi alta, rispetto al 2005. In valore assoluto è ancora il settore dei trasporti a registrare i consumi più elevati, anche se con tassi medi annui di crescita più contenuti (+0,8% m.a. nello scenario basso e +1,2% m.a. in quello alto) rispetto al settore terziario. Il settore residenziale, invece, il terzo in valore assoluto, presenta una crescita più ridotta e sostanzialmente costante, stimata tra il +0,4% ed il +0,6% m.a., così come il settore industriale, il secondo in valore assoluto,

che presenta una crescita stimata tra il +0,3% ed il +0,5% m.a.. La crescita del settore agricolo, infine, è attesa su valori relativi accentuati (+0,9% al 2013 e +1,7% al 2020), che sono dovuti, più che ad una crescita effettiva del settore, ai modesti valori assoluti dei suoi consumi.

Tra i combustibili, si prevede una crescita relativa maggiore delle rinnovabili (+4,2% m.a. nello scenario basso e +6,4% m.a. in quello alto), anche in questo caso principalmente in virtù di valori assoluti modesti. L'energia elettrica mostra anch'essa una dinamica accentuata, dell'ordine del +1,7 ÷ +1,8% nel periodo 2005-2020 (Fig. 2.35), con valori assoluti secondi solo a quelli dei combustibili liquidi. Questi ultimi mantengono sostanzialmente il loro trend pregresso, con incrementi attesi del +0,4 nello scenario basso e del +0,8% in quello di alta crescita.

L'andamento dei consumi di combustibili gassosi (in particolare di gas naturale) si prevede sostanzialmente analogo a quello dei liquidi, con un tasso annuo di crescita del +0,4% nello scenario basso e del +0,7% in quello alto. Il consumo di combustibili solidi, infine, si prevede in sostanziale esaurimento a fine periodo.

Fig. 2.35 - Regione Campania: andamento pregresso e stimato nello scenario tendenziale dei consumi totali di energia elettrica finale nei sottoperiodi 2005-2013 e 2013-2020



Tab. 2.35 – Regione Campania: previsione dei consumi di energia finale al 2013 e 2020 per settore nello scenario tendenziale

SETTORE	Consumo osservato (ktep)	Consumo previsto ipotesi bassa (ktep)			Consumo previsto ipotesi alta (ktep)		
	2005	2013	2020	$\Delta\%$ m.a. 2005-2020 (1)	2013	2020	$\Delta\%$ m.a. 2005-2020 (2)
Agricoltura e pesca	200	220	230	0.9%	234	258	1.7%
Industria	1.629	1.657	1.711	0.3%	1.677	1.749	0.5%
Residenziale	1.104	1.127	1.170	0.4%	1.153	1.205	0.6%
Terziario e P.A.	596	698	820	2.1%	712	882	2.6%
Trasporti	2.959	3.147	3.324	0.8%	3.236	3.539	1.2%
TOTALE	6.488	6.849	7.255	0.7%	7.012	7.633	1.1%

Nota: per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all'unità con i totali riportati. I valori riportati al 2013 e al 2020 nello scenario basso sono stati ottenuti entrambi con i tassi medi annui riportati in (1), mentre nello scenario alto sono stati utilizzati i valori (2). Fonte:elaborazione ENEA

Tab. 2.36 – Regione Campania: previsione dei consumi di energia finale al 2013 e 2020 per tipologia di fonte nello scenario tendenziale

TIPOLOGIA DI FONTE	Consumo osservato (ktep)	Consumo previsto ipotesi bassa (ktep)			Consumo previsto ipotesi alta (ktep)		
	2005	2013	2020	$\Delta\%$ m.a. 2005-2020 (1)	2013	2020	$\Delta\%$ m.a. 2005-2020 (2)
Combustibili solidi	8	5	2	-8.8%	5	3	-6.4%
Combustibili liquidi	3.814	3.981	4.076	0.4%	4.096	4.281	0.8%
Combustibili gassosi	1.220	1.240	1.287	0.4%	1.274	1.360	0.7%
Rinnovabili	69	92	128	4.2%	98	176	6.4%
Energia elettrica	1.377	1.531	1.761	1.7%	1.539	1.813	1.8%
TOTALE	6.488	6.849	7.255	0.7%	7.012	7.633	1.1%

Nota: per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme coincidono all'unità con i totali riportati. I valori riportati al 2013 e al 2020 nello scenario basso sono stati ottenuti entrambi con i tassi medi annui riportati in (1), mentre nello scenario alto sono stati utilizzati i valori (2).

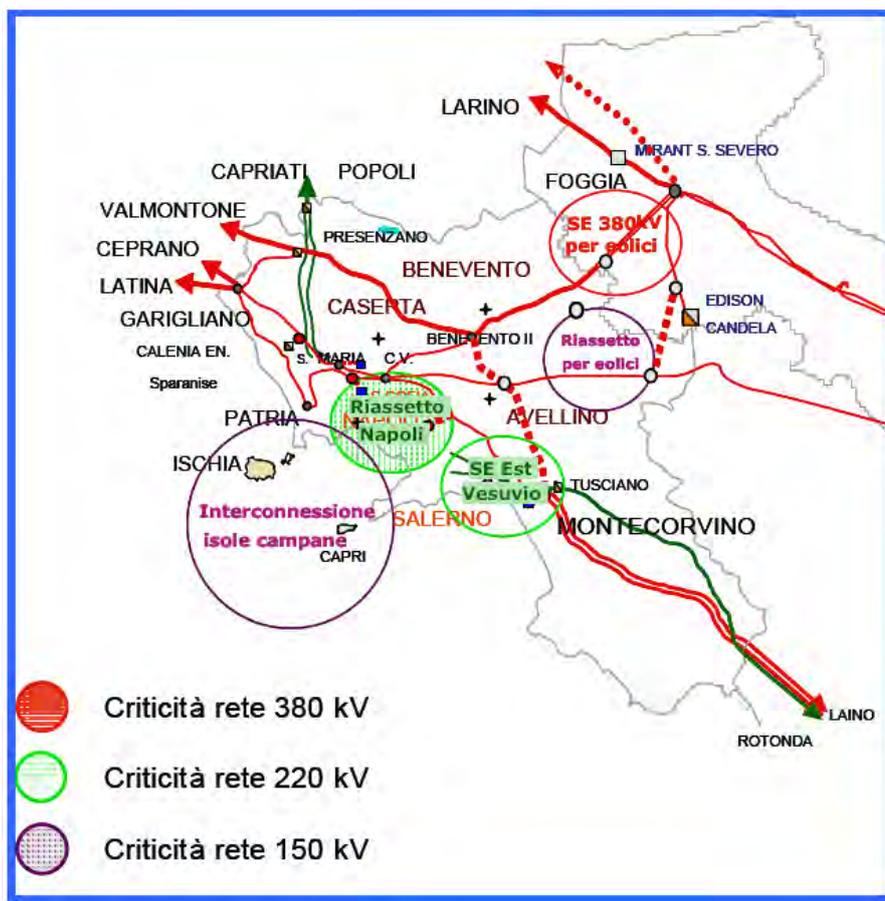
Fonte:elaborazione ENEA

2.3. La rete elettrica

2.3.1 Quadro attuale

Il sistema elettrico della Regione Campania è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete di trasmissione AAT e da un elevato transito di correnti verso le aree di carico metropolitane. La Regione Campania è una regione fortemente deficitaria di energia; tale condizione la rende energeticamente dipendente dalle regioni limitrofe Puglia e Calabria, dalle quali importa l'energia necessaria per la copertura del fabbisogno regionale. A causa della scarsità di interconnessioni, che limita lo scambio di energia dalle altre regioni geografiche confinanti, della vetustà degli elementi di rete, in particolare cavi e linee aeree 220 kV nella provincia di Napoli, la rete di trasmissione campana risulta soggetta a un elevato livello di indisponibilità annua e un forte rischio di energia non fornita agli utenti finali (Fig. 2.38).

Fig. 2.38. Principali criticità della rete elettrica esistente nella Regione Campania

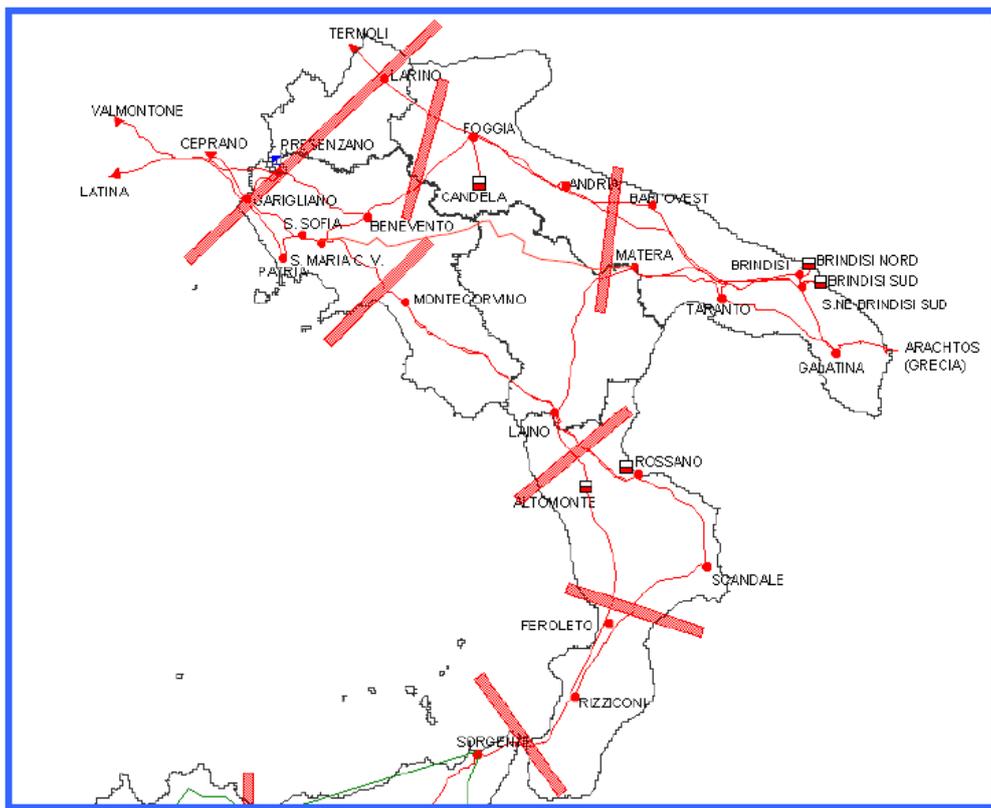


Fonte: Terna S.p.A.

Le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in alta tensione (AT), soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia da Sud verso nord. Tali congestioni rappresentano un ostacolo allo sviluppo di nuova generazione, con

particolare riferimento alle centrali da fonte rinnovabile, ed un rischio di mancata copertura del fabbisogno nelle aree fortemente deficitarie della Campania. Tra le fonti di energia rinnovabile la fonte eolica rappresenta il potenziale energetico in maggior crescita negli ultimi anni, soprattutto nelle aree di Benevento e Avellino, le cui consistenti produzioni concorrono a saturare la capacità di trasporto (Fig. 2.39).

Fig.2.39. Rete elettrica: sezione critica area Sud.



Fonte: Terna S.p.A.

L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di immissione di energia elettrica dalla rete 380 kV e da elevatissima densità di carico. Il continuo incremento del fabbisogno e l'attuale adeguatezza della rete non garantiscono adeguati margini di sicurezza durante il normale esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento di disservizi e rischio di continue disalimentazioni dell'utenza. In questi casi si rende necessario smagliare la rete, comportando l'alimentazione radiale di impianti che alimentano la provincia di Salerno e l' hinterland di Napoli. Nella stessa area si presenta critica la direttrice 150 kV Fratta – S. Giuseppe – Scafati – Lettere – Montecorvino interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte.

Restano altresì critiche le alimentazioni della città di Caserta e della sua provincia, per la mancata realizzazione della connessione della cabina primaria (CP) 150 kV di Aversa alla S.ne di S. Maria C.V. e della CP 150 kV di Caserta Sud alla S.né di S. Sofia, e della città di Castellammare, per i ritardi nel completamento della linea 150 kV tra le CP di Castellammare e Torre Nord (a cura del Distributore locale).

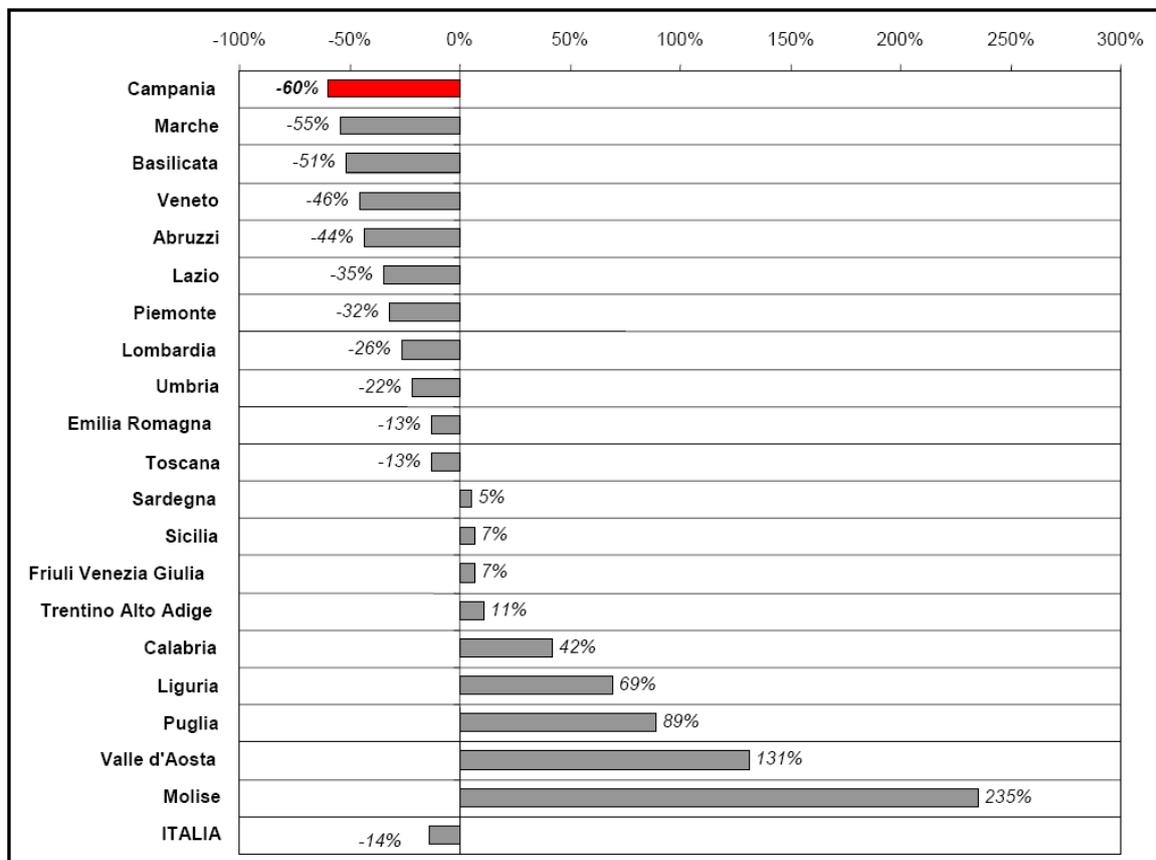
Al fine di realizzare una corretta gestione del sistema elettrico, la rete di trasmissione deve soddisfare il criterio di adeguatezza: dal confronto fra il parco di generazione ed il fabbisogno

energetico richiesto emerge che una rete elettrica è adeguata se le infrastrutture della trasmissione permettono l'equilibrio tra domanda e offerta di energia nel rispetto delle capacità di trasporto delle linee e dei limiti di tensione. L'adeguatezza misura, quindi, la capacità del sistema di soddisfare la domanda in condizioni normali. La limitazione principale è costituita dalla insufficiente capacità della trasmissione di scambiare energia, laddove il margine di capacità di generazione lo permetta. Detto fenomeno, in particolare, si verifica nella parte sudorientale dell'Italia.

Al fine di individuare a livello locale le aree potenzialmente critiche in uno scenario di lungo termine, occorre confrontare i bilanci regionali tra produzione e consumo di energia. La seguente Fig. 2.40 indica la capacità di soddisfare la domanda di energia a livello regionale attraverso le risorse di generazione interne. Alcune Regioni italiane sono fortemente deficitarie, in particolare la Campania e la Basilicata; altre Regioni, come la Calabria, sono invece grandi esportatrici di energia. Considerato tale scenario, è evidente che la rete di trasmissione risulta fortemente impegnata dai flussi di energia scambiati tra le Regioni esportatrici, come la Calabria, verso quelle importatrici, come la Campania.

Il bilancio elettrico della Regione Campania è caratterizzato da una notevole carenza di risorse energetiche: il 60% della domanda regionale viene coperto grazie all'import tramite due linee 380 kV provenienti dalla Calabria e due linee 380 kV provenienti dalla Puglia. Il carico elettrico è concentrato, come già detto, nelle province di Napoli e Salerno; inoltre, è prevista una crescita dei consumi nel periodo 2008-2017 più sostenuta che in passato grazie alle utenze domestiche.

Fig. 2.40. Superi e deficit della produzione di energia rispetto alla richiesta in Italia nel 2007



Fonte: Terna S.p.A.

La Campania risulta la Regione italiana con il più alto deficit di produzione rispetto al fabbisogno necessario (il 60% nel 2007). Il fabbisogno complessivo di energia elettrica nell'anno 2007 è stato di 18.667 GWh con un leggero incremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia è stata pressoché la stessa nei settori del terziario (33,5%), dei consumi domestici (33%) e dell'industria (32%), mentre è in leggero aumento il settore dell'agricoltura (1,5%).

L'energia elettrica in Campania è generata per il 36,9% del fabbisogno elettrico da impianti tradizionali, per il 9,6% da produzione idroelettrica e per il 4% da impianti da fonte rinnovabile. Il parco di generazione è stato potenziato per la copertura del fabbisogno regionale grazie all'entrata in esercizio delle centrali termoelettriche di Sparanise e di Teverola (+821 MW) e di nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile. Lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile negli ultimi 2 anni ha registrato un incremento pari al 7,8% della potenza installata e il dato sarà destinato ad aumentare ulteriormente.

2.3.2 Sicurezza di esercizio e qualità del servizio

La sicurezza è un indice della capacità di un sistema di reagire ai disturbi (cortocircuiti o perdite improvvise di componenti di rete) nel rispetto dei limiti operativi di funzionamento degli elementi di rete. La sicurezza locale riguarda problemi legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con probabile aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete, mentre la qualità del servizio riguarda esigenze che derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di dispacciamento e di distribuzione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite di trasmissione, migliorando i profili di tensione ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidenti benefici economici ed ambientali.

La pianificazione del sistema elettrico ha l'obiettivo di esaminare i necessari interventi di sviluppo per adeguare la rete alla crescita della generazione e all'incremento dei carichi sul territorio, consentendo il raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza di esercizio e qualità del servizio. La Campania, per via dell'elevato consumo e degli ingenti transiti lungo l'intera rete di trasmissione, ha un sistema elettrico difficilmente gestibile in condizioni di sicurezza. In particolare, a causa del notevole import di energia, viene reso difficile il mantenimento di adeguati margini di sicurezza dell'esercizio della rete. Pertanto, considerato l'apporto di energia proveniente dalla Calabria, è particolarmente importante garantire il transito di energia lungo la dorsale tirrenica a 380 kV afferente il nodo di Laino.

2.3.3 Rinforzi di rete previsti

A) Nuove esigenze di Sviluppo Rete

A1) Interconnessione a 150 kV delle isole campane

L'approvvigionamento energetico delle isole di Capri, Ischia e Procida è caratterizzato da rischi elevati di energia non servita (ENS) e da scarsi livelli di qualità del servizio di distribuzione. Inoltre, l'isola di Capri non dispone di una riserva di alimentazione dalla rete del continente ed è alimentata solamente da una centrale termica a gasolio BTZ. L'isola di Ischia è alimentata tramite un collegamento sottomarino a 150 kV tra le Cabine Primarie di Cuma (impianto ubicato ad Ovest di Napoli) e Lacco Ameno; sono inoltre in servizio alcuni elettrodotti in cavo a 30 kV che collegano la CP di Ischia alla CP di Foce Vecchia. Alla rete a 30 kV è interconnessa anche una CP che alimenta l'isola di Procida. Dal punto di vista energetico le isole di Ischia e Procida sono totalmente

dipendenti dalle suddette interconnessioni, non disponendo di alcuna fonte locale di generazione. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti tra il continente e le isole mediante tre tratte in cavo marino a livello 150 kV (Fig. 2.41):

- **Tratta 1°**

La prima tratta riguarda il collegamento a 150 kV tra la nuova SE 150 kV Capri e uno degli impianti di Torre Annunziata (probabilmente la CP di Torre Centro). E' prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 150/MT sull'isola di Capri, per ridurre al minimo le dimensioni della stazione elettrica; vista la difficoltà nel reperire superfici idonee alla realizzazione di una stazione elettrica standard con isolamento in aria, si adotterà la soluzione di una stazione elettrica modulare blindata con isolamento in gas SF6.

- **Tratta 1b**

La seconda fase dell'opera consiste nella realizzazione del collegamento marino tra la nuova SE 150 kV Capri e l'isola di Ischia. Questo collegamento migliorerà l'affidabilità dell'attuale collegamento del sistema isolano alla rete del continente e permetterà un esercizio in sicurezza N-1 dell'interconnessione di Capri.

Le soluzioni possibili di collegamento sono l'esistente CP di Lacco Ameno, di proprietà di ENEL Distribuzione, o attraverso la connessione ad una nuova stazione da localizzare nell'isola di Ischia.

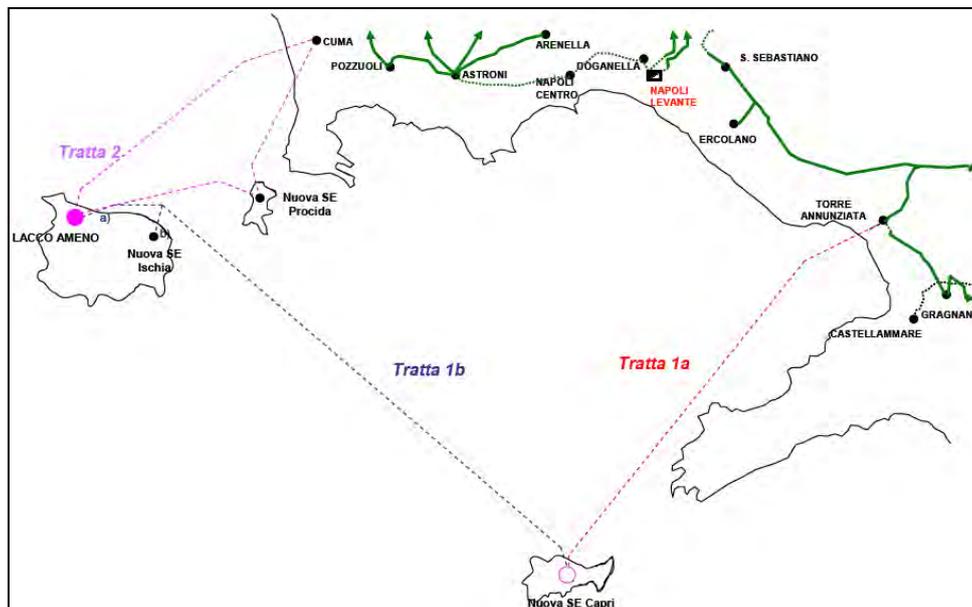
- **Tratta 2**

La portata dell'attuale cavo a 150 kV "Cuma – Lacco Ameno" è inferiore rispetto ai futuri collegamenti e l'aumento dei consumi potrebbe rendere opportuno il raddoppio del suddetto collegamento, mediante la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV.

La possibilità di connettere le isole campane comporterebbe i seguenti benefici per il sistema elettrico:

- incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico;
- incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita;
- maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione del mercato elettrico, che renderebbe meno competitiva l'attuale generazione locale;
- sensibile riduzione delle emissioni inquinanti.

Fig. 2.41. Interconnessione a 150 kV delle isole campane – Lavori programmati.



Fonte: Terna S.p.A.

B) Esigenze di Sviluppo Rete presenti nel PdS 2008

Terna predispone annualmente in collaborazione con le Regioni il Piano di Sviluppo (PdS) della rete elettrica al fine di assicurare l'adeguatezza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) con la necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio. Nell'ambito del PdS 2008 sono stati previsti in Campania i seguenti interventi:

B1) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania – Anno: 2010

Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree di Benevento, Salerno e Potenza.

In particolare, sono previste azioni atte a rimuovere le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice a 150 kV "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi", in modo da realizzare una maggiore capacità di trasporto.

Presso la stazione a 150 kV di Vallesaccarda, già connessa all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri – Lacedonia", saranno realizzati i raccordi di collegamento con la C.le eolica IVPC Anzano e con la stazione RTN di Accadia, entrambe attualmente collegate in derivazione rigida all'elettrodotto 150 kV "Vallesaccarda – Lacedonia".

Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area. Nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è prevista la ricostruzione della direttrice di trasmissione a 150 kV "Montecorvino – Campagna – Contursi – Buccino – Tanagro – Sala Consilina – Padula", in modo da massimizzare la capacità di trasporto.

B2) Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento – Anno: 2013

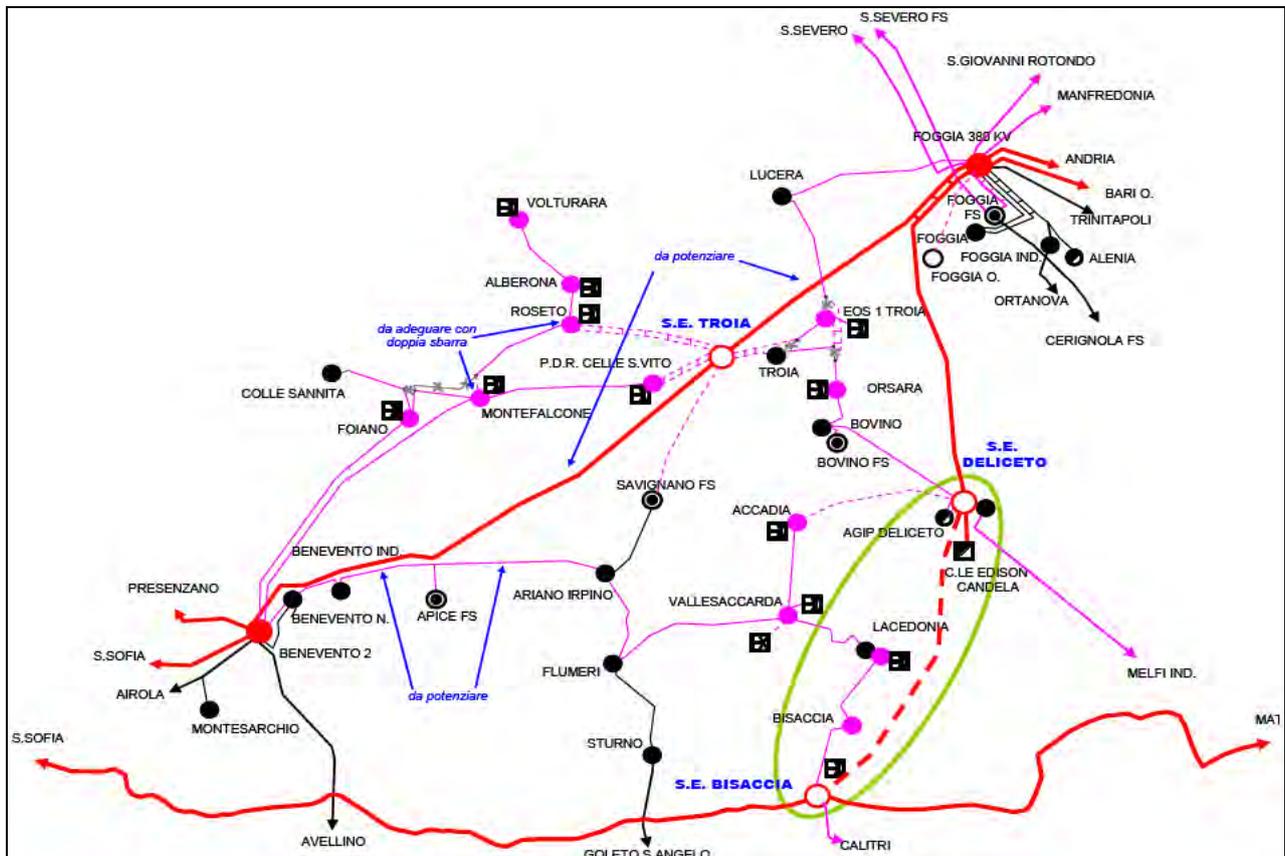
È prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV “Foggia – Benevento II”, necessaria a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area della provincia di Foggia. La stazione, da localizzare nel Comune di Troia, sarà dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre collegata alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, Savignano, CP Troia ed Eos 1 Troia. Le attività programmate prevedono anche l'adeguamento in doppia sbarra delle stazioni esistenti di Roseto e Montefalcone, ed alcuni interventi di riassetto delle linee a 150 kV esistenti nei pressi degli impianti di Foiano e CP Troia.

È in programma la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da inserire sulla linea a 380 kV “Candela – Foggia”, finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra Foggia e Melfi (PZ). La stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente collegata alla locale rete AT.

All'impianto, da localizzare nell'area del Comune di Deliceto, verrà anche raccordata la nuova linea a 380 kV, prevista per il collegamento alla futura stazione elettrica a 380 kV di Bisaccia, da inserire in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV “Matera – S. Sofia”. Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete a 380 kV, “liberando” nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

È in programma la realizzazione di ulteriori nuove stazioni a 380/150 kV nei comuni di Ariano Irpino e Manfredonia. La realizzazione degli interventi consentirà di evitare ulteriori ricostruzioni della rete AT locale, altrimenti necessarie per ridurre i sovraccarichi previsti (Fig. 2.42).

Fig. 2.42. Interventi per gli impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia – Lavori programmati.



Fonte: Terna S.p.A.

B3) Stazione 380 kV a est del Vesuvio (NA)

L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di immissione di energia elettrica dalla rete a 380 kV e da una elevatissima densità di carico; il continuo incremento del fabbisogno e l'insufficiente adeguatezza della rete, allo stato attuale, non garantiscono adeguati margini di sicurezza durante il normale esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento di disservizi e rischio di continue disalimentazioni dell'utenza.

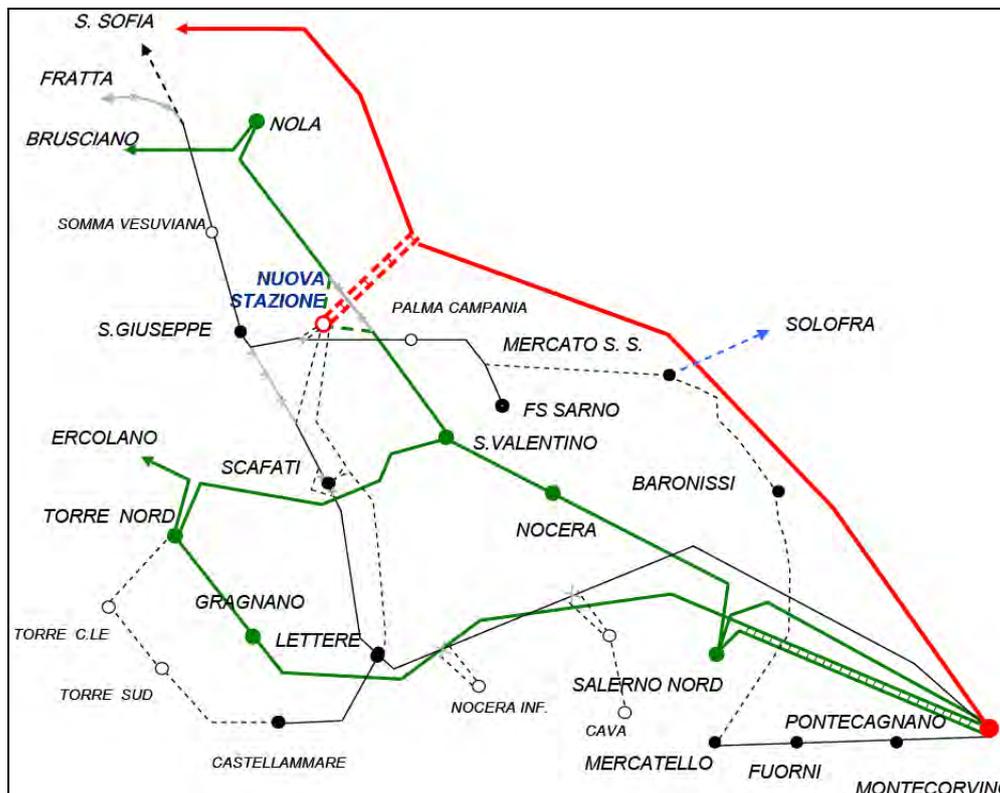
Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle utenze presenti nella penisola sorrentina. Il completamento dell'opera permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.

L'impianto sarà inserito sulla rete primaria AAT mediante la realizzazione di raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Montecorvino – S. Sofia" e alla linea a 220 kV "Nola – S. Valentino".

Inoltre, la nuova stazione alimenterà il sistema a 150 kV mediante la realizzazione di raccordi a 150 kV sulla linea "S. Giuseppe – Scafati – der. Sarno FS" e di un nuovo collegamento a 150 kV con la CP di Lettere.

L'impianto sarà dotato di tre sezioni in doppia sbarra a 380 kV, 220 kV e 150 kV, un ATR 380/220 kV e due ATR 380/150 kV. Al fine di migliorare i profili di tensione della rete nell'area è inoltre prevista l'installazione di una batteria di condensatori. In relazione al previsto aumento dei carichi nell'area a Nord di Salerno è prevista (successivamente alla data indicata) la realizzazione di un ulteriore collegamento a 220 kV con la CP di Torre Nord (Fig. 2.43).

Fig. 2.43. Stazione ad est del Vesuvio – Lavori programmati a lungo termine.



Fonte: Terna S.p.A.

B4) Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II – Anno: 2011/2013

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" e agli adeguamenti negli impianti di Montecorvino e di Benevento II. Presso la stazione di Montecorvino saranno predisposti gli stalli a 380 kV per il collegamento del futuro elettrodotto. L'opera risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

In correlazione con il nuovo elettrodotto sopra citato, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino, da collegare alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia", alla futura linea a 380 kV "Montecorvino – Benevento II". Inoltre saranno realizzati dei raccordi alla rete locale a 150 kV, grazie ai quali sarà assicurata una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino, garantendo anche in futuro un'alimentazione affidabile del carico elettrico previsto in aumento. L'intervento consentirà di operare un ampio riassetto della rete a 150 kV nell'area compresa tra le stazioni di Montecorvino e Benevento II, riducendo

l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture di trasmissione in programma, con evidenti benefici ambientali.

La stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete a 380 kV della Campania delle potenze provenienti dai poli produttivi di Puglia e Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario.

B5) Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II – Anno: 2010¹

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, che risulta molto limitata rispetto alle previsioni future. Pertanto, al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" sarà ricostruito con conduttori di portata maggiore. La realizzazione della ricostruzione, consentirà di avviare un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento. Al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione di un dispositivo per il controllo dei flussi (PST) sulla linea "Foggia – Benevento II".

B6) Riassetto rete a 220 kV città di Napoli – Anno: da definire

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio, anche in corrispondenza dei lavori di potenziamento della centrale di Napoli Levante, è stato pianificato un programma di attività di sviluppo, di seguito descritte nel dettaglio:

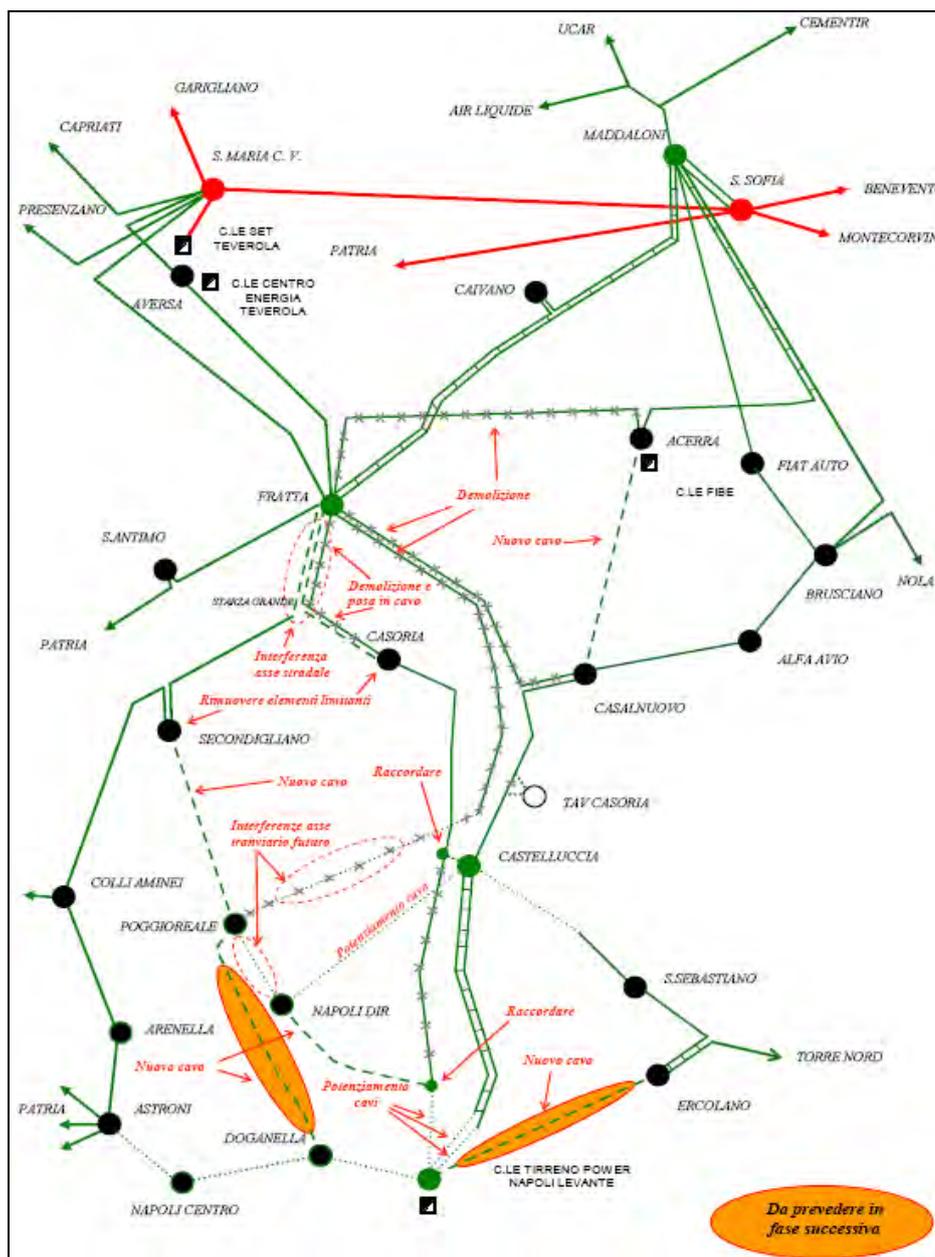
- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV "Fratta – Casoria – Secondigliano", al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti "Fratta – Casoria" e "Fratta – Secondigliano";
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante;
- ricostruzione del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra.

¹ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il primo semestre 2009

A valle di tali interventi, per i quali si impiegherà la soluzione in cavo interrato, sarà possibile procedere alla dismissione di alcuni elettrodotti aerei a 220 kV, con conseguenti benefici ambientali e sociali, in termini di minor occupazione del territorio.

Inoltre, al fine di migliorare la qualità del servizio di alimentazione del carico di Ercolano è allo studio la fattibilità di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Ercolano e la SE Napoli Levante. Infine è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Doganella di adeguata capacità di trasporto (Fig. 2.44).

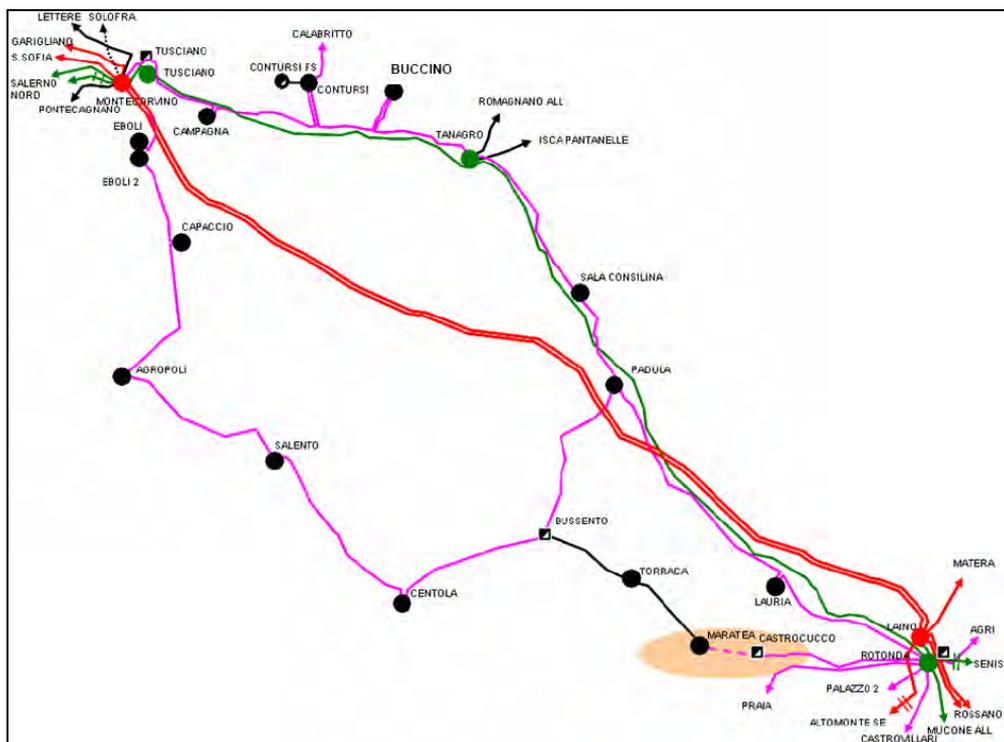
Fig. 2.44. Riassetto rete a 220 kV città di Napoli: lavori programmati.



Fonte: Terna S.p.A.

B7) Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea – Anno: 2013

L'area del Cilento è alimentata dalle SE di Montecorvino e Rotonda, tramite un'estesa rete ad anello a 150 kV, la quale, a causa dell'elevato consumo soprattutto nei periodi estivi, è impegnata da notevoli transiti. Tale assetto comporta un elevato impegno delle trasformazioni nelle due stazioni e un rischio elevato di energia non fornita in condizioni di manutenzione su un tronco del suddetto anello. Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocuoco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni e un minore rischio di disalimentazioni (Fig. 2.45).

Fig. 2.45. Castrocuoco–Maratea: lavori programmati.

Fonte: Terna S.p.A.

B8) Stazione 380 kV S. Sofia (CE) – Anno: 2009

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire alla rialimentazione di un'ampia porzione della rete di distribuzione a 150 kV compresa tra Benevento, Caserta e Nocera, rendono necessario ed improcrastinabile l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV cui attestare alcuni degli elettrodotti a 150 kV presenti nell'area.

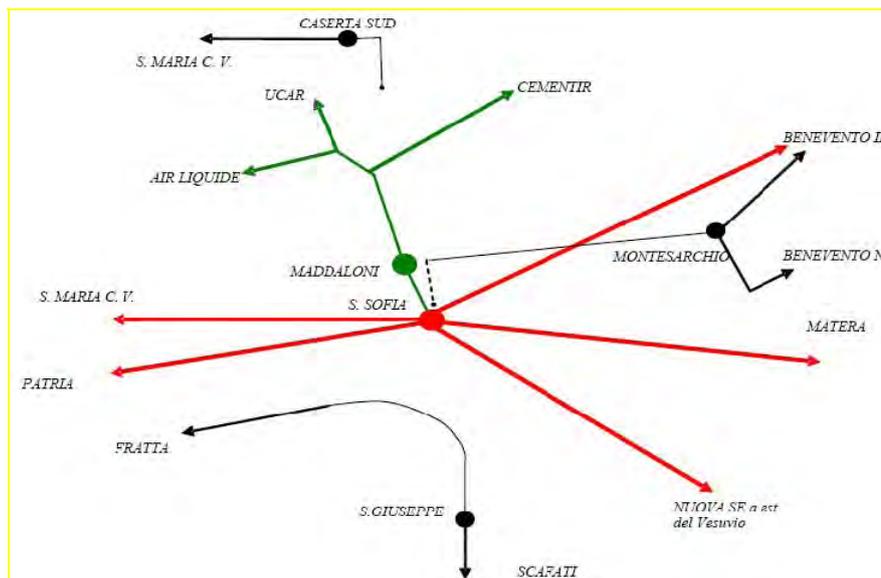
Pertanto, entro la data indicata, presso la stazione di S. Sofia saranno installati due ATR 380/150 kV, sarà ampliata l'esistente sezione a 380 kV e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV, prevedendo spazi per il successivo ampliamento di tale sezione. Al fine di garantire adeguati profili di tensione è previsto l'inserimento di una batteria di condensatori.

In particolare, saranno anticipate il più possibile le attività finalizzate ad alimentare dal nodo 380/150 kV di S. Sofia il raccordo (già realizzato) di collegamento alla direttrice di distribuzione a 150 kV "Airola – Montesarchio – Benevento II".

La linea di distribuzione “S. Sofia – Airola” è già realizzata e le previsioni del distributore locale per l’ultimazione delle restanti due linee di distribuzione da raccordare alla sezione a 150 kV di S. Sofia sono (Figg. 2.46 e 2.47):

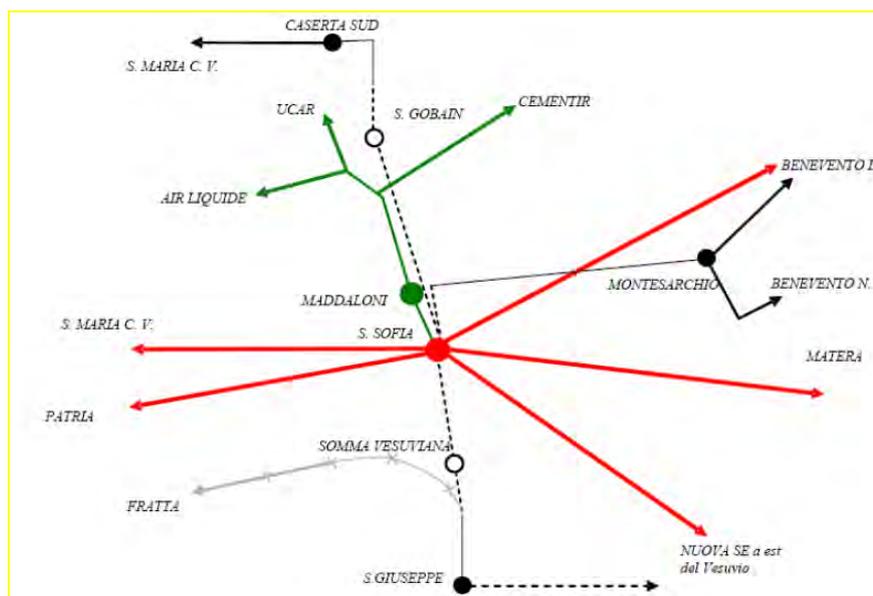
- “S. Sofia – Caserta Sud”;
- “S. Sofia – Somma Vesuviana – S. Giuseppe”.

Fig. 2.46. Stazione di S. Sofia: assetto attuale.



Fonte: Terna S.p.A.

Fig. 2.47. Stazione di S. Sofia: assetto futuro.



Fonte: Terna S.p.A.

B9) Stazione 380 kV Garigliano (CE) – Anno: 2009

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Garigliano una batteria di condensatori da 54 MVAR.

B10) Stazione 220 kV Maddaloni (CE) – Anno: 2009

Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende tra l'altro il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di corto circuito. La data indicata si riferisce alle attività da anticipare relative all'adeguamento degli stalli linea n. 237 per Frattamaggiore, n. 238 per Graftech e dello stallo TR1.

*Sviluppo della domanda e della generazione***A1) Richieste di connessione alla RTN della Regione Campania**

Al fine di permettere lo sfruttamento delle produzioni delle fonti rinnovabili sono previsti rinforzi strutturali della RTN necessari a limitare il rischio di congestioni, anche quando questi siano riconducibili alla connessione di nuovi impianti di generazioni. Tali rinforzi sono finalizzati a migliorare la 100ispacci abilità degli impianti esistenti ed a consentire la connessioni di ulteriori impianti futuri. In particolare, in Campania è prevista una nuova stazione di trasformazione a 380/150 kV per la raccolta e lo smistamento della generazione degli impianti da fonte eolica in via di realizzazione. Pertanto oltre alle stazioni già previste nei precedenti PdS, sarà realizzato un nuovo impianto nel comune di Ariano Irpino. In aggiunta a tale impianto, è emersa nel corso del 2008 l'esigenza di nuovi ulteriori stazioni di trasformazione di connessione di nuovi parchi eolici che hanno presentato regolare richiesta di allacciamento alla RTN in Campania (Tab. 2.37). Per tali nuove stazioni sarà definita con i titolari degli impianti eolici la relativa localizzazione. Non si esclude inoltre che, qualora la rete non fosse adeguata a connettere alla RTN l'ingente taglia dei parchi, si renderebbe necessario il potenziamento dei collegamenti a 380 kV.

Tab. 2.37. Richieste di connessione da fonte rinnovabile in Campania con STMG accettata

Tipologia impianto	Numero richieste
Eolico	141
Biomassa	9
Fotovoltaico	3
Ciclo combinato	6
Totale	159

Fonte: Terna S.p.A.

A2) Sviluppo rete

Si riportano nella Tab. 2.38 le richieste di connessione alla RTN autorizzate (nel caso di impianti di produzione) e suddivise per tipologia di connessione (produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale, cabine primarie), per ciascuna delle quale è riportato la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tab. 2.38. Richieste di connessione alla RTN autorizzate

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
Centrale eolica	CER – Consorzio Energie Rinnovabili (AV)	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della futura stazione 380 kV di Bisaccia collegata in entra-esce alla linea a 380kV “Matera – S. Sofia”.	2011
Centrale eolica	Daunia Wind SRL (AV)	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Faeto	2009
Centrale eolica	Ecoenergia Campania S.r.l. (AV)	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Bisaccia	2009
Centrale eolica	Edens (Parco eolico San Bartolomeo SRL) (SA)	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Castelnuovo di Conza. Attualmente connesso con soluzione provvisoria.	2009/2010
Centrale eolica	C.le AceaElectrabel Produzione di Sicignano degli Alburni (SA)	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da collegare entra-esce alla linea 150 kV “Campagna – Contursi”. Attualmente connessa con soluzione transitoria.	2009
Centrale termica	Edison di Orta di Atella (CE)	In antenna alla nuova stazione 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV “S. Sofia – Patria”	da definire
Centrale termica	Energy Plus SPA (SA)	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV di Montecorvino	da definire
Centrale eolica	Fw Power S.r.l. (AV)	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV “Lacedonia – Vallesaccarda – cd Anzano”.	2010
Centrale eolica	Natural Energy S.r.l. (SA)	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV “Tanagro – Sala Consilina”.	2010
Centrale eolica	Sorgenja di Cupone SPA (SA)	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Castelnuovo di Conza.	2009/2010
Centrale eolica	Tirreno Power di Napoli Levante	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento 220 kV di Napoli Levante	2009
Centrale eolica	Wind Energy Foiano Srl (ex Energia e Servizi S.r.l.) (BN)	In antenna a 150kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entraesce alla linea 150 kV “Foiano – Roseto Valfortore”.	2009/2010
Centrale eolica	Ferrero S.p.A. (AV)	In entra-esce alla linea 150 kV “Goletto S. Angelo – Sturno”.	2010
Centrale eolica	Parco eolico di Faeto WWEH S.r.l. (BN)	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV “Celle San Vito – Montefalcone”	2009
Centrale eolica	Accornero S.p.A. (BN)	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV “Cercemaggiore – Colle Sannita”	2010
Centrale eolica	Gongolo S.r.l. (AV)	In antenna 150kV alla nuova stazione di smistamento 150kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Ariano – Flumeri”.	Da definire
Cabina Primaria	Polla (SA)	In entra-esce alla linea 150 kV “Tanagro – CP Sala Consilina”.	2010
Cabina Primaria	TAV Casoria (NA)	In entra-esce alla linea a 220 kV “Fratta – Poggioreale”. In fase di localizzazione	2011
Cabina Primaria	Pontelandolfo (BN)	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Benevento II.	2012
Cabina Primaria	Nola 2 (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	S. Valentino 2 (SA)	C.P. esistente in entra-esce alla linea a 220 kV “S. Valentino – Nocera”, si prevede un ampliamento della sez. AT.	Da definire
Cabina Primaria	Interporto Maddaloni (CE)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Monte S. Angelo (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Di Vittorio (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Bagnoli (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Palma Campania (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Ascea (SA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire

Cabina Primaria	Acerra 2 (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Lustra (SA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Sanza (SA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
Cabina Primaria	Celle (SA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire

Fonte: Terna S.p.A.

2.4. La rete del gas naturale

2.4.1 Quadro attuale

La rete regionale gasdotti (Fig.2.48), quale risultato dell'intervento di metanizzazione nel Mezzogiorno, risulta sufficientemente magliata nel sistema infrastrutturale regionale, salvo una presenza poco significativa nell'area del Cilento ed una totale assenza nel sistema insulare e nella zona della penisola Sorrentina.

La presenza della rete regionale è, comunque, condizione propedeutica allo sviluppo di una rete di distribuzione commerciale.

Il Gestore di rete, Snam Rete Gas del gruppo Eni, ha evidenziato che, in base alla normativa vigente ed ai regolamenti dettati dall'Autorità per l'Energia ed il Gas, l'attivazione dei progetti di sviluppo della rete, Nazionale o Regionale che sia, può avvenire per rispondere a dei bisogni denunciati dal territorio.

In tale ottica il Gestore, Snam Rete Gas, ha programmato un Piano di sviluppo della rete regionale, predisponendo un significativo numero di progetti di intervento finalizzati sia al potenziamento di reti esistenti, sia alla costruzione di nuove infrastrutture. I punti salienti del piano di sviluppo, così come sintetizzati dalla stessa Snam Rete Gas, sono riportati al prossimo paragrafo.

Il completamento dei rispettivi iter di autorizzazione consentirà alla rete regionale di arricchirsi di opere infrastrutturali tali da consentire una prima soluzione dei problemi, innanzi richiamati, sulla distribuzione del gas nelle aree attualmente carenti o che ne sono completamente prive.

A tale proposito, si ritiene opportuno citare quanto meno due tra i più significativi interventi attualmente in corso:

- la metanizzazione dell'isola di Ischia, affidata ad Ischiagas (società del Gruppo CPL Concordia), nell'ambito di un project financing da oltre 18 milioni di euro; il progetto prevede la realizzazione, entro il giugno 2009, di circa 15 km di condotta sottomarina (dalla cabina di prelievo di Bacoli in terraferma fino a Ischia Porto) e 45 km di tubazioni interrato per servire gli utenti di Ischia, e, in prospettiva, consentirà anche ai comuni di Procida, Casamicciola, Lacco Ameno e Forio l'utilizzo del collegamento con la rete del comune di Ischia Porto, per avviare la metanizzazione nei rispettivi comuni;
- la metanizzazione di alcuni comuni della penisola Sorrentina (Meta, Piano, Sant'Agnello, Sorrento e Massalubrense), affidata a Seteap (società al 70% Napoletanagas ed al 30% Arips, consorzio formato dai comuni interessati); in questo caso, sono previsti oltre 140 chilometri di tubazioni stradali, circa 115 chilometri di condotte per l'allacciamento all'utenza, 9 gruppi di riduzione della pressione gas, per un investimento complessivo di circa 20 milioni di euro, e la conclusione dell'intervento è prevista entro la fine del 2010.

Per quanto riguarda la zona del Cilento, esistono iniziative e proposte progettuali finalizzate all'adeguamento e completamento della rete; tuttavia, dato il numero relativamente modesto di utenze da raggiungere, la capacità di autofinanziamento delle opere da realizzare, mediante tariffa, è parziale, e ciò renderebbe necessario l'apporto di capitale pubblico, al fine di garantire al concessionario la sostenibilità economico-finanziaria dell'intervento.

Stato della Rete Gasdotti Regionale

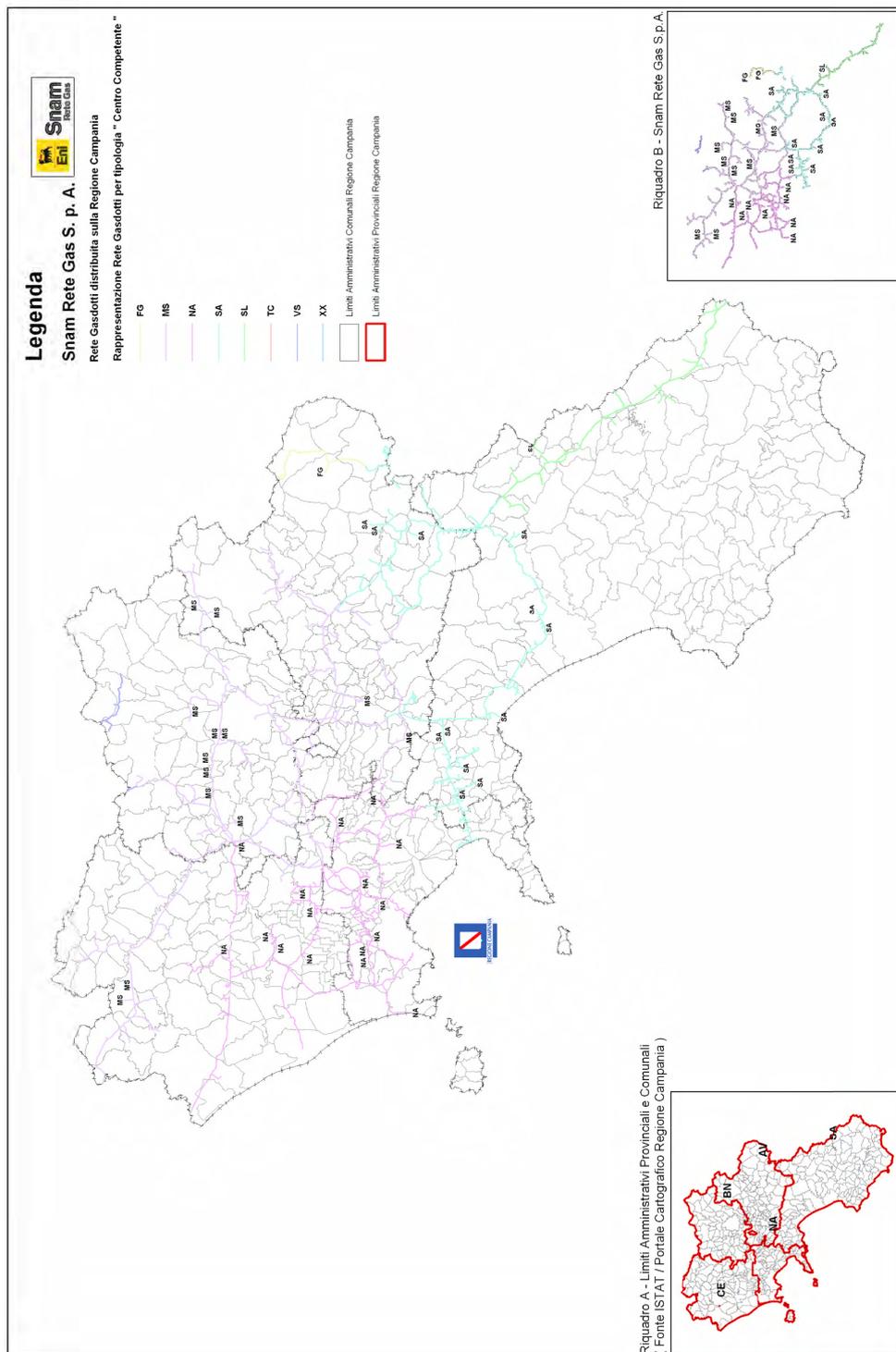


Figura 2.48. Stato della Rete Gasdotti Regionale

2.4.2 Sviluppo delle infrastrutture di trasporto Snam Rete Gas nella Regione Campania

Il piano di sviluppo delle infrastrutture di trasporto Snam Rete Gas nella Regione Campania include numerosi progetti, inerenti sia la Rete Nazionale che la Rete Regionale, che sono caratterizzati da differenti gradi di definizione; infatti tra i progetti attualmente previsti vi sono opere per le quali sono già state avviate le fasi realizzative, altre per le quali sono in corso le attività di ingegneria ed acquisizione dei permessi ed altre ancora per le quali l'avvio di tali attività è previsto nel prossimo quadriennio.

I programmi di sviluppo infrastrutturale contenuti nel presente documento non costituiscono un impegno vincolante per Snam Rete Gas che, pertanto, si riserva il diritto di modificarli ogni qualvolta nuovi elementi, quali ad esempio evoluzioni delle esigenze di mercato differenti da quelle ipotizzate, lo rendano necessario.

L'individuazione delle opere pianificate tiene conto delle richieste di connessione alla rete dei metanodotti da parte di operatori interessati a realizzare nuove reti di distribuzione e impianti industriali, delle previsioni di trasporto sui metanodotti esistenti in base alle immissioni di gas sulla rete nazionale nel sud Italia e dell'andamento dei consumi di gas naturale nella regione.

Nuovi allacciamenti

Per quanto riguarda i nuovi allacciamenti, ai sensi delle direttive europee (Direttiva 98/30/CE), della legislazione nazionale (Decreto Legislativo 164/00 o "Decreto Letta") e delle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Snam Rete Gas è tenuta a dare accesso alla propria rete ai soggetti richiedenti, purché le opere necessarie per realizzare l'allacciamento siano fattibili dal punto di vista tecnico ed economico. Le procedure che regolano la realizzazione dei nuovi allacciamenti sono stabilite dal Codice di Rete Snam Rete Gas, approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con Delibera n° 75/ 03 del 1° luglio 2003 .

A fronte di una richiesta di allacciamento, corredata dagli elementi informativi essenziali (*allegato modulo di riepilogo*), Snam Rete Gas concorda con il soggetto richiedente l'ubicazione del punto di riconsegna e successivamente provvede a formulare la propria offerta per la realizzazione dell'allacciamento. Qualora il richiedente sottoscriva le condizioni proposte, si dà avvio alle attività relative alla realizzazione dell'opera richiesta.

Attualmente sono in corso di realizzazione 21 nuovi allacciamenti (*elencati nella tabella allegata e riepilogati in quella sottostante*), finalizzati a collegare alla rete di trasporto Snam Rete Gas i nuovi punti di riconsegna interconnessi con clienti finali o imprese di distribuzione,.

Snam Rete Gas ha inoltre pianificato il metanodotto Derivazione per Sapri, nell'area meridionale della regione, che è un potenziamento della rete di trasporto in funzione della realizzazione dei nuovi allacciamenti ai punti di riconsegna a servizio dei comuni di Sapri, Camerota e San Giovanni a Piro.

Tabella 2.39. Riepilogo delle caratteristiche degli allacciamenti attualmente in corso di realizzazione.

Provincia	N°	Diametro (mm)	Lunghezza complessiva (km)
<i>AV</i>	3	100	0,920
<i>CE</i>	7	100	2,300
<i>NA</i>	8	100	2,000
<i>SA</i>	9	100-250	3,660

Potenziamenti della rete di trasporto

Per quanto riguarda i potenziamenti della rete, gli interventi più rilevanti riguardano il potenziamento delle strutture di importazione da sud, che consentiranno di incrementare la capacità di trasporto dei punti di entrata esistenti e/o di nuova realizzazione nel Sud Italia, alla luce dei progetti di importazione e terminali GNL presenti.

In particolare sono in corso le attività di realizzazione del potenziamento della centrale esistente di Montesano e le attività di ingegneria e acquisizione permessi dei seguenti progetti:

- metanodotto Policastro – Montesano e linea sottomarina Monforte San Giorgio – Policastro di collegamento tra le coste siciliana e campana,
- i metanodotti Montesano-Buccino, Melizzano-Campochiaro e Biccari-Campochiaro, di potenziamento della direttrice sud/nord.

L'avvio delle fasi realizzative delle opere per le quali sono in corso le attività di ingegneria e acquisizione permessi, potrà avvenire solo a valle dell'assunzione da parte degli utenti del sistema di impegni per l'utilizzo delle capacità di trasporto.

Le attività di progettazione e acquisizione permessi già avviate consentiranno di abbreviare i tempi di realizzazione delle nuove infrastrutture, quando saranno effettivamente assunti gli impegni con gli utenti, consentendo quindi di accelerare al massimo la disponibilità delle capacità di trasporto funzionali all'ingresso sul mercato italiano dei nuovi approvvigionamenti.

Sono inoltre in fase di realizzazione diversi potenziamenti di metanodotti della rete regionale nelle province di Avellino, Salerno, Napoli, e Caserta, a fronte di incrementi localizzati dei consumi.

Nell'area nord occidentale della regione sono in corso di definizione alcuni potenziamenti finalizzati a incrementare le capacità di trasporto delle condotte che alimentano l'area di Napoli (Met. Melizzano-Piana di Monte Verna e Piana di Monte Verna-Capua).

Altre opere minori di potenziamento sono in corso di definizione nelle province di Napoli e Benevento.

I progetti di potenziamento della rete di trasporto attualmente in corso sono elencati in Tabella 2.40, e, graficamente, in figura.49.

Mantenimenti della rete di trasporto

Snam Rete Gas pianifica inoltre ulteriori interventi di manutenzione per ottimizzare lo standard di esercizio della rete, per apportare migliorie in termini di sicurezza o per la mitigazione ambientale degli impianti stessi.

Alcuni interventi di manutenzione vengono inoltre eseguiti in conseguenza di richiesta di terzi (Pubbliche Amministrazioni o Ditte private) qualora la realizzazione di nuove opere, di interesse pubblico o privato, interferisca con l'impiantistica della rete di trasporto del gas naturale esistente.

Attualmente, sul territorio della Regione Campania, sono pianificati numerosi investimenti relativi al mantenimento e/o al miglioramento della rete esistente, che prevedono:

- la realizzazione di opere di difesa dai rischi derivanti da dissesti idrogeologici;
- l'adeguamento alle normative, il miglioramento della compatibilità ambientale e della affidabilità della rete, quali ad esempio:
 - insonorizzazione impianti di regolazione della pressione;
 - razionalizzazione impianti di intercettazione e di regolazione;
 - realizzazione di interconnessioni tra porzioni di rete;
 - modifiche impiantistiche sui gasdotti per consentire la loro ispezionabilità interna durante il loro normale esercizio;
- la realizzazione di varianti o adeguamenti impiantistici, richiesti da Terzi, per rendere compatibili i metanodotti con altre opere infrastrutturali o insediamenti edilizi.

Tabella 2.40. Progetti di potenziamento della rete di trasporto in Campania (Fonte: Snam Rete Gas).

Progetto		Lunghezza metanodotto [m] -	DN metanodotto [mm]
		Potenza impianto di compressione [MW] x n° unità	Potenzialità impianto di riduzione [Sm ³ /h]
Interventi Avviati			
NC/02095	Centrale di Montesano (potenziamento)	25 x 1	-
NR/05102	Metanodotto Biccari - Campochiaro (Inge & Perm.)	21.910	1.200
NR/06187	Sealine Monforte S. Giorgio - Policastro (Inge & Perm)	2.745	800
NR/03107	Metanodotto Montesano-Buccino (Inge & Perm)	62.000	1.200
NR/03107	Metanodotto Melizzano-Campochiaro (Inge & Perm)	42.000	1.200
NR/06186	Metanodotto.Policastro-Montesano (Inge & Perm)	42.250	1.200
NR/05126	Met. Derivazione per Sapri	21.200	250
NR/03058	Met. Pot. Spina Cava dei Tirreni	5.400	250
NR/03397	Met. Pot. All.to Com. di Marano di Napoli	450	150
NR/03398	Met. Pot. All.to Com. di Qualiano e Villaricca	3	150
NR/04286	Met. Pot. Derivazione per Avellino	1.500	250
NR/04310	Met. Pot. Spina Cava dei T. 2° Tratto (5 bar)	1.500	200
NR/05147	Met. Pot. All.to Com. di Melito di Napoli	210	150
NR/05259	Met. Pot. All.to Com. di Casoria 2a presa	971	200
NR/05260	Pot. Imp. di riduzione n° 813 di Lioni (AV)	-	10.000
NR/06254	Met. Pot. Spina Area Ind. Di Capua	4.200	250
Interventi pianificati			
NR/02048	Met. Piana di Monte Verna - Capua	20.700	750
NR/03040	Met. Pot. Melizzano - Piana di Monte Verna	20.000	750
NR/03396	Met. Pot. All.to Com. di Casandrino	20	150
NR/05148	Met. Pot. All.to Com. di Caivano	3.200	150
NR/05149	Met. Pot. rete di Arzano (12 bar)	1.300	150
NR/05189	Met. Pot. All.to Com. di Calvizzano (NA)	5	150
NR/08123	Pot. Imp. Reg. di Melizzano n° 1/D	-	500.000

Figura 2.49. Sviluppo della Rete Gasdotti Regionale



CAPITOLO 3. Efficienza energetica

I D.M. del 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica, come aggiornati dal D.M. 21/12/2007, prevedono, per gli anni 2009-2012, il conseguimento dei seguenti obiettivi nazionali di risparmio energetico:

Obiettivi di risparmio energetico in campo ai Distributori fissati dai D.M. 20/07/2004 e dal D.M. 21/12/2007 per gli anni dal 2009 al 2012 (Mtep/anno)

Anno	Settore elettrico	Settore gas
2009	1,8	1,4
2010	2,4	1,9
2011	3,1	2,2
2012	3,5	2,5
Valore cumulato 2009-2012	10,8	8,0

Dal momento che i consumi di energia elettrica e gas naturale in Campania sono pari all'incirca al 5,5% ed al 2,3% di quelli nazionali, rispettivamente, adottando un criterio semplificato di diretta proporzionalità si può stimare che gli obiettivi cumulati nazionali al 2012 corrispondano, a livello regionale, ad una riduzione nei consumi di energia elettrica pari a circa 3.200 GWh/anno² (0,60 Mtep/anno in termini di energia primaria) e ad una riduzione dei consumi di gas naturale pari a circa 0,18 Mtep/anno (oltre 200 milioni di Sm³/anno), per un totale di 0,78 Mtep/anno, pari all'8% circa del fabbisogno energetico regionale.

Si può dunque concludere che il solo conseguimento, nell'ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, di obiettivi di risparmio energetico in linea con i valori attesi a livello nazionale consentirebbe, entro il 2013, non solo di stabilizzare, ma addirittura di ridurre i consumi finali e lordi di energia in Campania, rispetto ai valori attuali³.

In buona parte, il raggiungimento degli obiettivi di cui sopra è legato alla naturale evoluzione del mercato, attualmente sostenuto in modo abbastanza efficace dai meccanismi di incentivazione esistenti, sia nel settore del risparmio energetico che in quello delle fonti rinnovabili (oltre al già citato meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, si ricordano quelli del Conto Energia per il fotovoltaico, dei Certificati Verdi, delle tariffe incentivanti omnicomprendenti in conto energia per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, dello scambio sul posto, etc.).

La Regione potrà però supportare tale evoluzione, ad esempio:

- sviluppando un'efficiente azione di comunicazione ed informazione;
- attivando tutti i possibili strumenti per incentivare la realizzazione sul proprio territorio degli interventi previsti dai decreti sull'efficienza energetica: in questo ambito, potrebbe essere ad esempio valutata la possibilità di introdurre meccanismi di finanziamento, rivolti agli utenti finali, collegati alla concessione, da parte dell'Autorità per l'Energia, di titoli di efficienza

² Assumendo un fattore di conversione da energia elettrica ad energia primaria di $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh, corrispondente ad un rendimento medio del 46% (Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas EEN/3/08).

³ È utile ribadire che l'obiettivo di stabilizzazione del fabbisogno energetico lordo regionale da fonte fossile è ragionevolmente conseguibile se si assume come riferimento un valore attuale del consumo lordo calcolato includendo anche i consumi di energia primaria fossile corrispondenti alle attuali importazioni di energia elettrica, ovvero applicando per tali importazioni il coefficiente di conversione da energia elettrica ad energia primaria di $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh di cui alla nota precedente.

energetica per interventi realizzati presso gli stessi utenti; inoltre, la Regione potrebbe promuovere il ricorso al Servizio Energia, in particolare presso utenze pubbliche e condomini, coerentemente con le indicazioni contenute nel D. Lgs. 115/08;

- supportando i meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili già esistenti, nel rispetto delle normative in materia di compatibilità degli incentivi (ad esempio mediante il finanziamento di impianti fotovoltaici con contributi a fondo perduto non superiori al 20% dei costi ammissibili di investimento);
- assumendo iniziative idonee ad assecondare il corretto funzionamento dei meccanismi di incentivazione al risparmio energetico derivanti dall'applicazione dell'*Emission Trading System* ed a promuovere l'estensione del campo di applicazione della relativa direttiva a settori ed imprese non formalmente inclusi nella stessa, ad esempio mediante accordi su base volontaria;
- effettuando interventi sul proprio parco edilizio (*best-practices*), e valorizzandoli direttamente in qualità di soggetto abilitato alla richiesta di titoli di efficienza energetica ai sensi del D.M. 21/12/2007.

Per quanto riguarda specificamente gli interventi realizzabili per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica o termica, si rimanda, ovviamente senza alcuna pretesa di esaustività, all'elenco riportato di seguito.

*Alcune tipologie di intervento per la riduzione dei consumi finali
di energia elettrica e termica da fonte convenzionale*

	<i>Usi civili</i>	<i>Usi industriali</i>
<i>Usi elettrici</i>	Riduzione degli usi elettrici non obbligati (ex.: scalda-acqua elettrici)	Installazione di azionamenti elettrici a velocità variabile
	Diffusione di elettrodomestici ad alta efficienza	Installazione di motori elettrici alta efficienza
	Installazione di sistemi di illuminazione ad alta efficienza	Installazione di sistemi alimentati da fonte rinnovabile (solare fotovoltaico e termodinamico, biomasse, microeolico)
	Installazione di sistemi alimentati da fonte rinnovabile (solare fotovoltaico)	
<i>Usi termici</i>	Isolamento involucro, schermature	Installazione di generatori di calore ad alta efficienza
	Installazione di pompe di calore e generatori di calore ad alta efficienza	Ricomprensione meccanica o termica del vapore ed evaporatori multieffetto nei processi di concentrazione
	Installazione di climatizzatori ad alta efficienza	Installazione di sistemi alimentati da fonte rinnovabile (solare termico, solar cooling/refrigeration, biomasse)
	Installazione di sistemi alimentati da fonte rinnovabile (solare termico, biomasse, geotermia, solar cooling,)	

Tra questi interventi, di particolare interesse appaiono quelli basati sull'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria e/o il riscaldamento ambientale, in considerazione delle incentivazioni previste dalle Leggi finanziarie 2007 e 2008 e tuttora confermate almeno fino al 2010, oltre che degli obblighi introdotti dal D. Lgs. 311/06 in merito all'utilizzo del solare termico, nei nuovi edifici e negli interventi di nuova installazione o ristrutturazione di impianti termici in edifici esistenti. In questo settore, si ritiene conseguibile, a livello regionale, un obiettivo minimo di incremento della superficie di pannelli installata di 50.000

m² entro il 2013 e 100.000 m² entro il 2020, con conseguenti risparmi di energia primaria dell'ordine, rispettivamente, di 3 ktep/anno e 6 ktep/anno. In uno scenario avanzato, questi obiettivi potrebbero anche essere raddoppiati, ma molto dipenderà, anche in questo caso, dall'evoluzione del mercato e dalla permanenza o meno, dopo il 2010, di un quadro normativo favorevole, almeno quanto quello attuale.

Nel settore dei trasporti, in attesa di stime più precise basate sull'analisi degli interventi pianificati a livello regionale e locale, si assumono indicativamente i seguenti obiettivi minimi:

- risparmio energetico rispetto allo scenario tendenziale ENEA (v. capitolo 2), ipotesi "Alta", pari almeno al 2% nel 2013 ed al 5% nel 2020;
- contributo da biocombustibili pari almeno al 2% nel 2013 ed al 10% nel 2020.

In questo settore, gli obiettivi saranno perseguiti anche mediante la promozione di interventi a sostegno:

- dello sviluppo di un mercato per veicoli ecologici (elettrici, ibridi, a metano o gpl, a biocombustibili);
- dell'utilizzo di biocombustibili da biomasse selezionate provenienti da filiera corta nel trasporto pubblico su gomma;
- della razionalizzazione dei comportamenti dei cittadini in materia di trasporto (car-sharing, ricorso al mobility manager per le grandi aziende ed enti pubblici, corretto uso degli pneumatici);
- del potenziamento e dell'incentivazione del trasporto su ferro, a livello regionale e locale, per merci e passeggeri, in accordo con quanto specificamente previsto dalla pianificazione di settore.

3.1. Analisi energetica del patrimonio edilizio della Regione Campania e valutazione dei risparmi conseguibili

Per effettuare la stima del risparmio energetico il patrimonio edilizio regionale esistente è stato caratterizzato suddividendolo, preliminarmente, in tre settori: residenziale, terziario e pubblica amministrazione. Nell'ambito di questa analisi, il settore residenziale in Campania è stimato pari al 90% dell'edilizia totale presente, mentre il resto (edilizia pubblica, settore terziario, etc.) è valutato pari al rimanente 10%. Sono comunque esclusi i fabbricati per usi industriali. La stima del potenziale risparmio energetico dell'intero parco edilizio regionale, è quindi ricavato incrementando quello del settore residenziale del 10%. Tale ipotesi è ovviamente affetta da errore poiché ad esempio l'edilizia pubblica per sua natura presenta nella realtà un potenziale di risparmio ben differente da quello considerato. Inoltre, non vengono presi in considerazione i carichi termici, e conseguentemente neanche i potenziali risparmi, del periodo estivo. Per questi e per altri motivi che si delineeranno di seguito, i risultati di questo studio non possono essere presi come un riferimento definitivo ma solo come una stima di prima approssimazione.

I dati di partenza, necessari per la caratterizzazione energetica del patrimonio edilizio esistente, sono: le volumetrie, le superfici disperdenti, l'epoca di costruzione e le tipologie edilizie. Attraverso tali parametri è quindi possibile valutare nel periodo di riscaldamento le dispersioni

termiche degli edifici e calcolare il relativo fabbisogno di energia primaria. L'analisi effettuata è suddivisa in varie fasi, di seguito riportate.

Raccolta dati

Sono stati reperiti i dati caratterizzanti il patrimonio edilizio regionale (numero di abitazioni, numero di edifici, tipo di struttura, abitazioni occupate, epoche di costruzione, tipologia di impianto di riscaldamento e combustibile adoperato, numero di piani dell'edificio, classi di superfici e contiguità con altri edifici). Le fonti utilizzate sono state: ISTAT, censimento 2001, elaborazioni ENEA sui dati energetici regionali e pubblicazione ANCE. Alcuni dati raccolti sono riportati dalla Tabella 3.1 alla Tabella 3.5..

Tabella 3.1. Abitazioni in edifici suddivise per uso, occupazione, presenza di impianto di riscaldamento e superfici (Censimento ISTAT 2001).

Province	Abitazioni in edifici ad uso abitativo	Abitazioni occupate da persone residenti	Abitazioni occupate da persone residenti con impianto di riscaldamento	Superficie (m2) delle abitazioni occupate da persone residenti
Caserta	346.447	278.520	259.337	26.974.941
Benevento	123.265	101.040	98.653	10.301.216
Napoli	1.068.746	964.635	763.604	82.059.347
Avellino	196.792	149.985	148.049	15.091.470
Salerno	454.522	356.665	327.044	33.842.965
Campania	2.189.772	1.850.845	1.596.687	168.269.939

Tabella 3.2. Abitazioni occupate da persone residenti con impianto di riscaldamento, suddivise per tipologia di impianto di riscaldamento (Censimento ISTAT 2001).

Province	Impianto fisso centralizzato ad uso di più abitazioni	Impianto fisso autonomo ad uso esclusivo dell'abitazione	Apparecchi singoli fissi che riscaldano tutta o la maggior parte dell'abitazione	Apparecchi singoli fissi che riscaldano solo alcune parti dell'abitazione
Caserta	14.885	133.887	50.719	78.459
Benevento	5.126	57.975	20.556	27.615
Napoli	115.298	407.607	107.843	169.227
Avellino	7.576	95.737	37.896	32.042
Salerno	13.968	181.337	60.113	102.369
Campania	156.853	876.543	277.127	409.712

Tabella 3.3 Abitazioni in edifici ad uso abitativo, suddivise per epoca di costruzione (Censimento ISTAT 2001).

Province	Epoca di costruzione							Totale
	Prima del 1919	Dal 1919 al 1945	Dal 1946 al 1961	Dal 1962 al 1971	Dal 1972 al 1981	Dal 1982 al 1991	Dopo il 1991	
Caserta	45.754	29.331	36.930	68.540	86.736	50.925	28.231	346.447
Benevento	18.838	12.237	15.870	25.847	20.537	18.939	10.997	123.265
Napoli	162.931	101.722	175.794	251.220	168.799	154.558	53.722	1.068.746
Avellino	20.085	14.519	15.612	32.009	35.495	55.581	23.491	196.792
Salerno	68.859	37.986	60.823	90.437	85.798	76.869	33.750	454.522
Campania	316.467	195.795	305.029	468.053	397.365	356.872	150.191	2.189.772

Tabella 3.4. Edifici suddivisi per numero di piani fuori terra (Censimento ISTAT 2001).

Province	Numero dei piani fuori terra				Totale
	1	2	3	4 o più	
Caserta	39.866	107.655	17.761	6.025	171.307
Benevento	13.245	50.863	10.825	2.175	77.108
Napoli	65.856	121.349	42.432	33.012	262.649
Avellino	27.187	70.819	15.612	4.077	117.695
Salerno	46.992	103.042	30.712	13.242	193.988
Campania	193.146	453.728	117.342	58.531	822.747

Tabella 3.5. Edifici suddivisi per contiguità (Censimento ISTAT 2001).

Province	Contiguità con altri edifici			
	Su nessun lato	Su un lato	Su due o più lati	Totale
Caserta	68.700	41.996	60.611	171.307
Benevento	39.048	19.046	19.014	77.108
Napoli	116.324	74.951	71.374	262.649
Avellino	60.224	27.208	30.263	117.695
Salerno	99.177	49.132	45.679	193.988
Campania	383.473	212.333	226.941	822.747

Gestione ed elaborazione dati

I dati raccolti sono stati quindi trattati al fine di ottenere per ogni provincia della Campania una stima delle diverse tipologie edilizie presenti, suddivise: i) in base alla relativa tecnologia costruttiva (muratura o calcestruzzo armato); ii) per epoca di costruzione; iii) in base al rapporto superficie disperdente-volume riscaldato.

Dai dati raccolti, risulta che in Campania il 29% delle abitazioni è realizzato in calcestruzzo armato, il 57% in muratura portante mentre il restante 14% è costituito da altre tipologie (roulotte, capanne, grotte, barche, etc.). Per le prime due suddette macrotipologie è riportata anche la suddivisione in base all'epoca di costruzione. Per ogni provincia, dall'elaborazione dei dati disponibili sono stati ottenuti i seguenti indici:

- *Superficie media abitazione* [m²] = Superficie delle abitazioni occupate da residenti/Abitazioni occupate da residenti (ipotizzata coincidente per ogni epoca di costruzione e per tipologia strutturale);
- *Numero di abitazioni occupate con altre tipologie di riscaldamento* = n. di abitazioni occupate riscaldate – (n. di abitazioni occupate con riscaldamento centralizzato + n. di abitazioni occupate con riscaldamento autonomo);
- *Altezza media per abitazione* [m] (stima) = $H_{ed.muratura} \cdot \text{percentuale del numero di edifici in muratura} + H_{ed.c.a.} \cdot \text{percentuale del numero di edifici in c.a.}$

Tale stima è necessaria poiché non si hanno dati sull'effettiva altezza degli edifici in muratura ed in c.a., l'altezza media per abitazione è stata stimata come media ponderata tra l'altezza degli edifici in muratura e quelli in c.a., assumendo:

$$H_{ed.muratura} = 4 \text{ m (stima);}$$

$$H_{ed.c.a.} = 3 \text{ m (stima);}$$

- *Volume medio per abitazione* [m³] (stima) = Superficie media abitazione · Altezza media per abitazione;
- *Volume complessivo riscaldato per provincia* [m³] (stima) = Volume medio per abitazione · n. di abitazioni occupate riscaldate (ottenendo in questo modo il volume delle abitazioni effettivamente riscaldate; inoltre il numero delle abitazioni riscaldate si ripartisce in maniera ponderata tra l'incidenza degli edifici in c.a. e quelli in muratura, ciò equivale a dire che il numero medio di abitazioni per edificio è uguale per le due classi strutturali);

- *Percentuale delle abitazioni per epoca di costruzione* = n. di abitazioni per epoca di costruzione / n. totale delle abitazioni;
- *Numero di abitazioni non riscaldate* = n. di abitazioni totali – n. di abitazioni riscaldate occupate da residenti.

Si è ipotizzato che le abitazioni non riscaldate desunte dai dati ISTAT, siano tutte appartenenti al periodo antecedente al 1961, tale ipotesi è necessaria poiché il numero di abitazioni non riscaldate è superiore al numero di abitazioni occupate riscaldate per le prime tre epoche di costruzione della tabelle ISTAT (Tabella 3.3).

Per tale motivo nella presente stima sono state individuate quattro epoche costruttive desunte dalle tabelle ISTAT, in particolare:

- 1^a epoca: n. abitazioni costruite prima del 1961 = n. abitazioni ISTAT costruite prima del 1919 + n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1919 al 1945 + n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1946 al 1961;
- 2^a epoca: n. abitazioni costruite tra il 1962 al 1981 = n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1962 al 1971 + n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1972 al 1981;
- 3^a epoca: n. abitazioni costruite tra il 1982 al 1991 = n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1982 al 1991;
- 4^a epoca: n. abitazioni costruite tra il 1991 al 2001 = n. abitazioni ISTAT costruite tra il 1991 al 2001.
- La classificazione per epoca è anche coerente con le modifiche intervenute nelle metodiche costruttive a seguito dei due principali provvedimenti in materia dei consumi degli edifici precedenti al 2001 (Legge n. 373/76 e Legge n. 10/91);
- *Percentuale delle abitazioni riscaldate per epoca di costruzione* = n. di abitazioni riscaldate per epoca di costruzione / n. totale della abitazioni riscaldate;
- *Percentuale del numero di piani per edificio* = n. di edifici caratterizzati per numero di piani / n. totale di edifici;
- *Percentuale di edifici con rapporto S/V = 0,9; 0,55; 0,3 (stima)* = n. di edifici suddivisi per numero di piani (a cui è stato associato per ogni numero di piani un rapporto S/V) / n. totale di edifici;
- *Percentuale di edifici isolati* = n. di edifici isolati / n. totale di edifici;
- *Percentuale di edifici con contiguità* = n. di edifici con contiguità / n. totale di edifici.

A titolo d'esempio si riporta in Tabella 3.6 per la provincia di Napoli la sintesi dei dati elaborati. Qui le abitazioni sono state suddivise secondo quattro epoche di costruzione. Per ricavare il numero di abitazioni riscaldate occupate da residenti per epoca di costruzione, è stato decurtato dal numero di abitazioni occupate da residenti presenti prima del 1961, il numero di abitazioni non riscaldate, ipotizzando quindi, che le abitazioni costruite dopo il 1961 sono tutte dotate di impianto di riscaldamento.

Tabella 3.6. Elaborazioni dati ISTAT per la provincia di Napoli.

Provincia di Napoli				
Totale Abitazioni	1.068.746		Disaggregazione per epoca di costruzione (abitazioni)	
Abitazioni occupate da residenti	964.635		Epoca	n. [%]
Abitazioni riscaldate occupate da residenti	763.604		prima del 1961	440.447 41,2
Abitazioni non riscaldate (considerate appartenenti al periodo antecedente al 1961)	305.142		dal 1962 al 1981	420.019 39,3
Sup. delle abitazione occ. da persone residenti	82.059.347	[m ²]	dal 1982 al 1991	154.558 14,5
			dal 1991 fino al 2001	53.722 5,0
Sup. media abitazione	85,07	[m ²]	Abitazioni riscaldate per epoca di costruzione	
Abitazioni occupate con riscaldamento centralizzato	115.298		Epoca	n. [%]
Abitazioni occupate con riscaldamento autonomo	407.607		prima del 1961	135.305 17,7
Abitazioni occupate con altre tipologie di riscaldamento	240.699		dal 1962 al 1981	420.019 55,0
Percentuale edifici in muratura	59,86	[%]	dal 1982 al 1991	154.558 20,2
Percentuale edifici in c.a.	40,14	[%]	dal 1991 fino al 2001	53.722 7,0
Altezza media per abitazione	3,60	[m]	Disaggregazione edifici per n. di piani	
Volume medio per abitazione	306	[m ³]	n. di piani	n. [%]
Volume complessivo riscaldato	233.758.177	[m ³]	1 piano	65.856 25,1
			2 piani	121.349 46,2
			3 piani	42.432 16,2
			4 piani o più	33.012 12,6
			Classi di rapporto S/V	
			Classi di rapporto S/V [m²/m³]	n. [%]
			0,9	65.856 25,1
			0,55	163.781 62,4
			0,3	33.012 12,6

Un ulteriore dato da considerare è la ripartizione degli edifici per numero di piani, tale dato è necessario per individuare il numero di edifici rispondenti a determinati rapporti superficie disperdente / volume riscaldato (S/V).

A tal fine sono state ipotizzate tre classi di edifici in base al numero di piani: edifici ad un piano (villette), edifici a due o tre piani (palazzine), edifici con quattro piani o più (palazzi). Per individuare l'estensione in pianta dell'edificio è stata svolta un'analisi parametrica variando il numero di abitazioni per piano da 1 a 4. Da tale analisi è emerso che le tre classi relative al numero di piani degli edifici possono essere ricondotte a tre rapporti S/V, pari rispettivamente a: 0,9; 0,55; 0,3. Tali valori sono stati calcolati come media fra quelli ottenuti per gli edifici caratterizzati rispettivamente da: 1 piano, 2 e 3 piani, 4 o più piani. I tre rapporti S/V individuati nell'analisi effettuata non tengono conto di edifici con forme diverse da quella classica a parallelepipedo come ad esempio quelli con corte, con pianta ad L, a C, etc.). Per ricavare i suddetti valori medi di S/V secondo le ipotesi effettuate sono state effettuate delle elaborazioni dei dati disponibili. A titolo d'esempio, in

Tabella 3.7 sono riportati i risultati per la sola provincia di Napoli. Per le altre province si adottano per semplicità gli stessi valori medi di S/V.

Tabella 3.7. Determinazione del coefficiente medio S/V.

Provincia di Napoli											
n. piani	H _{media} , edificio	n. abit. per piano	S _{media} piano	V	S _{lat}	S _{disp}	S _{mediapi} ano /S _{disp}	S _{lat} /S _{dis} P	S/V	S/V medio	n. edifici
	[m]		[m ²]	[m ³]	[m ²]	[m ²]	[%]	[%]	[m ² /m ³]	[m ² /m ³]	
1	3,60	1	85,07	306	132	302	28,08	43,83	0,99	0,9	65.856
1	3,60	2	170,1	612	187	528	32,22	35,56	0,86		
1	3,60	3	255,2	918	229	740	34,47	31,06	0,81		
1	3,60	4	340,3	1224	265	946	35,97	28,07	0,77		
2	7,20	1	85,07	613	266	436	19,51	61,01	0,71	0,55	163.781
2	7,20	2	170,1	1224	375	715	23,77	52,46	0,58		
2	7,20	3	255,2	1836	459	970	26,30	47,40	0,53		
2	7,20	4	340,3	2449	531	1.211	28,08	43,83	0,49		
3	10,80	1	85,1	918	398	568	14,97	70,07	0,61	0,55	163.781
3	10,80	2	170,1	1.836	563	903	18,83	62,34	0,49		
3	10,80	3	255,2	2.755	689	1.200	21,26	57,48	0,44		
3	10,80	4	340,3	3.673	796	1.477	23,04	53,93	0,40		
4	14,39	2	170,1	2.449	751	1.091	15,59	68,82	0,45	0,3	33.012
4	14,39	3	255,2	3.673	919	1.430	17,84	64,31	0,39		
4	14,39	4	340,3	4.898	1.062	1.742	19,53	60,95	0,36		
5	17,99	2	170,1	3.061	938	1.279	13,30	73,40	0,42		
5	17,99	3	255,2	4.591	1.149	1.660	15,37	69,26	0,36		
5	17,99	4	340,3	6.122	1.327	2.008	16,94	66,11	0,33		
6	21,59	2	170,1	3.673	1.126	1.466	11,60	76,80	0,40		
6	21,59	3	255,2	5.510	1.379	1.890	13,50	73,00	0,34		
6	21,59	4	340,3	7.347	1.593	2.273	14,97	70,07	0,31		
7	25,19	2	170,1	4.285	1.314	1.654	10,28	79,43	0,39		
7	25,19	3	255,2	6.428	1.609	2.120	12,04	75,92	0,33		
7	25,19	4	340,3	8.571	1.858	2.539	13,40	73,20	0,30		
8	28,79	2	170,1	4.898	1.502	1.842	9,23	81,53	0,38		
8	28,79	3	255,2	7.347	1.839	2.350	10,86	78,28	0,32		
8	28,79	4	340,3	9.796	2.124	2.804	12,13	75,74	0,29		
9	32,39	2	170,1	5.510	1.689	2.030	8,38	83,24	0,37		
9	32,39	3	255,2	8.265	2.069	2.579	9,89	80,22	0,31		
9	32,39	4	340,3	11.020	2.389	3.070	11,08	77,83	0,28		

Dalla Tabella 3.7 si nota che ai vari rapporti S/V corrisponde un determinato numero di edifici caratterizzati per numero di piani. Da tale dato è ottenibile anche la percentuale di edifici per numero di piani rispetto agli edifici totali:

- ad S/V = 0,9 sono associati gli edifici ad un piano;
- ad S/V = 0,55 sono associati gli edifici dati dalla somma degli edifici a due e tre piani;
- ad S/V = 0,3 sono associati gli edifici con 4 piani o più.

Caratterizzazione dei "tipi edilizi"

Dai due suddetti macrogruppi di edifici (muratura o calcestruzzo armato) si è quindi risaliti alla particolare struttura e composizione dell'involucro esterno. Quest'ultimo dato è fondamentale per il calcolo delle dispersioni termiche dell'involucro, è infatti noto che per calcolare tale parametro è necessario conoscere la trasmittanza e quindi la "composizione" della superficie disperdente. Da ciò si deduce che particolare attenzione deve essere posta anche al riconoscimento (in termini statistici) delle strutture edilizie (solai, pareti di confine) presenti sul territorio.

Tale analisi è stata effettuata elaborando i dati di uno studio sulla *vulnerabilità sismica delle Regioni del Mezzogiorno*, effettuato negli anni 1995-2000 e promosso dal Dipartimento della Protezione Civile. Anche se tale studio è lontano dagli obiettivi del presente lavoro attraverso i dati in esso raccolti è stato possibile risalire alle tipologie edilizie più comuni in Campania. I dati ricavati sono stati poi incrociati con quelli relativi alla seconda fase.

Per gli edifici in muratura è stato individuato il tipo di materiale caratterizzante la struttura portante e la relativa copertura. Mentre per le tipologie in cemento armato la muratura portata è suddivisa in tamponatura “consistente” e “debole”. Intendendo per “tamponatura consistente” quella avente una buona resistenza dal punto di vista sismico, tipico materiale con queste caratteristiche è il tufo. Mentre le “tamponature deboli” sono quelle di tamponamento costituite da elementi in blocchi di laterizio forato.

Dalla letteratura tecnico-scientifica per gli edifici in c.a., non si hanno particolari notizie sulla datazione delle diverse tipologie impiegate. Alcuni dati sono stati forniti da esperienze dirette di alcuni esperti che operano nell’ambito del recupero e restauro edilizio. I primi edifici in c.a. risalgono all’inizio degli anni ‘20. In questi primi esempi di strutture in conglomerato cementizio armato, la tamponatura era realizzata con blocchi di tufo con spessore medio di 30 cm. Tale tipologia è presente fino al 1940. Dal 1940 al 1945 a causa degli eventi bellici, la costruzione degli edifici subisce un rallentamento significativo. Dal 1945 al 1950 cambia la tecnologia di costruzione, nasce infatti la muratura a “cassa vuota” costituita da: una fodera esterna di mattoni pieni ($s = 12$ cm), intercapedine d’aria ($s = 10$ cm) e tavole in laterizio ($s = 8$ cm). Successivamente la fodera esterna viene sostituita con blocchi in laterizio forato con spessore di 12 cm. Tale tipologia persiste mediamente dagli anni ‘50 fino alla fine degli anni ‘70. Infatti con l’emanazione della Legge n. 373 del 30 aprile 1976 “Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici” si ha una prima sensibilizzazione verso le problematiche energetiche negli edifici. Nascono così le tamponature realizzate con un unico blocco di laterizio forato con spessore mediamente di 30 cm detto comunemente termoblocco.

In Tabella 3.8, per le cinque province della Regione Campania, sono riassunte ed identificate mediante un’apposita sigla le varie tipologie strutturali considerate.

Tabella 3.8. Tipologie di involucro edilizio considerate nelle 5 province della Campania.

Provincia	Tipologia muratura	Tipologia copertura	Sigla struttura
Avellino	Muratura di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	M1
	Muratura di tufo	Solaio in legno	M3
	Tamponatura con blocchi di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	1C
	Tamponatura con intercapedine d'aria	Solaio in cls. Armato con soletta	2C
	Tamponatura con termoblocchi	Solaio in cls. Armato con soletta	3C
Benevento	Muratura di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	M1
	Muratura di tufo	Solaio in acciaio e laterizi	M2
	Tamponatura con blocchi di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	1C
	Tamponatura con intercapedine d'aria	Solaio in cls. Armato con soletta	2C
	Tamponatura con termoblocchi	Solaio in cls. Armato con soletta	3C
Caserta	Muratura di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	M1
	Muratura di tufo	Solaio in acciaio e laterizi	M2
	Muratura di tufo	Solaio in legno	M3
	Tamponatura con blocchi di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	1C
	Tamponatura con intercapedine d'aria	Solaio in cls. Armato con soletta	2C
	Tamponatura con termoblocchi	Solaio in cls. Armato con soletta	3C
Napoli	Muratura di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	M1
	Muratura di tufo	Solaio in acciaio e laterizi	M2
	Tamponatura con blocchi di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	1C
	Tamponatura con intercapedine d'aria	Solaio in cls. Armato con soletta	2C
	Tamponatura con termoblocchi	Solaio in cls. Armato con soletta	3C
Salerno	Muratura di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	M1
	Muratura di tufo	Solaio in legno	M3
	Muratura calcarea	Solaio in cls. Armato con soletta	M4
	Tamponatura con blocchi di tufo	Solaio in cls. Armato con soletta	1C
	Tamponatura con intercapedine d'aria	Solaio in cls. Armato con soletta	2C
	Tamponatura con termoblocchi	Solaio in cls. Armato con soletta	3C

Conoscendo le diverse tipologie edilizie caratteristiche per ogni provincia, il successivo step è stato quello di valutare la quantità di edifici in relazione alla diverse tipologie edilizie ripartite per epoca di costruzione. La stima percentuale di edifici in muratura ed in c.a. per diversa tipologia costruttiva è stata fatta nel seguente modo: noto il numero di edifici per epoca di costruzione e nota la percentuale di edifici per tipologia strutturale ed epoca di costruzione, si è stimata la percentuale delle diverse sottotipologie strutturali. A titolo esemplificativo si riporta in Tabella 3.9 la stima effettuata per la provincia di Avellino.

Tabella 3.9. Provincia di Avellino, ripartizione delle percentuali di edifici per tipologia costruttiva.

Epoca	n. edifici	%MUR	%C.A.	% TIP. MUR.		% TIP. C.A.			
				M1	M3	1C	2C	3C	
1	Prima del 1961	50.216	97,00	3,00	75,49	24,21	69,00	31,00	0,00
2	dal 1962 al 1981	67.504	73,00	27,00	95,00	5,00	0,00	95,00	5,00
3	dal 1982 al 1991	55.581	42,00	58,00	100,00	0,00	0,00	0,00	100,00
4	dal 1992 fino al 2001	23.491	25,00	75,00	100,00	0,00	0,00	0,00	100,00

Per il periodo antecedente al 1961 si è ipotizzato che le percentuali di edifici in muratura e c.a per la generica tipologia edilizia coincidono con i dati forniti dal suddetto studio di vulnerabilità sismica.

Dalla Tabella 3.9 si nota ad esempio che nella provincia di Avellino, per il periodo che va dal 1962 al 1981, l'impiego dei solai in legno negli edifici in muratura è stato del 5% (M3). Per le tipologie in c.a., nello stesso periodo, la tipologia maggiormente ricorrente (95%) è quella con tamponatura a cassa vuota mentre pochissimi (5%) sono stati realizzati con tamponatura in termoblocco. Per i due periodi che vanno dal 1982 al 1991 e dal 1992 al 2001 si è considerato che gli edifici in muratura siano stati costruiti tutti con la tipologia M1, mentre quelli in c.a. con tamponature del tipo 3C.

Ipotizzando che la percentuale degli edifici suddivisa per tipologia strutturale sia uguale alla percentuale di abitazioni suddivisa per tipologia strutturale, si ottiene il numero di abitazioni suddivise per epoca di costruzione, classe di rapporto S/V e tipologia edilizia. A titolo esemplificativo si riporta in Tabella 3.10 per la provincia di Benevento il risultato di tale elaborazione, per le altre province sono state ottenute tabelle analoghe.

Considerando che ad ogni classe di rapporto S/V corrisponde un certo numero di piani, per la prima epoca è stato ipotizzato che gli edifici a quattro piani o più incidano in maniera trascurabile, quindi si sono ipotizzate solo due classi di rapporto S/V (0,9, 0,55) ripartendo il numero delle abitazioni della classe 0,3 in maniera identica sulle due classi rimanenti (l'ipotesi di non considerare il rapporto di forma 0,3 per la prima epoca è apparentemente discordante con la realtà della città di Napoli, ma trova conforto ragionando a livello provinciale).

Poiché l'ISTAT non fornisce i dati necessari per valutare il volume degli edifici riscaldati in rapporto alla relativa tipologia strutturale è stato ipotizzato che la percentuale degli edifici suddivisi per tipologia strutturale (Tabella 3.9) sia coincidente con quella delle abitazioni suddivise in base allo stesso criterio, si ottiene quindi il numero di abitazioni ripartite per epoca di costruzione, classe di rapporto S/V e tipologia edilizia (Tabella 3.10).

Tabella 3.10 Provincia di Benevento, ripartizione del numero di abitazioni per tipologia costruttiva e rapporto S/V.

Epoca	Tot. (abitaz.)	S/V		n. abitaz. per rapp. S/V	MUR.	C.A.	Tipologia Muratura		Tipologia C.A.			
		[m ² /m ³]	[%]				M1	M2	1C	2C	3C	
1	Prima del 1961	22.333	0,9	19,00	4.154	4.071	83	2.641	1.430	55	28	0
			0,55	81,00	18.179	17.815	364	11.559	6.257	240	124	0
2	dal 1962 al 1981	46.384	0,9	17,00	7.967	6.932	1.036	6.239	693	0	984	52
			0,55	80,00	37.108	32.284	4.824	29.056	3.228	0	4.583	241
			0,3	3,00	1.308	1.138	170	1.024	114	0	162	9
3	dal 1982 al 1991	18.939	0,9	17,00	3.253	2.147	1.106	2.147	0	0	0	1.106
			0,55	80,00	15.152	10.000	5.152	10.000	0	0	0	5.152
			0,3	3,00	534	353	182	353	0	0	0	182
4	dal 1992 fino al 2001	10.997	0,9	17,00	1.889	944	944	944	0	0	0	944
			0,55	80,00	8.798	4.399	4.399	4.399	0	0	0	4.399
			0,3	3,00	310	155	155	155	0	0	0	155

A titolo esemplificativo, si riportano i valori dei volumi riscaldati e delle superfici disperdenti dei macrovolumi per la provincia di Caserta (Tab.3.11). In generale, tali volumi sono stati ottenuti moltiplicando il numero delle abitazioni riscaldate per il volume medio delle abitazioni precedentemente definito per ogni provincia. Un ulteriore dato considerato nel computo è stato la contiguità degli edifici, poiché quest'ultima comporta una riduzione della superficie disperdente totale. La stima è stata effettuata per ogni provincia ottenendo un valore riduttivo riportato nella Tabella 3.12.

Tabella 3.11 Provincia di Caserta, volumi riscaldati e superfici disperdenti suddivisi per classi di rapporto S/V, tipologia ed epoca di costruzione.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	V _{medio,ab.} [m ³]	Volumi Riscaldati [m ³]						Superfici Disperdenti [m ²]					
			M1	M2	M3	1C	2C	3C	M1	M2	M3	1C	2C	3C
1 Prima del 1961	0,9		1.143.122	183.759	842.643	60.566	29.831	0	1.028.810	758.379	165.383	54.509	26.848	0
	0,55		3.420.240	549.809	2.521.202	181.214	89.255	0	1.881.132	1.386.661	302.395	99.668	49.090	0
2 dal 1962 al 1981	0,9		6.322.342	1.806.383	903.192	0	3.854.927	202.891	5.690.107	812.872	1.625.745	0	3.469.434	182.602
	0,55		19.889.701	5.682.772	2.841.386	0	12.127.364	638.282	10.939.335	1.562.762	3.125.524	0	6.670.050	351.055
3 dal 1982 al 1991	0,3		955.504	273.001	136.501	0	582.600	30.663	286.651	40.950	81.900	0	174.780	9.199
	0,9	362	1.717.187	0	0	0	0	2.575.780	1.545.468	0	0	0	0	2.318.202
	0,55		5.402.165	0	0	0	0	8.103.247	2.971.190	0	0	0	0	4.456.786
4 dal 1992 fino al 2001	0,3		259.521	0	0	0	0	389.281	77.856	0	0	0	0	116.784
	0,9		547.369	0	0	0	0	1.832.498	492.633	0	0	0	0	1.649.248
	0,55		1.721.991	0	0	0	0	5.764.926	947.095	0	0	0	0	3.170.710
	0,3		82.725	0	0	0	0	276.948	24.817	758.379	0	0	0	83.084

Tabella 3.12. Fattori riduttivi delle superfici disperdenti dovuti alla contiguità

Provincia	Fattore riduttivo per contiguità
Avellino	0,90
Benevento	0,90
Caserta	0,88
Napoli	0,89
Salerno	0,91

Calcolo del fabbisogno di energia primaria

Si è quindi passati al calcolo del fabbisogno di energia primaria dell'edificio per il riscaldamento invernale. Quest'ultimo rappresenta l'energia primaria necessaria per l'impianto di riscaldamento per metro quadrato di superficie utile riscaldata valutato per l'intera stagione di riscaldamento. È calcolato attraverso la seguente relazione:

$$EnP_i = \frac{Q_{risc}}{\eta_g}$$

Dove:

Q_{risc} è il fabbisogno di energia termica dell'edificio per il riscaldamento;

η_g è il rendimento globale medio stagionale dell'impianto.

La stima del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento Q_{risc} è stata effettuata secondo la norma UNI/TS 11300-1, che prevede la determinazione di Q_{risc} per ogni mese in cui è prevista l'accensione dell'impianto di riscaldamento. La valutazione sulle ore di accensione dell'impianto di riscaldamento è adattata all'utenza. In questo studio è stata considerata la sola energia termica dispersa dall'involucro edilizio per trasmissione e ventilazione, gli apporti termici interni e solari non sono stati valutati. Tale approssimazione porta ovviamente ad una sovrastima dei consumi energetici calcolati.

In Tabella 3.13 sono riportati i Gradi Giorno (GG), le ore giornaliere consentite per il riscaldamento ed il relativo periodo stagionale per i cinque capoluoghi campani [D.P.R. n. 412/93].

In Tabella 3.14 sono riportate le temperature medie mensili esterne ed il periodo di funzionamento (t) mensile espresso in secondi [UNI 10349].

Si riportano in Tabella 3.15 i valori delle trasmittanze degli elementi opachi considerati. Si noti che a tal fine sono state primariamente definite le composizioni dei singoli strati che compongono tali elementi e il relativo spessore, s .

Tabella 3.13. Zone climatiche, gradi giorno e periodo di riscaldamento dei capoluoghi di provincia della Campania (D.P.R. n. 412/93, art. 9).

Città	Zona climatica	GG	Ore giornaliere di riscaldamento	Periodo di funzionamento
		[Kd]		
NA	C	1.034	10	Dal 15/11 al 31/3
CE	C	1.013	10	Dal 15/11 al 31/3
BN	C	1.316	10	Dal 15/11 al 31/3
AV	D	1.742	12	Dal 1/11 al 15/4
SA	C	994	10	Dal 15/11 al 31/3

Tabella 3.14. Temperature medie mensili dei capoluoghi di provincia campani (UNI 10349).

Temperatura media mensile esterna (°C) e periodo di funzionamento mensile												
Città	NOV		DIC		GEN		FEB		MAR		APR	
	T [°C]	t [s]	T [°C]	t [s]								
NA	15,5	540.000	12,1	1.116.000	10,5	1.116.000	10,6	1.008.000	13,2	1.116.000	-	-
CE	13,9	540.000	10,3	1.116.000	8,7	1.116.000	9,4	1.008.000	12,0	1.116.000	-	-
BN	12,1	540.000	8,0	1.116.000	6,8	1.116.000	7,7	1.008.000	10,3	1.116.000	-	-
AV	10,4	1.080.000	6,8	1.116.000	5,5	1.116.000	6,5	1.008.000	8,8	1.116.000	12,4	540.000
SA	15,7	540.000	12,2	1.116.000	10,4	1.116.000	11,3	1.008.000	13,5	1.116.000	-	-

Tabella 3.15. Composizione degli strati costituenti i componenti verticali opachi e valori delle trasmittanze.

	Tipo di materiale	Materiale	s	Massa volumica	Massa sup.	Resistenza	Trasmittanza U
			[m]	[kg/m ³]	[kg/m ²]	[m ² K/W]	[W/ m ² K]
<i>Muratura di tufo</i>	Sup. esterna					0,0400	0,7508
	intonaco	Intonaco di cemento sabbia e calce per esterno	0,02	1800	36,00	0,0222	
	pietra	tufo	0,7	1500	1050,00	1,1111	
	Intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Muratura di pietra calcarea</i>	Sup. esterna					0,0400	1,4546
	intonaco	Intonaco di cemento sabbia e calce per esterno	0,02	1800	36,00	0,0222	
	pietra	calcareae	0,7	1900	1330,00	0,4667	
	Intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Tamponatura di tufo</i>	Sup. esterna					0,0400	1,4348
	intonaco	Intonaco di cemento sabbia e calce per esterno	0,02	1800	36,00	0,0222	
	pietra	tufo	0,30	1500	450,00	0,4762	
	Intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Tamponatura a cassetta</i>	Sup. esterna					0,0400	1,0979
	intonaco	Intonaco di cemento sabbia e calce per esterno	0,02	1800	36,00	0,0222	
	laterizio	Laterizi forati	0,12		86,00	0,3100	
	aria	Camera d'aria	0,10		0,10	0,1800	
	laterizio	Laterizi forati	0,08		62,00	0,2000	
	Intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Tamponatura con termoblocco</i>	Sup. esterna					0,0400	0,9427
	intonaco	Intonaco di cemento sabbia e calce per esterno	0,02	1800	36,00	0,0222	
	laterizio	Termoblocco in laterizio	0,30		132,00	0,8400	
	Intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	

Si noti che nei calcoli non è stata considerata la tamponatura a doppia fodera con paramento esterno costituita da mattoni pieni adottata nel periodo post bellico (1945-1950) con valore della trasmittanza $U = 1,25 \text{ W/m}^2\text{K}$; tale scelta è legata fondamentalmente a due motivi: il primo riguarda la breve durata del periodo in cui è stata adoperata (5 anni) rispetto alle altre tipologie, il secondo motivo è legato al valore della trasmittanza di tale tamponatura che risulta essere simile a quella costituita da doppia fodera di laterizi forati con interposta intercapedine d'aria con valore $U = 1,10 \text{ W/m}^2\text{K}$.

In Tabella 3.8 sono state riportate le tipologie di murature considerate per le province campane. Oltre ai componenti opachi verticali bisogna considerare nel computo delle trasmittanze, anche i componenti opachi orizzontali, in particolare i solai di copertura. In Campania sono state considerate tre tipologie maggiormente ricorrenti:

1. Solai in legno: presenti soprattutto per gli edifici appartenenti alla 1° epoca costruttiva (prima del 1961);
2. Solai in acciaio e laterizi: anch'essi concentrati soprattutto nella 1° epoca costruttiva (prima del 1961);
3. Solai in c.a. con soletta e laterizi: considerati in tutti e quattro le epoche costruttive.

Anche per le tre tipologie di solaio è stato condotto il calcolo della trasmittanza, in Tabella 3.16 si riassumono i risultati ottenuti. Per i solai in legno e quelli in acciaio nei calcoli successivi è stato adoperato in via cautelativa un unico valore della trasmittanza pari a $U = 1,50 \text{ W/m}^2\text{K}$. Questa scelta è legata all'incertezza che si ha sugli spessori dei materiali adoperati e alla effettiva tecnica realizzativa dei solai.

Nelle valutazioni relative al presente studio si è assunto che il 20% degli edifici esistenti realizzati prima del 1961, quelli tra il 1962 e il 1981 e dal 1982 al 1991 abbiano già subito significative ristrutturazioni, con sostituzione degli infissi con vetrocamera semplice ($U_w = 3,00 \text{ W/m}^2\text{K}$) in luogo del vetro monolitico ($U_w = 5,00 \text{ W/m}^2\text{K}$). Le dispersioni per ponti termici per gli edifici esistenti in assenza di dati di progetto attendibili o comunque di informazioni precise, è stata valutata forfaitariamente secondo quanto indicato nel prospetto 4 della norma UNI/TS 11300-1. A tal riguardo si è assunto che la dispersione per ponti termici nelle strutture in muratura portante è pari al 10% delle dispersioni per trasmissione attraverso l'involucro, mentre per le strutture in c.a. tale valore sale al 20%. Per quanto riguarda la ventilazione la norma UNI 10339 considera per gli edifici residenziali un tasso di ricambio d'aria per ventilazione naturale pari a $n = 0,3 \text{ vol/h}$. Nel caso in esame si assume una maggiorazione dovuta alle infiltrazioni per l'apertura e chiusura degli infissi pari a $n = 0,6 \text{ vol/h}$ per tutti gli edifici realizzati prima del 1991, mentre per gli edifici realizzati dopo il 1991 con presenza di vetrocamera si è assunto un tasso di ricambio d'aria pari a $n = 0,45 \text{ vol/h}$, tali valori tengono conto che prima del 1991 la maggior parte degli infissi presenti negli edifici non fossero a tenuta, a differenza poi di quelli realizzati dopo il 1991.

Tabella 3.16. Calcolo della trasmittanze per le tipologie di solaio più frequenti.

	Tipo di materiale	Materiale	s	Massa volumica	Massa superf..	Resistenza	U
			[m]	[Kg/m ³]	[kg/m ²]	[m ² K/W]	[W/m ² K]
<i>Solaio legno</i>	Sup. esterna					0,0400	1,2971
	Impermeabilizzante	Bitume con sabbia	0,01	1200	13	0,0385	
	Cls. alleggerito	Cls. di inerti espansi di origine vulcanica	0,08	1400	112,00	0,1379	
	Solaio	Struttura in legno di quercia con flusso perpendicolare alle fibre	0,10	850	85,00	0,4545	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Solaio in acciaio</i>	Sup. esterna					0,0400	1,4703
	Impermeabilizzante	Bitume con sabbia	0,01	1200	13	0,0385	
	Cls. alleggerito	Cls. di inerti espansi di origine vulcanica	0,04	1400	56,00	0,0690	
	Solaio	Cls. di riempimento	0,10	900	90,00	0,2941	
	Solaio	laterizi forati	0,04		34,00	0,1100	
	intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	
<i>Solaio in cls. Armato con soletta e laterizi</i>	Sup. esterna					0,0400	1,036
	Impermeabilizzante	Doppio strato di guaina bituminosa	0,008		3,00	0,0130	
	Cls. alleggerito	Massetto delle pendenze	0,05	400	16,00	0,2105	
	Isolante	Cls. Alleggerito per sottofondi non aereati	0,10	500	25,00	0,1786	
	Solaio	Travetti in c.a. e laterizi con soletta in c.a.	0,26		308,00	0,3500	
	intonaco	Intonaco di calce e gesso	0,02	1400	28,00	0,0286	
	Sup. interna					0,1300	

Il fabbisogno totale di energia termica calcolato è stato suddiviso per epoca di costruzione, tipologia costruttiva (muratura e c.a.) e fattore di forma S/V. Dalla Tabella 3.17 alla Tabella 3.21 sono riportati i risultati ottenuti per le cinque province campane.

Tabella 3.17. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento per la provincia di Avellino.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	Fabbisogno di energia termica per riscaldamento Q_{risc} [GJ]				
		M1	M3	1C	2C	3C
1 prima del 1961	0,9	8.264	2.947	304	128	0
	0,55	17.243	5.940	658	298	0
2 dal 1962 al 1981	0,9	329.453	19.355	0	149.347	7.626
	0,55	730.382	41.453	0	339.530	17.220
	0,3	23.285	1.272	0	10.245	553
3 dal 1982 al 1991	0,9	164.283	0	0	0	269.769
	0,55	364.208	0	0	0	609.139
	0,3	11.611	0	0	0	19.550
4 dal 1991 al 2001	0,9	37.402	0	0	0	131.470
	0,55	80.149	0	0	0	286.866
	0,3	2.457	0	0	0	8.874

Tabella 3.18. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento per la provincia di Benevento.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	Fabbisogno di energia termica per riscaldamento Q_{risc} [GJ]					
		M1	M2	1C	2C	3C	
1	prima del 1961	0,9	66.824	40.376	2.032	1.002	0
		0,55	203.934	119.040	5.742	2.741	0
2	dal 1962 al 1981	0,9	157.839	19.576	0	34.911	1.800
		0,55	512.640	61.423	0	101.626	5.154
		0,3	12.216	1.409	0	2.449	124
3	dal 1982 al 1991	0,9	54.323	0	0	0	38.440
		0,55	176.435	0	0	0	110.079
		0,3	4.204	0	0	0	2.641
4	dal 1991 al 2001	0,9	21.626	0	0	0	27.818
		0,55	67.890	0	0	0	80.997
		0,3	1.556	0	0	0	1.873

Tabella 3.19. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento per la provincia di Caserta.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	Fabbisogno di energia termica per riscaldamento Q_{risc} [GJ]						
		M1	M2	M3	1C	2C	3C	
1	prima del 1961	0,9	60.108	49.438	10.781	4.152	1.921	0
		0,55	125.616	99.813	21.767	9.013	4.116	0
2	dal 1962 al 1981	0,9	332.443	52.991	105.982	0	248.268	12.678
		0,55	730.495	112.489	224.977	0	559.203	28.365
		0,3	23.779	3.525	7.050	0	18.396	929
3	dal 1982 al 1991	0,9	90.294	0	0	0	0	160.958
		0,55	198.407	0	0	0	0	360.107
		0,3	6.458	0	0	0	0	11.795
4	dal 1991 al 2001	0,9	26.035	0	0	0	0	102.074
		0,55	55.294	0	0	0	0	220.679
		0,3	1.731	0	0	0	0	6.967

Tabella 3.20. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento per la provincia di Napoli.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	Fabbisogno di energia termica per riscaldamento Q_{risc} [GJ]					
		M1	M3	1C	2C	3C	
1	prima del 1961	0,9	344.870	177.151	60.313	38.500	0
		0,55	535.721	265.849	86.742	58.182	0
2	dal 1962 al 1981	0,9	633.666	78.575	0	1.006.540	20.122
		0,55	1.099.828	131.752	0	1.565.795	30.795
		0,3	150.017	17.298	0	215.900	4.228
3	dal 1982 al 1991	0,9	148.048	0	0	0	522.660
		0,55	256.961	0	0	0	799.887
		0,3	35.049	0	0	0	109.810
4	dal 1991 al 2001	0,9	36.582	0	0	0	166.779
		0,55	61.371	0	0	0	259.494
		0,3	8.049	0	0	0	34.337

Tabella 3.21. Fabbisogno di energia termica per riscaldamento per la provincia di Salerno.

Epoca	S/V [m ² /m ³]	Fabbisogno di energia termica per riscaldamento Q_{risc} [GJ]						
		M1	M3	M4	1C	2C	3C	
1	prima del 1961	0,9	53.083	83.343	33.298	10.564	5.931	0
		0,55	95.113	154.640	57.638	19.206	10.900	0
2	dal 1962 al 1981	0,9	124.263	144.588	0	0	452.761	23.118
		0,55	246.452	296.956	0	0	921.019	46.707
		0,3	16.470	20.288	0	0	62.257	3.143
3	dal 1982 al 1991	0,9	22.236	25.873	0	0	0	277.710
		0,55	44.101	53.138	0	0	0	561.074
		0,3	2.947	3.630	0	0	0	37.756
4	dal 1991 al 2001	0,9	6.076	7.173	0	0	0	115.219
		0,55	11.647	14.375	0	0	0	224.950
		0,3	748	955	0	0	0	14.590

Il rendimento globale medio stagionale è stato valutato secondo la UNI/TS 11300-2, è dato dal prodotto di quattro rendimenti:

$$\eta_{g,medio} = \eta_d \cdot \eta_e \cdot \eta_r \cdot \eta_P$$

Dove:

η_d è il rendimento di distribuzione, valutato pari a 0,85;

η_e è il rendimento di emissione, valutato pari a 0,96;

η_r è il rendimento di regolazione, valutato pari 0,60;

η_P è il rendimento di produzione, valutato pari a 0,90.

Risulta quindi: $\eta_{g,medio} = \eta_d \cdot \eta_e \cdot \eta_r \cdot \eta_P = 0,44$. Questo valore alquanto basso tiene conto delle elevate dispersioni dovute alla cattiva coibentazione delle tubazioni degli impianti, alla scadente tipologia di regolazione, all'impiego dei radiatori come terminali di scambio termico e alla vetustà del generatore di calore. Ipotesi vere per gli edifici con un impianto di vecchia realizzazione. Viceversa per gli edifici che hanno subito un ammodernamento degli impianti e per quelli realizzati dopo il 1991 il rendimento globale medio raggiunge tipicamente il valore di 0,75. Mediando i due valori si ottiene il valore di $\eta_{g,medio} = 0,6$ utilizzato nei calcoli. Il fabbisogno di energia primaria è quindi risultato pari a $3,835 \cdot 10^{10}$ MJ = 0,916 MTEP. Tale valore è stato confrontato con il dato ENEA sui consumi di energia primaria per riscaldamento del settore residenziale campano aggiornato al 2001. Al 1996 tale valore ammontava a 0,570 MTEP, l'ENEA prevedeva fino al 2010 una crescita media dei consumi dello 0,6% annuo, quindi al 2001 il consumo energetico stimato da era 0,587 MTEP. Il consumo stimato dal modello di calcolo presentato risulta dunque maggiore di quello indicato dall'ENEA. Tale discrepanza è probabilmente dovuta, oltre che all'aver trascurato gli apporti gratuiti e alle altre approssimazioni effettuate, al fatto che il consumo per il riscaldamento con impianto autonomo nella realtà è inferiore a quello stimato nel presente calcolo. Infatti, questi tipi di impianti sono gestibili integralmente dall'utente che tende tipicamente a farli funzionare per periodi minori di quelli massimi consentiti dalla D.P.R. n. 412/93.

Stima del risparmio energetico

Attraverso il confronto tra il valore stimato dell'energia primaria attualmente utilizzata ed il valore dell'energia primaria che potrebbe aversi applicando le limitazioni imposte al 2010 dal D.Lgs. n. 311/06, si è calcolato il potenziale risparmio energetico.

L'adeguamento alla Legge del parco edilizio regionale, può avvenire intervenendo sia sull'involucro edilizio che sull'impianto di riscaldamento. Poiché si ritiene che non tutti i possibili interventi possano essere eseguiti contemporaneamente, si considerano, per la valutazione del risparmio energetico, i seguenti scenari:

1. adeguamento dell'intero involucro edilizio e dell'impianto di riscaldamento;
2. adeguamento dell'involucro edilizio per i soli componenti opachi e trasparenti (pareti, copertura, solaio di primo calpestio e serramenti);
3. adeguamento dell'involucro edilizio per i soli componenti trasparenti (serramenti);
4. adeguamento del solo impianto di riscaldamento;
5. sostituzione del solo generatore di calore.

Ai fini dell'adeguamento sono stati considerati i valori limite delle trasmittanze termiche U_{lim} dei vari componenti dell'involucro edilizio, fornite dal D.Lgs. n. 311/06 con decorrenza al 1° gennaio 2010. In Tabella 3.22 sono riportate le U_{lim} per le sole zone climatiche presenti in Campania.

Tabella 3.22. Valori limite della trasmittanza termica estratta dal D.Lgs 311/06 con decorrenza al 1 gennaio 2010.

Zona climatica	U_{lim} [W/m ² K] Strutture verticali opache	U_{lim} [W/m ² K] Pavimenti verso locali non riscaldati o esterno	U_{lim} [W/m ² K] Coperture orizzontali o inclinate opache	U_{lim} [W/m ² K] Chiusure trasparenti comprensive dei telai
C	0,40	0,42	0,38	2,6
D	0,36	0,36	0,32	2,4

Per l'adeguamento dell'impianto è stato considerato il valore limite del rendimento globale medio stagionale riportato nello stesso Decreto, fissato pari a 0,84. Qualora si intervenisse sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) si è considerato un valore del rendimento globale medio stagionale pari a 0,64, ottenuto considerando un valore del rendimento di produzione pari a: $\eta_p = 0,96$. Il fabbisogno di energia primaria a seguito degli interventi è stato quindi ricalcolato adeguandolo ai valori delle trasmittanze limite riportati in Tabella 3.22.

Dalla Tabella 3.23 alla Tabella 3.27 sono riportati per ogni provincia i valori del fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione, in seguito agli scenari ipotizzati.

Tabella 3.23. Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione per Avellino e provincia.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]
Fabbisogno attuale ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	0,147
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{glob,medio} = 0,84$)	0,053
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	0,074
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	0,127
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{glob,medio} = 0,84$)	0,105
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{glob,medio} = 0,64$)	0,138

In Tabella 3.28 si riporta l'intervallo di valori in cui oscilla il potenziale risparmio in termini percentuali per le varie province, mentre nella Tabella 3.29 si riporta il riepilogo per l'intera Regione Campania.

Tabella 3.24. Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione per Benevento e provincia.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]
Fabbisogno attuale ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,077
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,030
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,042
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,067
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,055
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,64$)	0,072

Tabella 3.25. Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione per Caserta e provincia.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]
Fabbisogno attuale ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,163
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,062
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,087
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,142
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,116
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,64$)	0,153

Tabella 3.26. Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione per Napoli e provincia.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]
Fabbisogno attuale ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,357
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,136
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,190
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,305
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,255
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,64$)	0,334

Tabella 3.27. Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione per Salerno e provincia.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]
Fabbisogno attuale ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,171
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,063
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,088
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,149
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,122
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,64$)	0,161

Tabella 3.28. Potenziale range di risparmio conseguibile.

Provincia	Min. risparmio [%]	Max. risparmio [%]
Avellino	6,12	63,95
Benevento	6,49	61,04
Caserta	6,13	61,96
Napoli	6,44	61,90
Salerno	5,85	63,16
Regione	6,23	62,40

Tabella 3.29. Fabbisogno e risparmio di energia primaria per riscaldamento per civile abitazione in Campania.

Energia primaria per riscaldamento per civile abitazione	[MTEP]	Risparmio [%]
Fabbisogno attuale ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,915	
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,344	62,40
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,481	47,43
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,6$)	0,790	13,66
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,84$)	0,653	28,63
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{\text{glob,medio}} = 0,64$)	0,858	6,23

Per valutare i consumi energetici dell'intero parco edilizio regionale (residenze, terziario, pubblica amministrazione, etc.), si ipotizza un incremento del 10% del fabbisogno dell'edilizia residenziale. In Tabella 3.30 si riporta il risultato di tale elaborazione.

Tabella 3.30. Fabbisogno e risparmio di energia primaria per riscaldamento in Campania (edilizia residenziale, terziario, pubblica amministrazione, etc.).

Energia primaria per riscaldamento (edilizia residenz., terziario, pubblica amm., etc.)	[MTEP]	Risparmio
Fabbisogno attuale ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	1,008	[%]
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dell'intero involucro edilizio e l'impianto di riscaldamento (scenario 1) ($\eta_{glob,medio} = 0,84$)	0,378	62,40
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei componenti opachi e trasparenti (scenario 2) ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	0,529	47,43
Fabbisogno adeguando le trasmittanze dei soli infissi (scenario 3) ($\eta_{glob,medio} = 0,6$)	0,870	13,66
Fabbisogno adeguando l'impianto di riscaldamento con il rendimento minimo imposto dal D.Lgs. n. 311/06 (scenario 4) ($\eta_{glob,medio} = 0,84$)	0,718	28,63
Fabbisogno sostituendo il solo generatore di calore (caldaia) (scenario 5) ($\eta_{glob,medio} = 0,64$)	0,944	6,23

Come si può notare gli intervalli in cui varia il risparmio energetico restano ovviamente invariati, visto l'approccio utilizzato, anche se in realtà potrebbero essere differenti. Infatti il potenziale di risparmio energetico conseguibile negli edifici pubblici risulta differente rispetto all'incidenza degli stessi sull'intero parco edilizio, per le seguenti principali ragioni:

- il consumo per unità di volume risulta maggiore rispetto agli edifici privati, a causa della minore responsabilizzazione degli utenti riguardo ai problemi di risparmio energetico;
- la manutenzione degli "edifici pubblici" e dei relativi impianti è generalmente scadente;
- la particolarità di alcune utenze (ad esempio, complessi ospedalieri, grandi locali per attività sportive o di altro genere) implica talvolta consumi energetici specifici maggiori;
- la collocazione di alcune utenze in edifici inizialmente costruiti per altre destinazioni (ad esempio, attività scolastiche in ex conventi o in edifici condominiali in affitto, attività di pubblica amministrazione in edifici d'epoca) comporta talvolta maggiori consumi energetici.

3.2. La cogenerazione

La produzione combinata di energia elettrica (o meccanica) e termica, comunemente nota come cogenerazione, pur non configurandosi come un intervento idoneo alla riduzione dei consumi finali di energia elettrica o termica permette, notoriamente, di soddisfare tali richieste energetiche in modo più efficiente rispetto alla produzione separata convenzionale: l'utilizzo dei reflui termici inevitabilmente presenti in qualsiasi processo di conversione termoelettrica permette infatti di aumentare il fattore di utilizzo dell'energia primaria utilizzata rispetto a quanto accade in una centrale convenzionale, nella quale tali reflui sono semplicemente dissipati in ambiente.

In linea di principio, qualsiasi utenza presso la quale siano presenti, in modo sostanzialmente contemporaneo⁴, richieste di energia elettrica e termica⁵, è potenzialmente idonea all'impiego di un sistema di cogenerazione.

Tuttavia, attualmente, questa tecnologia è diffusa per lo più in applicazioni di tipo industriale (pastifici, produzione di laterizi, petrolchimico, etc.) e, in campo civile, in strutture

⁴ L'accumulo di energia elettrica su larga scala è poco fattibile, per problemi tecnico-economici; quello di energia termica è più agevole, ma rende comunque più complesse e costose sia la realizzazione che la gestione dell'impianto.

⁵ In caso di "trigenerazione", ovvero di accoppiamento del sistema di cogenerazione con una macchina frigorifera ad assorbimento, possono essere considerate anche le richieste di energia termica per raffreddamento/refrigerazione.

ospedaliera di dimensioni medio-grandi, ovvero presso utenze per le quali i carichi elettrici e, soprattutto, quelli termo-frigoriferi sono tipicamente dell'ordine di diversi MW e, soprattutto, presentano caratteristiche di grande continuità nel tempo, ovvero hanno una "durata" superiore a quella tipica delle utenze nelle quali l'energia termica è prevalentemente utilizzata per la sola climatizzazione ambientale.

Queste due circostanze permettono:

- l'ottimizzazione del sistema di cogenerazione dal punto di vista industriale e finanziario, in quanto l'efficienza nominale del sistema aumenta con la taglia, mentre il costo specifico dell'installazione (€/kWe) diminuisce per ovvie economie di scala;
- il recupero del capitale investito in tempi ridotti, grazie alla possibilità di far funzionare il sistema di cogenerazione per molte ore all'anno in condizioni di elevata efficienza termodinamica, ovvero in condizioni di massima potenza e con utilizzo pressoché integrale dei reflui termici.

I dati attualmente disponibili sugli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica, già in parte riportati nel capitolo sul sistema energetico regionale, sono sintetizzati nelle Tabelle 3.31. 3.32 Tabella 3.33.

Tali dati evidenziano, tra l'altro, quanto segue:

- in Campania, la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione è pari al 27% circa del totale della produzione da fonte termoelettrica, dato inferiore ma sostanzialmente confrontabile con quello nazionale (41%); rapportando il dato al consumo totale di energia elettrica, invece, il valore regionale (10% ca.) risulta nettamente inferiore a quello nazionale, risentendo anche, ovviamente, di fattori di tipo socio-economico e climatico;
- dei 365 MWe circa di potenza elettrica installata, una frazione piccola ma non trascurabile è dovuta ad impianti di taglia inferiore a 50 MWe: confrontando infatti i dati relativi ai soli impianti di cogenerazione con le informazioni generali sul parco termoelettrico, si evince che solo tre impianti cogenerativi superano tale soglia, e segnatamente quelli di Acerra (NA), Pomigliano (NA) e Teverola – Centro Energie (CE), per un totale di 314 MWe;
- dal punto di vista della produzione di energia termica, e dunque del risparmio energetico, i dati evidenziano come, almeno per gli impianti alimentati a gas naturale (largamente preponderanti), il potenziale cogenerativo sia sfruttato solo in piccola parte, con un rendimento termico effettivo medio (rapporto tra energia termica utile prodotta ed energia primaria consumata) inferiore al 10%: questo valore, molto modesto rispetto all'efficienza termica nominale tipica degli impianti di piccola e media taglia (50% circa), risente, ovviamente della presenza preponderante di impianti di grandi dimensioni; conseguentemente, anche il risparmio energetico ottenuto rispetto alla produzione separata, risulta relativamente modesto. Ad esempio, assumendo valori dei rendimenti di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e termica pari a 0,46 e 0,85, rispettivamente, si perviene ad un risparmio energetico di soli 19 ktep/anno, pari a circa il 5% del consumo di energia che si sarebbe determinato in caso di produzione convenzionale ed al 2% del fabbisogno regionale di energia primaria.

Le principali barriere da abbattere per favorire una maggiore diffusione della cogenerazione distribuita sono di tipo finanziario: la realizzazione di questi impianti comporta infatti investimenti consistenti, di norma non inferiori ad 1 M€ per MWe installato (ma i valori possono anche raddoppiare per impianti medio/piccoli, soprattutto in caso di trigenerazione e per utenze di tipo civile); per rendere l'investimento economicamente sostenibile anche nei casi meno favorevoli (impianti medio-piccoli e/o basso numero di ore/anno di esercizio), è di solito indispensabile il ricorso a meccanismi di incentivazione a fondo perduto, in quanto i soli Titoli di Efficienza

Energetica, se non opportunamente rivisti e potenziati⁶, non sono sufficienti a migliorare in modo consistente la redditività dell'investimento.

Inoltre, esistono ancora ostacoli di altra natura, quali ad esempio:

- barriere di tipo amministrativo: quadro fiscale eccessivamente articolato, soprattutto per quanto riguarda il regime di esenzione o agevolazione per l'accisa sul consumo di gas; procedure autorizzative locali (VV.FF., emissioni, ..) non sempre armonizzate sul territorio, perfino a livello regionale; ostacoli alla produzione decentrata di energia elettrica destinata a servire una pluralità di utenze (ad esempio, a livello condominiale o di quartiere), solo in parte in via di superamento attraverso la regolamentazione dei cosiddetti Sistemi Efficienti di Utenza ai sensi dell'art. 10 del D. Lgs. 115/08, etc.;
- barriere di tipo tecnico: gli impianti di piccola e media taglia risultano ancora caratterizzati da rendimenti elettrici modesti, che ne pregiudicano in parte la competitività: da questo punto di vista, può essere strategicamente molto importante, da parte della Regione, sostenere gli sforzi di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico in corso), anche presso le Università ed i centri di ricerca Campani, sui sistemi di micro-cogenerazione (celle a combustibile, motori Stirling, ...);
- barriere di tipo culturale, sia da parte degli utenti che degli operatori del settore, che non sempre conoscono in modo adeguato le potenzialità della tecnologia e le corrette modalità di applicazione della stessa: in questo ambito, è possibile intervenire mediante attività di informazione e sensibilizzazione rivolte sia ai potenziali utenti finali che a progettisti ed installatori del settore elettrico e termotecnico.

Il potenziale di sviluppo a breve e medio termine, anche nel solo campo della piccola e media cogenerazione (fino a 10 MWe) è certamente consistente. A titolo di esempio, e facendo riferimento al solo settore civile, si può stimare che, attraverso un censimento ed un intervento di incentivazione mirato, sarebbe possibile installare, a breve termine:

- almeno 20÷25 MWe complessivi presso strutture ospedaliere con almeno 100 posti letto che non dispongano ancora di questa tecnologia⁷;
- almeno 5÷10 MWe complessivi presso utenze alberghiere⁸;
- ulteriori 15÷20 MWe presso altre tipologie di utenza (centri sportivi con piscina, grandi centri commerciali, complessi universitari, etc.).

Il potenziale effettivo di sviluppo della piccola e media cogenerazione (fino a 10 MWe), nel solo settore civile, può essere dunque stimato, sia pure grossolanamente, in almeno 40÷50 MWe. A questo valore va ovviamente aggiunto quello relativo al potenziale di sviluppo nel settore industriale, che è stimabile in almeno ulteriori 50÷100 MWe⁹, per un totale di 100÷150 MWe, la cui effettiva installazione potrebbe garantire un risparmio energetico di almeno 40÷50 ktep/anno, valore ben superiore a quello attuale. Infine, soprattutto nel campo delle medie e grandi potenze (oltre i 50 MWe), la Regione potrà esercitare, nell'ambito dei progetti di centrali termoelettriche già autorizzati e non ancora realizzati, un ruolo di facilitatore e promotore di accordi finalizzati allo

⁶ Nonché semplificati: l'applicazione delle schede tecniche N: 21 e 22 predisposte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e relative alla valutazione analitica del risparmio energetico conseguibile da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento in applicazioni civili, è attualmente sospesa per problemi di tipo legale/amministrativo.

⁷ Stima basata su un'ipotesi di taglia ottimale mediamente compresa tra 1,1 kWe/p.l. (strutture fino a 500 p.l.) e 1,3 kWe/p.l. (strutture di dimensioni maggiori): cfr. Dentice d'Accadia et al.: "Analisi energetica ed economica di alcune utenze del terziario ubicate nella regione Campania: alberghi ed ospedali", Cuen, Napoli, 2000.

⁸ Stima basata sull'ipotesi di installazione di impianti di taglia compresa tra 1 e 1,5 kWe/stanza, nel 50% degli alberghi di I e II categoria con profilo di apertura non stagionale e con almeno 100 stanze: cfr. Dentice d'Accadia et al.: "Analisi energetica ed economica di alcune utenze del terziario ubicate nella regione Campania: alberghi ed ospedali", Cuen, Napoli, 2000.

⁹ Cfr. "Studi preliminari per l'elaborazione del Piano Energetico della Campania", anno 2002.

sfruttamento dei reflui termici disponibili a bocca di centrale, contribuendo ulteriormente allo sviluppo del settore.

Tabella 3.31. Impianti di cogenerazione in esercizio in Campania, anno 2007: potenza installata e produzione.

Impianti di cogenerazione in Campania per tipologia	Autoproduttori				Operatori elettrici commerciali				Totale			
	Sezioni	Potenza Lorda	Potenza Netta	Potenza Netta Media	Sezioni	Potenza Lorda	Potenza Netta	Potenza Netta Media	Sezioni	Potenza Lorda	Potenza Netta	Potenza Netta Media
	numero	MW	MW	MW	numero	MW	MW	MW	numero	MW	MW	MW
Ciclo combinato con produzione di calore	3	6,2	5,9	2,0	2	269	259,8	129,9	5	275,2	265,7	53,14
Comb. interna con prod. di calore	6	17,5	16,9	2,8	4	4,2	4,1	1,0	10	21,7	21	2,1
Condensazione e spillamento	2	66	62,7	31,4					2	66	62,7	31,4
Contropressione	1	0,8	0,7	0,7					1	0,8	0,7	0,7
Turbine a gas con produzione di calore	3	16,1	15	5,0					3	16,1	15	5,0
Totale	15	106,6	101,2	6,7	6	273,2	263,9	44,0	21	379,8	365,1	17,4

Fonte: TERNA

Impianti di cogenerazione in Campania per Provincia	Sezioni	Potenza Lorda	Potenza Netta	Potenza Netta Media	Produzione netta	Ore equivalenti di esercizio medie
	Numero	MW	MW	MW	GWh	h
AV	2	9	8,8	4,4	54,9	6233
BN						
CE	2	168,4	161,3	80,65	969,6	6011
NA	11	180,1	174,1	15,8	734,2	4217
SA	6	22,3	20,9	3,5	101,8	4873
TOT	21	379,8	365,1	104,4	1860,5	5096

Fonte: TERNA

**Tabella 3.32. Impianti di cogenerazione in esercizio in Campania, anno 2007:
produzione di energia e rendimenti.**

	Autoproduttori	Operatori commerciali	TOTALE
Produzione netta di energia elettrica da impianti di cogenerazione in Campania, per tipologia	GWh	GWh	GWh
Ciclo combinato con produzione di calore	29,5	1642,5	1672
Combustione interna con produzione di calore	104	12,1	116,1
Condensazione e spillamento	0		0
Turbine a gas con produzione di calore	72,4		72,4
TOTALE	205,9	1.654,6	1.860,5

Flussi di energia relativi ad impianti di cogenerazione in Campania, per classe di combustibile	Energia elettrica netta	Energia termica	Consumo di energia primaria	Rendimento elettrico medio	Rendimento termico medio	Rendimento totale medio
	GWh	GWh	ktep			
Gas naturale	1.848,3	360,6	363,7	0,44	0,09	0,52
Altri combustibili	12,1	9,9	2,6	0,40	0,33	0,73
Totale	1.860,4	370,5	366,4	0,44	0,09	0,52

Fonte: elaborazione su dati TERNA

Tabella 3.33. Impianti di cogenerazione in esercizio, anno 2007: confronti Campania/Italia.

Impianti di cogenerazione: confronti Campania/Italia	Potenza netta (MW)	Frazione della potenza termoel. (%)	Frazione della potenza tot. (%)	Produzione netta (GWh)	Frazione della produzione termoel. (%)	Frazione del fabbisogno lordo (%)
Italia	15.677,6	22,5	16,7	107.650,4	41,0	31,7
Campania	365,1	14,4	8,4	1.860,5	27,1	10,0

Fonte: elaborazione su dati TERNA

CAPITOLO 4. Agro-energie

Le linee di indirizzo strategico del PEAR prevedono al loro interno una sezione dedicata allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e, tra queste, lo sviluppo di filiere agro-energetiche, le quali possono contribuire sia al pareggio del bilancio energetico regionale, ma anche all'obiettivo dell'assolvimento degli obblighi derivanti dal protocollo di Kyoto e dai conseguenti impegni presi in sede comunitaria ed internazionale (Consiglio Europeo marzo 2007, conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici di Poznań 2008). La creazione di una filiera agro-energetica, insieme all'implementazione delle nuove tecnologie (vettore idrogeno, solare termodinamico, etc.) può contribuire a completare il mix delle fonti rinnovabili potenzialmente fruibili, cogliendo le opportunità di sviluppo provenienti dallo sfruttamento delle risorse endogene dei territori rurali, lasciando alla popolazione locale i benefici del valore aggiunto creato.

In Campania attualmente non esiste una filiera della biomassa ben definita ma, seguendo l'orientamento già delineato nel documento di indirizzo del PEAR, si mira a favorirne l'avvio interpretando il territorio in cui deve calarsi. Il settore primario ed i territori rurali rivestono un ruolo chiave per lo sviluppo delle energie rinnovabili: il primo in qualità di produttore di materia prima, gli altri in quanto potenziali produttori di energia. Il quesito aperto dal punto di vista del mercato rimane la verifica di opportunità, sostenibilità e vantaggio competitivo che aziende ed economia locale possono trarre investendo in progetti sulle rinnovabili.

L'agricoltura rappresenta il 3,2% del PIL regionale¹, a fronte di una media nazionale del 2,4% ed impiega l'8,5% del totale degli occupati regionali a dimostrazione, dal punto di vista economico e sociale, di un settore vitale per l'economia regionale. Nello specifico, secondo i dati rilevati dall'ISTAT su struttura e produzioni delle aziende agricole con riferimento all'annata agraria 2006-2007, si evidenzia un aumento della superficie media aziendale di 3,7 ha (+37% rispetto ai dati censuari) ed una diminuzione del 28,4% del numero complessivo di aziende che risulta essere pari a 151.802 unità². Continua a ridursi invece la superficie agricola utilizzata (-2,3%SAU) che per il 2007 si estende per 563.000 ettari. Regredisce, inoltre, nel triennio 2005/2007, sia il numero di aziende specializzate che quello di aziende miste, ma aumentano le aziende specializzate in erbivori (29,5%) che però vedono ridursi il reddito lordo standard³ aziendale a fronte di un aumento anche significativo per le altre aziende specializzate.

¹ Dati 2005

² L'indagine del 2007 è relativa all'universo UE costituito dall'insieme delle aziende che possiedono almeno un ettaro di SAU o la cui produzione presenta un valore annuo di almeno 2.500 euro.

³ Il Reddito Lordo Standard è (RLS) è un indicatore di redditività delle attività produttive agricole che deriva dalla differenza tra la media triennale della produzione vendibile di queste e la medie triennale dei rispettivi costi specifici.

Tab. 4.1 Aziende e relativo reddito lordo standard per orientamento tecnico-economico (variazione % anno 2007/2005)

AREA	AZIENDE SPECIALIZZATE						AZIENDE MISTE				Totale generale
	Seminativi	Ortoflori-coltura	Coltivazioni permanenti	Erbivori	Granivori	Totale	Policoltura	Poliallevamento	Coltivazioni-Allevamenti	Totale	
AZIENDE - VARIAZIONI % 2007/2005											
Campania	-15,3	-10,7	-5,3	29,5	-76,7	-7,1	23,3	-1,7	2,5	18,4	-3,4
ITALIA	-7,3	-1,4	-3,5	12,7	-1,3	-2,8	0,6	-2,2	-4,7	-1,0	-2,6
Nord	-6,4	-7,1	-8,4	24,2	-9,9	-0,9	-16,3	-3,6	19,9	-2,8	-1,2
Centro	0,4	-23,7	0,7	-10,1	54,1	-1,3	-11,1	-27,5	-19,0	-14,7	-4,2
Mezzogiorno	-11,1	14,9	-3,2	7,4	-0,4	-4,1	12,6	14,1	-14,8	7,1	-2,7
REDDITO LORDO STANDARD AZIENDALE - VARIAZIONI % - 2007/2005											
Campania	10,6	46,6	10,5	-25,2	78,5	12,5	-14,3	-65,3	-13,3	-23,8	6,6
ITALIA	14,0	13,7	10,9	28,2	-4,1	13,3	13,2	17,5	-4,8	8,1	12,6
Nord	14,9	-23,7	15,8	32,6	-10,3	10,4	26,2	25,6	-3,8	13,9	10,8
Centro	11,5	13,5	15,0	33,9	7,3	16,6	-18,1	17,4	-9,6	-12,3	11,4
Mezzogiorno	14,2	45,7	7,2	18,3	126,7	15,8	18,3	8,0	-3,9	11,7	15,2

Fonte: ISTAT *Struttura e produzioni delle aziende agricole Anno 2007*

Ma l'agricoltura regionale mostra caratteri distintivi soprattutto in termini di qualità delle produzioni. Infatti la Campania vanta la presenza di 8 prodotti a denominazione di origine protetta (DOP) riconosciuti⁴, 6 con protezione transitoria nazionale, 6 DOP in fase di istruttoria ministeriale; inoltre 8 prodotti con marchio IGP (indicazione geografica protetta) 2 in fase di registrazione e 7 in fase di istruttoria. Il comparto vitivinicolo è caratterizzato dalla presenza di numerose produzioni di qualità: 3 vini a denominazione di origine controllata e garantita DOCG, 18 vini DOC e 9 vini ad indicazione geografica tipica (IGT). Inoltre sono ben 324 le produzioni campane classificate tradizionali secondo il Reg. CE 509/06. Lo scenario profilato induce a valutare gli interventi di sviluppo delle energie rinnovabili nelle aree rurali con estrema cautela, a causa dell'impatto che questi potrebbero avere sul territorio.

Lo stesso Piano Territoriale Regionale (PTR), dettando gli indirizzi generali di tutela e gestione sostenibile delle risorse ambientali, naturalistiche ed agroforestali, con particolare riferimento agli aspetti paesaggistici, disciplina la trasformabilità dello spazio rurale, limitandone l'edificabilità alle specifiche esigenze delle aziende agricole, stabilisce l'obbligo per i piani urbanistici provinciali, comunali e di settore di evitare nuovi consumi di suolo agricolo, privilegiando il recupero di aree già urbanizzate, dismesse, sottoutilizzate, degradate.

Pertanto, l'obiettivo del PEAR è sviluppare le potenzialità agro-energetiche delle biomasse derivate dai residui inutilizzati dall'agricoltura (cosiddette di 'seconda generazione' come le biomasse generate da scarti e/o sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale ed agroforestale, ecc.). A questo si unisce anche l'esigenza di valorizzare le aree dove non sussistono attualmente le condizioni agro-ambientali per le coltivazioni (aree interessate dal cuneo salino o con status ambientale alterato) e le aree a rischio di marginalità (aree a rischio idrogeologico, abbandono colturale) per essere dedicate temporaneamente a colture energetiche.

⁴ Caciocavallo Silano; Cipollotto Nocerino; Fico bianco del Cilento; Mozzarella di Bufala Campana; Olio extravergine di oliva Cilento; Olio extravergine di oliva Colline Salernitane; Olio extravergine di oliva Penisola Sorrentina; Pomodoro S. Marzano dell'Agro Sarnese-nocerino;

Questa scelta consente di focalizzare l'attenzione su filiere con concreta possibilità di sviluppo ed anche correttamente inserite nei contesti locali, ma anche di conseguire un ulteriore risultato: l'utilizzo energetico di materiali che, se non correttamente smaltiti, avrebbero conseguenze negative per l'ambiente (come le deiezioni animali) oltre alla salvaguardia di aree boscate da fenomeni di dissesto ed abbandono (recupero della biomassa ligno-cellulosica attraverso la corretta gestione forestale).

Secondo questo approccio, il comparto agricolo rappresenta il primo passo per un concreto start-up della filiera basato sulla determinazione del quantitativo di biomassa potenzialmente disponibile nel territorio campano. In realtà il *serbatoio* regionale di "materia prima" utilizzabile per la produzione di bioenergia non è facilmente quantificabile.

Secondo la definizione data dalla normativa vigente le biomasse sono rappresentate da *"la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"*⁵.

La biomassa di origine agro-silvicola può essere trasformata in biocarburante per autotrazione oppure in biocombustibile solido, liquido o gassoso per l'alimentazione di impianti per la produzione di energia.

Lo sfruttamento economico di terreni fertili per la produzione di biocarburanti, dovendo interessare grandi superfici dedicate in colture estensive e con basso impiego di manodopera per raggiungere livelli economici competitivi, non è ipotizzabile, considerate le caratteristiche strutturali dell'agricoltura campana.

Stesso discorso vale per i biocombustibili derivati da coltivazioni dedicate, mentre auspicabile è l'utilizzazione di biomasse residuali, cioè biomasse generate da scarti e/o sottoprodotti di origine agro-forestale e/o agro-industriale.

Con la legge 244/2007 (finanziaria 2008) si è incentivata fortemente la produzione di energia da biomassa derivante da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, inclusi i sottoprodotti, ottenuti da intese di filiera o da filiera corta⁶, prevedendo la cumulabilità tra certificati verdi ed altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale locale o comunitaria non eccedenti il 40% del costo dell'investimento⁷. Ciò proprio perché la creazione di una filiera locale della biomassa consente di evitare ulteriori emissioni climalteranti dovute al trasporto a lungo raggio del combustibile.

I comparti agricolo, forestale ed agroindustriale del territorio regionale possono fornire biomassa per sostenere due tipologie di filiera agro-energetica: quella della biomassa destinata alla produzione di biogas attraverso digestione anaerobica e quella della biomassa ligno-cellulosica finalizzata alla combustione.

In particolare per la produzione di biogas i residui provenienti dall'agricoltura possono essere rappresentati da:

- deiezioni animali: letame, liquame di allevamenti zootecnici (bovini bufalini, suini etc.);
- scarti vegetali: residui inutilizzati degli insilati, scarti ortofrutticoli, etc.;
- residui agroindustriali: residui della lavorazione del settore lattiero caseario (siero), della trasformazione del pomodoro (bucchette), sanse etc.;

⁵ Secondo la definizione normativa contenuta nella direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, recepita con il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

⁶ Entro un raggio di 70 km salvo diversa previsione dell'emanando decreto del MiPAAF.

⁷ In conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata.

Mentre per la filiera della biomassa ligno-cellulosica i materiali utilizzabili provengono in genere da:

- biomassa derivante dalla gestione dei boschi di proprietà pubblica e privata (ramaglia di cedui e fustaie);
- biomassa derivata da foreste a breve rotazione e da colture dedicate;
- residui delle industrie agroalimentari e/o della lavorazione del legno;
- biomassa da potature di imprese agricole o verde pubblico (ad es. potature di viti ed altri sottoprodotti colturali erbacei ed arborei).

In queste due filiere confluiscono biomasse provenienti da differenti settori produttivi, contraddistinte da caratteristiche chimico-fisiche diverse e soggette a differenti tecnologie per la loro conversione energetica. Per questo motivo la creazione e l'integrazione di filiera richiede strategie diversificate ed una pianificazione adatta ad incentivare la formazione di partenariati locali.

Le valutazioni da effettuare sono molteplici e rispondono non solo a criteri di fattibilità e convenienza economica ma soprattutto a criteri di sostenibilità ed effettiva riduzione delle emissioni gassose in atmosfera, oltre che al mantenimento di un armonioso sviluppo del territorio in tema di paesaggio, biodiversità e produzioni agricole. È inoltre da considerare il livello di accettazione della popolazione residente rispetto alla installazione di impianti per la produzione di energia seppure di piccola taglia.

L'approccio strategico alla materia quindi deve essere necessariamente di tipo multidisciplinare ed intersettoriale sia a monte, con una governance basata sull'interazione di diverse aree dell'Amministrazione regionale (ambiente, agricoltura, attività produttive, politiche del territorio), sia a valle con la costituzione di partenariati complessi che assicurino il consenso intorno ad un progetto comune e definiscano il comportamento di tutta la filiera locale delle bioenergie.

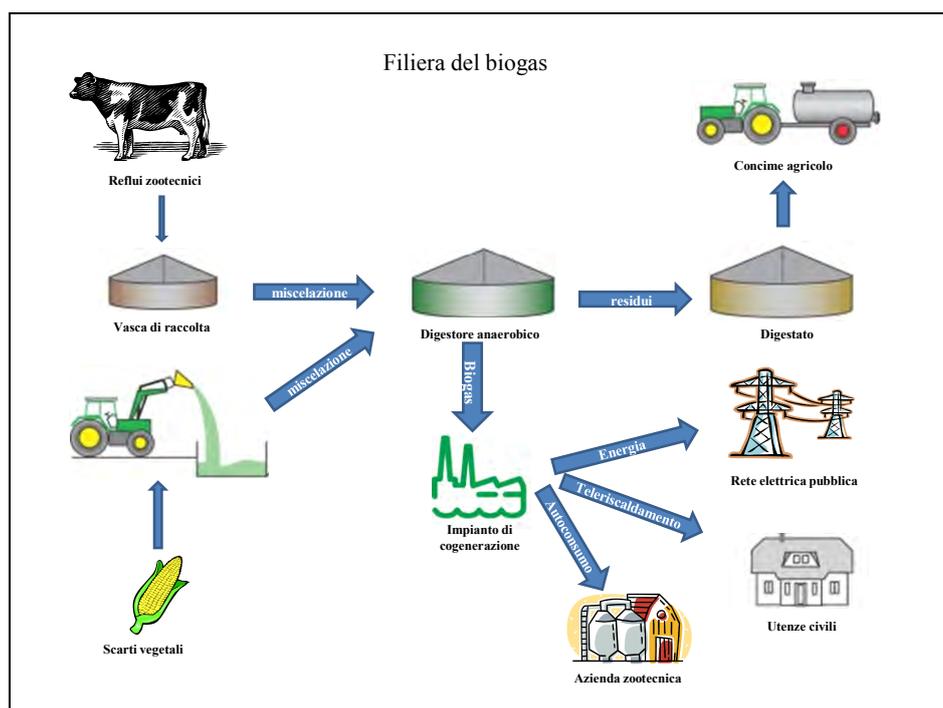
Di seguito, al fine di agevolare l'avvio di potenziali filiere, vengono illustrati i risultati di una prima stima effettuata sulla disponibilità di biomassa di origine agro-forestale ed i relativi areali, per la costituzione di una filiera del biogas ed una della biomassa ligno-cellulosica.

4.1. La filiera del biogas

Il processo di digestione anaerobica delle biomasse consiste in una serie di reazioni biochimiche di demolizione della materia organica in sostanze gassose semplici, dal quale si produce una miscela gassosa combustibile, appunto biogas, costituita essenzialmente da anidride carbonica e metano (40 ÷ 70%). In realtà, il biogas rappresenta il prodotto intermedio della filiera, destinabile a vari usi finali previo trattamento di depurazione. L'utilizzazione più frequente è la trasformazione in elettricità e calore (cogenerazione), mentre ancora poco diffusa è la produzione combinata di elettricità, calore e freddo (trigenerazione) (Fig. 4.1).

Ai fini dell'implementazione di una filiera del biogas sul territorio regionale, i residui dei vari comparti dell'agricoltura destinabili alla digestione anaerobica possono provenire dal settore zootecnico, sia con i residui dell'attività di allevamento che della lavorazione del latte, dal comparto ortofrutticolo, relativamente ai residui colturali e dei mercati ortofrutticoli, e dal comparto agroindustriale, con i residui della lavorazione del pomodoro, le sanse vergini, etc.

Figura 4.1 – Rappresentazione esemplificativa di una possibile filiera del biogas



La valutazione delle potenzialità della filiera del biogas passa innanzitutto attraverso la quantificazione dei capi allevati e quindi dei reflui prodotti. In Campania, dato l'elevato numero di allevamenti, lo sviluppo della filiera del biogas risponderebbe anche all'obiettivo di favorire la corretta gestione dei reflui zootecnici con interessanti risvolti economici ed ambientali (riduzione delle emissioni climalteranti sia per via del recupero degli effluenti zootecnici altrimenti sottoposti a spandimento incontrollato oltre che per lo sviluppo di una fonte energetica rinnovabile). La trasformazione in biogas, infatti, costituisce un'alternativa di smaltimento degli effluenti zootecnici, soprattutto nelle zone vulnerabili a nitrati di origine agricola⁸, e nei casi in cui le quantità prodotte superino quelle spandibili sui terreni in base alla normativa vigente⁹.

Il territorio campano è caratterizzato da una consistente presenza di aziende zootecniche (circa 35.000), in particolare da allevamenti bovini e bufalini che rappresentano il 34% delle aziende del comparto. L'allevamento suinicolo nell'arco dell'ultimo triennio ha avuto un incremento di circa il 33% del numero di capi, la maggior parte dei quali allevati per autoconsumo.

Gli allevamenti presenti in Campania sono stati quantificati e localizzati in modo da rilevarne la consistenza e la distribuzione geografica. La consistenza zootecnica di bovini e bufalini è stata ricavata dall'Anagrafe Zootecnica di Teramo che in via ufficiale gestisce la Banca Dati Nazionale¹⁰. I reflui potenzialmente disponibili per la produzione di biogas sono stati quantificati tenendo conto della distribuzione per età dei capi allevati e delle varie tipologie di stabulazione,

⁸ La Regione Campania, con deliberazione n. 700 del 18 febbraio 2003, ha individuato le zone vulnerabili a nitrati di origine agricola (ZVNOA) e, con deliberazione n. 209 del 23 febbraio 2007, ha approvato il Programma d'azione della Campania per le zone vulnerabili ai nitrati di origine agricola (rimodulazione della DGR n. 182 del 13 febbraio 2004) il quale regolamenta l'utilizzo agronomico degli effluenti zootecnici al fine di mitigare il rischio di percolazione dei nitrati nelle acque superficiali e profonde.

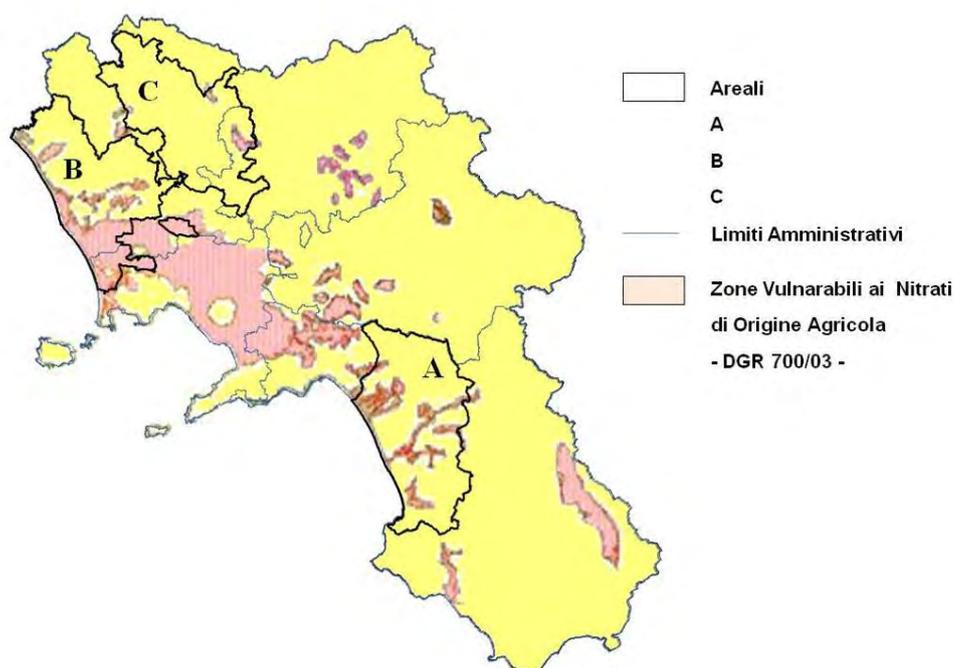
⁹ In particolare la Direttiva 91/676/CEE "Nitrati", prevede un carico massimo di UBA (Unità Bestiame Adulto) ammissibile pari a 2 UBA/ha nelle aree vulnerabili ai nitrati (corrispondente a 170 unità di azoto annue per ettaro) e di 4 UBA (corrispondente a 340 unità di azoto annue per ettaro) per le superfici ricadenti all'esterno delle aree vulnerabili.

¹⁰ Mentre dati relativi alla consistenza degli allevamenti suinicoli sono stati forniti dal Centro Regionale per il Monitoraggio delle Parassitosi – Regione Campania (CReMoPAR). Il CReMoPAR - attivato con una Convenzione tra l'Assessorato all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania, Settore SIRCA ed il Settore di Parassitologia Veterinaria e Malattie Parassitarie del Dipartimento di Patologia e Sanità Animale della Facoltà di Medicina Veterinaria dell'Università di Napoli Federico II – svolge soprattutto attività di ricerca ed attività diagnostica.

stimate attraverso interviste a testimoni privilegiati del settore, ed applicando i parametri riportati nel D.M. 7 aprile 2006¹¹ (Allegato I). Dal calcolo complessivo è stata sottratta quota dei residui che normalmente trova altri impieghi agronomici, venendo normalmente riutilizzata sui terreni come ammendate e per concimazione¹².

Dalla osservazione della distribuzione degli allevamenti emerge che essi sono concentrati soprattutto in determinate aree della regione. Nell'ottica di ridurre quanto più possibile le distanze da percorrere per il trasporto e lo stoccaggio della biomassa, allo scopo sia di limitare le emissioni inquinanti che di minimizzare i costi per la filiera, sono stati identificati tre areali che costituiscono le zone di maggiore interesse per la realizzazione degli investimenti tecnologici relativi alla filiera del biogas (fig. 4.2).

Fig. 4.2 – Areali individuati per la biomassa derivante da reflui zootecnici

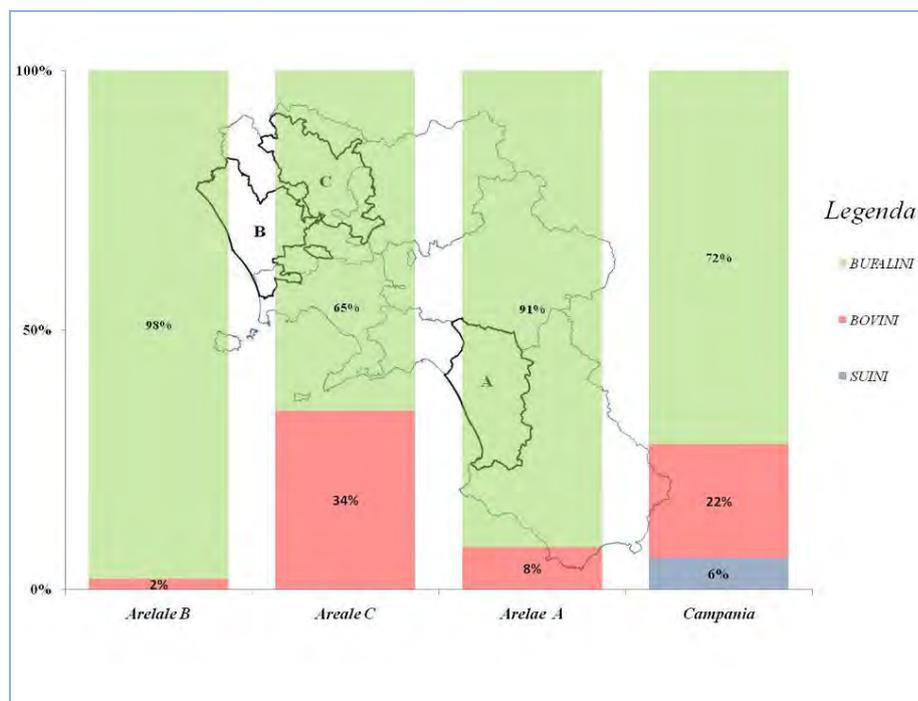


L'Areale A interessa 20 comuni tutti nella provincia di Salerno per una superficie totale di 108.139 ettari; l'Areale B, costituito anch'esso da 20 comuni ricade per la maggior parte in provincia di Caserta per una superficie totale pari a ha 87.465; l'Areale C è incluso tra la provincia di Caserta e quella di Benevento ed è costituito da 35 comuni per una superficie totale pari a ha 95.986.

¹¹ Recepimento della direttiva 91/676/CEE (*Direttiva Nitrati*).

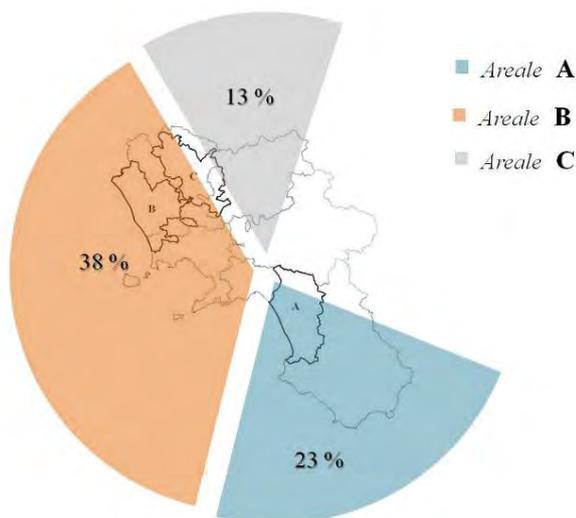
¹² Nei tre areali individuati si stima, la disponibilità di refluo zootecnico a circa 3,7 milioni di m³.

Fig. 4.3 – Contributo percentuale dei reflui (liquame e liqui-letame) per tipologia di allevamento, areale e totale regionale.



Fonte: elaborazione INEA

Fig. 4.4 – Contributo dei reflui zootecnici nei tre areali sul totale Campania



Fonte: elaborazione INEA

Nell'areale A e B sono concentrati in prevalenza reflui di origine bufalina, mentre nell'areale C (fig.4.3) il 34% dei reflui è di origine bovina. È però nell'areale B che si concentra il maggior quantitativo di reflui (fig. 4.4). Nei tre areali invece la presenza di reflui suinicoli, risulta essere non significativa ai fini dello sfruttamento energetico.

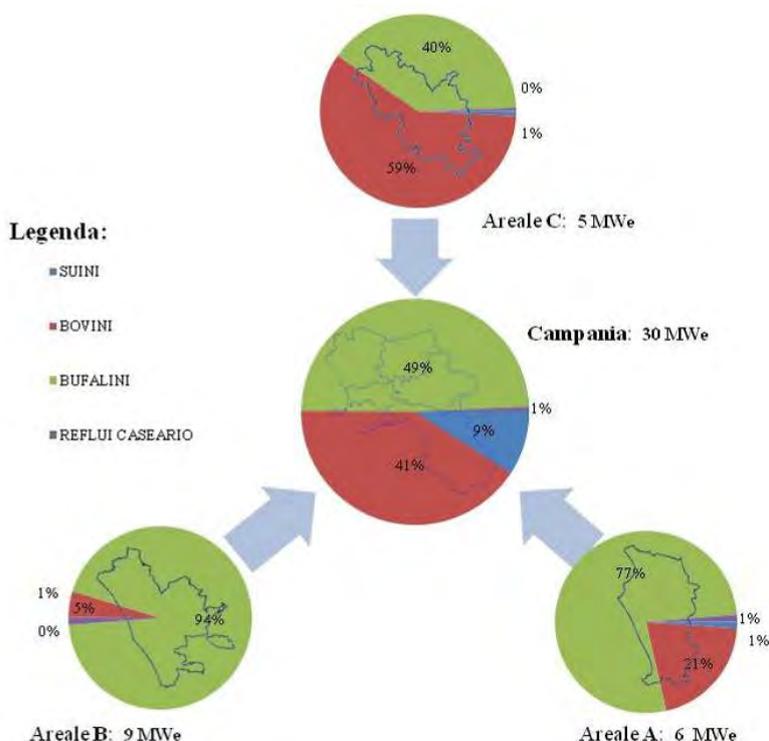
A questo quantitativo, quale biomassa di origine animale, può essere sommato il siero residuo proveniente dalla lavorazione del latte bufalino. Relativamente alla disponibilità di siero sul territorio regionale occorre tener presente che una grossa parte del settore caseario confluisce nel marchio D.O.P. - Mozzarella di Bufala Campana - che rappresenta il principale prodotto agroalimentare di qualità della regione. La distribuzione dei caseifici sul territorio è concentrata specialmente in provincia di Salerno e Caserta dove peraltro sono raggruppate la maggioranza delle aziende¹³.

Al fine di tradurre in termini energetici questo potenziale è stata effettuata la trasformazione di tali biomasse in potenza installabile (MW). La conversione della biomassa in potenza elettrica (MWe) e termica (MWt) è stata effettuata tenendo presente l'attitudine a produrre biogas per ciascuna biomassa, il contenuto in solidi volatili nei substrati ed un valore medio del tenore in metano del biogas (55%). È stata presa come riferimento una tecnologia di trasformazione energetica attualmente disponibile sul mercato e che assicura elevati rendimenti di conversione (considerando un impianto di cogenerazione con funzionamento a pieno carico, rendimento elettrico pari al 40%, rendimento termico pari al 43%, dunque rendimento complessivo pari all'83%).

Il quantitativo di biomassa di origine animale rilevato sul territorio regionale, comprendendo in tale definizione sia gli effluenti zootecnici che il siero residuo della lavorazione del settore caseario, per le sue caratteristiche chimico-fisiche e per la sua disponibilità rappresenta il substrato "tipo" per avviare il processo di aggregazione di una potenziale filiera del biogas.

Considerando i tre areali individuati, il potenziale disponibile stimato in relazione all'impiego della sola biomassa di origine animale, al netto delle utilizzazioni agronomiche risulta pari a circa 20 MWe (fig. 4.5) e a oltre 21 MWt con una producibilità di circa 150.000 MWh/anno.

Fig. 4.5 Potenza elettrica teorica da impianti a biogas prodotto da biomassa di origine animale al netto delle utilizzazioni agronomiche (MW)



¹³ La quantità di siero prodotta annualmente in regione si aggira intorno alle 70.000 tonnellate. I dati relativi al trasformazione del latte sono stati messi a disposizione dal consorzio di Mozzarella di Bufala Campana.

Nel processo di digestione anaerobica l'introduzione di residui di origine vegetale abbinati a quelli animali, considerando un'ipotesi di codigestione, aumenta considerevolmente la potenzialità energetica esprimibile sul territorio campano. Quindi, in un'ottica di *sviluppo energetico*, possono rientrare nella filiera del biogas altri residui tipici del settore agricolo ed agroindustriale campano che, nel lungo periodo, potrebbero essere sfruttati grazie alle economie di scala generabili dalla filiera stessa¹⁴. Alla stessa stregua possono essere utilizzate produzioni derivanti dalle coltivazioni dedicate, nel caso in cui vi sia l'esigenza di riconvertire produzioni in aree ambientalmente sensibili o a rischio di marginalità.

A titolo di esempio, l'utilizzo di residui agroindustriali quali buccette di pomodoro e sansa vergini, può rispondere alle esigenze di sviluppo della filiera, essendo questi reperibili all'interno degli areali individuati¹⁵. Così come i residui derivanti dal funzionamento dei mercati ortofrutticoli può rappresentare un vantaggio ambientale ed al tempo stesso innalzare il potere energetico degli impianti.

In Campania nel 2007 sono stati trasformati circa 2,2 milioni di tonnellate di pomodoro a fronte di un trasformato nazionale pari a 4,6 milioni di tonnellate. Sul territorio campano sono presenti 104 aziende di trasformazione del pomodoro che rappresentano circa il 70% delle aziende nazionali (su un totale di 177 aziende in Italia), la maggior parte localizzata tra le province di Napoli e Salerno. Più precisamente: 26 aziende in provincia di Napoli, 74 in provincia di Salerno, 1 in provincia di Avellino e 2 in provincia di Caserta. Le tonnellate di buccette¹⁶ (parte residuale della trasformazione del pomodoro) disponibili per la produzione di biogas sono circa 38.000, attualmente utilizzate solo in parte come mangime per l'alimentazione animale e cedute a titolo gratuito dalle industrie alle aziende zootecniche.

La sansa vergine, invece, rappresenta il residuo del processo di estrazione dell'olio dalla pasta di olive mediante processo esclusivamente meccanico nei frantoi. Questa, da non confondersi con la sansa esausta derivante dal processo di estrazione con solventi nei sansifici, sia per il suo valore di umidità, sia per caratteristiche chimico-fisiche, risulta idonea per la digestione anaerobica (in quantità percentuali non dominanti nel substrato). È stata perciò stimata la disponibilità di sansa vergine sul territorio regionale utilizzando dati AGEA (Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura) relativi alla produzione di olio della campagna oleicola 2006/2007¹⁷.

Ulteriori quantitativi di biomassa vegetale potrebbero essere aggiunti, una volta avviata la fase di start up della filiera, grazie ad un più efficace e strutturato sistema di raccolta di residui e sottoprodotti presso le aziende agricole, mercati ortofrutticoli ed industria di macellazione.

4.2. La filiera ligno-cellulosica

Con il termine ligno-cellulosica ci si riferisce ad una filiera basata sul recupero energetico di biomassa vegetale destinata alla combustione.

Per la quantificazione del potenziale destinabile a questa filiera possono essere prese in considerazione le seguenti tipologie di biomassa:

- sottoprodotti da attività di gestione del bosco (ramaglia e cimali);

¹⁴ Residui colturali, scarti dei mercati ortofrutticoli, residui agroindustriali, etc.

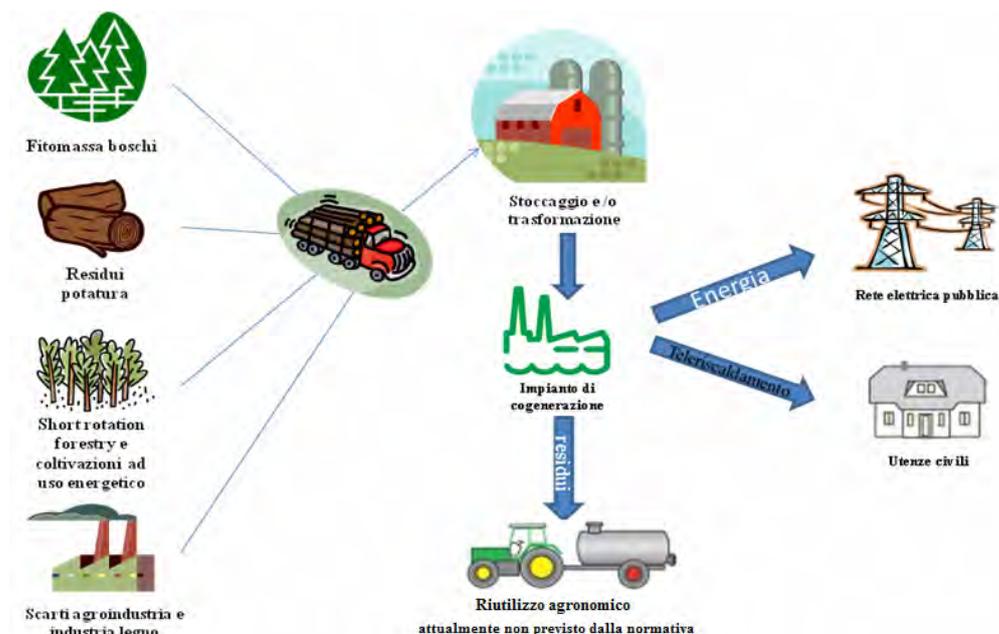
¹⁵ Rimane però da risolvere la diatriba giurisprudenziale sulla collocazione normativa di questi residui, come rifiuti o sottoprodotti.

¹⁶ I dati relativi al trasformato di pomodoro sono stati gentilmente forniti dall'ANICAV (Associazione Nazionale Industriali Conserve Alimentari Vegetali).

¹⁷ La quantità stimata si aggira intorno alle 53.000 tonnellate.

- colture dedicate legnose (Short rotation forestry);
- scarti potatura del verde urbano;
- scarti di potatura ed altri residui agricoli;

Figura 4.6 – Rappresentazione esemplificativa di una possibile filiera della biomassa ligno-cellulosica



Tra le principali componenti destinate ad alimentare tale filiera si è tenuto conto del potenziale forestale. Per il calcolo del quantitativo di biomassa realmente ottenibile dalle superfici a bosco della regione, è stata utilizzata come banca dati di riferimento l'Inventario Nazionale Forestale del Carbonio. Questa banca dati, nata dall'esigenza di quantificare i serbatoi di carbonio a livello nazionale, rappresenta oggi la fonte ufficiale più utilizzata per le informazioni relative alle foreste.

La stima dei quantitativi di biomassa ritraibili è condizionata non solo dalla qualità dei dati disponibili, ma anche dalle informazioni relative alla modalità gestione delle superfici boscate ed all'accessibilità dei siti.

Per quanto riguarda la gestione dei boschi di proprietà pubblica il riferimento ufficiale sono i Piani di Assestamento Forestale. Secondo l'art. 10 della Legge Regionale 11/96 tutti i beni silvo-pastorali di proprietà dei Comuni e degli Enti pubblici devono essere utilizzati in conformità di appositi Piani di Assestamento Forestale (PAF). Il PAF rappresenta lo strumento per la gestione del bosco; esso disciplina le utilizzazioni boschive per un periodo di dieci anni, individuando, inoltre, i boschi di "protezione" e gli interventi di rimboschimento. Di fatto il PAF è il requisito per poter procedere ad un piano di tagli. Tuttavia attualmente sono pochi gli enti locali che hanno elaborato piani di assestamento¹⁸. La provincia di Salerno risulta quella con maggiore superficie assestata, con una percentuale del 54% sul totale della superficie forestale provinciale, segue la provincia di Caserta con il 48%, Benevento con il 39% ed Avellino con il 29%, mentre la provincia di Napoli non ha superfici assestate.

¹⁸ Secondo l'ISTAT solo il 44% della superficie forestale regionale dal 1989 al 2007 è stata assestata.

Per quanto riguarda la gestione dei boschi privati in Campania da un lato c'è la necessità che l'utilizzazione del bosco sia sempre e comunque riportata nell'ambito di una gestione sostenibile, dall'altro, la ridotta dimensione media delle superfici private in molti casi non consente al singolo proprietario di attuare economie di scala e rappresenta un ostacolo per un governo efficiente in termini finanziari.

La rete di aree protette in Campania è composta oltre che dal sistema dei parchi, da Zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla direttiva Uccelli e dai Siti di Importanza Comunitaria (SIC) individuati in base alla direttiva Habitat. In particolare, in Campania sono presenti 28 Zone di Protezione Speciale (ZPS) su 215.763 ha e 106 Siti di Importanza Comunitaria (SIC) su 363.215 ha, estesi complessivamente su circa 395.000 ettari (29% del territorio regionale). La Regione ha inoltre istituito con L.R. n.17/03 un sistema di parchi urbani¹⁹ tra cui il Parco Metropolitan delle Colline di Napoli.

Tab. 4.2 – Rete Aree protette in Campania - Fonte: PFG Regione Campania -

Aree protette	N. Totale	NOME
Parchi nazionali	2	Parco Nazionale del Cilento e Vallo di Diano, Parco Nazionale del Vesuvio
Parchi regionali	8	Monti Picentini, Partenio, Matese, Taburno-Camposauro, Monti Lattari, Campi Flegrei, Fiume Sarno, Roccamonfina - Foce Garigliano
Riserve naturali statali	3	Castelvoturno, Cratere degli Astroni, Tirone Alto Vesuvio
Riserve naturali regionali	6	Foce Sele e Tanagro, Foce Volturno e Costa di Licola, Lago Falciano, Fiume Sarno, Campi Flegrei, Monti Lattari
Aree marine protette	4	Area Marina Protetta Punta Campanella, Parco sommerso di Baia, Parco sommerso di Gaiola, Riserva Marina Punta Campanella
Aree protette altro tipo	4	Oasi Bosco di San Silvestro, Area naturale Baia di Ieranto, Oasi naturale di Monte Polveracchio, Parco naturale Diecimare

Gli interventi nei suddetti siti, finalizzati all'ottenimento di biomasse per la produzione di energia rinnovabile, sono possibili purché autorizzati previa redazione di una relazione di non significatività²⁰ che dimostri che l'intervento non abbia effetti rilevanti sugli obiettivi di conservazione del sito stesso. Pertanto sono consentite quelle cure colturali ai boschi pubblici e privati, consistenti in operazioni di sfollo e diradamento nei cedui e nelle fustaie che consentono il recupero della ramaglia, previa approvazione dall'ente delegato territorialmente competente²¹.

La distribuzione delle superfici dei boschi alti mostra (tab. 4.3) una estensione di 380.000 ettari circa. Ai fini del calcolo del potenziale bioenergetico forestale è stata considerata la categoria dei boschi alti e l'arboricoltura da legno. Non sono stati presi in considerazione i boschi bassi

¹⁹ L.R. n. 17 del 17.10.03 "Istituzione del sistema parchi urbani di interesse regionale".

²⁰ Redatta secondo l'allegato D) – Linee Guida per la redazione di una relazione di non significatività (screening) in attuazione dell'articolo 1 comma 6 punto 3 ter della L.R. 14 del 24 luglio 2006.-Deliberazione n. 2005 Area Generale di Coordinamento N. 11 Sviluppo Attività Settore Primario- L.R. 11/96 Approvazione dei Piano di forestazione e bonifica montana degli Enti delegati e del riparto definitivo delle risorse agli Enti delegati ed ai Settori Regionali Forestali Decentrati per l'esercizio finanziario 2006 (con allegati).

²¹ Nel caso di terreni gravati da usi civici è necessario tener conto dell'art. 12 della Legge 1766/1927.

perché questi costituiscono la parte in accrescimento che va lasciata tal quale nel rispetto del principio di uso sostenibile della risorsa.

Tab. 4.3 - Distribuzione delle superfici boscate per provincia e per categoria (in ettari)

BOSCHI ALTI	Caserta	Benevento	Napoli	Avellino	Salerno	TOTALE
FUSTAIE RESINOSE (Pini e altre resinose)						
Pino nero laricio, Loricato	0	737	1.105	2.210	2.210	6.262
Pinete di pini mediterranei	2.210	0	1.105	368	4.051	7.734
Altri boschi di conifere	0	737	0	0	368	1.105
LATIFOGLIE						
Faggete	10.680	4.787	0	14.730	24.999	55.196
Boschi a rovere e roverella	11.036	13.254	1.105	9.207	20.254	54.856
Cerrete boschi di farnetto, fragno, vallonea	9.207	11.416	0	15.467	31.961	68.051
Castagneti	8.470	1.841	4.380	14.727	23.782	53.200
Ostrieti, Carpineti	9.943	5.892	0	6.260	31.670	53.765
Boschi igrofilii	737	2.946	0	3.314	4.787	11.784
Altri boschi caducifogli	5.524	1.473	1.473	5.524	16.203	30.197
Leccete	11.416	0	2.210	737	22.755	37.118
Sugherete	0	0	0	0	368	368
Altri boschi di latifoglie sempreverdi	0	0	0	0	368	368
TOTALE Boschi alti	69.223	43.083	11.378	72.544	183.776	380.004
Pioppeti artificiali	419	0	0	0	737	1.156
Aree Tempor. Prive di Soprassuolo	368	0	329	368	2.171	3.236

Fonte: *INFC dati anno 2005*

La provincia di Salerno è quella che presenta una maggiore superficie a bosco (48% della superficie regionale); seguono la provincia di Avellino con il 19%, la provincia di Caserta con il 18%, Benevento con l'11% ed infine Napoli con il 3%. È possibile evidenziare la scarsa presenza di conifere che ricoprono una superficie di circa 15.000 ha, mentre i boschi di latifoglie rappresentano oltre il 96% del totale forestale.

Lo scenario di sviluppo energetico prevede una utilizzazione sostenibile dei boschi che consenta allo tempo stesso l'incremento della biomassa forestale e la salvaguardia del patrimonio boschivo, escludendo l'utilizzo a fini energetici di alcune tipologie forestali per motivi di convenienza economica. Infatti il mercato della legna da ardere per il calore, specie per le latifoglie, è molto florido e non è pensabile destinare alla produzione di elettricità tale risorsa che riesce a spuntare prezzi dell'ordine di 100-150 €/t, in funzione del periodo dell'anno, della localizzazione geografica e della tipologia.

Per cui la quantificazione del potenziale destinabile alla filiera ligno-cellulosica²² è stata fatta considerando la disponibilità di legna e sottoprodotti derivanti dai boschi governati a fustaia, a ceduo semplice e ceduo composto al netto della legna da ardere, già utilizzata per fini energetici o in altre filiere quali la produzione di legname da lavoro, pannelli, carta. Per la maggior parte delle

²² L'elaborazione dei dati è stata effettuata in collaborazione con il Dipartimento di arboricoltura, botanica e patologia vegetale della Facoltà di Agraria Federico II di Portici.

specie il fusto ed i rami grossi sono destinati ad altri mercati, mentre la ceppaia è destinata a rimanere nel suolo per assicurarne la rigenerazione.

Di conseguenza la biomassa potenzialmente per la filiera energetica è rappresentata quasi esclusivamente dai sottoprodotti delle utilizzazioni, ovvero ramaglia e cimali.

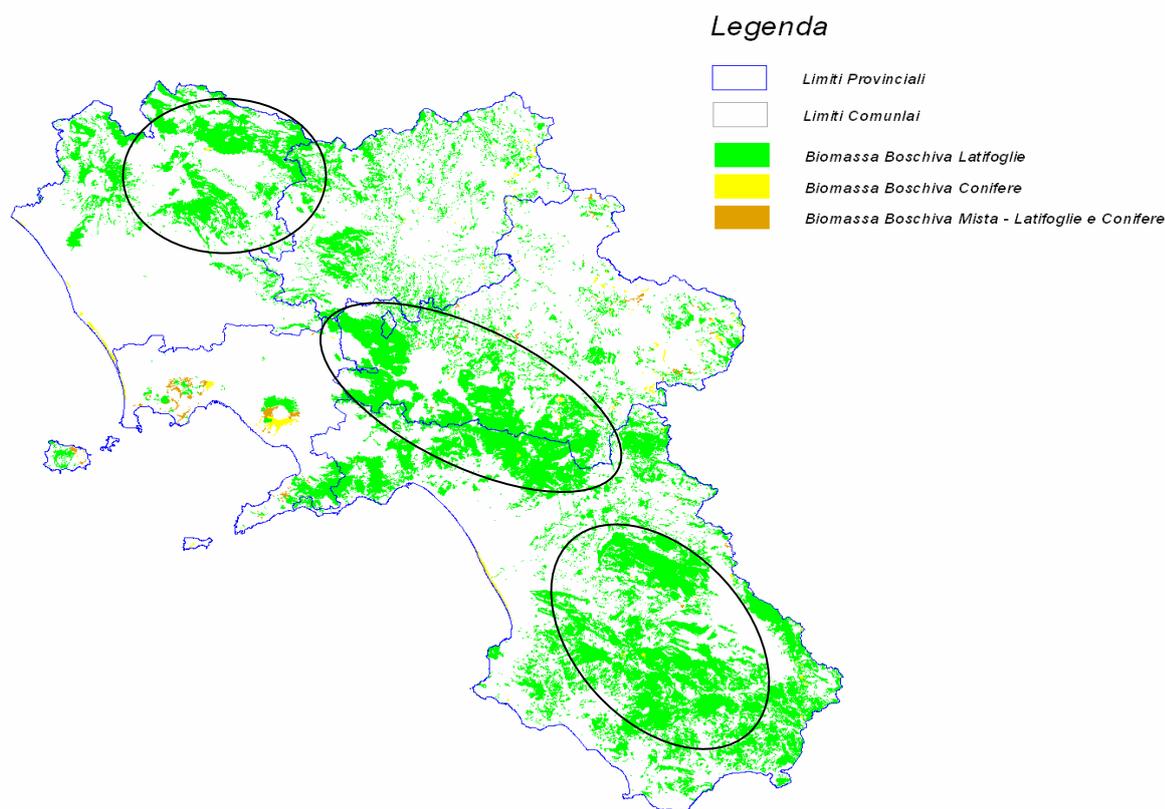
Tab. 4.4 Quantificazione biomassa da superfici boscate in Campania

Categorie	Incremento ramaglia inferiore 5 cm	Ramaglia ritraibile	Ramaglia ritraibile e accessibile	%
	t/anno	t/anno	t/anno	
Impianti di arboricoltura da legno	13.616	13.616	13.616	4,9%
Pioppeti artificiali	2.851	2.281	2.281	0,8%
Piantagioni di altre latifoglie	1.470	1.176	1.176	0,4%
Piantagioni di conifere	12.940	12.940	12.940	4,7%
Conifere				
Pinete di pino nero laricio, loricato	10.370	10.370	10.370	3,8%
Pinete di pini mediterranei	42.336	42.336	42.336	15,3%
Altri boschi di conifere pure o miste	12.940	12.940	10.870	3,9%
Latifoglie				
Faggete	67.644	54.116	45.457	16,4%
Querceti di rovere, roverella e farnia	31.798	25.438	21.368	7,7%
Cerrete, boschi di farnetto, fragno e vallonea	181	145	122	0,0%
Castagneti	66.257	53.006	44.525	16,1%
Ostrieti, carpineti	42.797	34.238	28.760	10,4%
Boschi igrofilii	995	796	669	0,2%
Altri boschi caducifogli	31.121	24.897	20.913	7,6%
Leccete	31.417	25.133	21.112	7,6%
Sugherete	-	-	-	
Altri boschi di latifoglie sempreverdi	-	-	-	
Totale	368.733	299.811	276.514	100,0%

Fonte: elaborazione INEA su dati al 2005 INFC, 2008

Le circa 280.000 tonnellate di biomassa annualmente disponibili sono concentrate principalmente in tre areali che interessano principalmente le province di Caserta, Avellino e Salerno. La potenza che ne deriverebbe potrebbe arrivare ad alimentare impianti per complessivi 25 MW con un producibilità di oltre 150.000 MWh all'anno.

Fig. 4.7 - Concentrazione spaziale della biomassa boschiva sul territorio della regione Campania



Fonte: elaborazione INEA dalla CUAS (Carta dell'Uso del Suolo) Regione Campania, SeSirca 2004

Nel medio-lungo periodo, possono essere considerati ulteriori quantitativi di biomassa potenziale: ad esempio le short rotation forestry, foreste a rapido accrescimento per le quali sono previsti specifici finanziamenti nell'ambito delle misure di intervento previste dal PSR 2007/2013²³, i sottoprodotti colturali di tipo ligno-cellulosico, i residui della manutenzione del verde urbano che, una volta strutturata la filiera sul territorio possono, più facilmente essere recuperati mantenendo da un lato la sostenibilità ambientale ed economica della filiera, dall'altro innescando un meccanismo virtuoso di partecipazione della comunità locale.

Anche nel caso della filiera della biomassa ligno-cellulosica, la massimizzazione dei benefici per il territorio, in termini di partecipazione al valore aggiunto e di minimizzazione dell'impatto ambientale, si ottiene con la concentrazione del punto di prelievo della biomassa (massa critica), nella breve distanza tra punto di prelievo e punto di stoccaggio/trasformazione e impianto di produzione, nella collocazione dell'impianto vicino alle utenze da servire e col giusto dimensionamento dell'impianto.

²³ Programma di Sviluppo Rurale finanziato dal Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale FEASR

4.3. Obiettivi specifici

Sulla scorta degli indirizzi comunitari e nazionali, la strategia regionale intende muoversi in questa direzione attenendosi alle seguenti priorità:

- favorire la creazione di filiere corte per la produzione di energia da biomassa di origine agro-forestale, ottenuta soprattutto da scarti agricoli, di allevamento e forestali, laddove i territori sono maggiormente vocati a questo tipo di produzione ed in aree interne svantaggiate dove la creazione di una filiera della biomassa possa creare occupazione conseguendo al tempo stesso l'autosufficienza energetica di piccole comunità;
- creare le condizioni per l'ulteriore sviluppo delle agro-energie all'interno delle imprese agricole;
- semplificare le procedure amministrative per autorizzare gli impianti a biocombustibili gassosi fino a 3 MWt, fino a 1 MWe per gli impianti a biocombustibili solidi, e fino a 5 MWe per i biocombustibili liquidi;
- favorire l'integrazione degli impianti a biomassa con altre fonti rinnovabili (soprattutto solare termodinamico, fotovoltaico, microeolico fino a 200 kW).

I fattori critici già individuati come freno all'avvio di un processo di sviluppo sono l'assenza di una filiera strutturata sul territorio regionale, la complessità dell'iter burocratico-amministrativo e la molteplicità di norme a cui questo fa riferimento, oltre alla diffidenza che attualmente hanno le comunità, gli enti locali, le utenze ad accettare progetti riguardanti l'utilizzo di biomasse molto spesso identificate con il rifiuto solido urbano indifferenziato.

Di contro, i fattori che potrebbero portare ad uno sviluppo delle agro-energie nelle aree rurali della regione sono il bisogno di sicurezza nell'approvvigionamento energetico, e l'opportunità di sviluppo economico ed occupazionale che la creazione di una nuova filiera genera sul territorio.

In particolare, al fine di sviluppare le risorse endogene dei territori rurali, verrà data priorità alla cogenerazione da biomasse provenienti da filiera corta ed allo sviluppo della generazione distribuita. Impianti di medio-piccola taglia ad alta efficienza energetica, che attraverso l'integrazione tra diverse fonti di energia rinnovabile, come il termodinamico, possano ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. Saranno inoltre approfonditi negli strumenti di attuazione del PEAR, gli interventi attivabili per incentivare l'utilizzo di energia rinnovabile da biomasse agro-forestali all'interno della azienda agricola, in raggruppamenti di aziende e piccole comunità rurali; la possibilità di affidare agli enti locali in maniera diretta a cooperative e loro consorzi lavori e/o servizi riguardanti la realizzazione e la gestione di impianti di produzione di calore alimentati da fonti rinnovabili di origine agro-forestale²⁴ in armonia con le caratteristiche peculiari, le risorse e le vocazioni specifiche dei territori.

In particolare, il PEAR intende puntare all'integrazione produttiva tra energia rinnovabile e programmabile: ad esempio il ciclo integrato agroenergetico e solare termodinamico.

La peculiarità di questi impianti sta nel fatto che essi consentono di produrre l'energia elettrica necessaria in maniera continua anche in assenza di radiazione solare diretta, rispondendo all'esigenza di un'erogazione costante di energia e compensando la discontinuità delle fonti utilizzate.

L'utilizzo sostenibile della combinazione delle due fonti energetiche rinnovabili, solare termodinamico e biomasse, può ben adattarsi alla realtà del territorio campano, ricco di ambedue le

²⁴ Secondo quanto previsto all'art. 2 comma 134 dalla legge n. 244 del 21 dicembre 2007 (Finanziaria 2008).

risorse: elevato numero di ore annue di insolazione, disponibilità di biomassa. Analogo discorso potrebbe essere fatto con il minieolico.

L'assenza di una filiera agro-energetica, fa sì che diventi indispensabile la presenza di un sistema locale pronto a cogliere le opportunità di sviluppo partendo dal basso. Il ruolo degli enti locali in questo senso può diventare essenziale nel favorire l'aggregazione volontaria dei diversi attori, integrando nella filiera non solo i fornitori, i produttori ed i trasformatori, ma anche il sistema amministrativo, il sistema creditizio e il terziario e creando la massa critica necessaria alla sostenibilità di un progetto di investimento in energia da fonti rinnovabili. Tra i soggetti indispensabili per la formazione del partenariato:

- enti locali;
- operatori del settore energetico;
- aziende agricole, forestali, agroindustriali anche in forma associativa (Organizzazioni di produttori, Cooperative, Consorzi di bonifica);
- istituti di credito.

Fondamentale è la costruzione di una politica di governance su scala locale, che si radichi sul territorio sviluppando un sistema competitivo mediante l'incentivazione della filiera corta, le cui ricadute sul territorio produrranno effetti positivi in termini di sviluppo economico e occupazionale.

La nascita di siffatti partenariati comporta un riassetto procedurale che definisca nuovi modelli di governo locale delle esperienze di filiera e dei sistemi energetici territoriali, di politica economica e di sostenibilità ambientale, attraverso il giusto mix di politiche pubbliche tese a creare le condizioni tecniche ed economiche per la fattibilità del progetto e per il soddisfacimento delle diverse aspettative dei singoli operatori (quali interventi tesi ad aumentare la propensione ad investimenti indirizzati alla produzione energetica, alle reti energetiche e allo sviluppo/ricerca di comparti per la produzione tecnologica di settore).

Il Piano di Azione quale strumento di attuazione del PEAR dovrà quindi esplicitare le seguenti tipologie di intervento:

- modalità di valorizzazione e promozione dell'approccio integrato per la filiera agro-energetica che massimizzi i vantaggi su scala locale, in particolare per il comparto agro-forestale, con accordi di partenariato e realizzazione di bacini agro-energetici coerenti con la programmazione regionale;
- forme di incentivazione/premialità per progetti di integrazione tra fonti energetiche rinnovabili e uso ottimale e sostenibile delle risorse territoriali;
- forme di incentivazione/premialità per la gestione sostenibile delle aree boscate pubbliche e private finalizzata anche alla produzione di biomassa ad uso energetico che utilizzi sistemi di tracciabilità compatibili con la normativa comunitaria e nazionale ed alla certificazione finalizzata all'acquisizione dei c.d. "crediti carbonio";
- interventi tesi ad incentivare/premiare le aziende che forniscono reflui zootecnici ed agroindustriali nell'ambito di filiere per la produzione di biogas ad uso energetico utilizzando sistemi di tracciabilità compatibili con la normativa comunitaria e nazionale;
- forme di premialità per progetti di filiera agro-energetica che nascano da partenariati locali (pubblici, privati o misti) negli areali individuati dal PEAR;
- possibilità di incentivare la produzione di biomassa nelle aree 'sensibili':
 - aree interessate dal cuneo salino;
 - aree con alterazioni significative dello status agro-ambientale;

- aree a rischio di marginalità

- forme di premialità per progetti a minore impatto ambientale e, contemporaneamente, a maggiore impatto occupazionale locale e di innovazione;
- azioni per il potenziamento della rete di centri di ricerca e sviluppo, sia tecnologica che gestionale, garantendo un sistema di formazione progressiva e continua;
- forme di incentivazione finalizzate alla creazione di nuovi modelli di governance locali che adottino politiche integrate di efficienza/risparmio energetico, sostenibilità ambientale ed utilizzo di energie rinnovabili in un'ottica di filiera;
- predisposizione di un Piano di Comunicazione finalizzato a rendere trasparenti i processi che governano lo sviluppo delle filiere energetiche e agro-energetiche in Campania, rendendo partecipi non solo gli attori della filiera ma l'intera filiera istituzionale e le comunità locali, rilanciando e potenziando il ruolo e le attività del Gruppo di Lavoro istituito con Delibera di G.R. n. 2233 del 21.12.07.

CAPITOLO 5. Scenari di evoluzione programmati (settore elettrico)

Mediante opportune politiche di supporto al miglioramento dell'efficienza energetica ed allo sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché mediante la realizzazione di tutti gli interventi di potenziamento del parco termoelettrico già attualmente programmati, si ritiene sia possibile, almeno in alcuni casi, conseguire nel breve e medio termine obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli previsti dagli scenari tendenziali elaborati da ENEA e riportati nei precedenti paragrafi.

In questa sezione del documento si riportano pertanto gli scenari di evoluzione che la Regione Campania intende adottare come riferimento per l'individuazione dei propri obiettivi di sviluppo nel settore energetico, con particolare riferimento a quello dell'energia elettrica, tenendo conto delle linee di indirizzo strategiche del PEAR approvate con D.G.R. n. 968 del 30 maggio 2008.

Per quanto concerne gli altri settori energetici, si rimanda a quanto già riportato nei capitoli precedenti.

5.1. Quadro di riferimento

Nelle Tabelle 5.1. e 5.2. si riportano i principali dati relativi alla consistenza del parco elettrico ed al bilancio regionale dell'energia elettrica, rispettivamente per l'anno 2006 e per l'anno 2007.

Per quanto riguarda il settore termoelettrico, il confronto tra i dati relativi al 2006 ed al 2007 evidenzia il consistente incremento della potenza installata e, conseguentemente, della produzione di energia elettrica, derivante principalmente dall'entrata in esercizio delle due nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale di Teverola (CE) e Sparanise (CE), caratterizzate da una potenza elettrica lorda di 380 MW e 760 MW, rispettivamente. Quest'ultima ha iniziato peraltro la produzione solo alla fine del 2007 (la data ufficiale di entrata in esercizio commerciale risulta anzi essere il 1° gennaio 2008), per cui, per il 2007, l'apporto in termini di energia immessa in rete risulta ovviamente molto inferiore alla producibilità attesa.

Il potenziamento del parco termoelettrico, unitamente a quello degli impianti alimentati da fonte rinnovabile (in particolar modo da fonte eolica), ha già permesso di ridurre il deficit elettrico regionale dall'80% del 2006 al 60% del 2007; per il 2008, pur in assenza di dati definitivi, si prevede che il deficit sia sceso al di sotto del 50%, in considerazione del maggiore apporto fornito dalla centrale di Sparanise.

I consumi finali di energia elettrica sono passati dai 17.124 GWh del 2006 ai 17.387 GWh del 2007, con un incremento dell'1,5%, valore sensibilmente superiore al dato nazionale (+0,4%).

Grazie alla minore incidenza delle perdite, l'incremento del consumo totale di energia (somma di consumi finali e perdite) tra il 2006 ed il 2007 è stato inferiore allo 0,3% (dato nazionale: +0,7%).

Nei due anni in esame, a causa del minore apporto della fonte idroelettrica, la produzione di energia da fonti rinnovabili è leggermente diminuita, nonostante l'aumento della potenza installata,

coprendo comunque il 6% ca. del fabbisogno lordo (consumi totali, inclusi pompaggi), a fronte di un dato nazionale (anno 2007) del 14%.

5.2. Ipotesi di scenario

5.2.1 Incremento dei consumi di energia elettrica

Si adottano le seguenti ipotesi:

- incremento dei consumi finali: 2% annuo fino al 2011, 1% annuo dal 2012;
- perdite, produzione da pompaggi e consumi per pompaggi costanti e pari, rispettivamente, a 1.500 GWh/anno, a 1.406 GWh/anno ed a 1.930 GWh/anno; per quanto riguarda le perdite, l'ipotesi che il valore assoluto rimanga costante implica ovviamente una progressiva riduzione della loro incidenza, in termini percentuali, sui consumi, conseguibile mediante gli interventi in programma per il miglioramento dell'efficienza nel trasporto e nella distribuzione dell'energia elettrica.

Tabella 5.1. Consistenza del parco elettrico e bilancio dell'energia elettrica nella regione Campania per l'anno 2006 (Fonte: elaborazione su dati TERNA).

l'anno	2006	(Fonte: elaborazione su dati TERNA).
Potenza elettrica netta in MW - Anno 2006		
FONTE		
Idroel. (fluente, bacino, apporti naturali)	331	
Idroel. (pompaggio)	985	
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione)	1.753	
Rifiuti	0	
Biomasse	27	
Eolico	402	
Fotovoltaico	4	
TOTALE	3.502	
<i>Apporto da f.e.r.: Pe,fer (MW)</i>	<i>763</i>	
<i>Apporto da f.e.r.: Pe,fer/Pe,tot (%)</i>	<i>21,8</i>	
Produzione netta di energia elettrica in GWh - Anno 2006		
PRODUZIONE		
Idroel. (fluente, bacino)	577	
Idroel. (pompaggio)	1.342	
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione)	2.851	
Rifiuti	0	
Biomasse	99	
Eolico	653	
Fotovoltaico	1	
TOTALE PRODUZIONE	5.523	
PRODUZ. DESTINATA AI POMPAGGI	1.845	
PRODUZ. DESTINATA AL CONSUMO	3.678	
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer (GWh)</i>	<i>1.330</i>	
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer/Ee,prod (%)</i>	<i>24,1</i>	
Consumi di energia elettrica in GWh - Anno 2006		
CONSUMI FINALI *	17.124	
PERDITE	1.488	
TOT. ENERGIA RICHIESTA (consumi finali + perdite)	18.613	
DEFICIT (Tot. en. richiesta - produz. destinata al consumo)	14.935	
<i>Deficit rispetto alla richiesta totale (%)</i>	<i>80,2</i>	
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer/(Ee,richiesta +Ee,pompaggi) (%)</i>	<i>6,5</i>	
Stima del deficit in termini di potenza installata (MW) - Anno 2006 **	2.715	

* Inclusi consumi per trazione FS: 299,9 GWh

** Il calcolo viene effettuato assumendo che la copertura del deficit sia effettuata mediante centrali termoelettriche, con una media di 5.500 h/anno equiv. di funzionamento

Tabella 5.2. Consistenza del parco elettrico e bilancio dell'energia elettrica nella regione Campania per l'anno 2007 (Fonte: elaborazione su dati TERNA).

Potenza elettrica netta in MW - Anno 2007	
FONTE	
Idroel. (fluente, bacino, apporti naturali)	331
Idroel. (pompaggio)	985
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione)	2.514
Rifiuti	0
Biomasse	27
Eolico	458
Fotovoltaico	7
TOTALE	4.322
<i>Apporto da f.e.r.: Pe,fer (MW)</i>	<i>823</i>
<i>Apporto da f.e.r.: Pe,fer/Pe,tot (%)</i>	<i>19,0</i>
Produzione netta di energia elettrica in GWh - Anno 2007	
PRODUZIONE	
Idroel. (fluente, bacino)	354
Idroel. (pompaggio)	1.406
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione)	6.790
Rifiuti	0
Biomasse	77
Eolico	778
Fotovoltaico	1
TOTALE PRODUZIONE	9.406
PRODUZ. DESTINATA AI POMPAGGI	1.930
PRODUZ. DESTINATA AL CONSUMO	7.476
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer (GWh)</i>	<i>1.210</i>
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer/Ee,prod (%)</i>	<i>12,9</i>
Consumi di energia elettrica in GWh - Anno 2007	
CONSUMI FINALI *	17.387
PERDITE	1.280
TOT. ENERGIA RICHIESTA (consumi finali + perdite)	18.667
DEFICIT (Tot. en. richiesta - produz. destinata al consumo)	11.191
<i>Deficit rispetto alla richiesta totale (%)</i>	<i>59,9</i>
<i>Apporto da f.e.r.: Ee,fer/(Ee,richiesta +Ee,pompaggi) (%)</i>	<i>5,9</i>
Stima del deficit in termini di potenza installata (MW) - Anno 2007 **	2.035

* Inclusi consumi per trazione FS: 299,9 GWh

** Il calcolo viene effettuato assumendo che la copertura del deficit sia effettuata mediante centrali termoelettriche, con una media di 5.500 h/anno equiv. di funzionamento

5.2.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili

Gli scenari tendenziali elaborati da ENEA, in alcuni casi, prevedono un incremento della produzione elettrica da fonte rinnovabile inferiore rispetto a quella che si ritiene oggettivamente conseguibile in Campania.

In particolare, per le biomasse, i dati ENEA trascurano l'apporto da biomasse di provenienza extra-regionale (ad esempio, oli vegetali puri: oli di palma e *Jatropha*)²⁵, e per la fonte eolica il potenziale di sviluppo appare sottostimato rispetto al quadro che emerge dalle procedure autorizzative già completate o attualmente in corso. Viceversa, lo scenario ENEA appare leggermente ottimistico, in particolare nel breve termine (anno 2013) per quanto concerne lo sviluppo del solare termodinamico.

Gli scenari presentati in questa sezione si baseranno, per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, sulle ipotesi riportate sinteticamente in Tabella 5.3.

E' opportuno precisare che, per quanto riguarda le fonti rinnovabili, le ipotesi di Tabella 5.3 corrispondono ad obiettivi minimi, che, in caso di evoluzione del mercato e/o delle tecnologie particolarmente favorevole, potrebbero anche essere superati, in particolare nel caso del solare (sia termodinamico che fotovoltaico).

²⁵ Il 31 dicembre 2008, ad esempio, è stato effettuato il primo parallelo con la RTN per la centrale ad oli vegetali FRIEL di Acerra (NA), da circa 80 MWe.

Tabella 5.3. Obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico al 2013 e al 2020 ed ipotesi sulla relativa producibilità.

FONTE	Ipotesi producibilità (h/anno) ⁽¹⁾	SCENARIO "MEDIO"				SCENARIO "AVANZATO"			
		Potenza elettrica aggiuntiva rispetto ai dati 2007 (MW)		Produzione attesa dai nuovi impianti (GWh/anno)		Potenza elettrica aggiuntiva rispetto ai dati 2007 (MW)		Produzione attesa dai nuovi impianti (GWh/anno)	
		2013	2020	2013	2020	2013	2020	2013	2020
Idroel. (fluente, bacino)	3.500	10	20	35	70	20	25	70	88
Biomasse ⁽²⁾	7.000	130	200	910	1.400	170	250	1.190	1.750
Eolico	2.000	1.000	2.000	2.000	4.000	1.200	2.500	2.400	5.000
Solare fotovoltaico	1.400	80	150	112	210	100	250	140	350
Solare termodinamico	1.600	10	50	16	80	20	100	32	160
TOTALE		1.230	2.420	3.073	5.760	1.510	3.125	3.832	7.348

⁽¹⁾ Rapporto tra energia prodotta su base annua e potenza installata.

⁽²⁾ Nello scenario "medio" sono previsti: al 2013, 100 MW da oli vegetali, 20 MW da biomasse ligno-cellulosiche, 10 MW da biogas; al 2020 è previsto il solo incremento degli impianti alimentati da biomasse ligno-cellulosiche e biogas. Nello scenario "avanzato" sono previsti: al 2013, 120 MW da oli vegetali, 30 MW da biomasse ligno-cellulosiche, 20 MW da biogas; al 2020 è previsto il solo incremento degli impianti alimentati da biomasse ligno-cellulosiche e biogas.

5.2.3 Parco termoelettrico

Al momento, sul territorio regionale sono previsti numerosi interventi di potenziamento del parco termoelettrico convenzionale (centrali a ciclo combinato a gas naturale), come sinteticamente illustrato nella Tabella 5.4. Ai fini dell'elaborazione degli scenari di evoluzione al 2013 ed al 2020, si assumerà che questi interventi siano realizzati, entro il 2013, al 50% nello scenario "medio" ed al 100% nello scenario "avanzato".

Un ulteriore potenziamento del parco termoelettrico è inoltre atteso:

- dalla realizzazione degli impianti alimentati da rifiuti (circa 310 MW entro il 2013, come già riportato negli scenari ENEA);
- dallo sviluppo della cogenerazione (relativa ad impianti a gas naturale di taglia inferiore a 100 MWe), per i quali si ritengono plausibili, come illustrato in precedenza, i seguenti obiettivi di incremento della potenza installata:
 - o scenario "medio": + 50 MWe al 2013, + 100 MWe al 2020;
 - o scenario "avanzato": + 100 MWe al 2013, + 150 MWe al 2020.

Per questi impianti si assumerà una producibilità annua media di 6.000 h/anno nel caso dei rifiuti e per gli impianti di cogenerazione fino a 100 MWe di potenza, nonché di 5.500 h/anno per le nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale di taglia superiore a 100 MWe²⁶.

²⁶ Si rammenta che le ore annue equivalenti di esercizio di una centrale elettrica sono definite come rapporto tra l'energia elettrica effettivamente prodotta su base annua e la potenza installata: ovviamente, questo parametro, risentendo delle possibili esigenze di funzionamento a carico ridotto o dei fermo-impianto imposti dalla variabilità su base oraria e stagionale della richiesta di energia elettrica sulla rete, oppure della variabilità nel tempo della disponibilità della fonte energetica utilizzata (eolico, solare,), etc., è di norma inferiore a quello delle ore di esercizio effettive; ad esempio, nel caso delle centrali termoelettriche, a fronte di circa 8.000 h/anno di esercizio effettive si registrano tipicamente valori delle ore equivalenti compresi tra 5.500 h/anno (centrali "medium load") e 7.500 h/anno (centrali "base load"). Il valore di 5.500 h/anno equivalenti assunto per le centrali termoelettriche a ciclo combinato a gas naturale è da intendersi ovviamente come cautelativo rispetto alle stime del deficit elettrico regionale.

Tabella 5.4. Interventi già programmati in materia di sviluppo del parco termoelettrico regionale (centrali a ciclo combinato a gas naturale)

Denominazione intervento	Potenza elettrica lorda	Procedura autorizzativa e stato dell'intervento
Napoli Levante - ammodernamento della centrale da 430 MW pre-esistente	380 MW	Impianto autorizzato con Decreto MAP N. 55/01/2005 DEL 18 MAGGIO 2005 – Prima accensione comunicata nel settembre 2008 – Entrata in esercizio commerciale prevista entro l'inizio del 2009
Flumeri (AV)	380 MW	Segue procedura ex DPCM 27/12/1988 - DPR 53/1998
Salerno (zona ASI)	780 MW	Autorizzata ex L. 55/02 (intesa della Regione)
Orta di Atella (CE)	780 MW	Autorizzata ex DPCM 27/12/1988 - DPR 53/1998. Con nota del 09/01/2007, il proponente ha richiesto la delocalizzazione di 400 MWe a Presenzano (CE). Con nota del 19 settembre 2008, è stata poi proposta la completa delocalizzazione della centrale a Presenzano (CE).
Nola (NA)	107 MW	Autorizzata ex DPCM 27/12/1988 - DPR 53/1998. Procedura in capo all'Amministrazione Provinciale di Napoli. Con Determina n. 14063 del 28/11/2007, l'Amministrazione Provinciale ha confermato la predente autorizzazione rilasciata dall'allora Ministero dell'Industria con delocalizzazione in ambito area ASI di Nola
TOTALE	2.427 MW	

5.3. Scenari di previsione al 2013 e al 2020

In base alle ipotesi descritte ai paragrafi precedenti, ed assumendo inoltre costante la produzione di energia elettrica dagli impianti già in esercizio al 2007, si perviene agli scenari riportati nelle tabelle 5.5 e 5.6.

Tabella 5.5. Consistenza del parco elettrico e bilancio dell'energia elettrica nella regione Campania prevista al 2013 ed al 2020 – Scenario “medio”.

	ANNO	2013	2020
Potenza elettrica netta in MW			
 FONTE			
Idroel. (fluente, bacino)		341	351
Idroel. (pompaggio)		985	985
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione esistente al 2007)		3.724	3.724
Termoelettrico cogenerativo da fonte fossile, nuovi impianti (Pe < 100 MW)		50	100
Rifiuti		310	310
Biomasse		157	227
Eolico		1.458	2.458
Solare fotovoltaico		87	157
Solare termodinamico		10	50
TOTALE		7.122	8.362
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Pe,fer (MW)</i>		<i>2.053</i>	<i>3.243</i>
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Pe,fer/Pe,tot (%)</i>		<i>28,8</i>	<i>38,8</i>
Produzione netta di en. elettrica in GWh			
 PRODUZIONE			
Idroel. (fluente, bacino)		389	424
Idroel. (pompaggio)		1.406	1.406
Termoelettrico (inclusa cogenerazione esistente al 2007)		13.445	13.445
Termoel. (cogenerazione, nuovi impianti)		300	600
Rifiuti		1.860	1.860
Biomasse		987	1.477
Eolico		2.778	4.778
Solare fotovoltaico		113	211
Solare termodinamico		16	80
TOTALE PRODUZIONE		21.294	24.281
PRODUZ. DESTINATA AI POMPAGGI		1.930	1.930
PRODUZ. DESTINATA AL CONSUMO		19.364	22.351
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer (GWh)</i>		<i>4.283</i>	<i>6.970</i>
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer/Ee,prod (%)</i>		<i>20,1</i>	<i>28,7</i>
Consumi di energia elettrica in GWh			
CONSUMI FINALI*		19.199	20.584
PERDITE		1.500	1.500
TOT. ENERGIA RICHIESTA (consumi finali + perdite)		20.699	22.084
DEFICIT (Tot. en. richiesta - produz. destinata al consumo)**		1.335	-267
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer/(Ee,richiesta) (%)</i>		<i>20,7</i>	<i>31,6</i>

* Inclusi consumi per trazione FS

** Valori positivi corrispondono ad un deficit, negativi ad una sovrapproduzione rispetto al fabbisogno regionale

Tabella 5.6. Consistenza del parco elettrico e bilancio dell'energia elettrica nella regione Campania prevista al 2013 ed al 2020 – Scenario “avanzato”.

	ANNO	2013	2020
Potenza elettrica netta in MW			
FONTE			
Idroel. (fluente, bacino)		351	356
Idroel. (pompaggio)		985	985
Termoelettrico da fonte fossile (inclusa cogenerazione esistente al 2007)		4.934	4.934
Termoelettrico cogenerativo da fonte fossile, nuovi impianti (Pe < 100 MW)		100	150
Rifiuti		310	310
Biomasse		197	277
Eolico		1.658	2.958
Solare fotovoltaico		107	257
Solare termodinamico		20	100
TOTALE		8.662	10.327
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Pe,fer (MW)</i>		<i>2.333</i>	<i>3.948</i>
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Pe,fer/Pe,tot (%)</i>		<i>26,9</i>	<i>35,7</i>
Produzione netta di en. elettrica in GWh			
PRODUZIONE			
Idroel. (fluente, bacino)		424	442
Idroel. (pompaggio)		1.406	1.406
Termoelettrico (inclusa cogenerazione esistente al 2007)		20.100	20.100
Termoel. (cogenerazione, nuovi impianti)		600	900
Rifiuti		1.860	1.860
Biomasse		1.267	1.827
Eolico		3.178	5.778
Solare fotovoltaico		141	351
Solare termodinamico		32	160
TOTALE PRODUZIONE		29.008	32.823
PRODUZ. DESTINATA AI POMPAGGI		1.930	1.930
PRODUZ. DESTINATA AL CONSUMO		27.078	30.894
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer (GWh)</i>		<i>5.042</i>	<i>8.558</i>
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer/Ee,prod (%)</i>		<i>17,4</i>	<i>26,1</i>
Consumi di energia elettrica in GWh			
CONSUMI FINALI*		19.199	20.584
PERDITE		1.500	1.500
TOT. ENERGIA RICHIESTA (consumi finali + perdite)		20.699	22.084
DEFICIT (Tot. en. richiesta - produz. destinata al consumo)**		-6.379	-8.810
<i>Apporto da f.e.r. (senza RU): Ee,fer/(Ee,richiesta) (%)</i>		<i>24,4</i>	<i>38,8</i>

* Inclusi consumi per trazione FS

** Valori positivi corrispondono ad un deficit, negativi ad una sovrapproduzione rispetto al fabbisogno regionale

Come è evidente dai dati riportati in Tabella 5.6 (scenario “avanzato”), nonché dal diagramma di Figura 5.1, la realizzazione degli interventi di potenziamento del parco termoelettrico regionale attualmente programmati, unitamente a quelli relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili, sarebbe più che sufficiente ad assicurare l’azzeramento del deficit elettrico regionale entro il 2012-2013. Rispetto al 2007, l’incremento della potenza installata per le sole centrali termoelettriche a ciclo combinato di grande taglia sarebbe infatti di oltre 2.400 MW, con un conseguente aumento della produzione di energia elettrica compreso, potenzialmente, tra 10.000 GWh/anno e 15.000 GWh/anno, a seconda del fattore di utilizzo medio annuo delle nuove centrali, ovvero del loro numero di ore equivalenti di esercizio.

Solo nello scenario “medio”, e limitatamente al 2013, permarrrebbe un deficit elettrico, peraltro molto contenuto (circa il 6% del consumo totale regionale); al 2020, anche in questo scenario il deficit elettrico risulterebbe più che azzerato.

Negli scenari elaborati, il contributo delle fonti rinnovabili al bilancio elettrico regionale, come evidenziato anche dal diagramma di Figura 5.2, si attesta, al 2013, ad un valore compreso, all’incirca, tra il 19% (scenario “medio”) ed il 22% (scenario “avanzato”) del fabbisogno elettrico lordo (inclusi consumi per pompaggi). Al 2020, questi valori risultano pari, rispettivamente, al 29% ed al 36% circa.

In conclusione, gli obiettivi minimi in tema di sviluppo del parco elettrico regionale, identificabili con quelli corrispondenti allo scenario “medio” descritto in questo capitolo, possono ricondursi all’obiettivo generale di raggiungere l’azzeramento del deficit elettrico regionale, mediante:

- incremento minimo dell’apporto da fonti rinnovabili al bilancio elettrico regionale dall’attuale 6% (2007) al 20% entro il 2013 ed al 30% entro il 2020; questi valori, in uno scenario di sviluppo favorevole, potrebbero però anche superare, rispettivamente, il 25% al 2013 ed il 35% al 2020²⁷;
- potenziamento del parco termoelettrico da fonte convenzionale (gas naturale, centrali di taglia superiore a 100 MWe), mediante la realizzazione degli impianti già precedentemente autorizzati²⁸;
- sviluppo della cogenerazione, con obiettivo minimo di incremento della potenza installata, per quanto riguarda gli impianti a gas naturale di taglia inferiore a 100 MWe, di 50 MWe entro il 2013 e di 100 MWe entro il 2020;
- realizzazione dei termovalorizzatori previsti dal Piano Regionale Rifiuti.

²⁷ Gli obiettivi indicati sono da intendersi calcolati al netto dell’apporto derivante dalla frazione biodegradabile dei rifiuti urbani: includendo nel conteggio dell’energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile anche il 51% di quella ottenuta dalla termovalorizzazione di CDR o di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata (DM 18 dicembre 2008, art. 19, comma 2), gli obiettivi aumentano di circa 5 punti percentuali.

²⁸ L’obiettivo risulta ancor più importante alla luce delle modifiche all’organizzazione del mercato elettrico introdotte recentemente dal cosiddetto “Decreto Anticrisi”, per effetto delle quali la rete di trasmissione ad alta tensione sarà suddivisa in tre macro-zone, con determinazione di un prezzo di borsa differenziato, e non più unico a livello nazionale.

Fig. 5.1. Evoluzione della deficit elettrico regionale negli scenari “tendenziale”, “medio” e “avanzato”

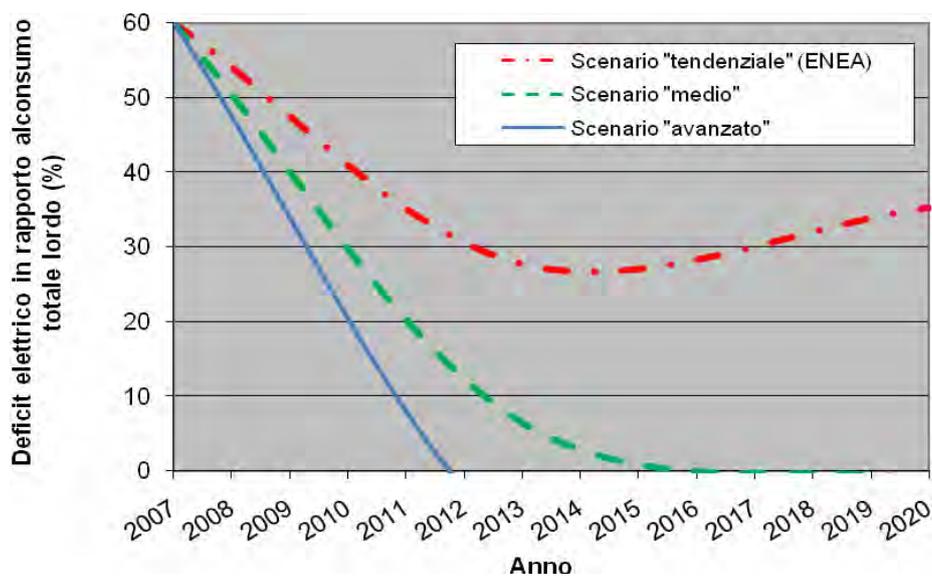
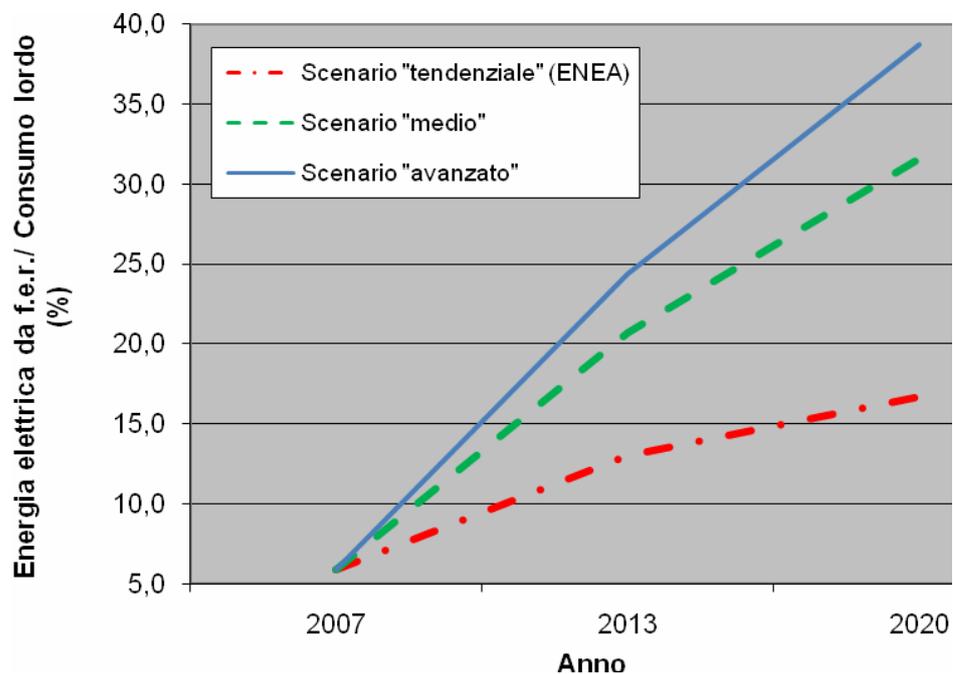


Fig. 5.2. Evoluzione della frazione del fabbisogno lordo regionale di energia elettrica coperto mediante fonti rinnovabili negli scenari “tendenziale”, “medio” e “avanzato”



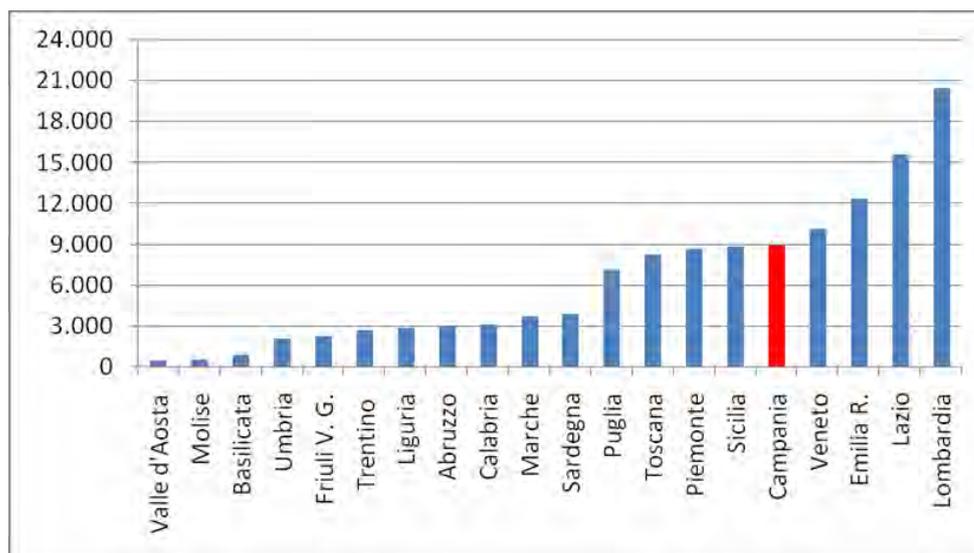
CAPITOLO 6. I Trasporti

6.1. Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti in Campania

Come riportato nel capitolo 2, il peso del settore trasporti sul totale complessivo delle emissioni regionali è il più elevato pari a circa il 58,4%, anche se in calo del 2,8% nell'ultimo anno di rilevazione (2005). La quasi totalità di queste emissioni è attribuibile al settore dei trasporti su strada.

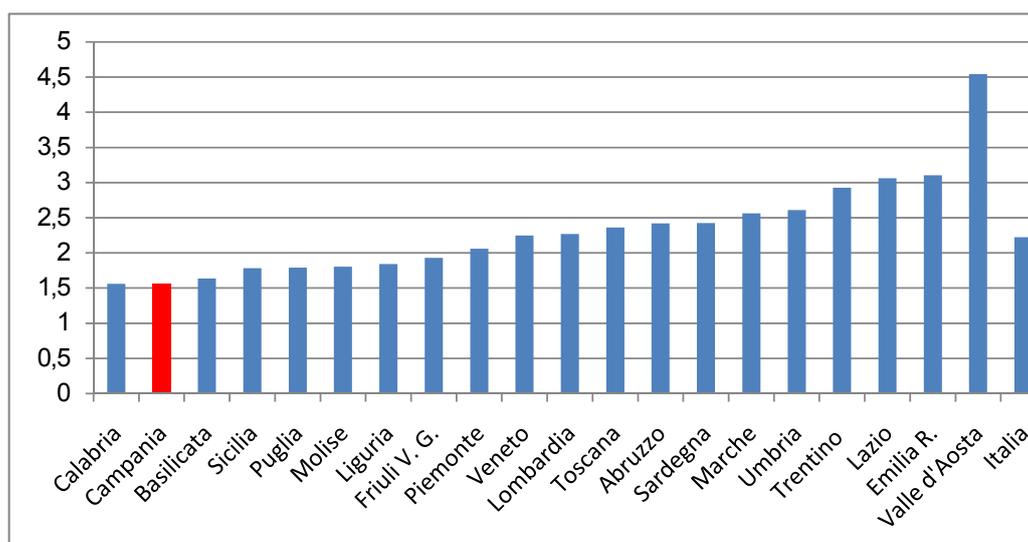
Bisogna però anche rilevare come, rispetto a tutte le emissioni di CO₂ generate dal trasporto in Italia, la Campania ne produce solo il 7,1%, ben meno della Lombardia (16,2%), Lazio (12,3%) Emilia Romagna (9,8%), Veneto, (8,0%),. Inoltre in termini di emissioni da trasporti per abitante la Regione Campania si colloca tra le ultime regioni italiane con valori ben inferiori anche alla media italiana.

Fig 6.1 - Emissioni di CO₂ (kton) prodotte dal settore trasporti in Italia distinte per regioni (2004)



Fonte: Elaborazione su dati Enea

Fig 6.2 - Emissioni di CO2 (ton/ab) per abitante prodotte dal settore trasporti distinte per regioni (2004)

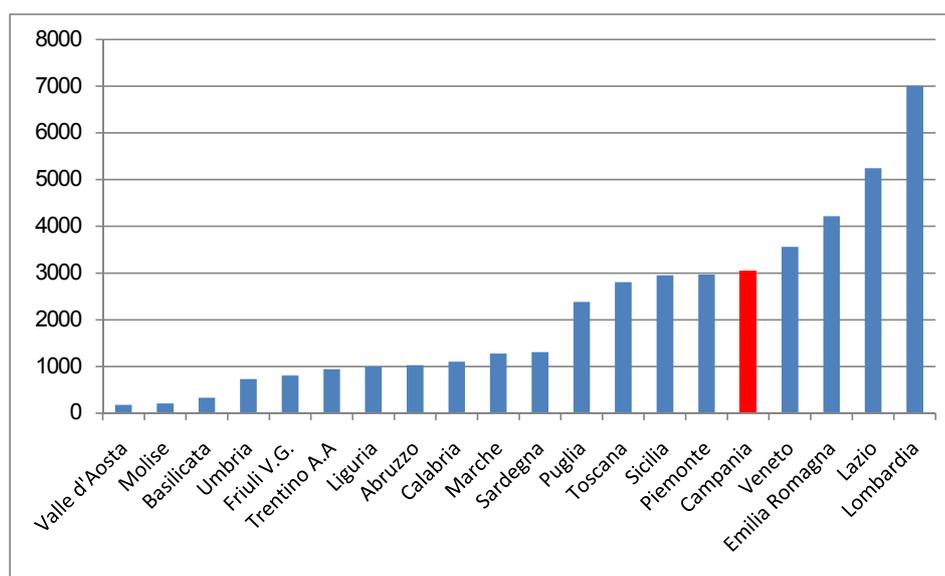


Fonte: Elaborazione su dati Enea (Anno 2004)

Per quanto riguarda i consumi di energia, come indicato nel capitolo 2, al settore dei trasporti è imputabile il 46% dei consumi energetici complessivi regionali, con una flessione del 2,8% nell'anno 2005 rispetto al 2004. Anche per i consumi energetici del settore in Campania, la quasi totalità è dovuta ai trasporti su strada.

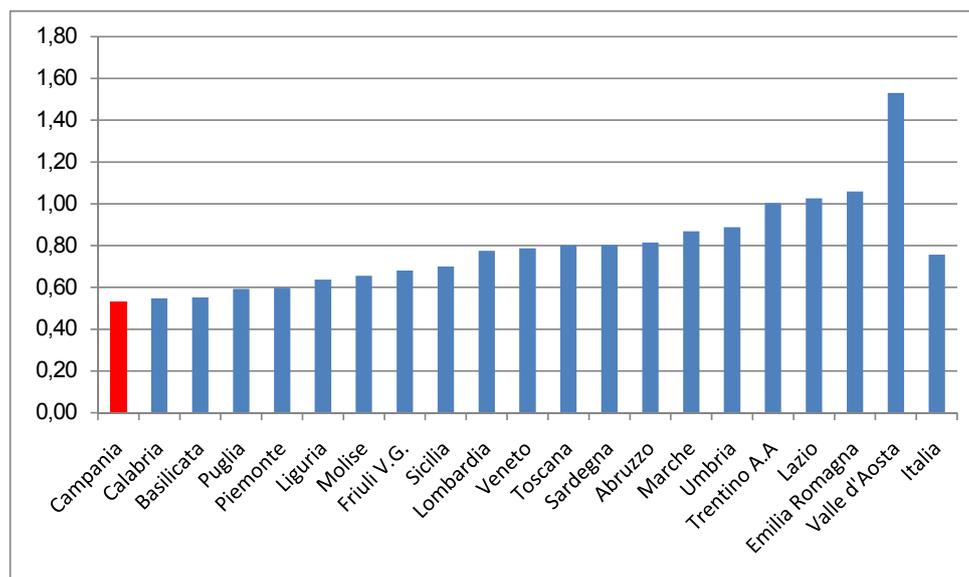
Rispetto a consumi complessivi di energia del settore trasporti in Italia, la Campania ne produce il 7,1%, meno della Lombardia (16,3%), Lazio (12,2%), Emilia Romagna (9,8%), Veneto, (8,3%), . Inoltre in termini di emissioni da trasporti per abitante la Regione Campania è addirittura l'ultima tra le diverse regioni italiane con valori ben inferiori anche alla media italiana.

Fig 6.3 - Consumi finali di energia del settore trasporti nelle regioni italiane (ktep). (Anno 2004)



Fonte: Elaborazione su dati Enea

Fig 6.4. - Consumi finali di energia per abitante (tep/ab.) del settore trasporti nelle regioni italiane. (Anno 2004)



Fonte: Elaborazione su dati Enea

Dal peso del settore trasporti, ed in particolare dei trasporti su strada, sulle emissioni di CO₂ e sui consumi energetici complessivi regionali, emerge come sia importante e basilare agire e investire in questo settore per ridurre gli impatti complessivi in Campania. Agire sul settore trasporti è importante anche in relazione al grave problema delle polveri sottili e alla nuova Direttiva CE recepita nel nostro Paese, secondo la quale dal 1° gennaio 2010 il numero di giorni consentito di sforamenti dei valori limite di concentrazione di PM10 (50 microg/m³) passerà da 35 a 7. A tal riguardo, nonostante nell'80% circa delle grandi città italiane il numero di giorni di superamento dei valori limiti del PM10 sia di gran lunga superiore a quello consentito, dal 2000 al 2005, secondo dati APAT, si registrano delle riduzioni nei valori di queste emissioni da trasporto su strada nelle principali città del Paese.

Tab. 6.1 Emissioni da trasporto su strada nella principali città italiane

Città	Differenza PM10 2005-2000 (t)	Variazione % PM10 rispetto 2000
Trieste	-43	-30%
Genova	-102	-23%
Bologna	-81	-23%
Verona	-66	-23%
Napoli	-207	-22%
Venezia	-50	-22%
Palermo	-124	-21%
Bari	-61	-20%
Milano	-195	-18%
Torino	-148	-18%
Roma	-409	-17%
Parma	-33	-16%
Firenze	-25	-8%

Fonte: APAT IV Rapporto sulla qualità dell'ambiente urbano 2008

Nell'ambito dei consumi energetici prodotti dal settore trasporti in Campania è possibile, inoltre, sviluppare alcuni approfondimenti a partire dai consumi delle tre ferrovie regionali, ossia del gruppo EAV (EAV s.r.l., Sepsa S.p.A., Circumvesuviana S.r.l. e MetroCampania NordEst S.r.l.), che incide dello 0,9% sui consumi complessivi di settore.

Tab. 6.2 Consumi energetici del Gruppo EAV (2004)

Consumi energetici del Gruppo EAV	<i>KTep/anno</i>
<i>Energia elettrica</i>	20,7
<i>Gasolio</i>	5,6
<i>Gas</i>	0,4
TOTALE CONSUMI EAV	26,7

Fonte: EAV

Nell'ambito dei consumi energetici per trasporto su strada, è possibile esaminare l'andamento dei consumi di benzina e gasolio per motori in Campania e Italia dal 2000 al 2006. Da questa analisi si evince per la Campania una riduzione del 19% delle vendite di benzina e un incremento del 28% per il gasolio per autotrazione. Complessivamente in Campania si registra un incremento del 6%, inferiore all'incremento nazionale (9%).

Tab. 6.3. Vendite di benzina e gasolio per motori in Campania e in Italia - anni 2000-2006

BENZINA (ton)								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Δ 2006-2000
CAMPANIA	1.171.687	1.133.540	1.131.187	1.116.115	1.071.871	1.004.322	944.051	-19%
ITALIA	16.774.745	16.449.947	16.052.884	15.431.384	14.552.962	13.511.400	12.668.480	-24%
GASOLIO MOTORI (ton)								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Δ 2006-2000
CAMPANIA	1.373.914	1.474.562	1.558.188	1.599.511	1.682.045	1.638.345	1.757.657	28%
ITALIA	18.303.991	20.088.757	21.510.765	22.385.199	24.034.556	24.431.165	25.456.445	39%
BENZINA E GASOLIO MOTORI (ton)								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Δ 2006-2000
CAMPANIA	2.545.601	2.608.102	2.689.375	2.715.626	2.753.916	2.642.667	2.701.708	6%
ITALIA	35.078.736	36.538.704	37.563.649	37.816.583	38.587.518	37.942.565	38.124.925	9%

Fonte: Elaborazione Centro Studi ACaM su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

Nella tabella seguente viene, inoltre, tracciato il quadro dei consumi di carburante per trasporto su strada per le diverse Province campane.

Tab. 6.4. Consumi di carburante per le diverse Province campane per trasporto su strada (ktep). Anno 2006

PROVINCIA	VENDITE DI BENZINA (in tonnellate)				VENDITE DI GASOLIO (in tonnellate)				VENDITE DI GPL (in tonnellate)		
	TOTALE	RETE ORDINARIA	RETE AUTOSTR.	EXTRA RETE	GASOLIO TOTALE	G.MOT.rete ordinaria	G.MOT. rete autostrad.	G.MOT. Extra RETE	TOTALE	AUTOTRAZ	AUTOTRAZIONE RETE aut.
AVELLINO	60.502	54.757	3.954	1.791	143.000	92.257	18.066	32.677	24.449	7.489	1.974
BENEVENTO	42.033	36.848		5.185	84.972	58.935		26.037	19.638	6.308	1.364
CASERTA	163.157	130.236	9.182	23.739	362.984	179.749	32.511	150.724	133.609	66.035	7.398
NAPOLI	503.072	461.298	32.356	9.418	765.823	386.163	59.189	320.471	206.781	57.081	18.936
SALERNO	175.287	157.120	9.834	8.333	400.878	224.633	43.079	133.166	95.948	24.954	5.936
TOTALE	944.051	840.259	55.326	48.466	1.757.657	941.737	152.845	663.075	480.424	161.867	35.608

Fonte: Elaborazione Centro Studi ACaM su dati Ministero dello Sviluppo Economico

6.2. Le azioni

Come sottolineato nel precedente paragrafo, le emissioni e i consumi complessivi regionali prodotti dal settore trasporti sono attribuibili per la quasi totalità a quelli su strada. Pertanto l'azione chiave per conseguire una mobilità sostenibile e ridurre i consumi energetici ed al contempo le emissioni inquinanti associati al settore dei trasporti consiste nell'operare uno spostamento della domanda dal trasporto motorizzato privato al trasporto collettivo, e promuovere al contempo azioni volte a:

- aumentare la competitività e l'attrattività dei sistemi di trasporto meno impattanti come il trasporto pubblico ed in particolare la modalità ferroviaria;
- orientare l'incremento della domanda verso alternative modali a più ridotto consumo, incentivando modi d'impiego dei mezzi e comportamenti individuali "virtuosi";
- conseguire consumi ed emissioni unitari sempre più ridotti nei veicoli.

6.2.1 Il progetto di metropolitana regionale

La prima scelta strategica della Regione Campania in termini di mobilità sostenibile è stata quella di sviluppare l'infrastruttura ferroviaria attraverso la realizzazione e l'implementazione del progetto di Metropolitana Regionale che prevede la costituzione di un complesso ed articolato sistema di reti ferroviarie (regionali ed urbane) in corso di ammodernamento, potenziamento e raddoppio, interconnesse tra di loro mediante nodi di servizio e di interscambio. Lo sviluppo della rete ferroviaria rappresenta l'unica possibile soluzione per realizzare una mobilità sostenibile nell'area metropolitana centrata intorno alla città di Napoli ed estesa fino a Caserta e Salerno che con 3,5 milioni di abitanti presenta una densità tra le più alte in Europa e nel mondo (1.900 ab./kmq).

Nel 2000 nasce così il progetto di Sistema di Metropolitana Regionale della Campania, che rilancia e porta alla scala regionale il progetto avviato nel 1997 con il Piano dei Trasporti e la metropolitana di Napoli. Si tratta, come detto, di un progetto strategico per la "politica dei trasporti sostenibile", in quanto persegue il riequilibrio della ripartizione modale, privilegiando sistemi e infrastrutture di trasporto collettivo su ferro che minimizzano la loro incidenza sul consumo di risorse naturali (energia, ecosistemi, paesaggi), sulla salute e sulla sicurezza dei cittadini. Le principali finalità connesse all'attuazione del Sistema di Metropolitana Regionale possono riassumersi nei seguenti punti:

–garantire l'accessibilità per le persone e le merci all'intero territorio regionale, con livelli di servizio differenziati in relazione alle esigenze socio-economiche delle singole aree, al fine di conseguire obiettivi di riqualificazione urbanistica, territoriale e produttiva e di sviluppo territoriale equilibrato e policentrico;

–ridurre la congestione nelle aree urbane e metropolitane e riqualificare le aree urbane periferiche e le aree dismesse;

–mitigare l'effetto "barriera" costituito dalle linee ferroviarie costiere, mediante azioni di compatibilizzazione urbana e di ricucitura del territorio;

–migliorare l'interconnessione dei Sistemi Territoriali Locali con quelli nazionali ed internazionali;

–assicurare lo sviluppo sostenibile del trasporto riducendo consumi energetici, emissioni inquinanti ed altri impatti sull’ambiente, favorendo altresì la produzione e l’utilizzo di fonti di energia rinnovabile;

–assicurare elevata potenzialità ed affidabilità e bassa vulnerabilità al sistema, in maniera particolare nelle aree a rischio, quale quella vesuviana;

–assicurare la sicurezza riducendo l’incidentalità, in particolare della rete stradale;

–realizzare sistemi alternativi di trasporto per le aree sensibili.

Il progetto si propone di ridare logica e concezione di sistema alle diverse componenti del trasporto pubblico che, nei fatti, sono cresciute negli anni quasi esclusivamente per logiche settoriali, attraverso un sistema integrato nelle sue componenti funzionali, attrattivo per qualità e livelli di servizio, accessibile al territorio, e quindi competitivo con il mezzo di trasporto individuale. Particolare cura viene posta nella realizzazione delle stazioni e dei nodi di interscambio che devono essere progettati e realizzati secondo elevati standard tecnici di tipo architettonico, strutturale e funzionale, al fine di conseguire una piena integrazione delle infrastrutture ferroviarie nel tessuto cittadino prevedendo, al loro interno, anche l’inserimento di funzioni propriamente urbane. Ove opportuno, gli interventi sulle stazioni e sui nodi di interscambio prevedono anche la riqualificazione urbanistica ed ambientale delle aree servite.

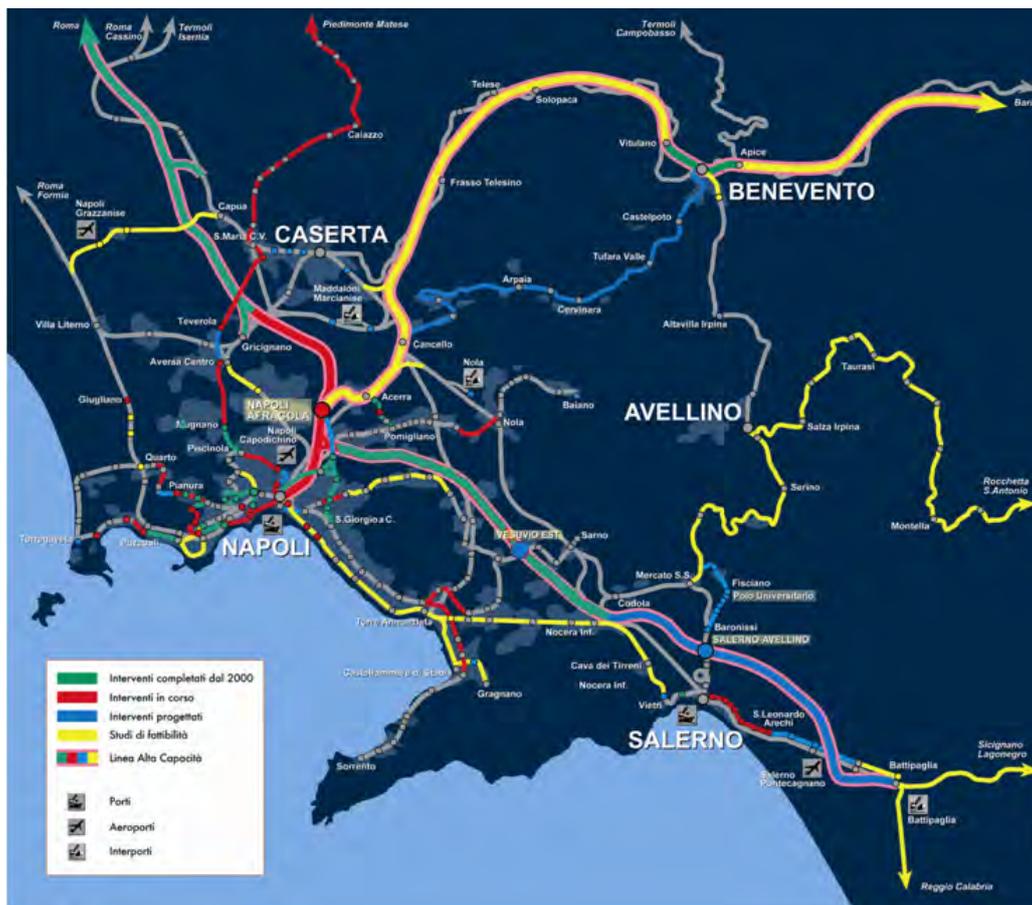
A completamento del progetto, nel 2010-15, la Campania, rispetto al 2000, avrà 170 Km in più di linee ferroviarie, 127 stazioni in più, 28 parcheggi destinati al park and ride e 21 nodi di interscambio treno–bus. Si avrà un aumento del 75% dell’offerta ferroviaria di treni/km e dell’86% dei posti/km, quindi quasi un raddoppio rispetto alla situazione di partenza. I costi totali ammontano a circa 9 miliardi di euro.

Il progetto di metropolitana regionale è in pieno corso di realizzazione: dal 2001 a oggi sono stati già spesi quasi 2,8 miliardi tra fondi europei, nazionali, regionali e di enti locali, e sono stati aperti al pubblico 43 km di linee e 32 fermate e stazioni tra nuove e riqualificate, mentre attualmente sono in corso lavori in 20 cantieri a Napoli e in altrettanti nel resto della regione per 60 km di nuove linee e 36 stazioni, con quasi due miliardi di euro di risorse in fase di spesa o di prossimo avviamento.

Tab. 6.5. Nuovi km e stazioni del progetto di metropolitana regionale

	2000	Completati	In costruzione	Programmati	2000 - 2015
Km di ferrovie	1.179	43	60	67	170 (14%)
N. di stazioni (nuove e riqualificate)	340	34	35	58	127 (37%)

Fig 6.5. – Gli interventi sulla rete di metropolitana regionale



Parallelamente alla realizzazione di una rete interconnessa, si è lavorato per garantire l'unitarietà e l'integrazione del sistema anche dal punto di vista dei servizi, anzitutto attraverso l'integrazione tariffaria che, dal 1° gennaio 2003, è estesa a tutti i 551 Comuni della regione ed a tutte le 13 aziende di trasporto pubblico della regione per un bacino potenziale di quasi sei milioni di abitanti e un sistema che fornisce ogni giorno un'offerta di 1.500 treni e 27.500 corse di autobus per trasportare oltre 1 milione e 700mila viaggiatori circa. Altro elemento di integrazione è il servizio "Metrocampania" che prevede il coordinamento di tutti i servizi ferroviari della regione attraverso la definizione di orari coordinati, cadenzati e mnemonici e l'identificazione dei servizi per linea e non più per azienda.

In stretto coordinamento con la "cura del ferro", il trasporto pubblico locale servito dalla modalità su gomma dovrà essere riorganizzato per offrire un servizio integrato e di adduzione alle fermate e stazioni del sistema di metropolitana regionale. Con questo obiettivo si intende sia offrire un servizio integrato all'utenza e sia migliorare l'efficienza della spesa pubblica per i contratti di servizio nel TPL.

Inoltre per garantire agli utenti un servizio di trasporto pubblico di qualità non si può prescindere da treni e da autobus di qualità, dotati di tecnologie di bordo avanzate e a basso impatto ambientale che rispondano a requisiti di comodità, di insonorizzazione e di affidabilità. Su questi temi in Campania per le tre ferrovie regionali è stata avviata l'acquisizione di 47 convogli per un investimento di oltre 200 M€ ed il revamping di 75 convogli per circa 60 M€ ed anche Trenitalia ha acquistato 19 treni Minuetto e 11 TAF con cofinanziamento regionale. Per il materiale rotabile su gomma la Regione Campania, attraverso l'EAV, ha provveduto all'assegnazione di un Accordo

Quadro per la sostituzione di 1.950 veicoli. L'avvio di tale procedura nel 2007 ha consentito di appaltare a seguito di gara europea la fornitura di 733 veicoli (di cui 125 a metano e 15 elettrici) con un investimento complessivo di circa 203 M€.

Nei prossimi anni sarà importante proseguire in questa azione di potenziamento e rinnovamento del parco rotabile.

Il progetto di metropolitana regionale, in pieno corso di realizzazione, ha già fatto registrare risultati significativi in termini di aumento dell'utenza del trasporto pubblico: negli ultimi 7 anni in tutta la Regione si stima un aumento di passeggeri del trasporto pubblico locale di circa il 35% e nella città di Napoli di circa il 50%.

Se proiettiamo a fine progetto (previsto al 2015) gli interventi previsti di potenziamento della rete ferroviaria e del materiale rotabile, di riorganizzazione e riqualificazione dei servizi è possibile stimare una riduzione complessiva delle auto in circolazione del 10%. Ciò equivale ad un risparmio di circa 300 Ktep, (pari a circa il 10% dei consumi di energia da trasporto su strada in Campania) e ad una riduzione di 850 kton di CO₂ equivalente, nell'arco del Piano Energetico Ambientale Regionale. Si tratta di riduzioni significative, a cui vanno tutti gli altri benefici legati alla riduzione degli altri inquinanti e dell'impatto acustico, alla riduzione di congestione, alla maggiore sicurezza e a tutto l'indotto economico ed occupazionale. Sarà importante, infine, prevedere l'implementazione di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare periodicamente il raggiungimento degli obiettivi ambientali prestabiliti, anche alla luce dell'evoluzione della domanda di trasporto, del PIL e degli scenari socioeconomici.

6.2.2 Politiche di regolazione della domanda e servizi di trasporto innovativi ed ecocompatibili per una mobilità sostenibile

Per valorizzare appieno l'uso del sistema di metropolitana regionale, in pieno corso di realizzazione e massimizzare l'efficacia della sua azione e dei suoi benefici è importante anche portare avanti una serie di azioni parallele e complementari, tese a sostenere e sviluppare politiche di regolazione del traffico veicolare e della domanda di mobilità, nonché la promozione di servizi di trasporto innovativi ed ecocompatibili.

Si tratta, cioè, di politiche ed iniziative che, oltre ad avere una propria importanza ed utilità ai fini della riduzione della congestione e delle emissioni, mirano ad ampliare l'efficacia dell'incremento di offerta di servizi di trasporti collettivi, aumentando l'accessibilità al sistema di metropolitana regionale e realizzando un sistema di servizi intermodali ed integrati per l'intera regione per renderlo davvero competitivo con il mezzo di trasporto individuale. Lo sviluppo di queste politiche può essere sostenuto attraverso il finanziamento di progetti innovativi rivolti a Comuni o aggregati di Comuni per piani, progetti o nuovi interventi da svilupparsi, in particolare, nei seguenti ambiti:

- predisposizione di Piani Urbani della Mobilità (PUM), previsti dalla legge 340/2000, strumenti di governo e di programmazione di area vasta per integrare tutti gli interventi previsti in un'ottica coerente di promozione dell'accessibilità e della mobilità sostenibile. Coerentemente con le assunzioni approvate dalla Commissione UE nel gennaio 2007 attraverso la Thematic Strategy on urban environment, inoltre sarebbe opportuno che questa pianificazione integrasse le politiche per la mobilità con quelle relative alla gestione dell'ambiente urbano, all'uso del suolo, alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e acustico e alla riduzione dei consumi energetici;

- adozione di sistemi tecnologici avanzati destinati a diversi obiettivi: controllo degli accessi per le zone a traffico limitato, delle corsie riservate, delle aree di sosta e delle aree pedonali, sistemi

di promozione di uso del trasporto pubblico locale e di informazione all'utenza sullo stato della rete in tempo reale;

- realizzazione di piste ciclabili urbane anche con un ruolo di adduzione alla rete e ai nodi ferroviari, con percorsi ciclabili urbani realizzati con corsie e piste riservate, nonché parcheggi destinati agli utenti della bicicletta. Ma la mobilità ciclistica deve svolgere anche un ruolo nel tempo libero, verso luoghi a vocazione turistica, naturalistica e storico monumentale con percorsi mirati ad assicurare l'accessibilità verso luoghi di grande attrazione per l'utenza. E' importante, inoltre, sostenere anche in questa Regione, come avviene in altre aree del Paese e d'Europa progetti di bike-sharing.

- riorganizzazione della distribuzione delle merci in ambito urbano (in media costituisce il 20% degli spostamenti), d'intesa con gli operatori del trasporto, del commercio e del sistema distributivo, riducendo i viaggi a vuoto, la sosta selvaggia, aumentando l'efficienza, con veicoli a basso impatto e piattaforme logistiche.

- azioni di mobility management. Con il decreto del Ministero dell'Ambiente del 27 marzo 1998 sulla "Mobilità sostenibile nelle aree urbane", si è prevista la figura del mobility manager per le aziende e gli enti con oltre 300 dipendenti per unità locale o complessivamente oltre 800 dipendenti distribuiti su più unità locali. Il mobility manager ha il compito di ottimizzare gli spostamenti sistematici del personale attraverso l'adozione del "Piano degli spostamenti casa lavoro" con conseguente riduzione dell'uso dell'auto privata; intervenendo in questo modo sul settore degli spostamenti sistematici che incidono in modo significativo sulla determinazione del traffico delle ore di punta.

6.2.3 Rinnovo del parco veicolare

Considerato il peso dei trasporti stradali sulle emissioni inquinanti è evidente la necessità di approfondire la composizione del parco veicolare campano. Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi alle autovetture in Italia ed in Campania, da cui risulta che il parco veicolare campano rappresenta il 9,2% di quello nazionale, l'età media dei veicoli in Campania è di 9 anni e 9 mesi contro i 7 anni e 6 mesi della media italiana ed è la più alta in Italia.

Tabella 6.6– Anzianità del parco veicoli in Italia e Campania

anni	Italia				Campania			
	benzina	gasolio	altro	totale	benzina	gasolio	altro	totale
0-1	1023404	1443328	97728	2564460	39751			
1-2	937735	1431258	62341	2431334	40300	97932	2765	140448
2-3	898255	1376411	51170	2325836	43530	105382	1639	147321
3-4	930751	1380678	32777	2344206	50795	104386	1201	149117
4-5	1144801	1137938	32168	2314907	68501	106067	1057	157919
5-6	1285920	994200	37737	2317857	83378	93519	1711	163731
6-7	1473844	861799	52188	2387831	107111	86141	2638	172157
7-8	1478755	778878	65840	2323473	107214	80287	4164	191562
8-9	1438900	625398	72213	2136511	114271	76838	5822	189874
9-10	1521387	462417	82317	2066121	130249	67675	7348	189294
10-11	1550837	336857	91383	1979077	126497	55185	9649	195083
11-12	980223	200459	78474	1259156	90093	44941	10956	182394
12-13	944612	107279	82279	1134170	95543	27874	10570	128537
13-14	824815	79710	69775	974300	91769	16925	11086	123554
14-15	730667	64774	55813	851254	84906	13353	9840	114962
15-16	841983	76300	80474	998757	97585	11018	8116	104040
16-17	585068	46274	82954	714296	72640	12797	10742	121124
17-18	505855	51707	71872	629434	66772	7460	11288	91388
18-19	425881	75070	55314	556265	57717	9230	10259	86261
19-20	318892	93692	36287	448871	46186	14866	7886	80469
>20	2337800	440827	143354	2921981	375580	20108	5504	71798
totale	22180385	12065254	1434458	35680097	1990388	97220	24984	497784

Fonte: ACI, 2006

E' possibile, inoltre, fornire una rappresentazione del parco veicoli campano ed italiano per categorie di appartenenza²⁹.

²⁹ Nella tabella che segue sono riportate le norme europee di riferimento, le date fanno riferimento all'immatricolazione dei veicoli.

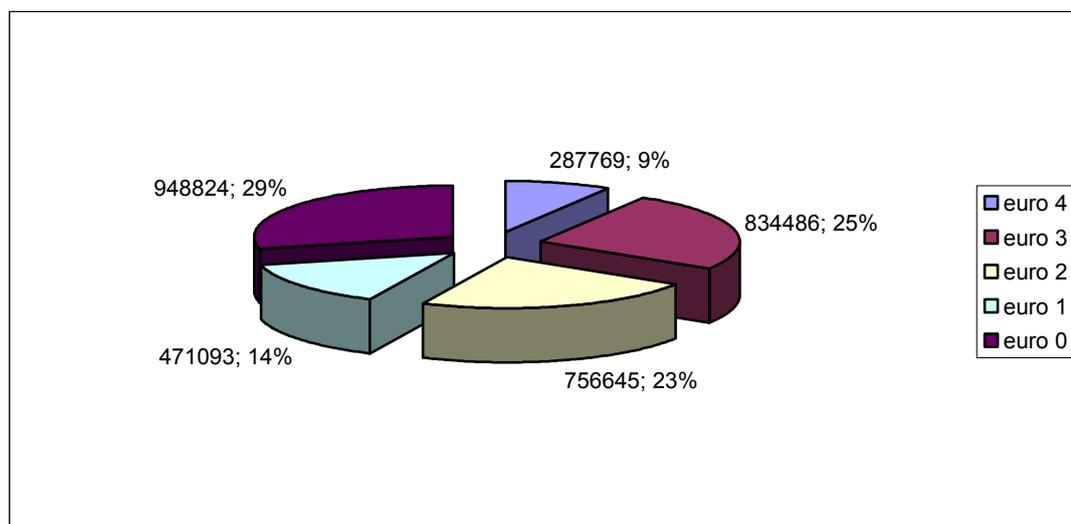
	DATA ENTRATA IN VIGORE	NORME DI RIFERIMENTO
EURO 1	1/1/1993	83/351 CE rif. 91/441 CE; 88/77 CE rif. 91/441 CE; 88/436 CE rif. 91/441 CE; 89/458 CE; 91/441 CE; 91/542 CE punto 6.2.1.A; 93/59 CEE con catalizzatore
EURO 2	1/1/1997	94/12 CE; 96/1 CE; 96/44 CE; 96/69 CE; 98/77 CE; 91/542 punto 6.2.1.B
EURO 3	1/1/2001	98/69 CE; 98/77 CE rif. 98/69 CE; 99/96 CE; 99/102 CE rif. 98/69 CE; 2001/1 CE rif. 98/69 CE; 2001/27 CE; 2001/100 CE fase A; 2002/80 CE fase A; 2003/76 CE fase A
EURO 4	1/1/2006	98/69/CE B; 98/77/CE rif. 98/69/CE B; 1999/96 CE B; 1999/102 CE B rif. 98/69/CE B; 2001/1 CE; 2001/100 CE B; 2002/80 CE B; 2003/76 CE B; 2005/55/CE B1
EURO 5	1/9/2009	2007/715/CE
EURO 6	1/9/2014	

Tabella 1.7 – Parco veicoli in Italia e Campania per categorie di appartenenza e tipologia di alimentazione

	ITALIA					CAMPANIA				
	Benzina	Gasolio	Altro	Totale	Val. %	Benzina	Gasolio	Altro	Totale	Val. %
euro 4	1.961.139	2.874.586	160.069	4.995.794	14	80.051	203.314	4.404	287.769	9
euro 3	5.733.571	5.751.026	206.040	11.690.637	33	353.315	470.400	10.771	834.486	25
euro 2	5.989.879	2.203.550	311.753	8.505.182	24	478.231	244.639	33.775	756.645	23
euro 1	3.480.317	452.222	286.341	4.218.880	12	362.311	69.170	39.612	471.093	14
euro 0	5.015.479	783.870	470.255	6.269.604	18	716.480	161.681	70.663	948.824	29
Totale	22.180.385	12.065.254	1.434.458	35.680.097	100	1.990.388	1.149.204	159.225	3.298.817	100

Fonte: elaborazione su dati ACI, 2006

Figura 6.6 – Classificazione del parco veicoli in Campania per categorie di appartenenza



Il 66% di detto parco è costituito dall'insieme degli autoveicoli euro 0 (29%), euro 1 (14%) ed euro 2 (23%), questa percentuale scende al 44% se ci riferiamo al dato nazionale.

Dal'analisi svolta emerge la presenza in Campania di un parco veicolare estremamente obsoleto e quindi la necessità di un ammodernamento dello stesso, anche al fine di rendere maggiormente efficaci le iniziative che sono portate avanti a livello europeo e nazionale. Infatti la Comunità Europea ha lavorato e sta lavorando con le industrie automobilistiche per ridurre le emissioni di CO₂ delle automobili, riuscendo ad abbattere, tra il 1995³⁰ ed il 2008, tali emissioni di

³⁰ Il 1995 è l'anno in cui l'Unione Europea ha adottato una strategia comunitaria per la riduzione delle emissioni di CO₂ dovute alle autovetture. CO2COM(95) 689, Council conclusions of 25.6.1996, European Parliament resolution of 22.9.1997.

4631 g/km per veicolo. Per il 2012 si prevede un'ulteriore riduzione di 20 g/km intervenendo sia sulle tecnologie che sull'utilizzo di biocarburanti, avendo come obiettivo per il 2020 automobili con limite massimo di emissioni di CO₂ di 95 g/km. I minori impatti che possono derivare derivanti dall'ammmodernamento del parco veicolare sono ancora più significativi in una regione come la Campania caratterizzata dalla presenza di un parco estremamente obsoleto. In questo senso le politiche di regolazione del traffico veicolare privato delle Amministrazioni locali dovranno sostenere l'evoluzione del parco veicoli verso modelli più efficienti ed a ridotti consumi, comunque in una ottica di riequilibrio modale verso sistemi di trasporto a minore impatto ambientale.

6.2.4 Impianti PV per le aziende regionali di trasporto pubblico

Nell'ambito delle politiche energetiche a sostegno di una mobilità sostenibile, altra possibile azione può essere tesa a valorizzare l'utilizzo di nuove fonti di energia rinnovabile (energia solare fotovoltaica) per la produzione e l'auto-consumo di energia elettrica e termica.

L'idea di base consiste nel proporre un nuovo modello di sviluppo che coniughi il settore dei trasporti con quello dell'energia conciliando le esigenze di una mobilità sostenibile con quelle del rispetto dell'ambiente. In particolare disponendo di una notevole superficie esposta al sole negli impianti della metropolitana regionale e delle aziende di mobilità regionale (coperture delle stazioni, degli impianti e di officine, pensiline) si potrebbero sfruttare utilmente tali superfici per la produzione di energia elettrica e di energia termica.

L'idea di base nasce dalla constatazione che nell'ambito delle aziende ferroviarie regionali (Circumvesuviana, Metrocampania NordEst e Sepsa) vi sono circa 280 km di rete ferroviaria, con 160 stazioni totali, di cui 140 esposte al sole, per un superficie disponibile pari a circa 150.000 m². Questo significa che disponendo di una notevole superficie esposta al sole (tetti delle stazioni della metropolitana regionale, pensiline, superfici di coperture di immobili e di officine delle aziende di mobilità regionale), si potrebbero sfruttare utilmente tali superfici per la produzione e l'auto-consumo di energia elettrica e di energia termica.

L'azione prevede l'installazione di impianti fotovoltaici per la produzione e l'auto-consumo di energia elettrica; installazione dei pannelli fotovoltaici architettonicamente integrati (facciate, vetrate, tettoie, pensiline, barriere anti-rumore); attività di analisi, studio e progettazione "su misura" della soluzione energetica ottimale per sito ferroviario. Tale produzione energetica potrebbe pertanto soddisfare sia i fabbisogni delle aziende di trasporto (ad es. riscaldamento invernale, risparmio energetico con riduzione delle bollette, ricavi economici), sia contribuire in maniera virtuosa al piano energetico regionale e nazionale (maggiore attenzione alle energie rinnovabili, maggiore rispetto dell'ambiente, pacchetto energia del governo).

³¹ cfr. COM(2007) 19 final, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament of 7.2.2007, Results of the review of the Community Strategy to reduce CO₂ emissions from passenger cars and light-commercial vehicles.

CAPITOLO 7. Una nuova *governance* per il territorio

Le Regioni possono avere un ruolo determinante nella sostenibilità della globalizzazione; la riduzione dei tempi di transizione dal modello energetico attuale a una economia decarbonizzata dipende dalla capacità dei diversi territori di ridurre la domanda, e contemporaneamente, diversificare le fonti. Fondamentale è la costruzione di una politica di *governance* a scala locale, utilizzando i meccanismi del Protocollo di Kyoto per abbassare i costi della riduzione delle emissioni ed esportare all'estero le risorse e il know-how delle imprese locali.

Uno degli obiettivi della pianificazione energetica a livello locale diviene, pertanto, quello di agevolare la transizione verso un nuovo modello energetico.

E' evidente che un sistema locale non è identificabile in pochi "poteri forti" (nei diversi ruoli di pubblico-privato-istituzioni), ma è una rete di relazioni tra molteplici soggetti, di diversa scala, con obiettivi diversi, comunque strettamente collegati tra loro, e le cui scelte spesso influenzano (o sono influenzate) da quelle degli altri. Questo fa sì che diventi necessario per i decisori politici e gli attori di mercato saper interpretare il sistema locale proprio come un sistema di interessi diversificati, di differente peso, ma strettamente interconnessi. La conseguenza è che le modalità di governo locale sono espressione di efficacia progettuale quando riescano a integrare in forma sussidiaria i seguenti paradigmi:

- ✓ il senso di appartenenza e la richiesta di protezione delle comunità locali, o meglio dei cittadini;
- ✓ la stabilità e le opportunità per l'economia locale, vale a dire l'imprenditoria e la finanza;
- ✓ la sostenibilità dello sviluppo, il motore della missione territoriale.

Il tutto non solo attraverso un approccio teso al *government* con un sistema di regole *command and control*, ma anche e soprattutto con le regole proprie di una *governance* territoriale, ancorate ad un approccio di *moral suasion* da parte dei cittadini e delle loro forme di rappresentanza.

Governance perché il sistema locale, al pari di una holding, ha bisogno non solo di una gestione amministrativa di alto profilo, ma soprattutto di governo, cioè di una leadership istituzionale in grado di non essere sopraffatta dalla rapidità e dalla dinamicità dei processi evolutivi che caratterizzano il passaggio al nuovo millennio.

Non è più sufficiente, come nel recente passato, produrre piani o programmi sicuri che le previsioni e i sistemi mantengano stabili nel tempo; è invece proprio l'accelerazione dei cambiamenti che rende necessaria la costruzione di un sistema di governo che sappia dare:

- ✓ capacità di risposta ai rapidi cambiamenti della globalizzazione;
- ✓ sviluppo a lungo termine, qualitativo e duraturo, quanto più possibile protetto dai picchi positivi e negativi che sino ad ora hanno caratterizzato la storia recente.

In parole povere, è necessaria una capacità di governo in grado di esprimere un pragmatismo lungimirante. Particolare attenzione va però posta verso quello che è uno degli elementi che maggiormente inciderà sugli sviluppi futuri dei sistemi locali e mondiali: l'energia. In tal senso, governare il sistema energetico diviene un passo fondamentale per la costruzione di una "politica economica e industriale" regionale. L'*Energy Corporate Governance* diverrebbe, pertanto, una strategia trasversale nelle politiche attive del lavoro e dello sviluppo sostenibile locale, non una politica di settore, o meglio, un modello gestionale che abbia come strategie base: fare sistema e innovare per uno sviluppo durevole e sostenibile.

Questo vuol dire, rispetto al modello precedente:

- ✓ investire sul territorio a livello di sistema e non solo mediante microfinanziamenti alle singole imprese;
- ✓ creare condizioni di convenienza insediativa per le imprese, privilegiando la qualità delle infrastrutture e dei servizi del territorio piuttosto che i finanziamenti o gli sgravi fiscali generalizzati, fattore in grado di costruire maggiori garanzie sulla “permanenza” delle imprese nell’ambito locale;
- ✓ assicurare flessibilità nella gestione e nell’uso dei finanziamenti, grazie al ricorso intensivo del monitoraggio con indicatori obiettivo, per poter rapidamente riorientare strategie e progetti al mutare delle condizioni iniziali o del non raggiungimento dei risultati prefissati;
- ✓ privilegiare i progetti che coinvolgano più imprese e un numero maggiore di settori produttivi, piuttosto che i singoli elementi della filiera;
- ✓ privilegiare i progetti a minore impatto ambientale e, contemporaneamente, a maggiore impatto occupazionale e di innovazione;
- ✓ potenziare la rete di centri di ricerca e sviluppo, sia tecnologica che gestionale, garantendo un sistema di formazione progressiva e continua.

In quest’ottica di governance l’energia può divenire uno degli elementi cardine delle politiche di sviluppo locale, affrontando il nodo strutturale della decarbonizzazione dell’economia. Questo obiettivo comporta l’integrazione delle politiche industriali, dell’ambiente, del lavoro e della ricerca per il progressivo raggiungimento di una maggiore autonomia dalla colonizzazione tecnologica a cui siamo tuttora sottoposti.

7.1. Il rapporto tra territorio ed Enti Locali

La via per Kyoto ed oltre Kyoto passa, anzitutto, per le comunità e le istituzioni locali. Questa svolta epocale non sarà mai tale senza l’avvio concreto di una nuova “rivoluzione industriale” che promuova, sul piano locale, un sistema economico che a basse emissioni di carbonio riduca il consumo indiscriminato delle risorse e delle materie prime. Gli Enti locali italiani giocano un ruolo centrale nella politica di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici. Le responsabilità e le potenzialità delle autorità locali si riflettono non solo nelle scelte amministrative, ma anche nella condizione di interlocutore diretto dei cittadini, quindi, in grado di orientarne le scelte e i comportamenti.

Secondo calcoli prudenti, il 30% delle emissioni del nostro paese sono conseguenza di azioni e politiche locali. Le scelte dei governi locali in materia di produzione, acquisti e gestione dell’energia influiscono in maniera decisiva sullo sviluppo, la diffusione e la competitività economica delle tecnologie energetiche più sostenibili e, in un prossimo futuro, dell’intero sistema economico e sociale di un territorio.

Le autorità locali operano scelte in settori cruciali come il governo del territorio, la produzione edilizia, la mobilità e la gestione dei rifiuti. Politiche pubbliche innovative, applicate con il coinvolgimento delle aziende e delle famiglie, possono ridurre drasticamente le emissioni locali e contribuire significativamente a ridurre i costi della bolletta energetica pubblica e di ogni singolo cittadino.

La partecipazione attiva e la condivisione delle scelte contribuiscono, inoltre, a prevenire e ridurre i conflitti, a diffondere comportamenti virtuosi nelle comunità, a promuovere l'inclusione degli Enti Locali nei meccanismi finanziari del protocollo di Kyoto.

In questa ottica appare vantaggioso rendere più efficiente l'apporto di fondi pubblici coadiuvati da fondi privati per rafforzare gli strumenti di politica energetica ed ambientale: le autorità comunali e regionali, infatti, potrebbero essere in grado di contabilizzare correttamente le azioni compensative che dovrebbero essere concesse, a livello locale, o la disponibilità a pagare per vedere migliorate le condizioni ambientali.

Di contro, le autorità locali incontrano difficoltà, specialmente dal punto di vista tecnico, per operare nel mercato dell'energia ed essere parte attiva dei meccanismi finanziari ed economici, ma hanno la possibilità di poter demandare questa funzione ad un'apposita agenzia, operante a livello locale, nel settore della promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

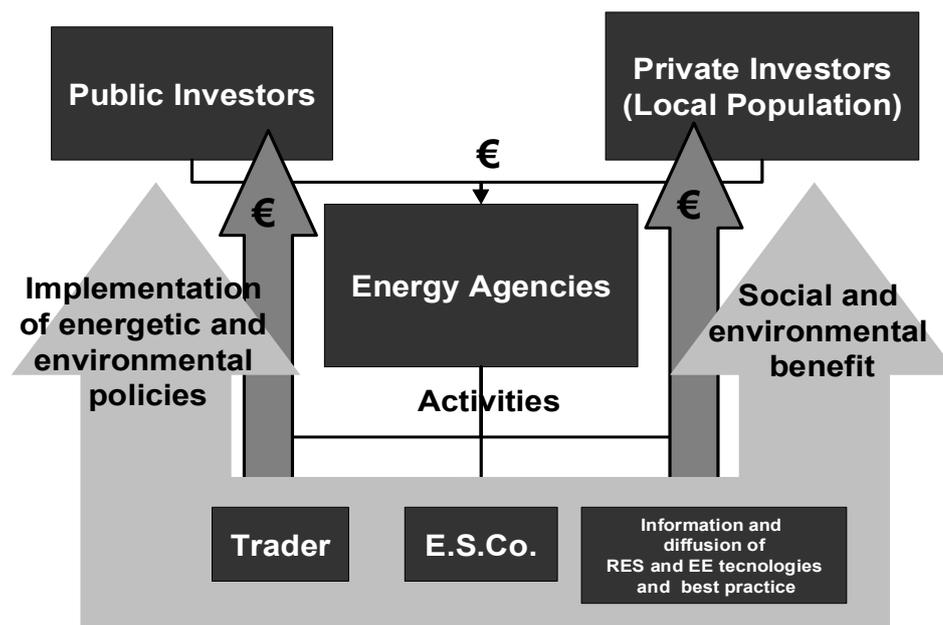
Le agenzie energetiche locali, il cui ruolo consiste nell'informare e supportare il rafforzamento di un mercato delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, risponderrebbero appieno a questa necessità se dotate di sufficienti capitali, in modo da poter tradurre efficacemente i programmi e le politiche in azioni concrete, con investimenti di lungo periodo che saranno in grado di generare utili in un arco temporale più ampio rispetto ad analoghi investimenti per fonti tradizionali; potendo operare sulla base di una dotazione finanziaria più cospicua e orientate verso il profitto, le Agenzie Energetiche saranno in grado di acquistare un importante ruolo nel mercato energetico, sia operando come ESCO che come trader di commodity energetiche nei mercati di supporto delle Fonti Rinnovabili e dell'Efficienza Energetica.

In questa prospettiva si dovrebbe incentivare lo sviluppo di Agenzie Energetiche organizzate come public company, che siano in grado di poter raccogliere capitali sia pubblici che privati, in modo da poter raccogliere un azionariato diffuso ma collegato al territorio di riferimento.

In tal modo le agenzie potrebbero operare a livello locale, finanziate con capitali provenienti proprio dalle zone dove i benefici collegati agli investimenti andrebbero a ricadere, in modo da collegare in maniera univoca l'origine del flusso di capitale in entrata con la localizzazione degli investimenti effettuati.

La partecipazione di un soggetto pubblico al capitale delle Agenzie assicurerebbe il raggiungimento degli obiettivi di politica energetica ed ambientale, attraverso l'operatività più efficiente derivante dall'apporto di capitale dal mercato che sia, attraverso le attività finanziate, remunerato: in questo modo si otterrebbero, contemporaneamente, benefici ambientali e sociali oltre a quelli finanziari, attraverso investimenti orientati verso interventi in grado di ottenere un ritorno economico, ma in un periodo di tempo troppo lungo, tale da scoraggiare il singolo imprenditore.

Fig. 7.1 - Struttura delle Agenzie Energetiche locali



La stretta connessione che quindi si verrebbe a creare con la capacità di influire sul benessere individuale della popolazione locale, suggerisce quindi di poter proporre diversi livelli di coinvolgimento e diversi strumenti finanziari.

A questo riguardo è importante considerare strumenti di tipo innovativo che siano efficaci al raggiungimento di obiettivi non esclusivamente finanziari.

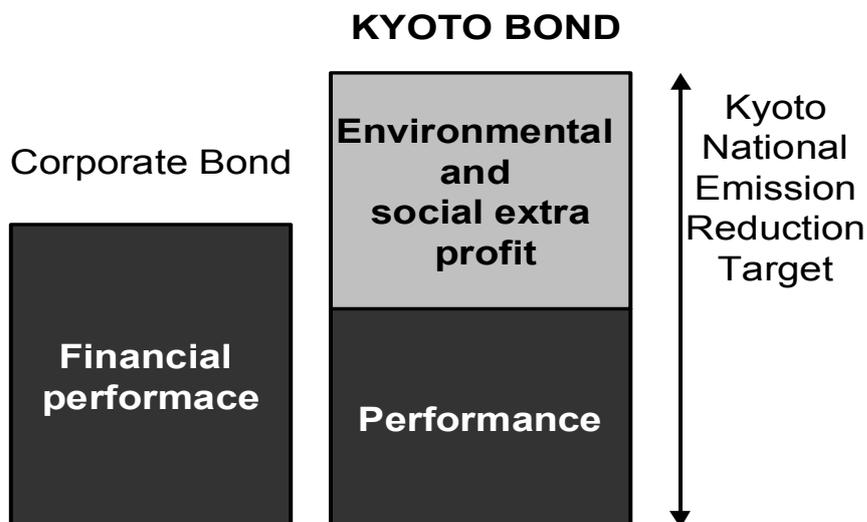
Ad esempio sarebbe importante collegare i capitali raccolti al raggiungimento degli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto, alla stregua di vere e proprie obbligazioni simili ai già esistenti BOC (Buoni Ordinari del Comune) denominate “Kyoto Bond”, che abbiano le seguenti caratteristiche:

- il capitale raccolto deve essere investito in progetti locali che permettano il raggiungimento delle politiche energetiche locali, dando inoltre agli investitori la possibilità di controllare la destinazione dei propri investimenti.

Le performance ottenute sarebbero di due tipi:

- Finanziaria: un coupon fisso calcolato ad una percentuale inferiore rispetto ad analoghi strumenti finanziari, bilanciato però da una remunerazione in termini non monetari;
 - Non finanziaria: l’incremento dei benefici sociali e ambientali derivanti dalle attività dell’Agenzia Energetica;
- una doppia contabilità (economica ed ambientale) permetterebbe di mostrare il valore economico della performance extra-finanziaria che, sommata al valore della cedola, potrebbe essere superiore alle performance medie di mercato;
 - le *performance* non economiche sarebbero agganciate ai target europei di riduzione delle emissioni derivanti dal Protocollo di Kyoto.

Fig. 7.2 – Il Kyoto Bond di cooperazione energetica



A fronte quindi di un risultato economico soddisfacente per l'investitore privato si avrebbe un altrettanto efficace risultato da parte degli Enti Pubblici nel raggiungimento degli obiettivi di politica energetico-ambientale e conseguente soddisfacimento del benessere dei cittadini.

Inoltre, il principio del "burden sharing", già adottato altrove in ambito europeo, dovrà definire un patto di ripartizione tra Governo, Regioni e Autorità Locali, a cui vanno opportunamente legati obiettivi prioritari e vincolanti a percorsi premiali per le comunità e gli enti "virtuosi". In tal caso, la premialità finanziaria a vantaggio degli Enti Locali che applicano politiche di riduzione delle emissioni climalteranti non comporterebbe aumenti della spesa pubblica ma solo una redistribuzione delle risorse che l'Italia dovrà, comunque, destinare all'acquisto di crediti di emissione.

Il PEAR, attraverso le successive esplicitazioni strategiche del piano d'azione energia e ambiente e del redigendo piano d'azione per la promozione delle filiere agro-energetiche, intende ricercare una via per lo sviluppo locale che muova da una modernizzazione ecologica dell'economia regionale capace di traslare la causa con gli effetti: promuovere lo sviluppo locale attraverso una infrastrutturazione "soft" dei territori regionali che delinei un sistema economico regionale più dematerializzato e decarbonizzato.

Dalla comunità locale a Kyoto la strada è tanta, ma può essere percorsa insieme. In altre parole, il protocollo di Kyoto diviene non più la causa da cui muove lo sviluppo, ma l'effetto di un profondo processo di trasformazione che sia in grado di trarre le proprie motivazioni attraverso la costruzione di adeguati livelli di partecipazione e condivisione che non servano solo quali strumenti di supporto alle decisioni ma, anche, alla effettiva maggiore redistribuzione dei benefici economici e occupazionali su scala locale.

Un punto essenziale della strategia di piano risiede nella articolazione di un approccio integrato che intende esplicitarsi anzitutto nella costruzione di condizioni idonee allo sviluppo di una "rete energetica locale", attraverso la quale governare e coordinare i diversi strumenti di politica economica e finanziaria connessi con il processo di liberalizzazione del mercato energetico.

Elemento primario è il ruolo degli Enti locali come operatori del mercato per l'acquisto di energia elettrica e di gas da soggetti diversi dal monopolista nazionale. È evidente che i soggetti da cui preferibilmente l'Ente locale dovrebbe acquistare energia sono proprio i produttori decentrati

della “rete energetica locale”. Quest’ultimo elemento permetterebbe di modificare il sistema tradizionale dei finanziamenti, spostandosi da quello in conto capitale a quello in “conto energia”, ovvero a un prezzo di remunerazione del kWh o della kcal maggiore di quello di mercato, anche se per un numero limitato di anni, privilegiando la natura “verde” della produzione.

Le istituzioni regionali, provinciali e comunali, potrebbero soddisfare la propria domanda energetica acquistando i vettori proprio dai produttori locali. In questo modo viene garantita non solo la convenienza economica della produzione decentrata ma, come accennato precedentemente, una modalità continua di finanziamento (conto energia) da parte degli Enti locali verso le imprese.” Il ruolo degli Enti locali nel mercato dell’energia non è solo quello di “cliente idoneo” ma anche di operatore finanziario per il sostegno delle imprese locali dedicate alla produzione decentrata e alla riduzione della domanda.

Questa impostazione di trasposizione del fine con i mezzi, amplia ulteriormente la portata strategica delle politiche energetiche estendendone il campo da fattore di competitività per il sistema economico regionale in quanto servizio al consumo a motore per il rilancio del sistema produttivo regionale, inserendo le politiche energetiche in una strategia più ampia legata allo sviluppo economico regionale e locale, da cui la scelta di inserire la pianificazione e la programmazione di settore nello scenario più ampio del Piano d’azione per lo sviluppo economico regionale – Paser .

Nelle competenze delle Regioni e degli enti locali, infine, uno dei punti di maggiore forza è quello della disciplina urbanistica e dei regolamenti edilizi comunali. Una corretta rimodulazione di questi ultimi può incentivare e agevolare l’attuazione degli strumenti e delle azioni per la riduzione della domanda locale.

In questo scenario troverebbe ottimale collocazione l’applicazione della direttiva europea per la certificazione energetica degli edifici; vincolare il trasferimento e la compravendita del patrimonio immobiliare all’ottenimento della certificazione è un ulteriore e potente attrattore per l’uso del FTT, della bioarchitettura e del mercato dei certificati bianchi. Sempre dall’urbanistica e nei regolamenti edilizi può essere rintracciato il punto di forza per incentivare la produzione decentrata.

La semplificazione autorizzativa e la riduzione degli oneri di urbanizzazione primaria possono essere gli strumenti base per rendere estremamente conveniente l’installazione di questi impianti.

7.2. Il mercato regionale della CO₂

La sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, avvenuta oramai oltre dieci anni fa, ha prodotto effetti e risultati per certi versi inaspettati da chi ne concepì i contenuti e le implicazioni.

Il valore del mercato totale delle emissioni nel 2007 è aumentato di oltre il 60% rispetto ai valori del 2006: ben 66,42 miliardi di US\$ contro i 40,17 miliardi dell’anno passato. Secondo stime preliminari del New Energy Finance, nel 2008 si sono largamente superati i 100 miliardi di dollari. La quota principale è legata alle transazioni derivanti dallo schema europeo dell’Emission Trading (ETS), e quasi \$ 7 mld derivano da progetti CDM³².

³² Fonte: Ecosystem Marketplace, New Carbon Finance, World Bank

Accanto ai mercati regolamentati, il mercato volontario, quello dei registri e dei crediti derivanti dalla certificazione di azioni volontarie di riduzione delle emissioni e dalla contabilizzazione e gestione delle emissioni compiute da soggetti pubblici e privati, rappresenta il fenomeno più interessante in termini di crescita e interesse. Il mercato volontario comprende tutte le transazioni di crediti di emissioni effettuate al di fuori di contesti istituzionali (CDM e JI del PK, EU ETS etc.)

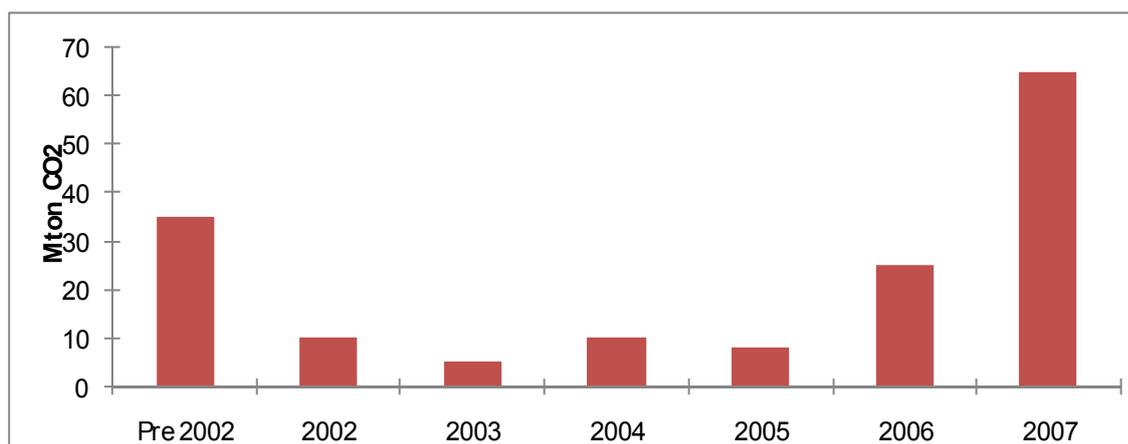
Il comparto volontario del “carbon market” è emerso accanto a quello obbligatorio previsto dal Protocollo di Kyoto, grazie alla spinta dei mercati anglosassoni, in particolare quello statunitense, tenuto forzatamente fuori dal settore obbligatorio per le scelte dell’amministrazione Bush, ma ha poi conosciuto uno sviluppo e una maturazione anche in Europa.

L’idea semplice e formidabile di consentire a chiunque di poter certificare la propria scelta di ridurre le emissioni di gas climalteranti attraverso azioni volontarie e di poter poi collocare sul mercato finanziario i crediti generati, si dimostra sempre più apprezzata dalle grandi imprese, dai “brand” globali desiderosi di rifarsi una immagine “verde”, di mostrare attenzione e sensibilità, presunta o reale, nei confronti delle questioni del surriscaldamento del pianeta.

I risultati di questa crescente attenzione non sono certo da sottovalutare: nel solo anno 2007 sono state scambiate sulle 6 principali piattaforme internazionali un volume pari a 65 milioni di tonnellate di CO₂. La domanda di titoli proviene generalmente da azioni di “Responsabilità sociale d’impresa” CSR, da riduzioni volontarie della propria “carbon footprint”³³ o in fase di preadesione ai mercati obbligatori.

Di contro, il mercato volontario non avendo nessun quadro normativo di riferimento presenta una moltitudine di standard utilizzati per il calcolo degli impatti relativi alle attività oggetto degli inventari, la cui qualità e accuratezza incide sul valore della tonnellata di CO₂ compensata. Per quanto riguarda il lato offerta di crediti, questi derivano quasi esclusivamente da attività di progetto e il valore registrato va dai 2 ai 16 dollari per tonnellata.

Fig.7.3 andamento del mercato volontario



Fonte: New Energy Finance/Point Carbon

³³ L'impronta di carbonio è la "misura dell'impatto che le attività umane hanno sull'ambiente in termini di ammontare di gas serra prodotti, misurati in unità di diossido di carbonio.

Si tratta di cifre rilevanti che danno l'idea concreta del valore e delle potenzialità di questo mercato sotto il profilo finanziario, a cui vanno aggiunti gli effetti ambientali e occupazionali generati dalle azioni realizzate. Il VER (Verified or Voluntary Emissions Reductions), al contrario del CER (certified emission reduction) ottenuto da progetti CDM non rappresenta un unico tipo di certificato sia per lo standard utilizzato che per le caratteristiche qualitative proprie dell'intervento, quali il tipo di progetto, la localizzazione dello stesso, l'addizionalità, la trasparenza, gli ulteriori benefici ambientali associati e la reputazione del venditore.

Da strumento utilizzato nella generalità dei casi da grandi imprese nazionali e internazionali principalmente per i motivi suddetti (ad esempio la scelta del canale Fox Italia di abbattere le emissioni generate dalla sede romana mediante la piantumazione di alberi in un parco urbano), la certificazione delle azioni di riduzione, grazie all'estrema elasticità e varietà di situazioni considerate, si è avvicinata sempre più a soggetti diversi quali piccole imprese, enti pubblici e addirittura singoli individui.

In altre parole, il poter rendere visibile e "pubblica" la propria scelta di ridurre le emissioni generate dalle nostre scelte quotidiane si appresta a diventare sempre più a uno "status symbol" e questo sta spingendo la domanda di tali servizi. D'altra parte, la possibilità di ricavare dei soldi da comportamenti virtuosi si dimostra uno strumento di straordinaria attrazione nei confronti di una crescente platea di soggetti.

Il rovescio della medaglia di un tale scenario è rappresentato proprio dall'assenza di regole del mercato, il che lo espone a comportamenti opportunistici da parte degli operatori, sia per il lato domanda che per quello offerta. I compratori di permessi, infatti, potrebbero essere attratti da certificati di compensazione a basso prezzo derivanti da progetti di origine incerta e scarsa qualità.

Ottenere un permesso a basso prezzo non impone all'organizzazione che vuole risultare "carbon free" uno sforzo al miglioramento delle performance ambientali dell'organizzazione stessa. Dal lato offerta, viceversa, la presenza sul mercato di questi permessi può generare una mancanza di fiducia in tutto il sistema volontario, limitando molto le sue potenzialità di crescita e affermazione.

In un simile contesto, è il mercato stesso che cerca di autoregolamentarsi, ricorrendo a registri e sistemi standardizzati riconoscibili attraverso sigle e marchi.

Al momento, i principali sistemi di standardizzazione dei progetti volontari sono quelli riportati nella tabella 7.1.

Anche se la tendenza è verso un'aggregazione e una internazionalizzazione, è comunque difficile per un'organizzazione orientarsi nel mondo della neutralizzazione delle emissioni ed è ancora molto elevato il rischio di adottare standard inadatti. È interessante l'esempio del DEFRA britannico che, pur appartenendo al più importante mercato volontario, ha definito un intervento diretto nel mercato.

In tale contesto, la Regione Campania si doterà di un Registro per la contabilizzazione e pubblicizzazione delle azioni volontarie di riduzione delle emissioni realizzate da soggetti pubblici e privati sul territorio regionale (Registro Ver Campania).

Tab.7.1- Principali standard internazionali

Standard	Sponsor	Volume Certificato (ton)	Tipologia di progetti	Addizionalità richiesta	Registro
Gold Standard	Gold Standard Organiz.	350.000	Energie rinnovabili, Efficienza energetica	Stessa dell'UNFCCC	Gold Standard database
VER+	TUV SUD	383.932	Qualsiasi tranne nucleare e grande idroelettrico	Stessa dell'UNFCCC	Blue Registry
Voluntary Carbon Standard (VCS)	IETA, Climate Group, World Economic Forum	1.860.000	15 categorie specifiche	Standard di performance	TBD
Voluntary Offset Standard (VOS)	Int'l Carbon Investor Services	n.d.	Qualsiasi tranne nucleare, grande idroelettrico e HFC-23	Stessa dell'UNFCCC	n/a
Community Climate Biodiversity (CCBA)	CARE, Nature Conservatory, Rainforest Alliance, others	45.695	Land use, forestazione	Diversi	CCBA database
Carbon Financial Instrument	Chicago Climate Exchange (CCX)	15.000.000	Metano, suolo, foreste, rinnovabili	Analisi performance e barriere	CCX

Fonte: elaborazioni dell'autore su dati pubblicati sui siti internet degli standard

CAPITOLO 8. Lo sviluppo delle filiere industriali

L'innovazione nelle tecnologie energetiche influisce sulla società. La macchina a vapore ha dato avvio alla rivoluzione industriale. Il motore a combustione interna ha reso possibile il trasporto di massa. Grazie alle turbine a gas utilizzate nell'aviazione il mondo è diventato più piccolo. Tuttavia, l'esplosione della domanda generata dal successo delle tecnologie energetiche ha un prezzo. L'energia è una componente essenziale del tessuto economico e sociale, il che rende la società vulnerabile alle interruzioni dell'approvvigionamento. Essa provoca poi danni su scala planetaria. Il cambiamento climatico, causato da emissioni di gas serra connesse in gran parte all'uso dell'energia, è ampiamente considerato "il più clamoroso fallimento del mercato che si sia mai registrato"³⁴ e una grave minaccia per l'economia globale.

Nel ventunesimo secolo, la tecnologia dovrà svolgere un ruolo vitale per spezzare definitivamente il legame fra sviluppo economico e degrado ambientale, garantendo quantità adeguate di energia pulita, sicura e a prezzi accessibili. Politiche forti tese a migliorare l'efficienza energetica e incentivi per l'introduzione di tecnologie a basse emissioni di carbonio, combinate con un mercato stabile delle emissioni di carbonio, possono indicare la strada da seguire, ma sono le tecnologie, associate a nuovi comportamenti, che dovranno dare i risultati attesi.

I progressi tecnologici possono creare nuove opportunità per sfruttare le vaste fonti energetiche rinnovabili ancora ampiamente non utilizzate. Incrementeranno l'efficienza energetica nell'intero sistema energetico, dalla fonte all'utente, ridurranno progressivamente i livelli di emissioni di carbonio nei trasporti e nell'utilizzo dei combustibili fossili e proporranno soluzioni avanzate per l'energia nucleare. Le tecnologie dell'informazione e della comunicazione contribuiranno a ridurre la domanda e permetteranno l'interconnessione intelligente delle reti energetiche europee.

Fin dagli anni sessanta sono state effettuate ricerche a livello comunitario nel settore dell'energia, inizialmente nell'ambito del trattato che istituisce la Comunità europea del carbone. Si possono citare diversi esempi:

- Energia eolica³⁵: i progressi tecnologici hanno permesso di aumentare di 100 volte la potenza delle turbine eoliche, portandola in venti anni da 50 kW a 5 MW unità, e di ridurre i costi di oltre il 50%. In questo modo, la capacità installata è aumentata di 24 volte negli ultimi dieci anni ed è ora arrivata in Europa a 40 GW.
- Celle fotovoltaiche³⁶: nel 2005 la produzione mondiale dei moduli fotovoltaici era di 1760 MW rispetto ai 90 MW del 1996. Nello stesso periodo il prezzo medio di un modulo è sceso da circa 5 EURO/W a circa 3 EURO/W. In Europa la capacità installata è aumentata di 35 volte in 10 anni, fino a raggiungere 1.800 MW nel 2005 e grazie a un tasso medio di crescita annuale del 35% circa negli ultimi dieci anni il settore fotovoltaico è una delle industrie energetiche che si sviluppano più rapidamente.
- Carbone pulito³⁷: negli ultimi 30 anni l'efficienza delle centrali elettriche a carbone è già migliorata di un terzo. Anche se oggi gli impianti moderni riescono a ottenere un'efficienza del

³⁴ Stern Review sull'economia del cambiamento climatico – UK HM Treasury: http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm

³⁵ Piattaforma europea per l'energia eolica (European Wind Energy Technology Platform, <http://www.windplatform.eu/>). European Wind Energy Technology Platform (<http://www.windplatform.eu/>)

³⁶ Piattaforma europea per l'energia fotovoltaica
http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_pv/article_1933_en.htm

³⁷ Euracoal (<http://euracoal.be/newsite/overview.php>)

40-45%, sono ancora possibili ulteriori sviluppi in questo settore. Molti Stati membri dell'UE hanno già ridotto ampiamente le emissioni "classiche" (SO₂, NO_x e polveri).

Il processo di innovazione in materia di tecnologie energetiche presenta debolezze strutturali che possono essere superate soltanto con un'azione congiunta, attuata simultaneamente su più fronti.

Le tabelle 8.1 e 8.2 sintetizzano i risultati dello studio relativamente alla posizione dell'Italia sulle nuove tecnologie.

Tabella 8.1 Posizione italiana sulle nuove tecnologie per la generazione di energia e l'efficienza energetica

Tecnologia	Posizione dell'industria	Posizione della ricerca	Prospettive di sviluppo	
			Breve termine	Medio termine
Solare termodinamico	++	++++	++	++++
Fotovoltaico - silicio cristallino - film sottile /seconda generazione	+ +	++ +++	++ +++	+++ ++++
Eolico	++	+	++	+++
Mini-idroelettrico	+	+	++	++
Geotermico - Elettricità - Calore	++++ +	+++ +	++ ++	+++ +++
Collettori solari (Solare Termico)	+	+	+++	+++
Sistemi alimentati a biomasse	++	+++	++	+++
Termovalorizzazione dei rifiuti	++	+++	+++	+++
Biocombustibili	+++	+++	++++	++++
Idrogeno e celle a combustibile	++	+++	++	+++
Tecnologie avanzate per la produzione di energia elettrica da combustibili fossili	++	+++	+++	+++

+ insufficiente ++ sufficiente +++ buono ++++ ottimo +++++ eccellente

Tabella 8.2 Posizione italiana sulle tecnologie per Nuovi Prodotti ad Alta Efficienza

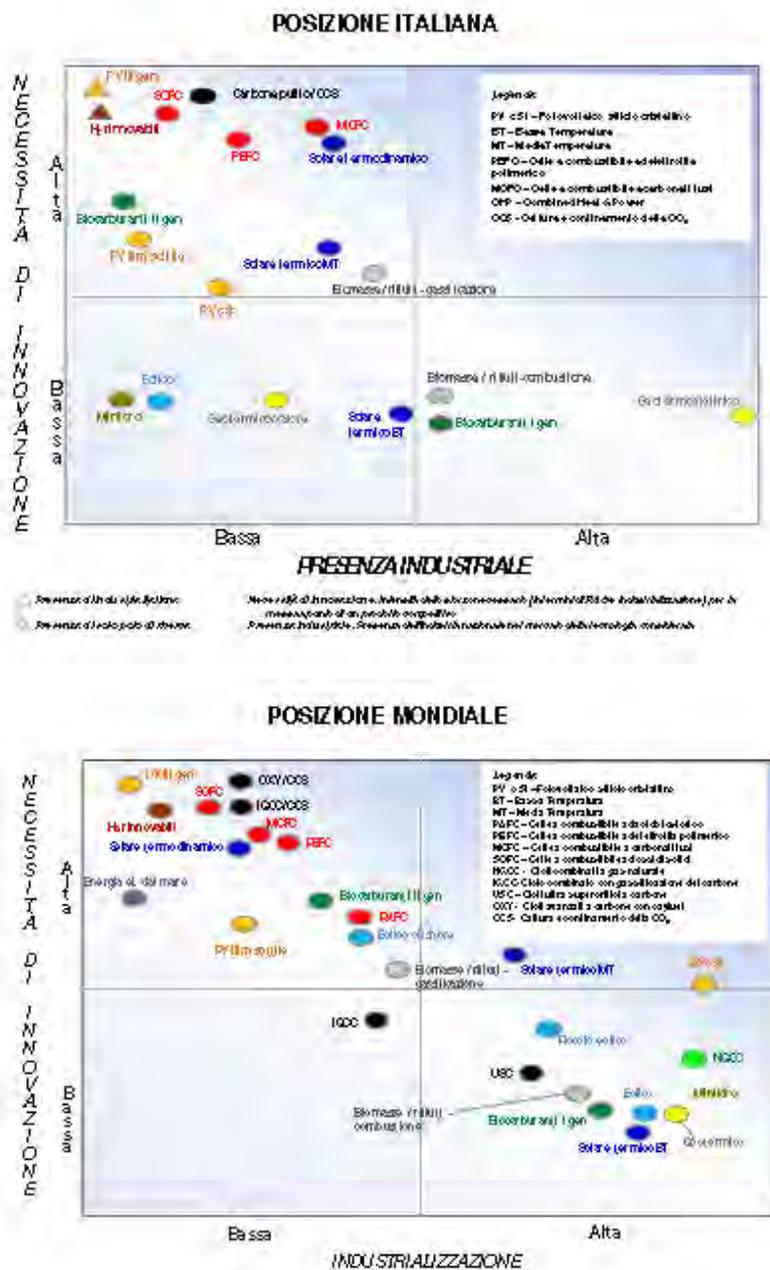
Tecnologia	Posizione dell'industria	Posizione della ricerca	Prospettive di sviluppo	
			Breve termine	Medio termine
Ecobuilding e nuovi materiali per edilizia	++	++	++	+++
Caldaie ad alta efficienza	+++	++	+++	+++
Macchine a compressione	+++	+++	+++	+++
Macchine ad assorbimento	+	+	++	+++
Elettrodomestici	++++	++	++++	++++
Illuminazione	+++	++	+++	+++
Motori elettrici	++++	++	++++	++++
Batterie di nuova concezione	+	+++	++	+++
Distretto energetico	+	++	++	+++

+ insufficiente ++ sufficiente +++ buono ++++ ottimo +++++ eccellente

I due grafici seguenti presentano la situazione italiana e quella mondiale in relazione alle tecnologie per la generazione di energia ed efficienza energetica. Per ciascuna tecnologia la necessità di innovazione è praticamente coincidente, mentre differiscono in maniera significativa gli stadi di industrializzazione. Dal confronto emerge chiaramente che l'Italia sconta una posizione di ritardo in alcuni campi significativi, quali il fotovoltaico a silicio cristallino e l'idrogeno, nel quale si permane principalmente nella fase di ricerca, con modesti prototipi significativi. In altre aree, di

contro, la situazione italiana appare in linea, ed in alcuni casi superiore, allo stadio medio a livello mondiale; il riferimento è soprattutto ai casi delle diverse tipologie di celle a combustibile.

Fig. 8-1. Situazione Italiana e mondiale delle tecnologie del settore energetico



E' opportuno tener presente il potenziale impatto occupazionale dello sviluppo delle attività di filiera tecnologica nel settore energetico.

Ad esempio, i dati forniti dall'European Wind Energy Association (Ewea) dicono, infatti, che nel comparto eolico e soltanto per quanto riguarda gli impieghi diretti, in soli cinque anni si è avuta una crescita del 125% degli addetti che sono passati da 48.363 del 2003 a circa 108.600 persone impiegate ad oggi.

L'occupazione nell'eolico, che secondo le statistiche Eurostat rappresenta circa il 7,3% di tutti i posti di lavoro nell'industria elettrica, del gas, del vapore e dell'acqua calda, registra i risultati migliori in Germania, con 38.000 addetti, in Danimarca con 23.500 e in Spagna con 20.500, che sono i paesi che più hanno scommesso su questa tecnologia. Se si considera poi anche tutto l'indotto, incluse le compagnie che forniscono servizi o prestano attività connesse all'uso di questa tecnologia rinnovabile, la situazione è ancora più positiva.

Basti come esempio la realtà spagnola dove, a fronte di 20.500 impieghi diretti, se ne contano globalmente 37.730. Solo metà dei lavoratori sono impegnati nella fabbricazione delle turbine, mentre l'Ewea stima che il 30% sia occupato in servizi energetici e in compagnie di ingegneria e il restante 21% nella promozione e manutenzione dei parchi.

Dai dati offerti, si evince come l'eolico non soffre la crisi occupazionale che investe altri settori energetici, come per esempio quello della produzione del carbone. Tutt'altro. In Danimarca e Germania, infatti, c'è stato un notevole spostamento di lavoratori dai campi energetici tradizionali e dai settori industriali verso l'energia eolica e per il futuro le proiezioni Ewea prevedono per il 2010 un impiego di circa 184.000 dipendenti, tra diretti e indiretti, che diventeranno 318.000 nel 2020.

Quindi, nonostante in un rapporto presentato a novembre dall'agenzia Frost&Sullivan, si mettesse in evidenza il rischio di una battuta d'arresto del mercato legato all'energia del vento, sulla base del fatto che diverse società avrebbero tagliato la produzione e i piani industriali per il 2009, le proiezioni dell'Ewea si preannunciano ottimiste per il futuro.

8.1. Identificazione delle aree tecnologiche di intervento prioritarie

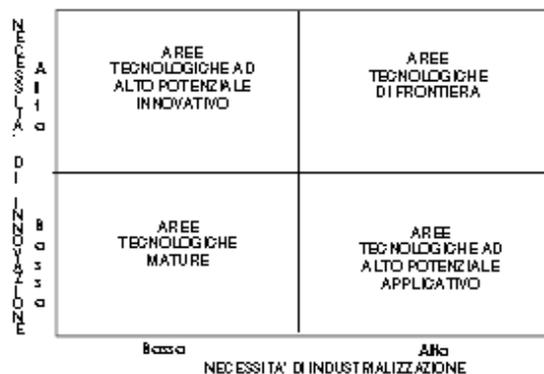
L'identificazione delle aree tecnologiche di intervento si fonda sulle analisi scientifiche e sulle evidenze empiriche derivanti dalla consultazione pubblica che è stata effettuata tramite il processo di "Industria 2015". Il processo è maturato attraverso due fasi successive:

1. raggruppamento delle aree tecnologiche esaminate in gruppi omogenei e la successiva scelta dei gruppi di riferimento per le azioni;
2. definizione e utilizzo di criteri per la selezione delle aree tecnologiche all'interno dei gruppi prescelti.

Le variabili di classificazione sono state:

- ❖ necessità di innovazione; rappresenta lo sforzo necessario in termini di ricerca industriale e sviluppo sperimentale per rendere fruibile una soluzione tecnologica prodotto servizio, in relazione alle conoscenze e competenze possedute a livello azionale.
- ❖ necessità di industrializzazione; rappresenta il fabbisogno, principalmente in termini di sviluppo sperimentale ed industrializzazione, per migliorare e diffondere un prodotto/servizio in diversi settori industriali, al fine di utilizzare le leve dell'efficienza energetica rese disponibili da tale soluzione;

Classificando le tecnologie analizzate in riferimento alla situazione italiana ed alla luce della consultazione pubblica, si delineano quattro macro-gruppi di aree tecnologiche:



Le aree che saranno oggetto di intervento sono:

- Aree tecnologiche ad alto potenziale innovativo; lo sviluppo di nuovi prodotti e servizi basati sulle tecnologie appartenenti a quest'area incide fortemente sulla competitività dell'industria nazionale del settore. Per tradurre in prodotti queste tecnologie sono necessari investimenti in ricerca industriale, la quale è ad un livello tale da permettere di giungere a prototipi funzionanti in un arco temporale definito (3 – 5 anni);

Le aree tecnologiche ad alto potenziale innovativo individuate sono:

- Solare fotovoltaico a concentrazione
- Solare termodinamico
- Biocombustibili di seconda generazione
- Celle a combustibile
- Aree tecnologiche ad alto potenziale applicativo; le tecnologie appartenenti a quest'area consentono di giungere alla messa a punto di nuovi prodotti, processi e servizi basandosi su soluzioni stabili, le quali necessitano principalmente di attività di sviluppo precompetitivo e localizzazione per poter generare ricadute nel breve termine.

Le aree tecnologiche ad alto potenziale applicativo individuate sono:

- Eolico
- Materiali ad alta efficienza per l'edilizia e architettura bioclimatica
- Tecnologie avanzate per l'illuminazione

L'area delle tecnologie mature è stata scartata in quanto presenta soluzioni immediatamente fruibili, le quali non richiedono specifiche azioni di innovazione per permetterne l'impiego. L'area di frontiera non è stata scelta, poiché necessita di forti investimenti in ricerca, anche fondamentale, per poter introdurre delle innovazioni radicali di prodotto/processo utilizzabili, non permettendo inoltre di individuare tempi certi per le ricadute industriali.

Infine, è utile citare la relazione *Transition to a sustainable energy system for Europe: The R&S perspective* ("Transizione verso un sistema energetico sostenibile per l'Europa: la prospettiva R&S", 2006, EUR 22394), redatto dal gruppo consultivo sull'energia del Sesto programma quadro, esamina alcune tecnologie energetiche destinate a svolgere un ruolo chiave negli anni a venire. Questa analisi, che costituisce un utile riferimento, è riassunta qui di seguito.

8.2. Le Azioni

L'azione di incentivazione intende promuovere lo sviluppo di prodotti/servizi efficienti, sostenibili, economici appartenenti ad una delle aree tecnologiche che ricadono negli ambiti d'intervento descritti nel paragrafo precedente.

Le tipologie di prodotti/servizi prescelte hanno le seguenti caratteristiche:

- capacità di generare ricadute industriali significative; l'impatto economico derivante dall'industrializzazione dei nuovi prodotti deve essere altamente probabile e previsto a livello di business plan;
- trasversalità applicativa, letta come possibilità di impiego e diffusione dei risultati a più settori industriali;
- valorizzazione delle competenze e delle eccellenze presenti nel sistema produttivo e della ricerca;
- potenzialità di mobilitare filiere e sistemi di imprese;
- consistente dimensione finanziaria minima dei progetti di sviluppo, legata alla scelta di sostenere iniziative a forte impatto.

I progetti beneficiari di questa azione devono prevedere attività di ricerca industriale e sviluppo sperimentale, che consentano di tradurre l'innovazione tecnologica in prodotti con effettive ricadute industriali entro 3 - 5 anni dall'avvio del progetto. La realizzazione e la qualifica di un prototipo del prodotto/servizio innovativo che consenta di valutarne la validità industriale è considerato elemento fondamentale per l'ammissibilità del progetto.

Sulla base della natura del prodotto/servizio in oggetto si possono avere:

- ✓ progetti in cui prevale una logica di sviluppo verticale, di filiera, nei quali testare l'impatto industriale di specifiche innovazioni tecnologiche introdotte a livello di più componenti elementari del prodotto servizio risultante;
- ✓ progetti in cui prevale una logica di sviluppo orizzontale con forte coinvolgimento degli stakeholder, nei quali mettere alla prova l'efficacia di innovazioni trasversali, derivanti dall'integrazione sistemistica di prodotti, servizi e tecnologie provenienti da filiere diverse.

Nel primo caso la struttura del progetto e la fasatura delle attività dei partecipanti sono completamente dominati dalla dimensione verticale della filiera del prodotto; gli obiettivi di prestazione tecnico-economica complessiva sono distribuiti sui vari componenti (a vario tenore d'innovazione) ed i risultati raggiunti ai livelli intermedi sono garantiti da opportuni meccanismi di verifica ed integrazione.

Nel secondo caso invece la struttura del progetto è più orizzontale, lo svolgimento delle attività meno seriale, mentre il carattere d'innovatività si concentra, oltre che sul prodotto/servizio finale su sottosistemi di per sé già abbastanza complessi, risultato di attività d'integrazione in grado di soddisfare in modo innovativo le necessità espresse dalla pluralità di soggetti ed attori del sistema risultante.

CAPITOLO 9. Quadro di sintesi e strumenti d'azione

9.1. Gli obiettivi di razionalizzazione e sviluppo del settore energetico

Secondo le linee di indirizzo strategiche del PEAR approvate con D.G.R. n. 968 del 30 maggio 2008, gli obiettivi generali della programmazione energetica regionale possono essere così sintetizzati:

- contenimento del fabbisogno energetico e delle emissioni climalteranti, coerentemente con gli obiettivi europei e nazionali, mediante lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed il miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, nella trasformazione e nella distribuzione dell'energia;
- riduzione dei costi energetici per le famiglie e le imprese;
- promozione dello sviluppo e della crescita competitiva del settore dei servizi energetici e dell'industria delle nuove tecnologie, con particolare riferimento alle filiere del fotovoltaico e del solare termodinamico;
- miglioramento nella sicurezza e nella qualità dell'approvvigionamento energetico;
- comunicazione, partecipazione e condivisione sociale ai processi di sviluppo territoriale e locale.

In maggior dettaglio, tali obiettivi generali sono riconducibili ai seguenti principali obiettivi specifici:

- *miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali:*
 - per quanto riguarda i consumi finali termici, si ritiene possibile fissare come obiettivo minimo la realizzazione di interventi di risparmio energetico, rispetto allo scenario tendenziale ENEA (v. capitolo 2, ipotesi "Alta"), pari ad almeno 100 ktep/anno entro il 2013 e ad ulteriori 100 ktep/anno entro il 2020; a questi obiettivi si devono aggiungere quelli relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili negli usi termici, per i quali si considerano come riferimento i valori stimati da ENEA nell'elaborazione degli scenari tendenziali (Tabella 2.47, ipotesi "Alta"), ovvero: incrementi dei consumi finali coperti da fonte rinnovabile fino a 100 ktep/anno entro il 2013 ed a 180 ktep/anno entro il 2020, a fronte di un valore corrente stimato in circa 70 ktep/anno; tali incrementi potranno essere distribuiti tra la fonte solare, quella geotermica e le biomasse;
 - relativamente ai consumi finali elettrici, si ipotizza un contenimento della domanda, rispetto allo scenario tendenziale ENEA (v. capitolo 2, Ipotesi "Alta"), pari a circa 130 ktep/anno (280 ktep/anno in termini di energia primaria), sia al 2013 che al 2020;
 - nel settore dei trasporti, in attesa di stime più precise basate sull'analisi degli interventi pianificati a livello regionale e locale, si assumono indicativamente i seguenti obiettivi minimi:
 - risparmio energetico rispetto allo scenario tendenziale (v. capitolo 2, ipotesi "Alta") pari almeno al 2% nel 2013 ed al 5% nel 2020;
 - contributo da biocombustibili pari almeno al 2% nel 2013 ed al 10% nel 2020;
- *sviluppo delle fonti rinnovabili (settore elettrico):* come già precedentemente discusso, si considerano obiettivi minimi il raggiungimento di livelli di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (escluse frazioni biodegradabili dei rifiuti urbani) corrispondenti al 20% del fabbisogno lordo regionale, entro il 2013, ed al 30% entro il 2020; in uno scenario di sviluppo favorevole, si ritengono tuttavia raggiungibili anche livelli di penetrazione più spinti per le fonti rinnovabili, con valori della "quota verde" del consumo elettrico regionale pari almeno al 25%

al 2013 ed al 35% al 2020; in questo ambito, particolare rilevanza sarà data allo sviluppo delle settore agro-energetico;

- *sostegno allo sviluppo della cogenerazione*: l'obiettivo minimo, per quanto riguarda gli impianti di taglia inferiore a 100 MWe a gas naturale, è di incrementare la potenza elettrica installata di 50 MWe entro il 2013 e di 100 MWe entro il 2020, con conseguenti ulteriori risparmi in termini di fabbisogno di energia primaria non rinnovabile stimabili in 25 ktep/anno al 2013 e 50 ktep/anno al 2020;
- *miglioramento dell'efficienza del parco elettrico installato*, anche mediante politiche di sostegno agli interventi di ammodernamento e/o repowering di centrali di cogenerazione, centrali termoelettriche, impianti eolici ed altri impianti esistenti;
- *miglioramento e potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione*, in accordo con quanto descritto al capitolo sul "Sistema energetico regionale" (cap. 2);
- *annullamento, entro il 2013, del deficit elettrico regionale*, ottenuto attribuendo priorità agli interventi di potenziamento del parco costituito dagli impianti alimentati da fonte rinnovabile e da quelli cogenerazione;
- *potenziamento delle attività di ricerca e sostegno allo sviluppo di una filiera produttiva regionale nel settore dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili*, anche mediante:
 - la realizzazione di progetti dimostrativi ad alto contenuto tecnologico presso utenze pubbliche (Edifici di enti pubblici, Scuole, Università, Centri di ricerca, Ospedali) o private (ad esempio, consorzi industriali);
 - lo sviluppo di un distretto campano dell'energia, idoneo a garantire la creazione e il potenziamento di strutture di ricerca, convertendole in strutture di trasferimento tecnologico, nonché l'avvio di azioni di sistema e la messa in rete dell'intero sistema della ricerca regionale nel settore, contribuendo, anche mediante progetti dimostrativi, alla verifica delle possibilità di passaggio dallo stadio di ricerca applicata a quello delle applicazioni pre-commerciali per le tecnologie più mature e promettenti, incluse quelle basate sull'impiego dell'idrogeno quale vettore energetico;
 - il sostegno allo sviluppo di imprese per la componentistica nei settori dell'energia solare, dell'energia eolica, delle biomasse, dei componenti per la bioedilizia e per il risparmio energetico;
 - il sostegno allo sviluppo di imprese nel settore dei servizi energetici;
- *attivazione di strumenti per la promozione di un mercato locale delle emissioni di gas serra*;
- *attivazione di strumenti per la semplificazione degli adempimenti necessari per la realizzazione di interventi di risparmio energetico e l'installazione di impianti alimentati da fonte rinnovabile e per l'incentivazione degli stessi*;
- *realizzazione di programmi d'intervento per le utenze pubbliche (I.A.C.P., scuole, ospedali...)*;
- *realizzazione di campagne di informazione e sensibilizzazione verso l'uso consapevole dell'energia*;
- *attivazione di strumenti per il monitoraggio dei consumi energetici e delle emissioni di gas serra e per la verifica degli obiettivi di piano*.

Come evidenziato nel diagramma di Figura 9.1, si può stimare che il raggiungimento degli obiettivi specificati permetterebbe, nel periodo considerato, di ridurre progressivamente il fabbisogno regionale di energia primaria coperto da fonti non rinnovabili, mantenendolo ad un valore non superiore a 8,8 Mtep/anno al 2013 ed a 8,6 Mtep/anno al 2020, sia pure a fronte di un incremento dei consumi finali (peraltro più contenuto rispetto allo scenario tendenziale elaborato da ENEA).

Inoltre, come evidenziato dal diagramma di Figura 9.2, negli scenari considerati, l'apporto delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico regionale passerebbe dall'attuale 4% circa a valori del

10÷12% nel 2013 e del 17÷20% nel 2020, perfettamente in linea con gli obiettivi del “pacchetto clima” approvato dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

L’andamento previsto per le emissioni di gas serra negli scenari in esame, per il solo settore energia, è illustrato nel diagramma di Fig. 9.3.

Nel diagramma si sono riportate due curve, ottenute, rispettivamente:

- considerando solo le emissioni effettive;
- includendo tra le emissioni di gas serra attribuibili alla regione anche quelle indirette, corrispondenti alle importazioni di energia elettrica, grazie alle quali è possibile sostenere i consumi finali senza che si determinino emissioni di gas serra all’interno dei confini regionali; si noti che questo criterio è decisamente più razionale, ed è concettualmente equivalente a quello con il quale le importazioni elettriche vengono abitualmente contabilizzate, ai fini del calcolo del fabbisogno lordo di energia primaria, in base al rendimento medio di conversione del parco termoelettrico.

Come era logico aspettarsi, le emissioni effettive di gas serra in Regione Campania sono destinate ad aumentare man mano che il deficit elettrico viene colmato attraverso il consistente contributo, oltre che delle fonti rinnovabili, delle nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato programmate e/o già entrate in esercizio nel periodo 2007/2008.

Adottando invece il secondo e più razionale criterio di calcolo, si osserva come, negli scenari programmati, le emissioni complessive siano destinate, in futuro, a ridursi, rispetto ai valori del 1990, in misura pari all’incirca al 3-4% nel periodo 2010-2012 e al 9-10% nel 2020.

Fig. 9.1. Andamento dei consumi finali e del fabbisogno di energia primaria da fonti non rinnovabili nel periodo 2006-2020, secondo gli scenari programmati.

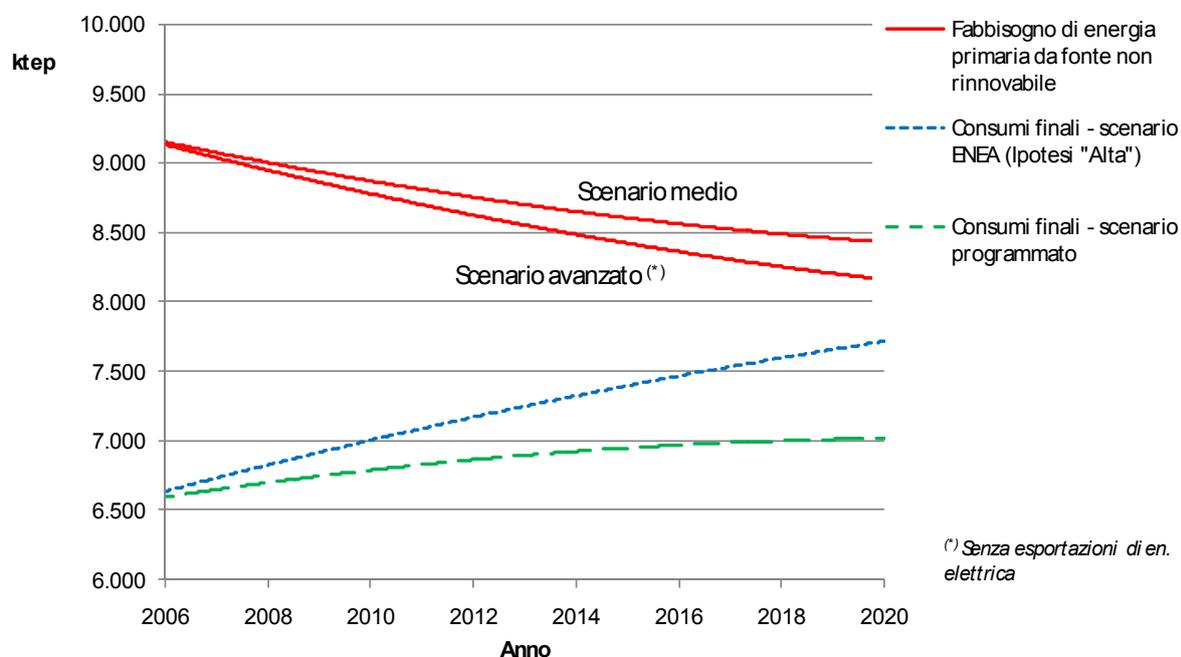


Fig. 9.2. Andamento del contributo da fonti rinnovabili al bilancio energetico regionale nel periodo 2006-2020, secondo gli scenari programmati.

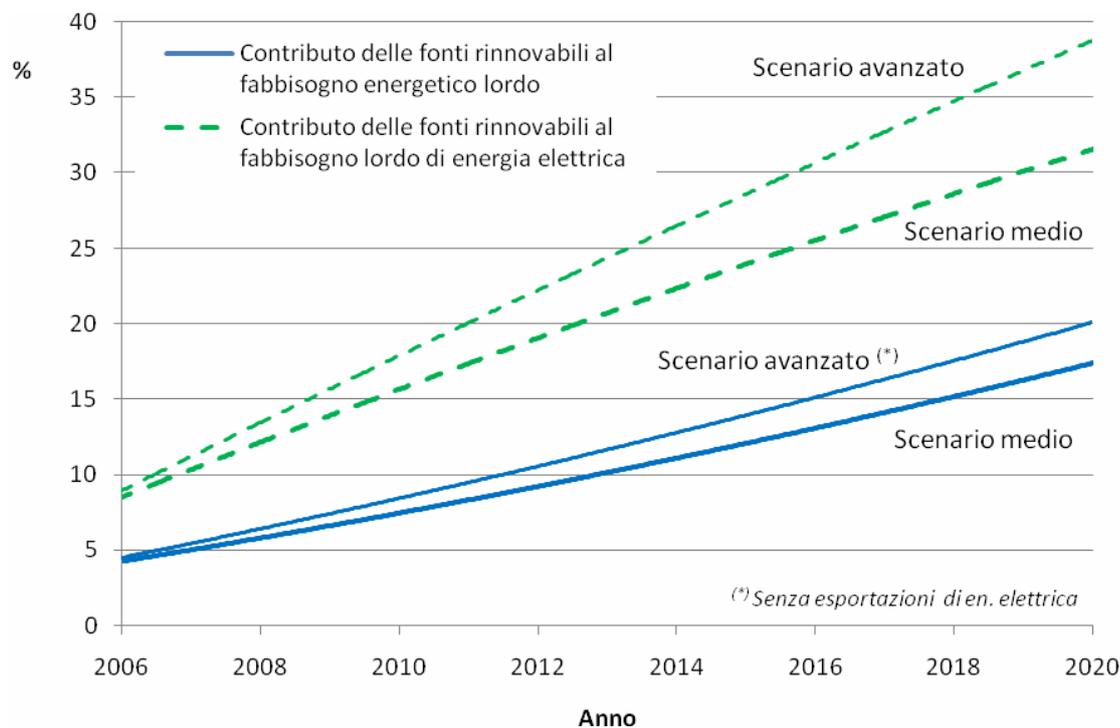
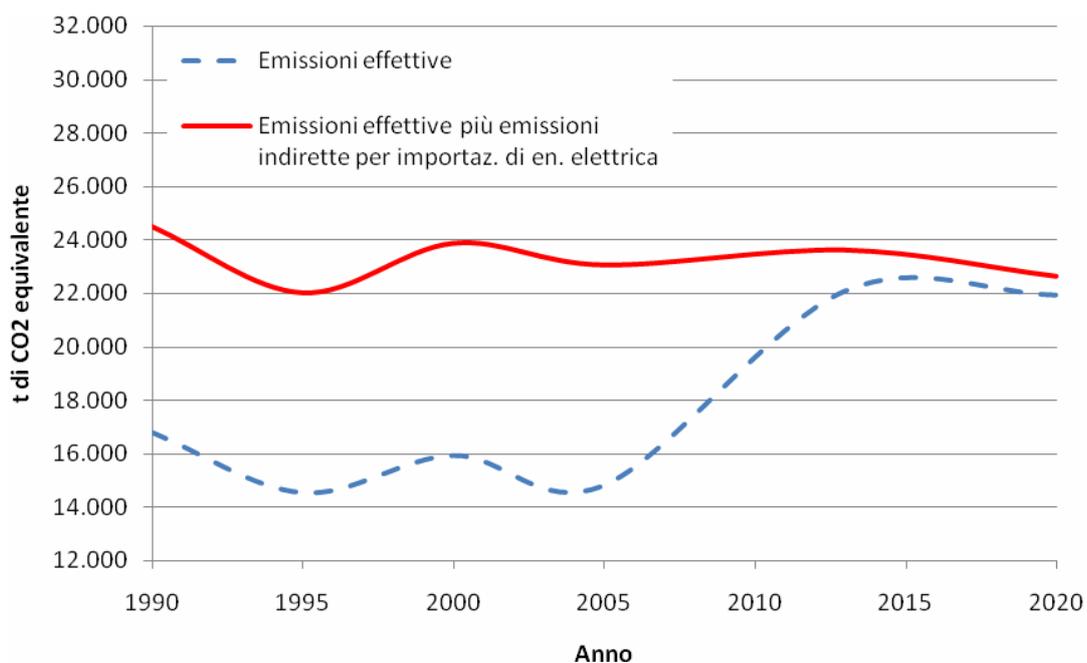


Fig. 9.3. Andamento delle emissioni regionali di gas serra (settore energia), secondo gli scenari programmati (scenario "medio").



9.2. Strumenti d'azione

La Fondazione del Sole

L'Assessorato alle Attività Produttive della Regione Campania intende promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili presso le utenze pubbliche tramite uno strumento rotativo che verrà attuato con la costituzione della Fondazione del Sole, ente non avente fini di lucro.

Tra gli scopi della Fondazione vi sono:

- a. Promuovere la diffusione delle fonti rinnovabili negli enti pubblici della Regione Campania;
- b. promuovere progetti e iniziative di ricerca, sviluppo precompetitivo e innovazione tecnologica nel campo delle fonti rinnovabili;
- c. diffondere la cultura delle fonti rinnovabili.

Per il perseguimento degli scopi la Fondazione pone in essere azioni mirate a:

- a. sostenere e/o realizzare impianti per la produzione di energia proveniente da fonte rinnovabile presso gli edifici pubblici;
- b. realizzare un incremento dell'efficienza energetica degli edifici pubblici, o ad uso pubblico, anche mediante integrazione delle fonti rinnovabili;
- c. sviluppare campagne d'informazione e comunicazione per risparmio energetico e riduzione di emissioni di gas serra.

La Fondazione del Sole opererà su tutto il territorio della Regione Campania per quanto riguarda il perseguimento degli scopi ed in particolare interverrà sulle utenze pubbliche, quali ad esempio edifici regionali, scuole, ospedali, edifici comunali, stazioni delle Ferrovie italiane, utenze pubbliche in generale che abbiano sia la disponibilità ad installare impianti e che siano un'utenza energetica.

Quindi la fondazione gestirà un patrimonio pubblico, quali le coperture degli edifici pubblici e fondi POR, ed affiderà l'installazione, la gestione e la manutenzione degli impianti fotovoltaici ad una società selezionata mediante gara pubblica. Il meccanismo che si innescherà con gli introiti del conto energia permetterà di far funzionare la fondazione alla stessa stregua di un fondo di rotazione. I fondi pubblici che costituiranno il patrimonio della fondazione saranno trasformati in impianti a fonte rinnovabile, quindi in altro patrimonio, e gli utili saranno reinvestiti sempre per la promozione di altri impianti e per i costi di gestione della Fondazione. Un meccanismo virtuoso che si tradurrà in un gioco a somma positiva consentendo da un verso l'azzeramento della bolletta delle utenze pubbliche e dall'altro l'autosufficienza economica della Fondazione, escludendo i costi di gestione del primo anno di attività, per il perseguimento delle sue finalità.

Ingegneria finanziaria

La Regione dovrà mettere in piedi una serie d'azioni di natura finanziaria che riguardino l'energia in particolare. L'esigenza è quella di facilitare le PMI nell'accesso al credito e consentire, pertanto, di poter utilizzare i benefici derivanti dalla copertura del rischio a garanzia o da accordi di prestiti cofinanziati.

Le azioni, descritte di seguito, saranno finalizzate allo sviluppo degli investimenti attraverso interventi di ingegneria finanziaria, anche con il ricorso a strumenti di finanza innovativa.

- *Fondo di investimento per le PMI legato all'utilizzo di fonti di energia alternative (per promuovere nella Regione l'utilizzo del conto energia previsto dalla normativa nazionale).*

Si tratta di creare un fondo che possa finanziare (nei limiti previsti dalla normativa nazionale) all'intermediario finanziario gli investimenti delle PMI in fonti di energia alternativa in maniera tale che le stesse PMI possano fruire dell'energia prodotta e il beneficio del conto energia ritorni all'intermediario/fondo.

- *Riqualificazione urbana e fonti rinnovabili*

Attivazione di finanziamenti a Progetti innovativi di PMI volti alla riqualificazione urbana, alimentati mediante i ritorni finanziari derivanti dall'installazione di impianti che utilizzino le fonti rinnovabili utilizzando i bacini agro-energetici dei comuni campani.

- *Fondo Capitale di Rischio*

- Interventi di assistenza tecnica alle imprese per quotazioni in Borsa;
- interventi legati ad iniziative di internazionalizzazione;
- interventi a sostegno delle operazioni di garanzia dei Consorzi Fidi.

In ogni caso, nella selezione delle iniziative sarà attribuita priorità alle proposte delle PMI ad alto contenuto tecnologico.

Creazione del registro VER (Voluntary Emission Reductions)-Campania

Come accennato nel capitolo 8, la Regione Campania si doterà di un Registro per la contabilizzazione e pubblicizzazione delle azioni volontarie di riduzione delle emissioni realizzate da soggetti pubblici e privati sul territorio regionale (Registro VER Campania).

Il Registro regionale non rappresenterà un ulteriore vincolo burocratico, ma vuole essere un arbitro imparziale del sistema fino al completamento di regole omogenee di funzionamento del mercato stesso. Gli obiettivi sono diversi e ambiziosi: l'esistenza del Registro vuole dare maggiore qualità ai progetti regionali, qualità data dal fatto che il Registro rappresenterà un'ulteriore garanzia di rispetto dei criteri di certificazione dei progetti richiesti dai principali standard internazionali. Particolare rilievo sarà dato ai progetti realizzati all'interno del territorio regionale per cui saranno conteggiati e pubblicati una serie di indicatori di performance ambientale e sociale premianti rispetto alla sola contabilizzazione delle emissioni. L'esistenza del Registro potrà costituire anche un potente incentivo nei confronti dei soggetti pubblici e privati a investire in azioni di riduzione e a programmare interventi di miglioramento ambientale proprio in funzione dell'esistenza di uno strumento che può valorizzare quella scelta, in un'ottica di Green Public Procurement.

Programmazione negoziata: Accordi volontari e contratto di programma

La Regione Campania, per la realizzazione delle iniziative avanzate all'interno del presente piano e degli obiettivi strategici a cui esso tende, individua alcuni strumenti di negoziazione programmata che consentano, sulla base di azioni concordate e dimensionate alla reale portata dei soggetti coinvolti, di sfruttare al meglio la capacità di azione e le risorse esistenti nel sistema economico.

In particolare, quali strumenti di programmazione e gestione concorrenti all'attuazione degli obiettivi di sviluppo dati vengono indicati i seguenti.

A) *Accordi volontari settoriali e territoriali* con uno o più soggetti economici, o associazioni di categoria, finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo proposti nel piano. Definiti come

strumenti di politica ambientale appropriati dal Consiglio dei Ministri dei Paesi dell'Unione Europea competenti in materia energetica, nella seduta del 11.05.98, e dal Patto Generale per l'Energia e l'Ambiente, si tratta di una tipologia negoziale tra soggetti pubblici e privati in grado di assumere il ruolo di atto finalizzato a promuovere interventi, ad acquisire consensi ed intese, sia quale elemento indispensabile per favorire l'ammissibilità di progetti a qualsiasi forma di incentivazione pubblica e/o ad un regime di procedure semplificate.

B) Contratto di programma regionale, disciplinato dalla l.r. 12/2007 e dal connesso regolamento attuativo, finalizzato a valorizzare la contrattazione programmata a livello regionale e a favorire l'attuazione di interventi complessi di sviluppo territoriale e settoriale realizzati da una singola impresa o da gruppi di imprese nell'ambito della programmazione concertata e volti a generare positive ricadute sul sistema produttivo regionale. Tale strumento di programmazione negoziata richiede tuttavia, a differenza dell'Accordo Volontario, il verificarsi di due condizioni:

- 1) la presenza di interventi complessi, di dimensione significativa e di carattere integrato (infrastrutture ed investimenti da parte di imprese);
- 2) la possibilità di favorire l'insediamento di nuove imprese in settori ad alta tecnologia e/o di imprese straniere.

La città sostenibile e vivibile

Di fronte alla crisi, sia energetica-ambientale che finanziaria-economica, come anche sociale, di fronte all'ampiezza dei destinatari dell'utilizzo dell'energia e degli effetti dell'innovazione e all'intreccio tra energia ed economia, emerge, più forte che in passato, l'esigenza che le impostazioni energetiche per settori di consumo- trasporti, edilizia, industria, agricoltura- e di produzione- da fonti rinnovabili e da idrocarburi- trovino anche una sede di progettazione e realizzazione integrata, che realizzi pienamente una positiva scelta del piano energetico-ambientale, per cui *tutte le tipologie di territorio devono diventare attive*. Bisogna quindi reagire, in modo innovativo e adeguato ai tempi, alla situazione di oggi, per cui, ai diversi livelli istituzionali, le diverse responsabilità e disponibilità finanziarie sono organizzate per settori che agiscono con un elevato grado di indipendenza tra loro, costituendo di fatto un ostacolo rispetto all'esigenza di "progetto integrato".

In altre parole, vanno perfezionate le condizioni istituzionali per un progetto di innovazione nel settore dell'energia, dei consumi e dei servizi a componente energetica, che abbia carattere integrato in modo che la proposta di innovazione non riguardi solo componenti e macchine, efficienza e fonti rinnovabili, ma anche gli individui che vivono, poi, "i sistemi" destinatari del progetto.

Per quanto riguarda i "sistemi" destinatari dell'innovazione, la città è il luogo in cui vive la maggior parte della popolazione, costituendo un aspetto localizzativo di importanza determinante per i comportamenti, le relazioni intersoggettive, i consumi di energia e materia – circa 2/3 del totale - le emissioni serra e l'attività economica, sempre più basata sui servizi piuttosto che sui prodotti della manifattura.

La città costituisce anche la localizzazione delle attività e delle relazioni finanziarie, dal cui carattere distorto ha preso le mosse l'attuale crisi.

Essa, quindi, emerge come il luogo prioritario, non certo l'unico, dell'uscita innovativa dalla crisi, attraverso la trasformazione dell'insediamento urbano in "città sostenibile e vivibile".

A seguito dell'accesso diffuso fordista all'auto individuale, la città di oggi è diventata il luogo del rapporto, assai problematico, tra la mobilità e la stabilità. Vi è stata, poi, la diffusione dei mezzi e delle reti di comunicazione, per cui è diventata il luogo della mobilità, stabilità e della

comunicazione. In tutto il mondo è avanzata l'urbanizzazione e con essa la diffusione dell'auto e dei consumi fordisti, quindi la insostenibilità urbana. La città, da grande opportunità per vivere, è diventata in molti casi un luogo di degrado, insicurezza, ansia, difficoltà quotidiana e per di più il luogo dell'attacco all'equilibrio climatico mondiale.

Esiste, quindi, un problema mondiale di riqualificazione delle aree urbane a tutto vantaggio della sostenibilità e vivibilità.

A tal proposito occorre articolare nuove soluzioni mettendo in gioco nuove componenti quali un intervento integrato, fiducia e partecipazione in modo che ad ogni livello l'assunzione dell'onere di un'iniziativa sia concettualmente presa "a pieno territorio", andando anche oltre le dirette competenze del settore specifico.

In Campania, il punto di saldatura può essere quindi il "Piano Energetico Ambientale Regionale" con il suo Piano d'Azione e con la sua "dimensione di piano complessivo di sviluppo territoriale". Un piano orientato ad un obiettivo per cui tutte le tipologie del territorio diventano attive in relazione alla sostenibilità e alla condivisione della responsabilità di integrazione dei suoi strumenti attuativi, in particolare finanziari, del coordinamento degli interventi e della verifica dei risultati, in un quadro necessariamente articolato, ma anche unitario e coerente, nel quale i due indicatori relativi all'energia e alle emissioni serra potranno svolgere funzioni di verifica complessiva, secondo procedure concordate.

Negli anni '30, l'amministrazione di Roosevelt, con una politica di "deficit spending", mise a disposizione di tutti la possibilità di fare acquisti e in tal modo conseguì il decollo dell'economia.

Oggi, settanta anni dopo, all'inizio di un nuovo secolo, occorre mettere a disposizione di tutti la possibilità di prendere decisioni, effettuare acquisti, usufruire di servizi e mettere in atto comportamenti che, nel loro insieme, creino un'onda economica positiva, ben mirata, qualificata, controllabile, con un orientamento opposto a ciò che ha prodotto la crisi.

In Campania i finanziamenti POR 2007-2013 costituiscono una rilevante opportunità di innovazione, spendibile con tempi che coincidono con gli anni della risposta alla crisi e dei cambiamenti del tipo di sviluppo.

Ciò su cui si vuole richiamare l'attenzione non riguarda né i contenuti né le suddivisioni tra i diversi assi, ma l'esigenza di integrazione.

Consideriamo, ad esempio, gli interventi necessari sui problemi di:

- spostamenti casa-lavoro (commuting);
- spostamenti casa-scuola;
- spostamenti tra le abitazioni e i centri commerciali.

In tutti questi casi sono in gioco aspetti di mobilità, congestioni, consumi di energia, emissioni, spese e disagi per gli interessati, che richiederebbero, appunto, progetti con carattere "integrato".

Un'integrazione necessaria che investe anche lo stretto rapporto, tutto da valorizzare, tra l'efficienza energetica e la competitività dei processi e prodotti industriali, tra cui quelli relativi alle fonti rinnovabili.

La questione che qui si solleva è sulla "integrazione", non solo in quanto "principio", ma piuttosto sulla indispensabilità di un quadro attrezzato e integrato di governo dell'insieme dei settori che emettono gas di serra, in modo che gli interventi di riduzione delle emissioni siano qualitativamente e quantitativamente adeguati, efficaci e realizzati nei tempi necessari.

Ulteriori elementi di riflessione possono essere fatti in merito all'organizzazione della spesa dei fondi europei e al sistema degli obiettivi di servizio.

Si tratta, in particolare, dei parametri con cui sarà giudicata in sede europea l'efficacia delle politiche di coesione e che riguardano il raggiungimento di standard adeguati in ambiti quali la qualità dell'istruzione, i servizi di cura per i bambini e la popolazione anziana, i rifiuti urbani e l'acqua, in quanto servizi essenziali per la qualità della vita che contribuiscono a connotare un'area come più o meno sviluppata.

In questa sede si propone di qualificare il settore energetico-ambientale alla stregua di servizio per la cittadinanza, in grado, dunque, di misurare e valutare l'azione pubblica di governo del territorio.

E' stato ribadito a più riprese in questo documento che per uscire dalla crisi occorre guardare alla tecnologia, all'innovazione tecnologica, alla incorporazione della innovazione nei processi produttivi e nei servizi. Nel quadro di un Green New Deal, sviluppato con investimenti a basse emissioni e in cui l'ambiente, a differenza e in relazione con quanto avvenuto col fordismo e l'economia energivora del petrolio, può rappresentare una leva di sviluppo e di nuova occupazione (green jobs), indispensabile per fronteggiare la crisi, occorre pensare, però, all'innovazione dei sistemi e dei servizi attraverso i quali le proposte di innovazione si possono rendere fruibili da parte degli individui.

Infatti, come il fordismo non ha influito, a partire dagli anni '30, solo sull'economia e sui salari, ma anche sui concreti processi di vita e sulle abitudini quotidiane degli individui (mobilità, diminuzione della fatica fisica, ecc.) così, oggi come allora, i processi innovativi non potranno quindi essere considerati solo dal lato scientifico-tecnologico-manifatturiero, ma dovranno tenere conto degli ambiti e dei soggetti sociali, destinatari della innovazione, sviluppati in un'ottica che mira a un progetto integrato.

Per realizzare questa impostazione, abbiamo a disposizione quale grande alleato l'intelligenza e la conoscenza diffusa supportata dalle reti telematiche e dagli strumenti di elaborazione dei dati (software). Occorre, però, allo stesso tempo mettere in piedi una strategia che consenta tangibilmente di avanzare proposte all'utente riguardo a soluzioni di mobilità, consumi per riscaldamento, consumi di energia elettrica, consumi di rifiuti, che nel loro insieme producano per la società un vantaggio energetico- ambientale e per il singolo una spesa diminuita, con un miglioramento della sua qualità di vita quotidiana.

Questo aspetto ci conduce ad una situazione verso cui intervenire che includa, altresì, la questione relativa al raggiungimento degli obiettivi di servizio. In questo verso va intesa l'agenzia o azienda di quartiere, che deve progettare e realizzare nuove soluzioni sostenibili e di "nuova convenienza" per il riscaldamento e l'ottimizzazione dei consumi energetici dell'abitazione e per la mobilità urbana, senza trascurare la possibilità di rapporti a maglia corta tra il consumo urbano di alimenti e la produzione agricola di qualità, ma allo stesso tempo elaborare nuove soluzioni per i problemi dei nuclei familiari, dei rapporti tra genitori e bambini, per la condizione degli anziani e in generale per migliorare i servizi di cura alla persona, nell'ottica di un nuovo schema di coesione e uguaglianza sociale

Non si può dimenticare che, da un punto di vista della coesione e uguaglianza sociale, un intervento migliorativo della qualità del contesto urbano, in cui vivono gli individui, è un fattore di integrazione sociale ed anche di uguaglianza.

Come il fordismo ha dato a tutti l'accesso all'auto individuale, così il progetto post- fordista qui delineato punta ad offrire a tutti l'accesso ad un contesto urbano di qualità e ai suoi servizi.

Occorrono, quindi, interventi integrati a tutti i livelli a partire dalla regione fino alla provincia, al comune e all'azienda di quartiere per rilanciare una coesione sociale e locale ambientalmente sostenibile.

Per quanto riguarda il rapporto tra pubblico e privato, pur nella confermata distinzione di ruoli, ambedue devono partecipare a quello che possiamo indicare il "nuovo servizio di interesse pubblico", cioè l'impegno pluriennale di progettazione e realizzazione della "città sostenibile e vivibile".

Il richiamo di alcuni esempi di intervento integrato, associato alla considerazione della scarsità finanziaria, è sufficiente per impostare un ragionamento di sostenibilità anche economica, che necessariamente deve essere considerato da due parti, una costituita dal bilancio dell'operatore economico, l'altra dal bilancio del soggetto destinatario dell'innovazione di sistema che è l'abitante della città.

Non si può dimenticare, ai fini dell'efficacia, che il bilancio dell'operatore è condizione necessaria del bilancio dell'abitante.

L'insieme degli interventi, ai fini di un progetto poliennale deve portare, quindi, ad un vantaggio nella spesa dell'abitante, cioè di quel soggetto che oggi ha difficoltà ad arrivare alla fine del mese e, nello stesso tempo, a condizioni favorevoli agli operatori che intendano impegnarsi nelle nuove soluzioni.

Si deve pensare quindi a dei "pool" di intervento, con carattere di pluri-competenze, industriali, tecnologiche, ma anche finanziarie, assicurative, comunicative, includendo ESCO (Energy Service Company) e allo stesso tempo allestire bandi di gara concepiti per pervenire a risultati ad elevata integrazione ed elevati standard energetici e ambientali.

E per questo si richiede una politica industriale e tecnologica, qualificazione di imprese, corsi, capacità di certificazione e strumenti (software) di elaborazione.

L'aspetto "Green New Deal" deve valere anche sul piano degli attori istituzionali oltre su quello degli attori economici. Se c'è da svolgere un compito di sostenibilità/vivibilità, sulla base di prospettive mondiali e di direttive europee, disco verde a chi vuole compiere questo compito, e si metta questo soggetto in grado di compierlo prendendo atto, positivamente, che un Comune impegnato è più "internazionale ed europeo", ad esempio, di una Provincia poco impegnata. In conclusione, con "la città vivibile e sostenibile" si mette in piedi un progetto di città nel quale non vengono solo risolti i problemi di tecnologie e servizi, ma viene reso disponibile un esplicito aspetto finanziario, che diventa caratterizzante per un "Green New Deal" associato alla responsabilità sociale.

Sistemi agro-energetici territoriali

Un altro progetto con carattere integrato potrebbe riguardare il rapporto tra la città, un quartiere di una grande città, una piccola-media città, con il territorio extra-urbano, inteso sia come fornitore di alimenti, secondo un rapporto di fidelizzazione a maglia corta, sia come fornitore di "agro-energia".

In tal senso, si provvederà alla promozione di poli o sistemi agroenergetici territoriali avviando un percorso che implicherà l'attivazione di misure e interventi volti alla valorizzazione del potenziale e dei significativi giacimenti rinnovabili presenti su questi territori.

Una formula che, calibrata sulla base delle specificità di ciascun territorio, troverà il suo respiro strategico in primis nella promozione delle tecnologie più avanzate per la produzione di energia derivante da fonti rinnovabili, in particolare da fonte eolica e da filiere bio-energetiche; in secondo luogo nell'attività di ricerca e sperimentazione in collaborazione con Istituti Universitari;

infine, nella declinazione di azioni che consentiranno in concreto di massimizzare sia i fattori attrattivi per l'insediamento degli operatori industriali di settore per la produzione di nuove tecnologie rinnovabili nell'ambito distrettuale e, al contempo, in grado di garantire una maggiore redistribuzione locale e comprensoriale dei molteplici vantaggi economici ed occupazionali che potranno emergere, attraverso l'implementazione di nuove modalità di programmazione e nuovi modelli di governance e gestione partecipati sul piano locale, pubblico e privato.

Finora si è parlato di polo o distretto quale luogo ampio nel quale permettere lo sviluppo di impianti e centrali, senza mai affrontare in modo concreto la soluzione delle criticità venute fuori nel corso degli ultimi anni.

Si deve, in conclusione, affermare una diversa formula di "Distretto o Polo" che deve, invece, servire alla soluzione in positivo di nodi critici quali:

- competere su scala globale nello sviluppo delle tecnologie pulite per la produzione di energia, che permetta di emanciparci dalla dipendenza energetica e tecnologica cui tuttora soggiogliamo
- programmare in una scala più ampia del singolo comune la valorizzazione delle risorse energetiche rinnovabili del territorio;
- costruire le condizioni sociali, economiche e gestionali per una vera condivisione delle scelte e delle imprese da parte delle comunità locali e in particolare del mondo agricolo.

9.3. Azioni in essere

Ambiti agro-energetici territoriali ottimali, distretti e poli di sviluppo delle rinnovabili

La Regione Campania, di concerto con le istituzioni locali ha avviato nel 2008 alcune iniziative territoriali per la promozione di poli o sistemi territoriali agro energetici. Con l'Accordo di Programma per la promozione di un Polo delle rinnovabili siglato con la Provincia di Benevento e l'Università del Sannio e con il Protocollo d'Intesa con i Comuni dell'Alta Irpinia per la promozione di un distretto agro-energetico e delle rinnovabili, si è dato avvio a percorsi di governance e di programmazione condivisa con i territori che implicheranno lo sviluppo di azioni, interventi e procedure di investimento in grado di perseguire un ventaglio di finalità che rappresentino una possibile soluzione ai nodi critici che abbiamo di fronte.

La formula adottata non ricerca modelli standardizzati da riprodurre su vasta scala, ma intende calibrare obiettivi, strumenti e azioni a seconda delle specificità di ciascun territorio, per attrarre imprese e *know how*, per sperimentare iniziative e processi tendenti all'ottimizzazione nell'uso delle risorse territoriali e all'efficienza degli impianti per la produzione di energia, infine, per costituire le premesse di una *mission* del tutto inedita che sia capace di promuovere non solo infrastrutture ma capitale umano e sociale necessario per costruire le condizioni di uno sviluppo locale, duraturo e condiviso.

Questi sono i presupposti fondamentali per una corretta valorizzazione del "potenziale rinnovabile" esprimibile da questi territori e per assicurare quella richiamata maggiore redistribuzione locale e comprensoriale dei molteplici vantaggi economici ed occupazionali che ne deriveranno .

Lo scenario globale e locale, a cui si è dato ampio cenno, dischiude un orizzonte in cui paesi e "territori" produttori di tecnologie connesse alla causa primeggeranno quasi come oggi i paesi che producono o che controllano i flussi di greggio e di gas. Uno scenario che si contamina di

glocalismo, in cui le strategie globali si intersecheranno sempre più con le scelte sul piano locale, dove non si esporterà o importerà più petrolio ma “*clean-tech*”.

La visione di tipo distrettuale, o meglio di ambito territoriale agroenergetico, come inquadramento strategico di un territorio e nella declinazione di un approccio agroenergetico visto come integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e dei soggetti territoriali investiti, non può non tener conto di questo scenario e intercettare gli sviluppi che si profilano nell'immediato futuro. Tutto questo significa, in primo luogo, che la realizzazione e il rafforzamento dei sistemi territoriali agroenergetici in Irpinia, così come nell'area beneventana, deve trovare il giusto respiro strategico nella promozione e sviluppo di filiere produttive e tecnologiche di settore.

Per centrare l'obiettivo vanno costruite le premesse per una cultura tecnologica sul piano regionale e locale, che da un lato promuova quello che oggi è noto come “capitale umano”: competenze e saperi diffusi sul proprio territorio capaci di generare effetti duraturi a vantaggio delle future generazioni, dei giovani, sempre più costretti alla fuga, attraverso la valorizzazione dei giacimenti rinnovabili nella regione delle rinnovabili e del sole. Dall'altro costituisca uno dei fattori determinanti per una migliore e corretta percezione delle tecnologie e delle infrastrutture necessarie da parte di ogni singolo cittadino. Produrre tecnologia, in *extrema ratio*, significa anche comprenderla meglio, dividerne le finalità e i vantaggi, quindi accoglierla più positivamente sul proprio territorio.

Il polo agroenergetico Irpino e quello Beneventano procederanno, in questi termini, in una forma organizzativa per la trasformazione della conoscenza e come bacino di competenze tecniche e scientifiche, con l'idea forza che ciò potrà attivare processi di attrazione e agglomerazione.

Per maturare positivamente quanto evidenziato, la *condicio sine qua non* risiede nella capacità di tutti i soggetti comprensoriali di fare sistema: decisori pubblici, attori di mercato, mondo agricolo e comunità locali. Sarà la concertazione delle scelte la strada principale da seguire per permettere al sistema territoriale di onorare al meglio la propria missione.

A tal fine sono orientate le attività di analisi, di studio e di programmazione strategica in essere e quelle da sviluppare nel prosieguo delle attività del successivo Piano d'Azione Energia e Ambiente della Regione Campania e dei rispettivi strumenti di pianificazione/programmazione provinciali e distrettuali in cantiere e in itinere.

La Promozione della Piattaforma Solare del Mediterraneo

Il 3 luglio 2008, al termine di un primo percorso di analisi e di valutazione, l'Assessore all'Agricoltura e alle Attività Produttive della Regione Campania, Andrea Cozzolino, ha firmato con l'ENEA, Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, una lettera d'intenti che sancisce la comune volontà di collaborare alla promozione di una “Piattaforma tecno-ecologica Solare del Mediterraneo” per promuovere sul territorio regionale iniziative finalizzate all'attuazione di progetti e programmi di ricerca, sviluppo precompetitivo ed industriale per l'utilizzo dell'energia solare, con particolare, ma non esclusivo, riferimento alle seguenti tematiche:

- impianti poligenerativi ibridi biomasse – solare termodinamico;
- impianti fotovoltaici ad elevato fattore di concentrazione;
- moduli fotovoltaici innovativi a film sottile;
- produzione di idrogeno da fonte solare;
- sistemi di climatizzazione innovativa basati sull'impiego di energia solare.

Le modalità di collaborazione e di attuazione saranno definite sia nell'Accordo di Programma, congiuntamente predisposto ed in via di ratifica tra le parti e che vedrà l'allargamento dell'intesa a

soggetti scientifici e universitari campani, sia nelle successive Convenzioni operative che riguarderanno gli specifici progetti individuati.

La Piattaforma solare del Mediterraneo sancisce una visione ed una missione economica e politica che rifugge da un'idea semplicemente logistica ed infrastrutturale del ruolo del territorio regionale riguardo le dinamiche energetiche finora ampiamente citate. Più in generale, la missione vuole essere quella di un territorio capace di utilizzare le proprie vocazioni "energetiche" per stimolare ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico verso il sistema impresa e per ottenere un radicamento di conoscenza, competenza e industria sul territorio regionale. Il risultato atteso e auspicabile sarà quello di una Regione Campania titolare di un ruolo strategico, da un punto di vista industriale e commerciale, nel comparto delle fonti energetiche rinnovabili rivolto in via principale verso i paesi del Mediterraneo o meglio verso quelle realtà territoriali che maggiormente potranno valorizzare le possibilità di utilizzo, nelle sue varie forme, della primaria fonte pulita e rinnovabile: il sole.

In particolare, l'Accordo per la promozione della piattaforma solare aprirà la strada ad una prima esperienza mondiale di integrazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia continua, programmabile e convertibile nelle varie forme di utilizzo attraverso l'ibridizzazione della tecnologia del solare termodinamico a concentrazione con le bioenergie.

L'ENEA fin dal 2001 ha sviluppato, sulla base di concetti originali migliorativi della tecnologia CSP Trough, un progetto di impianto di produzione di energia elettrica basato sullo sfruttamento dell'energia di tipo solare termodinamico e concretizzatosi nel Progetto ARCHIMEDE.

L'esperienza, con più di tre anni di prove sperimentali effettuate sull'impianto sperimentale PCS (Prova Collettori Solari) nel Centro Ricerche Casaccia di Roma, suggerisce l'applicazione di questa tecnologia ENEA anche a impianti trigenerativi di media/piccola taglia.

Di particolare interesse appare il progetto relativo al cosiddetto MODULO. C.S.P. (MODULAR cogenerative Concentrating Solar Power plant). Il progetto prevede la realizzazione di un impianto cogenerativo di piccola taglia (1 MWt) in grado di garantire una produzione di energia elettrica per 0,250 MWe ed una termica fino a 0,750 MWt, per circa 8000 ore annue di funzionamento, che costituirà l'unità di base per la realizzazione di impianti di potenza superiore, in configurazione modulare (cioè costituite da più unità MODULO CSP), facilmente adattabili alle richieste di energia rinnovabile distribuite sul territorio e in grado di competere in termini economici con i sistemi cogenerativi convenzionali di piccola taglia presenti sul mercato.

Inoltre, l'integrazione con un'altra fonte rinnovabile attraverso il riscaldatore di back-up dei sali fusi, che entra in funzione in mancanza di soleggiamento, aumenta le potenzialità di diffusione di tali impianti a livello regionale e nazionale, facilitando in questo modo il conseguimento degli obiettivi fissati come contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico nazionale. Le caratteristiche di questa soluzione consentono di avere una cogenerazione di energia elettrica/termica ad alta flessibilità ("on demand") in grado di compensare la variabilità del carico elettrico giornaliero e stagionale con elevati livelli di efficienza di trasformazione della fonti energetiche primarie.

In tal senso, avendo la possibilità di utilizzare all'interno del proprio processo produttivo energia termica/elettrica di origine solare integrata con biomasse da filiera agro-energetica, questa tecnologia permette di aumentare le sinergie con le realtà territoriali locali e la sua potenzialità di diffusione a livello regionale e nazionale, operando al contempo come occasione di sviluppo delle realtà industriali e agricole secondo filiere innovative con interessanti risvolti occupazionali.

Poiché infine, per il definitivo affermarsi della tecnologia del solare termodinamico proposta da ENEA, diventa necessaria la realizzazione di un impianto dimostrativo, l'applicativo di ricerca

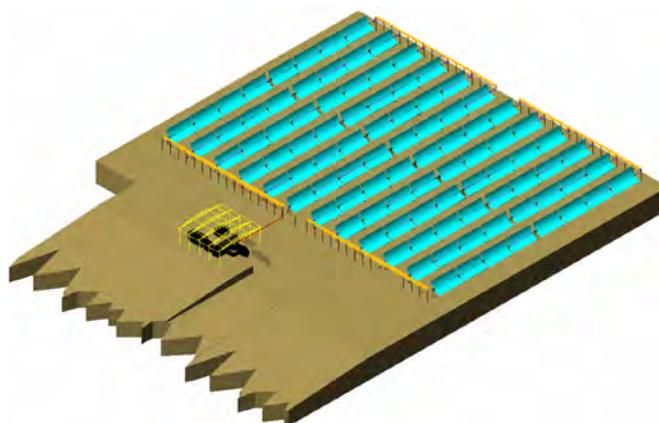
che si propone per soddisfare le richieste sperimentali può essere pensato anche come rispondente a questo bisogno, realizzando così un processo virtuoso in cui le esigenze della ricerca si affiancano alle prospettive “commerciali” di dimostrazione della fattibilità del prodotto stesso.

La tecnologia impiantistica sopra descritta rappresenta un utilizzo virtuoso della combinazione delle due fonti energetiche rinnovabili solare termodinamico e biomasse che può essere proficuamente adattata alla realtà specifica del territorio campano, ricco di ambedue i componenti necessari: elevato numero di ore annue di insolazione, grande disponibilità di terreni destinabili a coltivazioni per uso agro-energetico. A ciò si aggiunge la presenza, fortemente diffusa sul territorio regionale, di comprensori e/o insediamenti industriali con relativa elevata domanda di energia elettrica o termica (caldo/freddo).

In aggiunta, questa tecnologia è in grado di favorire il raggiungimento delle quote obiettivo per il contributo energetico da energie rinnovabili fissate nel piano energetico regionale della Campania con un uso sostenibile delle risorse del territorio. In special modo è possibile prevedere una sensibile attenuazione delle emissioni atmosferiche collegate alla combustione delle biomasse, ed un uso più limitato di territorio rispetto a quanto non sia necessario per raggiungere analoghi livelli di energia prodotta tramite l'impiego di sistemi alimentati esclusivamente da biomasse/biocombustibili.

Una realtà così favorevole spinge alla realizzazione di un primo impianto trigenerativo dimostrativo di piccola taglia applicato a esperienze reali, per costituire quell'infrastruttura sperimentale dove poter espletare attività di ricerca, e raccogliere e organizzare le conoscenze indispensabili per la definitiva messa a punto, con certezza di successo, dell'intera filiera di impianti arrivando alle ulteriori applicazioni di taglia più elevata.

Fig. 9.4 - Schema delle possibili disposizioni del campo solare



La proposta consiste quindi nella realizzazione, in opportuno sito individuato nella Regione Campania, di un impianto pilota/sperimentale da 1 MWt (0.25 MWe) del tipo MODULO CSP (occupazione di 1,5 ha di terreno pianeggiante) cui va affiancato un territorio a vocazione agro-energetica di circa 40 ha. Per la localizzazione è necessario prevedere situazioni di prossimità a comprensori industriali o terziari che richiedono la fornitura di energia elettrica e termica nelle varie forme (vapore tecnologico, acqua calda/fredda per climatizzazione, ecc.). In tal senso, le attività preliminari di analisi e studio si orientano verso la localizzazione di un primo impianto dimostrativo

presso l'Azienda Agricola sperimentale Improsta della Regione Campania, già oggetto e soggetto di esperienze ed attività di sperimentazione nel campo delle colture agro energetiche.

Le attività sperimentali potranno essere svolte, almeno nelle fasi iniziali, dai seguenti soggetti:

- ENEA: C.R. Casaccia (RM), C.R. Portici (NA), C.R. Trisaia (MT);
- Università Federico II (NA) (Facoltà di Agraria, Ingegneria, ecc.);
- Regione Campania (CRAA, ecc.);
- partners industriali.

Non è ovviamente escluso che altri soggetti interessati potranno affiancarsi nel tempo.

La tecnologia proposta è già matura a livello componentistico, ma ha tuttora bisogno di ulteriore sperimentazione per quanto riguarda proprio l'accoppiamento tra le due componenti energetiche da verificarsi in casi reali, realizzando così un processo virtuoso in cui le esigenze della dimostrazione della fattibilità ed applicabilità del prodotto si affiancano alle prospettive economiche della produzione di energia per il territorio.

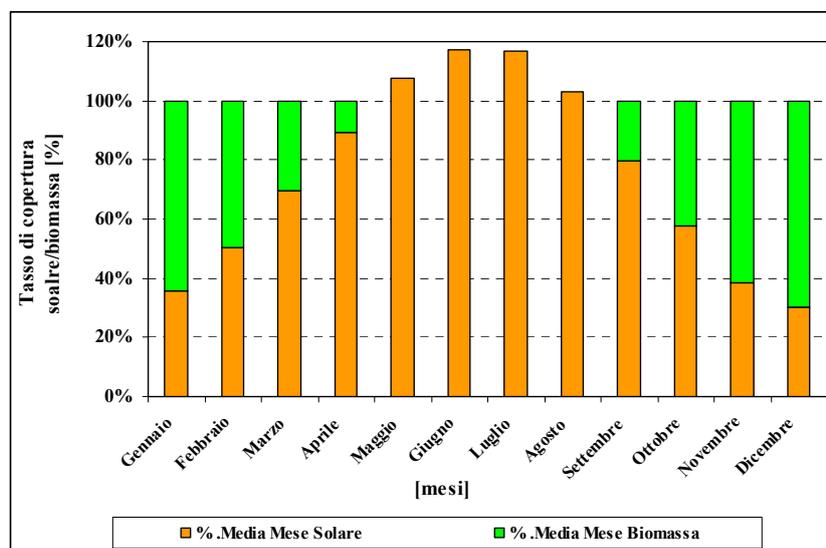
Il successivo ulteriore passo da compiere riguarderà la realizzazione di un impianto trigenerativo di produzione di energia di taglia superiore e asservito alle necessità reali di un più vasto comprensorio produttivo, per la messa a punto definitiva delle specifiche caratteristiche richieste a un tale tipo di impianto.

La specializzazione delle colture agro-energetiche afferenti all'impianto nel corso della sua vita produttiva sarà determinata dai risultati delle attività di ricerca eseguite nell'impianto pilota/sperimentale, con particolare attenzione agli effetti fitodepurativi rispetto alle eventuali sostanze inquinanti presenti nei terreni asserviti.

Ipotesi di sviluppo al 2020 della linea "CABOT" (Campania BiOmasse e solare Termodinamico)

Se su base nazionale si ipotizza al 2020 una producibilità energetica complessiva da biomasse dell'ordine di 15 TWh elettrici, a livello regionale, nell'auspicabile ipotesi di sfruttare interamente il potenziale massimo teorico della Regione, si potrebbe conseguire alla stessa data una producibilità energetica da biomasse locali di almeno 1.000 GWh elettrici, corrispondenti, in termini di potenza installata, ad oltre 100 MWe.

Fig. 9.5 - Tasso di copertura fonte solare / biomassa mensile rispetto ad un impegno giornaliero di 24 MWh termici per un impianto tipo MODULO CSP localizzato presso Napoli



Poiché per 1 MW elettrico di potenza prodotta da biomasse si deve considerare un territorio asservito alla produzione delle biomasse stesse pari a ~400 ha (produzione da filiera corta e a rapido accrescimento, tipo pioppo), alla potenza suddetta si deve associare una superficie di coltivazione di biomasse di circa $400 \text{ ha} \times 100 = 40.000 \text{ ha}$.

Ovviamente, la potenzialità del territorio può essere abbondantemente incrementata se si ricorre a impianti ibridi energia solare/biomasse del tipo precedentemente descritto. Infatti, tenuto conto che, per 1 MWe prodotto da energia solare + biomasse in apporto 60/40% (ad es., l'impianto ISOLA CSP da 4 MWt totali, con una percentuale del 25% di produzione di energia elettrica, cioè 1 MWe), occorrono 6 ha di terreno per l'installazione del campo solare a specchi, cui vanno asserviti 160 ha di terreno per la produzione di biomassa (in totale $160 + 6 = 166 \text{ ha}$ per 1 MWe), questo significa che con circa 240 impianti di tipo ISOLA CSP ($40.000 \text{ ha} / 166 \text{ ha/impianto}$) è possibile ottenere 240 MWe invece dei 100 MWe ottenibili, con i 40.000 ha di terreno utilizzato, dalle sole biomasse, con un incremento di potenza elettrica prodotta, a parità di territorio occupato, del 240%.

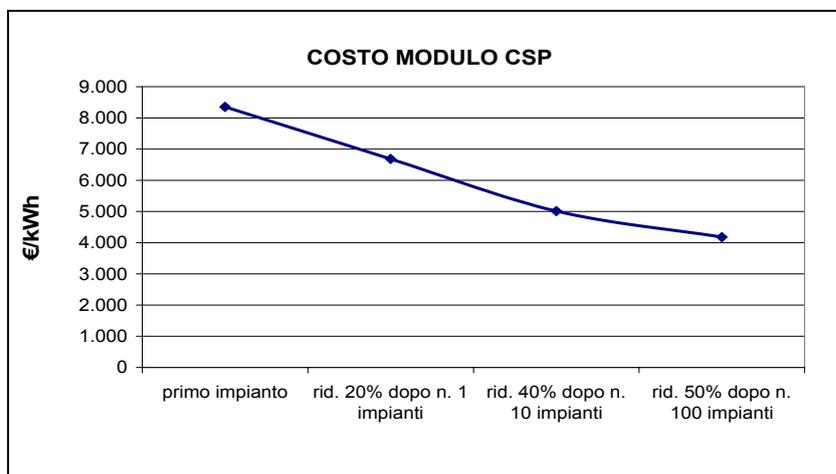
Ragionando in maniera inversa, i 100 MWe da installare al 2020 potrebbero essere ottenuti con soli 16.600 ha di territorio utilizzato, con un risparmio di territorio pari al 58,5%.

I costi nel tempo di impianti tipo ISOLA CSP possono essere dedotti dal grafico seguente, che riporta la 'curva di apprendimento' stimata per gli impianti di base tipo MODULO CSP, da 1 MW termico. Considerando che un impianto ISOLA CSP è dato grosso modo dall'aggregazione di 4 impianti MODULO CSP, gli impianti di tipo MODULO CSP da realizzare fino al 2020 sono $(100 \times 4) = 400$ impianti.

Iniziando la costruzione degli impianti nel 2010, nei successivi dieci anni fino al 2020 si dovranno realizzare circa 40 impianti MODULO CSP all'anno, cioè un numero che, dall'esame della curva, fa abbassare i costi degli impianti stessi fin dal primo anno. Da stime dell'ENEA, dopo il primo anno i costi di realizzazione per un impianto MODULO CSP si possono valutare in 4 M€/impianto. Per ISOLA CSP l'investimento, dopo il primo anno, sarà pari a $(4 \times 4 \text{ M€}) = 16 \text{ M€}$, senza tener conto delle ulteriori riduzioni dei costi conseguenti all'integrazione dei 4 moduli base; ovviamente i costi di realizzazione si ridurranno ancora di più, grazie alla modularità, se vengono

utilizzati impianti di taglia superiore come quelli da 16 MWt (denominati BEST CSP) o da 25 MWt (denominati MAX CSP).

Fig. 9.6 – Variazione dei costi per il MODULO CSP



Nella Regione Campania, l'esistenza di molti comprensori a fabbisogno energetico sia elettrico che termico spinge per l'utilizzo di impianti co/tri-generativi di questo tipo, diffusi sul territorio e calibrati per le necessità locali.

La grande flessibilità di questi impianti a solare termodinamico ibridizzati a biomasse li rende particolarmente adatti alle diverse realtà della Regione (ASI, comprensori produttivi, residenziali, commerciali, di servizi, di magazzini, ecc.), che possono presentare una richiesta sia di energia elettrica che di vapore di processo (in genere, fino a 8 bar e 180°C) per le più svariate applicazioni di tipo cogenerativo ad elevato rendimento: produzione di freddo, utilizzo di calore ad alta efficienza (ad entalpia elevata), utilizzo di vapore tecnico industriale, ecc. .

Supporto alle filiere produttive industriali regionali

Per ottenere i risultati sopra indicati che, come evidente, possono essere estremamente promettenti, è indispensabile però avviare una opportuna politica regionale tesa a favorire l'adozione di questo genere di impianti ad energia distribuita, in particolare ibridi solare/biomasse, nel territorio della Regione Campania, sviluppando opportune politiche di incentivi e di regolamenti appropriati, cogliendo l'opportunità di favorire lo sviluppo dell'occupazione nei numeri significativi sopra accennati. Infine si vuole sottolineare come tutti i ragionamenti e i conti sviluppati in questo documento sono stati fatti sempre rimanendo estremamente conservativi: vuol dire che i vantaggi prospettati, sia dal punto di vista tecnico che economico, potrebbero in realtà essere ancora maggiori a quanto indicato.

Le filiere produttive identificabili nel progetto si diramano essenzialmente su due direttrici: lo sviluppo della componentistica con le rispettive linee produttive e lo sviluppo dimostrativo a livello impiantistico con un numero significativo di realizzazioni (n. 1 MODULO CSP + n. 1 ISOLA CSP = n. 5 MODULI CSP) per ricomprendere tutte le potenzialità e le specializzazioni applicative previste, e per attuare da subito un'auspicata accelerazione tecnologica.

Patto per la Campania Regione Sostenibile d'Europa e del Mediterraneo

Con delibera 393 del 7 marzo 2007 la Giunta regionale della Campania ha espresso la volontà di promuovere, nell'ambito della programmazione strategica regionale 2007/2013, l'elaborazione, la definizione e l'attuazione del Patto per la Campania Regione Sostenibile d'Europa e del Mediterraneo quale azione di sistema per l'implementazione del modello di sviluppo sostenibile, socio-economico della Regione e che a tal fine:

- ha approvato le Linee operative;
- ha ottenuto dal Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, con Decreto n.560 del 2007, un contributo alla regione Campania destinato all'attuazione di progetti pilota inseriti nel "Patto per la Campania Regione Sostenibile di Europa e del Mediterraneo";

Alcuni dei progetti pilota inseriti nel Patto, trovano un pieno livello di coerenza con le strategie del PEAR e saranno oggetto di ulteriore sinergia tra piano di azione del PEAR e Patto.

A partire dal 2007, la Regione Campania ha avviato, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare un complesso di iniziative volte a promuovere, nell'ambito della programmazione strategica regionale 2007/2013, l'elaborazione di un piano di azione attuativo degli indirizzi espressi con la *Strategia Europea per lo Sviluppo Sostenibile (SSSE)* adottata dal Consiglio Europeo di Goteborg nel 2001 e modificata nel giugno 2006. La revisione della SSSE aveva infatti previsto - pur senza intaccare la struttura complessiva della Strategia di - Goteborg - una rimodulazione dei target e, soprattutto, una più forte spinta all'adozione di politiche settoriali in grado di contrastare efficientemente i cambiamenti climatici.

Dal punto di vista del percorso istituzionale, la citata delibera ha affidato ad un Comitato scientifico composto da esperti che, senza oneri finanziari a carico della Regione, il compito di elaborare un documento conoscitivo, con indicazioni di carattere programmatico, cui ha fatto seguito l'adozione, con deliberazione della Giunta Regionale n. 1944 del 9 novembre 2007, delle *Linee operative del Patto per la Campania Regione Sostenibile dell'Europa e del Mediterraneo* (d'ora in avanti, Linee Operative).

Con l'adozione delle Linee operative è stata avviata la fase di consultazione e condivisione con i soggetti del partenariato istituzionale, economico e sociale regionale, delle competenti del Consiglio Regionale, degli organismi competenti della Commissione europea, del Governo nazionale e delle Istituzioni scientifiche italiane ed internazionali. Tale attività di concertazione ha condotto alla individuazione, sulla base delle priorità tematiche e delle azioni strategiche individuate nelle Linee Operative, delle aree a maggiore criticità ambientale e degli interventi a più forte valenza strategica ai fini dell'azione di un modello regionale di sviluppo sostenibile coerente con la SSSE, oltre che con la programmazione dei fondi comunitari per il periodo 2007-2013.

Grazie al contributo del Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, finalizzato all'attuazione dei progetti pilota inseriti nel "Patto per la Campania Regione Sostenibile di Europa e del Mediterraneo", nell'ultimo semestre sono stati sviluppati concreti interventi attuativi degli indirizzi contenuti nelle Linee Operative, secondo due linee direttrici. Da un lato, è stata individuata l'area dei Regi Lagni quale territorio di particolare criticità ambientale, in cui sperimentare l'attuazione di alcune delle azioni definite dal Patto, a complemento delle progettazioni in essere, relative al Grande Progetto dell'Asse 1 del POR FESR 2007-2013 dedicato al risanamento ambientale dei Regi Lagni, e più in generale al grande sforzo intrapreso dalla Regione per migliorare la qualità della vita in quest'area. In tale contesto, sono stati individuati quattro ambiti di intervento, tra cui quelli maggiormente significativi sul piano energetico riguardano: una linea di azione specificamente dedicata ad "*Edilizia e consumi termici*" per interventi sull'edilizia pubblica dei Comuni interessati; l'adozione di un Protocollo d'Intesa con i

Consorti ASI di Napoli e Caserta per la progettazione di “aree produttive ecologicamente attrezzate” negli agglomerati ASI che maggiormente incidono sulla bassa qualità ambientale dell’area e per il coinvolgimento delle imprese ivi localizzate nell’attuazione di politiche a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili. Su scala regionale, invece, le iniziative promosse attraverso il Patto riguardano l’adozione di un regime di semplificazione amministrativa ed agevolazioni finanziarie volte a promuovere la riqualificazione ambientale e produttiva delle cave abbandonate in Campania attraverso la realizzazione di parchi fotovoltaici.

Protocollo con il Comune di Serre

Questo progetto è finalizzato alla realizzazione sul territorio comunale del “Villaggio dell’energia”, che comprenderà:

- “la casa del sole” (un edificio completamente “bio” destinato ad ospitare, tra l’altro, il Centro Ricerche sulle energie p.a.r.);
- “la fattoria didattica delle agro-energie” (che prevede il pernottamento e la degustazione dei prodotti tipici, un allevamento suinicolo non intensivo, la divulgazione dell’ utilizzo delle energie rinnovabili nei processi produttivi agricolo-zootecnici, la dimostrazione sulla preparazione e sulle metodologie tradizionali degli insaccati, ecc.);
- “la fiera dell’energia” (punto d’incontro degli operatori, delle proposte, delle ricerche e della innovazione nel settore);
- “il green village per l’educazione energetica dei bambini” (parco con essenze locali, catalizzatore dell’ attenzione dei bambini, per interessarli, sin da piccoli, alle energie rinnovabili);
- “il campo dell’energia” (vero e proprio appezzamento-modello in scala reale delle metodologie di coltivazione intensiva serricola con l’utilizzo anche delle biomasse di scarto prodotte in azienda);
- “il parco scout” (terminale dei percorsi energetici del territorio).

Azione di promozione per le scuole

Il progetto “Ascuolaconenergia” si articola in due interventi principali: un intervento “pilota” realizzato presso un limitato numero di istituti; ed un secondo intervento che realizzerà le attività dell’intervento pilota presso tutti gli istituti della Regione.

L’intervento “pilota” ha il fine di educare i bambini dell’ultimo anno delle scuole elementari al risparmio di energia. I principali obiettivi educativi del progetto sono:

- sensibilizzare gli allievi alle opportunità di riduzione dei consumi energetici, per ragioni sia ambientali che economiche;
- integrare questo obiettivo nel più ampio quadro dell’educazione ad un futuro sostenibile;
- predisporre e applicare percorsi formativi per docenti e tutor sui temi dell’efficienza energetica;
- educare all’utilizzo consapevole e creativo delle tecnologie dell’informazione e della comunicazione sulle tematiche energetiche;
- stimolare ricadute dell’esperienza di risparmio energetico in ambito familiare e sociale.

La realizzazione delle esperienze pilota implica le seguenti attività:

- predisposizione di sussidi didattici innovativi;
- formazione dei docenti e dei tutor
- formazione dei bambini anche con il contributo scientifico e tecnico di esperti esterni alla scuola
- organizzazione di eventi pubblici che consentano la visibilità dei processi attivati facilitando la diffusione di conoscenze e di modelli comportamentali corretti.

Per il secondo intervento, su ampia scala, è stato bandito un concorso a premi, aperto a tutti gli istituti delle scuole medie inferiori e superiori della Regione, finalizzato alla preparazione, di una campagna di comunicazione di tipo grafico (manifesti, slogan, depliant) per le medie inferiori e di una campagna di comunicazione multimediale (spot “pubblicità progresso” o cortometraggio, della durata massima di cinque minuti) per le medie superiori, sul tema del risparmio energetico e delle sue positive ricadute sull'ambiente.

Il fotovoltaico nelle cave abbandonate

La Regione intende recuperare le cave abbandonate, ove sia possibile, con la realizzazione ed installazione di impianti fotovoltaici incentivati in “conto energia” (D.M. 19.02.2007) e la contestuale ricomposizione ambientale delle cave abbandonate così come previsto dal PRAE: Piano Regionale Attività Estrattive della Regione Campania.

Con il nuovo sistema di incentivi varato dal Governo Italiano (D.M. 19.02.2007) per sostenere la diffusione del fotovoltaico in Italia, la Regione Campania intende farsi promotrice di un progetto che contemperi l'investimento sull'energia solare con l'esigenza ambientale di promuovere la ricomposizione ambientale delle numerose cave abbandonate.

Le cave sono attività sul territorio che modificano sostanzialmente la morfologia dei luoghi, creando generalmente un andamento a gradoni nei versanti. I versanti abbandonati dalla cavazione si presentano come ampie aree denudate, inclinate e talora sagomate a “gradoni”, accessibili a piedi o con veicolo, isolate e visibili anche a grande distanza. Per tali caratteristiche, esse presentano le condizioni ottimali per attivare dei campi energetici fotovoltaici finalizzati allo sfruttamento elettrico della irradiazione solare. Infatti, l'assenza di ingombri o ombreggiature che vanno ad interferire con i raggi solari, ovvero sia le stesse condizioni che rendono le cave visivamente impattanti, determinano una situazione ottimale per assicurare l'affidabilità nella resa energetica.

Gli impianti fotovoltaici, pertanto, rappresentano una opportunità che, nel riqualificare il territorio degradato dall'attività estrattiva, permette nel contempo la realizzazione di centrali locali di energia alternativa, utili a soddisfare i bisogni urbani a partire da quelli a carattere pubblico come l'illuminazione delle strade e delle strutture comunali.

L'art.67 delle Norme di Attuazione del PRAE stabilisce le destinazioni ammissibili per il riutilizzo dei siti di cava e, tra gli altri, cita esplicitamente quello inerente il “riuso generalizzato ai fini della produzione di energie alternative compresi pannelli solari, centrali solari, o eoliche, ecc.”.

In Campania sono censite numerose cave abbandonate (vengono definite “*abbandonate*” quelle cave in cui l'attività è venuta meno prima dell'entrata in vigore della L.R. 54/85 e per le quali il titolare non ha presentato entro i termini la domanda di autorizzazione al prosieguo). Per la loro ricomposizione ambientale da parte dei proprietari e degli aventi diritto, sia privati che pubblici, la L.R. 54/85, agli articoli 29-30-31-32-33-34, ha posto in capo ai Comuni le attività di censimento delle cave abbandonate e autorizzazione dei relativi interventi di ricomposizione, che però a tutt'oggi stentano a decollare.

Per incentivare la ricomposizione e/o riqualificazione ambientale delle cave abbandonate, pertanto, il PRAE offre l'opportunità di presentare progetti con possibilità di parziale ulteriore coltivazione, per un periodo massimo di tre anni, in modo da garantire la copertura dei costi con la commercializzazione del materiale estratto, con le specifiche modalità prescritte agli articoli 30 e 31 delle Norme di Attuazione.

Il Progetto risponde agli obiettivi di ripristino funzionale delle aree di cava abbandonata, di contenimento dei costi energetici e di limitazione delle emissioni ambientali nel territorio interessato, prevenendo nel contempo il possibile utilizzo dei siti come luogo per lo scarico abusivo di rifiuti.

Protocollo d'intesa con il Comune di Napoli

La Regione Campania, con numerosi enti pubblici, promuove, nell'ambito della propria programmazione anche attraverso tutti gli opportuni strumenti di sostegno e d'incentivazione pubblica, la realizzazione di interventi programmati sul territorio regionale e che utilizzino fonti energetiche rinnovabili che, in particolare, utilizzino la tecnologia solare.

La Regione Campania, nell'ambito delle competenze istituzionali promuove e sostiene, attivando le specifiche procedure anche di tipo autorizzativo, la progettazione di interventi che utilizzino energie da fonti rinnovabili in relazione allo sviluppo delle tecnologie disponibili, a costi sostenibili, e allo sviluppo dell'imprenditoria della regione.

In particolare con il protocollo in fase di attuazione con il Comune di Napoli la Regione si impegna a fornire sostegno agli interventi già programmati relativi all'utilizzo di energia rinnovabile in tempi rapidi in relazione alle disponibilità finanziarie.

Invece il Comune di Napoli, attraverso le proprie strutture tecniche e amministrative, si impegna a sviluppare ogni forma di collaborazione nel campo degli studi, della ricerca, del sostegno a iniziative imprenditoriali nel campo del risparmio energetico e dell'utilizzo di energie rinnovabili, coinvolgendo le forze produttive, imprenditoriali e gli istituti di ricerca quali le università napoletane.

Partecipazione ad eventi sull'energia

La Regione è impegnata in eventi fieristici per :

- ✓ rafforzare il rapporto tra il mondo delle Imprese, gli Enti Locali e tecnici, offrendo un efficace strumento di promozione commerciale per le aziende nazionali ed estere del settore;
- ✓ focalizzare l'interesse degli Enti istituzionali verso le nuove tecnologie per favorire e semplificare l'utilizzo di risorse rinnovabili;
- ✓ costituire un costante punto di riferimento per la comunità professionale e scientifica;
- ✓ innalzare, attraverso un evento a livello internazionale, la visibilità e l'attenzione dei media e del grande pubblico sulle fonti rinnovabili e sul recupero di materia ed energia.

In particolare, è consolidata la partecipazione ad "EnergyMed" visto il suo ruolo di principale appuntamento sull'Energia nel bacino del Mediterraneo.

Le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica sono, infatti, sempre più al centro dei piani di azione per la sostenibilità ambientale per cui EnergyMed diventa il contesto ideale per confrontarsi sullo stato dell'arte di settori innovativi legati al solare, all'eolico, alle caldaie ad alta efficienza e a

biomasse, ai veicoli a basso impatto ambientale e ai servizi; attenta all'evoluzione del mercato, la manifestazione si arricchisce quest'anno di due nuove sezioni dedicate all'edilizia efficiente "EcoBuilding - Salone dell'Edilizia Efficiente" e al recupero di materia ed energia "Recycle - Salone del Riciclo".

Una tre giorni di tecnologie ed innovazione per la quale è prevista una crescente affluenza di visitatori qualificati a conferma di quanto avvenuto nell'edizioni precedenti .

EnergyMed si conferma, quindi, come focal point in cui Imprese, Enti Locali, Centri di Ricerca, Associazioni e Tecnici del settore possono confrontarsi sui temi delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, della mobilità sostenibile e, quindi, dell'edilizia e del riciclo, ed è per questo che la Regione Campania è main-sponsor dell'iniziativa.

Protocolli di intesa con Terna ed Enel

Nel 2004 un importante protocollo, tra la Regione Campania e il GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) oggi TERNA, è stato firmato per favorire lo sviluppo e il migliore inserimento delle infrastrutture elettriche nel rispetto dell'ambiente. Gli obiettivi del "Protocollo d'Intesa tra TERNA e la Regione Campania" sono quelli di permettere lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione coerentemente con l'attuazione dei piani e dei programmi regionali nel rispetto del sistema dei valori ambientali, territoriali e sociali della Regione Campania e di attivare il processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). In generale lo studio delle aree ha come scopo l'individuazione di porzioni di territorio (corridoi) all'interno delle quali è possibile realizzare le opere e le strutture energetiche, come linee ad alta e altissima tensione (AT/AAT) gasdotti o stazioni di trasformazione.

L'ultimo protocollo di intesa tra la Regione Campania e Terna S.p.A. prevede il riassetto della rete elettrica di trasmissione a 220 kV dell'area di Napoli così come indicato nel capitolo delle reti.

Al fine di impedire, ridurre e/o compensare gli eventuali effetti negativi sull'ambiente derivanti dalle tipologie di interventi, in fase di attuazione del protocollo, è stata applicata la procedura di Valutazione Ambientale Strategica in modo che:

- la progettazione e la realizzazione degli interventi, anche in termini di localizzazione, dovranno tener conto delle esigenze di tutela dei valori naturalistici delle aree interessate, con riferimento particolare alla presenza di eventuali habitat o specie tutelati in aree SIC e/o ZPS nonché delle esigenze connesse alla tutela paesaggistica;

- ove possibile e pertinente, dovranno essere previsti accorgimenti atti a contrastare i processi di artificializzazione degli ambienti naturali, prevedendo il ricorso, a soluzioni tecniche progettuali a basso impatto ambientale;

- al fine di contrastare i processi di consumo di suolo, si prevedranno, criteri di priorità per il recupero e/o il riutilizzo e/o completamento/adeguamento delle infrastrutture esistenti, anche prevedendo verifiche della disponibilità di strutture dismesse sul territorio. Infine, per la progettazione e la realizzazione di grandi infrastrutture, si dovrà garantire la minimizzazione dei potenziali impatti ambientali.

Analoga condivisione delle problematiche è attuata per gli interventi di ripotenziamento e razionalizzazione della rete elettrica di distribuzione con appositi accordi di partenariato con il relativo Gestore.

In particolare è stato sottoscritto un accordo quadro per una forte esigenza di miglioramento dell'affidabilità della distribuzione dell'energia elettrica nei sistemi produttivi (Distretti Industriali, ASI, PIP, aree di sviluppo turistico).

Proposta per Azione connessa “Idrogeno e Celle a Combustibile” - PII Efficienza Energetica – nell’ambito di Industria 2015.

DESCRIZIONE DELLA PROPOSTA

Il PII – “Efficienza Energetica” (OTP1) individua l’idrogeno e le Fuel Cells come una delle aree tecnologiche rilevanti per il raggiungimento degli obiettivi strategici di piano, con alto potenziale e buone prospettive di sviluppo a medio termine.

L’analisi del contesto nazionale in termini di tecnologie, competenze e strumenti di intervento, porta ad individuare le aree applicative che consentono una più rapida maturazione della tecnologia attraverso applicazioni di mercato, anche di nicchia, e consentano di mobilitare la filiera generando ricadute industriali significative.

Nelle celle a combustibile a carbonati fusi MCFC la posizione italiana si caratterizza a livello nazionale per elevato contenuto tecnologico e buona posizione industriale, in un contesto mondiale che richiede ancora importanti investimenti sia per l’innovazione che per l’industrializzazione.

Le celle a combustibile a carbonati fusi (generatori ad alta efficienza energetica e basso impatto ambientale) rappresentano una tecnologia che nel breve-medio termine è in grado di costituire nel settore dell’energia una valida alternativa ai sistemi esistenti grazie alla loro capacità di soddisfare gli obiettivi Europei in termini di riduzione dell’emissioni di gas serra (CO₂) e di elevata efficienza degli impianti di produzione di energia elettrica, oltre il 50%, in confronto a sistemi di generazione da combustibile fossile di taglia equivalente (da alcune centinaia di kW a unità multi-MW).

Le MCFC possono essere alimentate con diverse tipologie di combustibile a partire dal gas naturale fino a biogas o biomassa e ciò le rende appetibili anche per la generazione da fonti rinnovabili.

Un ulteriore elemento distintivo per l’utilizzo nelle applicazioni di generazione distribuita o per impieghi in ambito civile/terziario (generazione elettrica per ospedali, centri commerciali, quartieri e/o aree urbane a basso impatto ambientale etc..) è la capacità di produrre calore e/o freddo (trigenerazione).

Infine con uno sguardo agli scenari prossimi nel settore energetico, le MCFC possono costituire una grande opportunità nella corsa alla riduzione delle emissioni globali in quanto in grado di essere utilizzate come retrofit “attivo” di centrali di produzione di energia elettrica convenzionali (ad esempio cicli combinati a gas o centrali da gassificazione del carbone) per la separazione e cattura della CO₂ dai fumi di combustione della centrale.

Si sottolinea la valenza innovativa di una applicazione delle MCFC come concentratori della CO₂ da impianti di generazione (distribuita e di grande taglia), in particolare basati su tecnologia turbogas. La cella consente una strategia di riuso della CO₂ così separata in processi industriali (per esempio produzione di ghiaccio secco), con conseguente valorizzazione del flusso d’uscita, mancato esborso per i diritti di emissione ed eliminazione del gravoso problema dello stoccaggio della CO₂, con vantaggio indubbio economico,logistico ed ambientale.

Si tratta a questo punto di traghettare la maturità tecnologica delle celle a combustibile verso le applicazioni commerciali.

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto qui proposto, in specifico, si propone di dimostrare e promuovere una soluzione innovativa di generazione elettrica ad alta efficienza e combinata alla cattura della CO₂.

Tale configurazione appare come una delle più promettenti per la generazione di energia, con una prima ricaduta negli impianti di media taglia per la generazione distribuita (anche per il Terziario, in collegamento alle iniziative anche di Edilizia Sostenibile) e con potenziale valorizzazione del differenziale di efficienza (certificati bianchi), della ottimizzazione d'uso delle biomasse (ove utilizzate al posto del gas naturale; certificati verdi) e per la cattura della CO₂ (certificati di emissione, riuso della CO₂ per produzione ghiaccio secco, o altro), per una ampia applicazione industriale.

L'azione dimostrativa, *eventualmente preceduta da una sperimentazione in altro campo d'applicazione della cella, per valorizzarne le peculiarità prima esposte e fornire risposte puntuali a fabbisogni preferibilmente della Campania*, si concentrerà sull'impianto di produzione dell'energia e cattura della CO₂ (emessa da una microturbina a gas), per generazione distribuita (con uso della tecnologia delle celle a combustibile tipo MCFC), da installarsi in Campania; un secondo (o terzo) impianto dovrebbe essere finalizzato all'applicazione su una centrale a ciclo combinato a gas naturale esistente (con uno stream ridotto di effluenti).

Il progetto prevede di sviluppare e mettere a punto su scala industriale una soluzione affidabile e competitiva per la produzione di energia elettrica e calore (cogenerazione) combinata alla separazione di CO₂, presente in fumi di combustione provenienti da una fonte di emissione (centrale termoelettrica a ciclo combinato a gas naturale e, successivamente, centrale a carbone), basata sull'utilizzo delle celle a combustibile MCFC.

Il progetto è organizzato per fasi, collegate tra loro in modo strettamente sinergico, in termini di attività di ricerca e strategie di ricaduta industriale.

Il progetto, articolato in varie fasi, per una durata prevista di 48 mesi si prefigge, attraverso una fase di sviluppo tecnologico, con alcuni significativi supporti anche dalla ricerca applicata ed una successiva importante fase dimostrativa, di realizzare un eventuale impianto a celle a combustibile MCFC, focalizzato su fabbisogni di una specifica applicazione e due fondamentali impianti prototipali che, al contempo, si caratterizzino per la produzione di energia e cattura (separazione) della CO₂, il primo in un ambiente simulato, il secondo in un contesto reale.

La fase di sviluppo coinvolgerà Centri di Ricerca ed Università nella modellizzazione, prove di laboratorio, progettazione e test di componenti innovativi, nonché le facilities del gruppo industriale nello sviluppo di soluzioni specifiche e di adeguamento impiantistico.

Il primo di questi impianti sarà, se del caso, realizzato potenzialmente in Campania ed, in tale contesto, si porrà l'obiettivo di verificare sul campo le potenzialità della tecnologia e le risposte ai fabbisogni specifici individuati, oltre che offrire un test-bed per la formazione di specialisti e la messa a punto di componenti.

Il primo dei due impianti per il sequestro della CO₂, con potenziale collocazione in Puglia, "sfrutterà" i fumi di una microturbina a gas ed utilizzerà sia celle MCFC di taglia adeguata per generazione distribuita/applicazioni di edilizia sostenibile (alcune centinaia di kW), sia sistemi per la separazione in uscita della CO₂, che integrino membrane di tipo commerciale o precommerciale (a bassa temperatura), costituendo il primo dimostratore europeo che associ la produzione di energia elettrica ad alta efficienza e basso impatto ambientale alla cattura della CO₂. Anche in tal caso, il personale impegnato acquisirà competenze polivalenti e comunque utilizzabili per successive installazioni. Se disponibili, saranno, inoltre, testate le soluzioni sviluppate dai Centri di Ricerca e dalle Università e prodotte allo scopo.

Il secondo impianto per il sequestro della CO₂, con potenziale collocazione in Sicilia, potrebbe essere finalizzato all'utilizzo in una centrale a ciclo combinato esistente, dalla quale spillare una parte dei fumi, per alimentare il comparto catodico delle MCFC con taglia sub-MW (significativa per future applicazioni industriali). Questo equipaggiamento si integrerà con le caratteristiche del

sito, “sfruttando” la disponibilità dei fumi e destinando opportunamente, per un uso finale la generazione elettrica, la cogenerazione e la separazione della CO₂, garantendo, così, un miglioramento delle condizioni ambientali ed integrando, via via, che si renderanno disponibili, i nuovi materiali, basati sulla ricerca sviluppata nel campo delle nanotecnologie.

VALENZA STRATEGICA DELLA PROPOSTA

Il progetto si prefigge quindi di creare una aggregazione di competenze nazionali ai massimi livelli, sulla tematica, creando un **network tecnologico di eccellenza sull'idrogeno e le celle a combustibile** (con orizzonte, in prospettiva, ovviamente, non solo nazionale ma europeo); ne dovrebbe poter derivare lo sviluppo di un **tessuto scientifico/tecnologico ed industriale/produttivo** che possa rafforzare le strategie di crescita dei diversi distretti ed ambiti territoriali.

Tutte le Regioni dovrebbero poter, sinergicamente, beneficiare delle ricadute dalla partecipazione a questa iniziativa, centrata su competenze industriali di assoluto rilievo ed arricchita in modo determinante dalle **valenze scientifiche** già citate. Il successo della sperimentazione potrebbe portare allo sviluppo di **una filiera industriale** altamente competitiva destinata a soddisfare il fabbisogno crescente di sistemi efficienti, non inquinanti ed in grado di separare la CO₂ prodotta da altre fonti.

L'approccio coordinato con le altre tecnologie di cella e con gli altri segmenti di mercato dovrebbe auspicabilmente consentire un approccio nazionale di sistema al settore dell'idrogeno e delle celle a combustibile, in primis nel sistema di **relazioni tecnologiche e finanziarie con la Comunità Europea**.

Infatti la Commissione Europea nella sua Energy Policy ha individuato fin dal 2007 gli elementi chiave per una risposta comune Europea alle sfide per una energia sostenibile, sicura e competitiva. L'Idrogeno e le Celle a Combustibile possono giocare un ruolo molto importante nel raggiungimento di questo obiettivo strategico, come riconosciuto peraltro anche nel Piano del PII Efficienza Energetica.

La Piattaforma Tecnologica dell'Idrogeno e delle Celle a Combustibile è stata creata per definire l'Implementation Plan delle azioni di sviluppo tecnologico e di mercato di qui al 2020 necessarie per creare un sistema energetico “hydrogen oriented” nel 2050.

Per l'implementazione del JTI sulle Celle a Combustibile e l'Idrogeno è stato costituito il Joint Undertaking FCH JU in forma di partnership pubblico-privata, che si è dotato di un MultiAnnual Implementation Plan (MAIP) e sta operando con fondi della Commissione Europea e dei partecipanti per implementare le azioni necessarie di qui al 2017.

Lo sviluppo di una forte presenza nazionale deve evidentemente avvenire in stretta coerenza e coordinamento con le strategie comunitarie sull'idrogeno (e l'intervento proposto risponde pienamente a tale requisito), che si riconfermano essere mirate a definire e sostenere gli sviluppi tecnologici e di mercato con l'obiettivo di assicurare il più efficace presidio alle presenze nazionali.

Questo Progetto va quindi nella direzione di mettere in atto in ambito nazionale un approccio integrato alle azioni di sostegno al processo di sviluppo industriale in un momento probabilmente cruciale per la definizione delle scelte delle diverse strategie di investimento a lungo termine.

Viene realizzato il ruolo essenziale delle iniziative regionali che fanno da “early adopter” e quindi da volano di future iniziative a largo raggio con un approccio Nord-Sud che è pienamente valorizzato dalla possibile organizzazione degli interventi e la coerenza con gli obiettivi delle Priorità 2 del QSN è particolarmente forte: valorizzazione dell'intera filiera della ricerca, rete di cooperazione fra il sistema della ricerca ed imprese (in prospettiva con il dichiarato obiettivo di

presentarsi in modo unitario verso il JTI europeo con forti obiettivi di competitività) in una chiara e focalizzata strategia di sviluppo economico ed industriale; massima diffusione ed utilizzo di nuove tecnologie e soluzioni avanzate; innalzamento del livello scientifico e tecnologico nel sistema produttivo e nelle istituzioni; opportunità di sviluppo per piccole medie imprese.

APPENDICE

Modello MATISSE e scenari

Cercare di descrivere l'evoluzione di un sistema energetico nel tempo costituisce un'attività complessa e di non facile attuazione in quanto ogni azione che comporti una variazione significativa del tessuto socio-economico di un territorio comporta inevitabilmente anche dei riflessi di carattere energetico ed ambientale che devono essere attentamente analizzati. Risulta quindi evidente l'importanza di un approccio integrato e la conseguente necessità di competenze multidisciplinari, in relazione alle diverse fasi che generalmente caratterizzano un percorso completo di descrizione e modellizzazione (analisi economica, analisi della domanda di energia, caratterizzazione delle tecnologie energetiche, bilancio domanda/offerta, analisi degli impatti, analisi delle decisioni). A tal fine vengono in genere utilizzati degli appositi modelli che, attraverso l'analisi di scenario, consentono:

- la descrizione in forma analitica del Sistema Energetico Regionale, delle sue caratteristiche tecnologiche (impianti di produzione e trasformazione, infrastrutture, tecnologie di uso finale), economiche (costi di investimento, costi dei combustibili) e ambientali e dei flussi di energia associati (consumi ed uso delle fonti energetiche);
- la valutazione del comportamento del Sistema in base a scenari evolutivi della domanda di energia, della disponibilità e costi delle risorse, delle tecnologie esistenti ed innovative e dei vincoli ambientali ed economici imposti.

I risultati ottenuti da questi modelli consentono, in funzione degli scenari analizzati, di valutare la fattibilità e le potenzialità di politiche energetiche quali ad esempio:

- la riduzione delle emissioni di CO₂;
- il potenziale di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni di inquinanti associato alle scelte in materia di efficienza energetica nel settore civile, dei biocarburanti, agli interventi nel settore della mobilità, ecc.;
- le potenzialità di utilizzazione delle risorse rinnovabili, in primo luogo la risorsa idrica (per gli impieghi idroelettrici), quella solare (termica e fotovoltaica) e la biomassa;
- gli effetti sulle dinamiche del sistema dell'introduzione di tecnologie innovative quali la carbon sequestration e di combustibili alternativi (biocombustibili).

Nel caso specifico, l'analisi predittiva del sistema elettrico utilizzata dall'ENEA è fornita dal modello di tipo multi-regionale denominato *MATISSE*, sviluppato da *CESI RICERCA* in collaborazione con il *Politecnico di Torino* e con *AIEE*, nell'ambito delle attività di *Ricerca di Sistema*, che utilizza l'approccio «bottom-up» *TIMES*, che a sua volta rappresenta la più recente evoluzione del generatore di modelli *MARKAL*, sviluppato e distribuito dall'*Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)* dell'*International Energy Agency (IEA)*.

Il modello *MATISSE*¹ è in grado di combinare i vincoli energetici, socio-economici ed ambientali di scenari opportunamente predisposti dall'utente, per determinare le configurazioni ottimali (in termini di minimo costo complessivo) del sistema elettrico Italiano, sia dal lato domanda, mettendo in competizione le diverse tecnologie di uso finale per la fornitura dei servizi energetici richiesti dai vari settori, sia dal lato offerta,

¹ CESI RICERCA: rapporti tecnici del progetto di Ricerca di Sistema SCENARI – sottoprogetto SCESEL – “Costruzione e valutazione di scenari di sviluppo del Sistema Elettrico”, disponibili su www.ricercadisistema.it.
Botta G., Gargiulo M., Grattieri W., Lavagno E.: “Il modello MATISSE per la costruzione di scenari del sistema elettrico”, «Energia», n. 1 – 2006.

mettendo in competizione le diverse tecnologie di generazione disponibili per soddisfare la domanda, il tutto su orizzonti temporali dell'ordine di qualche decina d'anni.

MATISSE trova applicazione anche per la modellazione di un mercato elettrico liberalizzato, come quello italiano, dove la produzione di energia elettrica lo è dal 1999, per effetto del cosiddetto Decreto Bersani. Dall'aprile 2004, la produzione degli impianti termoelettrici è stabilita dall'esito della cosiddetta "borsa dell'energia". Secondo le regole della borsa dell'energia, gli impianti devono presentare offerte di vendita, che specificano la quantità di energia che intendono produrre per il giorno successivo ed il relativo prezzo di vendita. Come esito della selezione di borsa, sono chiamati a produrre il giorno successivo gli impianti che offrono la loro energia al prezzo più basso.

In prima approssimazione si assume che gli impianti di produzione definiscano il prezzo di offerta sulla base dei propri costi di produzione. Pertanto, si ipotizza che gli impianti con costi di produzione più bassi saranno selezionati più frequentemente.

Occorre inoltre precisare che il mercato dell'energia è strutturato a livello nazionale: l'energia prodotta dagli impianti collocati in una Regione può infatti essere utilizzata per alimentare il carico in un'altra Regione, compatibilmente con la capacità di trasporto della rete ad alta tensione.

Date le modalità di funzionamento del mercato elettrico nazionale, la previsione della produzione degli impianti termoelettrici della Regione Campania deve essere fatta sulla base della previsione della produzione degli impianti termoelettrici a livello nazionale. In sintesi, occorre confrontare la "cifra di merito economica" degli impianti termoelettrici della Regione Campania con quella degli impianti concorrenti collocati nel territorio nazionale.

Il sistema MATISSE permette di determinare lo sviluppo ed il funzionamento del sistema elettrico nazionale applicando, un principio di funzionamento a minimo costo. In MATISSE sono stati modellati tutti gli attuali impianti con le loro caratteristiche tecniche e i costi di produzione. Sulla base della dell'evoluzione della domanda elettrica, MATISSE valuta la necessità di installare nuovi impianti di produzione (nel caso quelli esistenti non consentano di coprire la domanda) e determina le ore di funzionamento di tutto il parco impianti.

Occorre inoltre precisare che, anche se i produttori di energia in un mercato liberalizzato operano secondo la logica di massimizzazione del proprio profitto individuale, il risultato di MATISSE, che invece risponde alla logica della "minimizzazione dei costi complessivi di sistema", costituisce un significativo benchmark ed un importante riferimento per la previsione dello sviluppo del sistema elettrico e per il trend degli investimenti negli impianti di produzione.

MATISSE non è dunque un simulatore del mercato elettrico, ma un *minimizzatore di costi complessivi*: esso determina l'evoluzione ottimale dell'intero sistema elettrico, caratterizzata dai minimi esborsi relativi a costi di investimento, di O&M, di combustibili, di importazioni di energia elettrica, di emissioni di CO₂, ecc.

Gli scenari che vengono realizzati con MATISSE non sono quindi finalizzati a valutare la profittabilità per il singolo investitore delle diverse tecnologie di generazione in un contesto di prezzi di mercato, bensì a determinare il loro *impatto complessivo nel contesto di uno sviluppo ottimale dell'intero sistema elettrico*.

La Fig. 27 riporta lo schema logico del modello MATISSE.

Fig. 27 – Schema logico del modello MATISSE



Fonte: CESI Ricerca

Nel seguito vengono caratterizzati gli scenari di sviluppo del sistema elettrico della Regione Campania, ottenuti come parte del corrispondente sistema nazionale. La caratterizzazione è fornita in termini delle principali ipotesi che costituiscono i dati di ingresso e le condizioni al contorno del modello.

Per la definizione degli scenari nazionali, vengono presi in considerazione due differenti scenari:

- lo **scenario tendenziale**, nel quale l'evoluzione dei consumi di energia elettrica e delle diverse tecnologie di produzione avviene secondo il trend attuale;
- lo **scenario efficiente**, nel quale sono previste misure di efficienza energetica negli usi finali per la riduzione dei consumi elettrici e misure di promozione della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

La predisposizione dello scenario tendenziale nazionale viene effettuata nell'ipotesi che lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia supportato dagli attuali schemi di incentivazione, fino a potenziali di 75 TWh al 2020 (inferiori a quelli del *position paper* del Governo italiano, considerati "massimi teorici") e da un'ulteriore ipotesi di forte riduzione della producibilità per gli impianti idroelettrici esistenti (-8,5 TWh al 2020 rispetto al *position paper*).

Lo Scenario efficiente è caratterizzato dall'evoluzione della domanda elettrica che tiene conto di interventi di miglioramento dell'efficienza negli usi finali e dalla possibilità di raggiungere una velocità di penetrazione delle fonti rinnovabili tale da conseguire il potenziale previsto al 2020.

2.2.2 Ipotesi per gli scenari a livello nazionale

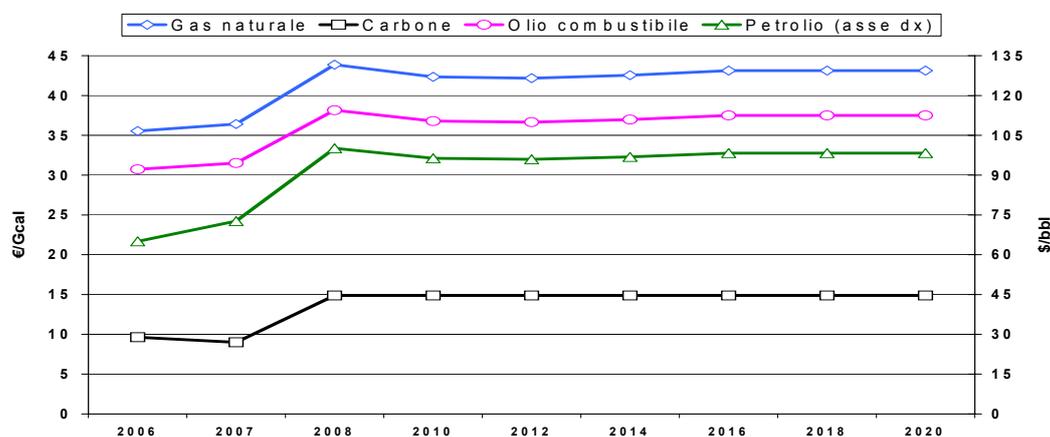
A. Prezzo dei combustibili

La previsione dei prezzi del petrolio è stata effettuata utilizzando le quotazioni future del West Texas Intermediate (WTI) riportate dal sito futuresource.com^[2], che si estendono fino al Dicembre 2016. Dal 2017 in poi, in mancanza di indicazioni di mercato attendibili, si sono considerati prezzi costanti, pari al valore del Dicembre 2016. Per la conversione di tali prezzi da dollari ad euro, si è considerato un tasso di cambio costante pari a 1,54 \$/€, dell'ordine dei valori attuali.

Dal prezzo del petrolio così determinato, il prezzo del gas naturale e dell'olio combustibile sono stati calcolati sulla base della metodologia di indicizzazione utilizzata dall'Acquirente Unico per la determinazione dei prezzi strike dei contratti differenziali a una via da esso stipulati con i produttori.

Per quanto riguarda il carbone, per i prezzi 2008 della materia prima si è fatto riferimento alle quotazioni future del carbone Rotterdam riportate dal sito futuresource.com³. Per gli anni successivi al 2008, in mancanza di indicazioni di mercato attendibili, i prezzi sono stati mantenuti costanti

Fig. 30 - Andamento del prezzo dei combustibili



Fonte:elaborazione CESI Ricerca

B. Dati tecnici e costo delle tecnologie di produzione

I parametri relativi a costi e prestazioni delle principali tecnologie di generazione sia da fonti fossili che da fonti rinnovabili, sono riportati nella Tab. 26 (Fonte:elaborazione CESI Ricerca)

² <http://futuresource.quote.com/quotes/quotes.jsp?s=XWS>

³ <http://futuresource.quote.com/quotes/quotes.jsp?s=ATW-ICE>

Tab. 26 - Parametri di costo e prestazioni delle principali tecnologie di generazione da fonti fossili e da fonti rinnovabili.

Tecnologie da combustibili fossili	Anno	Comb.	Rendimento	Costo investimento	O&M fissi	O&M variabili	Costi esterni	Vita	Ammort.	Disp.
			p.u.	M€/MW	M€/MW	€/MWh	€/MWh	anni	anni	%
Ciclo combinato >200MW	2007	Gas	0.55	0.55	0.0123	2	15	30	30	0.90
	2014	Gas	0.57	0.55	0.0123	2	15	30	30	0.90
	2022	Gas	0.60	0.55	0.0123	2	15	30	30	0.90
Turbina a vapore USC a carbone	2007	Carbone	0.44	1.10	0.0220	1.1	34	35	30	0.90
	2014	Carbone	0.48	1.03	0.0220	1.1	34	35	30	0.90
	2022	Carbone	0.52	0.95	0.0220	1.1	35	35	30	0.90
Turbina a vapore USC a carbone con sequestro CO ₂ (CCS)	2018	Carbone	0.40	1.60	0.0345	1.1+5€/tCO ₂	29	35	30	0.90
	2022	Carbone	0.44	1.40	0.0330	1.1+5€/tCO ₂	16	35	30	0.90
IGCC a carbone con sequestro CO ₂ (CCS)	2018	Carbone	0.46	1.42	0.0650	3.6+5€/tCO ₂	29	35	30	0.90
	2022	Carbone	0.46	1.41	0.0650	3.6+5€/tCO ₂	16	35	30	0.90
Turbina a gas ciclo aperto	2007	Gas	0.35	0.25	0.0070	9	22	25	25	0.95
Unità nucleare EPR 1600MW	2020	Uranio	0.35	2.60	0.0880	4.3	2	40	40	0.91
Tecnologie da fonti rinnovabili			Anno	Costo investimento	O&M fissi	O&M variabili	Costi esterni	Vita	Ammort.	Ore equivalenti
				M€/MW	M€/MW	€/MWh	€/MWh	anni	anni	ore
Eolico tipo A / tipo B	2007		1.700	0.0350	0	1.1	15	15	1900 / 1700	
	2014		1.127	0.0274	0	1.1	15	15	1900 / 1700	
	2022		0.733	0.0274	0	0.8	15	15	1900 / 1700	
Eolico tipo C / tipo D	2007		1.700	0.0610	0	1.1	15	15	1900 / 1700	
	2014		1.127	0.0534	0	1.1	15	15	1900 / 1700	
	2022		0.733	0.0520	0	0.8	15	15	1900 / 1700	
Eolico off-shore	2007		2.800	0.0600	0	1.0	15	15	3000	
	2014		2.164	0.0600	0	1.0	15	15	3000	
	2022		1.600	0.0600	0	0.8	15	15	3000	
Mini - idroelettrico (<1MW)	2007		4.500	0.0780	0	0.7	30	30	3500	
Piccolo idroelettrico (fino a 10MW)	2007		2.250	0.0330	0	0.7	30	30	3500	
Geotermico	2007		2.750	0.0860	0	10.0	15	15	7500	
	2014		2.500	0.0860	0	10.0	15	15	7500	
	2022		2.250	0.0860	0	10.0	15	15	7500	

C. Disponibilità di nuove tecnologie di produzione con Carbon Capture and Storage (CCS)

La disponibilità della tecnologia CCS in impianti a carbone ultra super critici (USC) e in impianti a gassificazione (IGCC) è prevista con le seguenti modalità:

- a partire dal 2018;
- in due Regioni d'Italia (Veneto e Puglia);
- con una potenza progressivamente crescente, sino ad un massimo di 4.420 MW dal 2024 in poi.

D. Vincolo sullo sviluppo degli impianti a carbone

Il vincolo sulla produzione a carbone si articola sui seguenti punti:

- sostituzione dei gruppi a carbone esistenti: tutti i gruppi a carbone esistenti al 2007, terminata la loro vita tecnica, sono dimessi e possono essere sostituite con centrali a carbone di uguale potenza, con le tecnologie disponibili, sino ad una potenza complessiva di circa 7400 MW;
- trasformazione di vecchie centrali a carbone con nuove tecnologie con CCS: si prevede che in Puglia 2400 MW a carbone possano essere riconvertite con nuovi gruppi con CCS oppure dismesse;
- estensione già prevista: in aggiunta, è prevista, nell'arco del 2008-09, l'entrata in servizio della centrale a carbone di Torrealvaldiga Nord, con tecnologia USC, presso il sito di Civitavecchia, con una potenza complessiva di 1980 MW (3 gruppi da 660 MW);
- estensione ammessa: è consentita la trasformazione a carbone, esclusivamente con cattura e sequestro della CO₂, dell'attuale centrale ad olio di Porto Tolle, con una potenza complessiva di 1980 MW (3 gruppi da 660MW). Sarà il modello a stabilire se attuare questa trasformazione.

Non è contemplata la possibilità di installare gruppi a carbone nella Regione Campania.

E. Importazione di energia elettrica

Per il saldo nazionale importazioni/esportazioni di energia elettrica, si ipotizza che nel lungo termine possa stabilizzarsi su un valore di poco superiore a circa 30 TWh/anno, ben più basso, quindi, dei livelli raggiunti negli ultimi anni (circa 50 TWh). Tale diminuzione si spiega con la riduzione del surplus di energia a basso prezzo (nucleare e carbone) dai paesi importatori (Francia, Svizzera), che per far fronte alla crescita della domanda interna faranno ricorso, come già fatto in Italia, anche ad impianti alimentati a gas naturale.

Peraltro, già oggi si osserva un incremento delle esportazioni nelle ore dell'anno in cui il prezzo sui mercati esteri è superiore a quello nazionale.

F. Vincoli e costi della CO₂

Per la fase relativa al Protocollo di Kyoto, l'obiettivo di riduzione della CO₂ coincide con quello fissato dal sistema ETS ed in particolare, alle indicazioni riportate dai Piani Nazionali di Allocazione - PNA - primo⁴ (2005 - 2007) e secondo periodo⁵ (2008-2012).

In particolare, il settore elettrico modellato da MATISSE fa prevalentemente riferimento a quello descritto dall'elenco settoriale 1, cui, quindi, si è riferiti per la definizione degli obiettivi di riduzione.

Nella definizione degli obiettivi si è inoltre tenuto conto, come definito dai PNA, della riserva nuovi entranti (15,55 Mt/anno₂₀₀₅₋₂₀₀₇ e 16,9 Mt CO₂/anno₂₀₀₈₋₂₀₁₂) della disponibilità di potere utilizzare un numero definito di crediti da progetti CDM JI⁶, oltre, naturalmente alla possibilità per le imprese di acquistare/vendere i permessi sulle principali piattaforme di scambio europee.

⁴ DEC/RAS/074/2006 - gennaio 2006

⁵ Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi di quanto stabilito dall'articolo 11, comma 1 del D.Lgs 4 aprile 2006, n216 - 20 febbraio 2008.

⁶ Riferimento a tabella 7.1 del Documento - D.Lgs 4 aprile 2006, n216 - Decisione di Assegnazione 2008 -2012

Per la fase relativa al post Kyoto, allo stato attuale non sussistono indicazioni ufficiali. Tuttavia, è in corso la proposta di modifica⁷ dell'attuale Direttiva EU ETS, che va nella direzione di apporre significative variazioni ai criteri di allocazione sinora adottati: in particolare, l'allocazione dovrebbe avvenire a titolo oneroso, mediante un meccanismo d'asta, superando di fatto la predisposizione di Piani Nazionali di Allocazione.

In tal senso, dunque, gli obiettivi di riduzione saranno definiti dalle singole imprese, sulla base di considerazioni di opportunità economiche e di andamenti del mercato della CO₂ (permessi e crediti).

Relativamente ai costi, data l'elevata volatilità fatta registrare dai permessi nel corso della prima fase, risulta molto difficile fare previsioni di evoluzione dei prezzi della CO₂ a breve medio termine.

L'attuale quotazione per i permessi seconda fase DEC08 è fissata intorno a 22 €/t CO₂, e quindi si è assunto tale valore come riferimento per il periodo 2008-2012.

Relativamente al periodo post Kyoto si è fatto riferimento alle valutazioni riportate dal documento di lavoro dei servizi della Commissione Europea - Valutazione di impatto SEC(2008)85 del 23.1.08 – per proposte di modifiche in merito agli obiettivi della EU in materia di cambiamenti climatici. Tale documento indica, per il periodo al 2020, una forchetta di prezzo variabile fra 20 e 50 €/t CO₂, a seconda delle scenari esplorati. Si è quindi ipotizzato, a titolo conservativo per il periodo post Kyoto, il prezzo di riferimento di 50 €/t CO₂.

G. Potenziali delle fonti rinnovabili

Nello scenario tendenziale si ipotizza un obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili inferiore al potenziale teorico indicato nella *position paper* e, in aggiunta, una ipotesi più restrittiva sulla riduzione di disponibilità di acqua per le centrali idroelettriche esistenti. In Tab. 27 sono riassunti i potenziali teorici confrontati con gli obiettivi dello scenario tendenziale per l'intero territorio nazionale.

Tab. 27 – Potenziali nazionali di produzione elettrica per fonte rinnovabile e obiettivi per lo scenario tendenziale – (TWh)

	Tipologia	Potenziale 2020	Potenziale 2030	Valore raggiungibile per lo scenario Tendenziale al 2020	Valore raggiungibile per lo scenario Tendenziale al 2030
Biomasse	Biomassa scarti agro-industriali	5,1	5,1	5,3	10,0
	Biomassa filiera corta	2,5	2,5		
	Biogas discarica	1,7	1,7		
	Biogas fermentazione	1,6	1,6		
	RSU (frazione biodegradabile pari al 50%)	4,0	5,0	4,0	5,0
Geotermico	Geotermico	9,8	9,8	7,5	9,8
Solare	Fotovoltaico tetti	5,5	9,2	2,5	4,0
	Fotovoltaico a terra	1,2	2,5		
	Solare termodinamico	3,4	7,2	2,3	4,8
Eolico	Eolico on-shore	18,7	22,2	18,4	22,2
	Eolico off-shore	3,1	6,0		6,0
Idroelettrico	Idroelettrico esistente	36,0	36,0	27,3	27,3
	Nuovo idroelettrico (< 10 MW)	7,3	7,3	7,3	7,3
Totale Rinnovabile		100	116	74,6	96,4

Fonte: elaborazione CESI Ricerca

⁷ Directive EU - 2008/0013 (COD) del 23 gennaio 2008

2.2.2 La domanda di energia elettrica

La serie storica dei consumi

In questo paragrafo vengono analizzati i consumi elettrici nei diversi settori. Nella Tab. 28 e nella Tab. 29 sono riportati rispettivamente i consumi forniti da TERNA per il triennio 2005-2007 nazionali e per la regione Campania suddivisi per settori merceologici. Confrontando questa suddivisione con quella adottata nel presente studio e riportata in Tab. 30 si nota che vi sono sensibili differenze per i settori Terziario e Residenziale mentre il settore Industria ha una struttura abbastanza riconducibile a quella qui adottata. Infatti, nel Terziario, TERNA riporta i consumi per tipo di attività commerciale mentre qui è stata adottata una suddivisione per uso finale (ad es. illuminazione, riscaldamento,...) che ha il vantaggio di una relazione diretta con la domanda di servizi energetici che rappresentano il punto di partenza per la stima delle previsioni dei consumi. Sempre a proposito del Terziario inoltre, a differenza da quanto fatto da TERNA, il ramo Trasporti è stato qui trattato come un settore a se stante. Per il Residenziale i dati di TERNA non sono disaggregati mentre quelli qui utilizzati hanno una struttura fine collegata alla domanda di servizi energetici.

Date queste premesse è stato necessario uno studio per ricavare i dati mancanti. Questo lavoro è stato svolto da CESI RICERCA principalmente nell'ambito del passato progetto RdS SCENARI e ulteriormente affinato successivamente.

Per quanto riguarda la domanda di servizi energetici per i settori Industria, Terziario e Agricoltura si è scelto di utilizzare come drivers il Valore Aggiunto (VA) ai prezzi base a valori concatenati in M€-2000 e l'Intensità elettrica espressa in GWh consumati per unità di VA prodotto. Per il settore Residenziale la domanda di servizi energetici ha unità di misura specifiche del comparto ed è funzione di appositi indicatori socio-economici. Maggiori dettagli sulla formulazione della domanda di servizi sono riportati in Appendice.

Osservando i dati nazionali di TERNA si nota che i consumi totali sono in crescita ma la tendenza sembra essere di un rallentamento confermato anche dai dati parziali disponibili per il 2008. La quota maggiore di consumi a livello nazionale spetta all'Industria, seguita da Terziario e Residenziale. La crescita maggiore spetta invece al settore Terziario come era successo negli ultimi anni. Per la Regione Campania la situazione dei pesi dei vari settori è abbastanza diversa e si nota un sostanziale equilibrio fra i maggiori comparti con una leggera prevalenza del Domestico comunque abbastanza in fase di rallentamento.

Tab. 28– Italia: consuntivi consumi elettrici 2005-2007 - GWh

Tipi Attività	Anno 2005 - GWh	Anno 2006 - GWh	Var. %	Anno 2007 - GWh	Var. %
AGRICOLTURA	5364,4	5503,5	2,6	5659,2	2,8
INDUSTRIA	153726,8	156150,6	1,6	155804,4	-0,2
Manifatturiera di base	71726,8	73188,0	2,0	71924,3	-1,7
Siderurgica	20394,7	21687,7	6,3	21676,2	-0,1
Metalli non Ferrosi	5634,9	5753,3	2,1	5552,6	-3,5
Chimica	19015,4	18838,1	-0,9	18192,1	-3,4
- di cui fibre	823,4	806,7	-2,0	635,0	-21,3
Materiali da costruzione	15742,6	16030,0	1,8	15854,5	-1,1
- estrazione da cava	1065,0	1086,8	2,0	1064,5	-2,1
- ceramiche e vetrarie	5792,0	5848,0	1,0	5807,7	-0,7
- cemento, calce e gesso	5259,2	5412,6	2,9	5389,4	-0,4
- laterizi	1150,2	1162,7	1,1	1113,0	-4,3
- manufatti in cemento	757,8	779,5	2,9	777,1	-0,3
- altre lavorazioni	1718,4	1740,4	1,3	1702,8	-2,2
Cartaria	10939,2	10878,9	-0,6	10649,0	-2,1
- di cui carta e cartotecnica	8977,4	8905,9	-0,8	8716,2	-2,1
Manifatturiera non di base	65003,4	65993,9	1,5	65800,2	-0,3
Alimentare	13004,5	12843,5	-1,2	12855,3	0,1
Tessile, abbigl. e calzature	9118,7	8935,9	-2,0	8410,4	-5,9
- tessile	6914,5	6708,9	-3,0	6308,1	-6,0
- vestiario e abbigliamento	883,5	896,4	1,5	816,3	-8,9
- pelli e cuoio	721,5	728,6	1,0	718,3	-1,4
- calzature	599,2	602,0	0,5	567,7	-5,7
Meccanica	23550,0	24075,6	2,2	23801,7	-1,1
- di cui apparecch. elett. ed elettroniche	3702,8	3720,9	0,5	3583,8	-3,7
Mezzi di Trasporto	4236,4	4426,1	4,5	4479,3	1,2
- di cui mezzi di trasporto terrestri	3516,6	3673,7	4,5	3676,2	0,1
Lavoraz. Plastica e Gomma	9436,0	9865,6	4,6	10387,1	5,3
- di cui articoli in mat. plastiche	7937,7	8325,5	4,9	8841,1	6,2
Legno e Mobilio	4372,9	4489,6	2,7	4455,6	-0,8
Altre Manifatturiere	1285,0	1357,6	5,6	1410,8	3,9
Costruzioni	1708,8	1754,6	2,7	1797,2	2,4
Energia ed acqua	15287,8	15214,0	-0,5	16282,7	7,0
Estrazione Combustibili	372,1	391,6	5,2	388,3	-0,8
Raffinazione e Cokerie	6110,3	5910,0	-3,3	5989,5	1,3
Elettricità e Gas	2481,2	2487,7	0,3	3257,3	30,9
Acquedotti	6324,3	6424,7	1,6	6647,6	3,5
TERZIARIO	83793,0	88276,5	5,4	90268,5	2,3
Servizi vendibili	65562,3	69023,8	5,3	71106,7	3,0
Trasporti	9918,0	10219,3	3,0	10403,9	1,8
Comunicazioni	3681,0	3990,7	8,4	4049,9	1,5
Commercio	21470,8	22656,3	5,5	23316,8	2,9
Alberghi, Ristoranti e Bar	11388,0	11768,6	3,3	11995,6	1,9
Credito ed assicurazioni	2519,5	2659,4	5,6	2619,3	-1,5
Altri Servizi Vendibili	16585,0	17729,5	6,9	18721,1	5,6
Servizi non vendibili	18230,7	19252,7	5,6	19161,8	-0,5
Pubblica amministrazione	4039,5	4308,5	6,7	4321,4	0,3
Illuminazione pubblica	6103,5	6371,6	4,4	5997,2	-5,9
Altri Servizi non Vendibili	8087,7	8572,6	6,0	8843,2	3,2
DOMESTICO	66932,5	67602,6	1,0	67220,4	-0,6
- di cui serv. gen. edifici	5058,4	5126,9	1,4	5061,7	-1,3
TOTALE	309816,8	317533,2	2,5	318952,5	0,4

Fonte: Terna S.p.A.

Tab. 29 – Regione Campania: consuntivi consumi elettrici 2005-2007 - GWh

Tipi Attività	Anno 2005 GWh	Anno 2006 GWh	Var. %	Anno 2007 GWh	Var. %
1. AGRICOLTURA	248,0	246,5	-1,0	263,7	7,0
2. INDUSTRIA	5353,2	5509,3	2,9	5564,4	1,0
3. Manifatturiera di base	1597,7	1649,3	3,2	1619,0	-1,8
4. Siderurgica	81,3	83,0	2,1	86,1	3,7
5. Metalli non Ferrosi	114,6	110,3	-3,8	118,8	7,7
6. Chimica	513,7	506,9	-1,3	484,5	-4,4
7. - di cui fibre	21,4	37,0	72,9	36,8	-0,5
8. Materiali da costruzione	587,2	616,1	4,9	596,2	-3,2
9. - estrazione da cava	47,3	44,6	-5,7	40,7	-8,7
10. - ceramiche e vetrarie	139,9	138,2	-1,2	136,7	-1,1
11. - cemento, calce e gesso	251,8	289,2	14,9	270,9	-6,3
12. - laterizi	33,6	32,3	-3,9	34,8	7,7
13. - manufatti in cemento	78,0	73,6	-5,6	76,1	3,4
14. - altre lavorazioni	36,7	38,3	4,4	37,0	-3,4
15. Cartaria	301,0	333,1	10,7	333,4	0,1
16. - di cui carta e cartotecnica	248,1	279,1	12,5	277,0	-0,8
17. Manifatturiera non di base	3059,4	3137,3	2,5	3154,4	0,5
18. Alimentare	844,1	861,7	2,1	880,9	2,2
19. Tessile, abbigliamento e calzature	284,4	280,3	-1,4	273,2	-2,5
20. - tessile	110,7	109,7	-0,9	112,2	2,3
21. - vestiario e abbigliamento	55,6	52,2	-6,1	44,7	-14,4
22. - pelli e cuoio	71,5	73,1	2,2	72,4	-1,0
23. - calzature	46,7	45,2	-3,2	43,9	-2,9
24. Meccanica	665,1	689,4	3,7	731,8	6,2
25. - di cui apparecch. elett. ed elettron.	155,6	155,5	-0,1	165,4	6,4
26. Mezzi di Trasporto	614,3	636,2	3,6	603,5	-5,1
27. - di cui mezzi di trasporto terrestri	452,0	473,6	4,8	444,7	-6,1
28. Lavorazione Plastica e Gomma	409,3	429,7	5,0	424,6	-1,2
29. - di cui articoli in materie plastiche	382,8	402,7	5,2	396,5	-1,5
30. Legno e Mobilio	150,6	146,1	-3,0	145,9	-0,1
31. Altre Manifatturiere	91,5	93,8	2,5	94,6	0,9
32. Costruzioni	81,2	100,5	23,8	108,8	8,3
33. Energia ed acqua	614,9	622,2	1,2	682,2	9,6
34. Estrazione Combustibili	4,0	4,2	5,0	3,9	-7,1
35. Raffinazione e Cokerie	29,7	30,1	1,3	29,1	-3,3
36. Elettricità e Gas	45,8	47,2	3,1	61,1	29,4
37. Acquedotti	535,4	540,7	1,0	588,2	8,8
38. TERZIARIO	5365,6	5622,6	4,8	5812,6	3,4
39. Servizi vendibili	3968,1	4166,8	5,0	4363,0	4,7
40. Trasporti	629,9	654,4	3,9	644,2	-1,6
41. Comunicazioni	203,3	215,9	6,2	223,5	3,5
42. Commercio	1445,8	1528,3	5,7	1607,2	5,2
43. Alberghi, Ristoranti e Bar	711,6	722,1	1,5	779,6	8,0
44. Credito ed assicurazioni	98,6	103,9	5,4	90,4	-13,0
45. Altri Servizi Vendibili	878,9	942,3	7,2	1018,0	8,0
46. Servizi non vendibili	1397,5	1455,8	4,2	1449,6	-0,4
47. Pubblica amministrazione	311,1	332,6	6,9	321,7	-3,3
48. Illuminazione pubblica	519,4	506,6	-2,5	494,1	-2,5
49. Altri Servizi non Vendibili	567,0	616,7	8,8	633,8	2,8
50. DOMESTICO	5680,1	5746,0	1,2	5746,6	0,0
51. - di cui serv. gen. edifici	362,6	370,8	2,3	394,8	6,5
52. TOTALE	16647,7	17124,4	2,9	17387,2	1,5

Fonte: Terna S.p.A.

La domanda elettrica nello Scenario Tendenziale

Lo Scenario Tendenziale è caratterizzato dallo sviluppo tendenziale della domanda elettrica in linea con quella verificatasi a livello nazionale negli anni più recenti.

La domanda di energia elettrica per usi finali deriva dalla richiesta di beni e servizi prodotti grazie ad apparecchiature che funzionano elettricamente e che consumano proporzionalmente al loro tempo di utilizzo e alla loro efficienza. Partendo da una previsione delle domande di servizio energetico più significative, articolate nei vari comparti secondo lo schema riportato in Tab. , e dai dati tecnologici disponibili, sono state elaborate delle previsioni sui consumi aggregati ripartiti per uso finale nei cinque comparti sia a livello nazionale che per la regione Campania.

La previsione dei consumi è il risultato della stima effettuata, sulla base di dati storici ISTAT, TERNA e studi di settore, oltre che dell'andamento atteso dei driver socio-economici e tecnologici della domanda di energia, in particolare:

- per i settori Industria, Terziario, Agricoltura:
 - o la variazione del PIL nazionale;
 - o le intensità elettriche dei diversi settori produttivi
- per il settore Residenziale
 - o la popolazione residente e il numero di famiglie;
 - o la diffusione presso le famiglie dei diversi elettrodomestici
 - o le caratteristiche del parco tecnologico (consumi specifici, vita, costi) ;
- per il settore trasporti
 - o la penetrazione della trazione elettrica.

Tab. 30 - Suddivisione adottata per i settori merceologici

RESIDENZIALE	INDUSTRIA	TERZIARIO	TRASPORTI
ACS	Metallurgica e siderurgica	Produzione di freddo	Traffico merci
Illuminazione	Meccanica	Apparecchiature per uffici	Traffico passeggeri
Refrigerazione	Agroalimentare	Climatizzazione ambienti	
Congelazione	Tessile e abbigliamento	Riscaldamento ambienti	
Lavaggio biancheria	Materiali da costruzioni, vetro e ceramica	Cottura	
Asciugatura biancheria	Chimica e petrolchimica	Acqua calda	
Lavaggio stoviglie	Cartaria e grafica	Illuminazione	
Condizionamento	Altre manifatturiere	Processi e altri servizi	
Riscaldamento	Edilizia		
Cottura ^(I)	Energia ed acqua		
Intrattenimento ^(II)			
Servizi generali per la casa ^(III)			
Servizi generali per edifici ^(IV)			

(I) la voce "cottura" comprende i consumi dovuti a forni elettrici, a microonde e ai fornelli elettrici

(II) la voce "intrattenimento" comprende i consumi dovuti agli apparecchi TV, videoregistratori, videocamere, Hi-Fi, PC, modem, segreterie, fax, videogames

III) la voce “Servizi generali per la casa” comprende i consumi dovuti ai piccoli elettrodomestici non esplicitamente dichiarati nelle altre voci quali ad es. aspirapolvere, ferri da stiro, asciugacapelli, radiosveglie, frullatori, etc.

(IV) la voce “servizi generale per gli edifici” comprende una serie di servizi quali luci condominiali, forza motrice per ascensori, cancelli automatici, pompe di circolazione etc.

Fonte: CESI Ricerca

La metodologia utilizzata e i dati di input da cui è stato derivato lo scenario tendenziale nazionale sono qui descritti-

Scenario Tendenziale nazionale

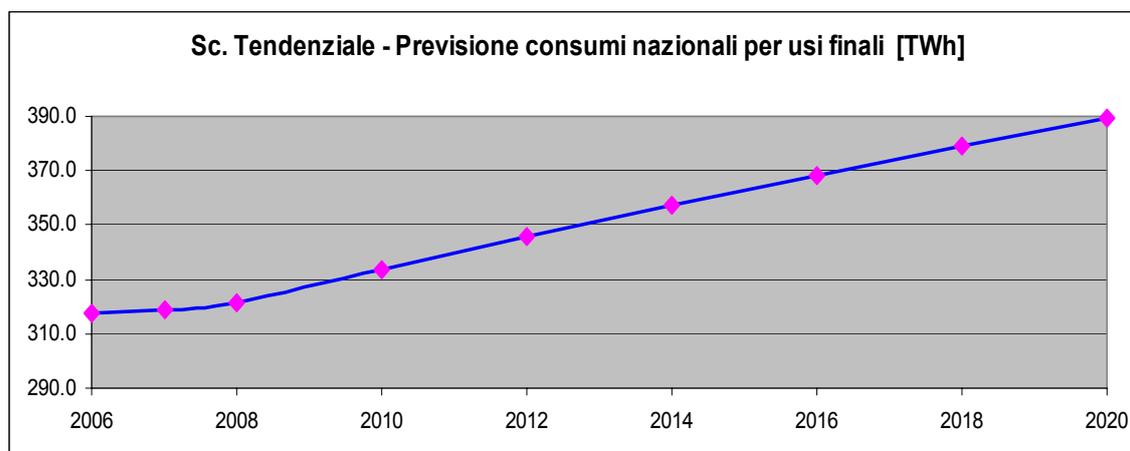
Dalle previsioni dei consumi a livello nazionale riportati nella Fig. 31 emerge un andamento di crescita quasi lineare che rappresenta il risultato complessivo delle ipotesi fatte e della serie storica dei consuntivi nazionali. Dalla Tab. 31 si può notare che a livello nazionale il ruolo preponderante è rivestito nell'ordine i settori Industria, Terziario e Residenziale rispetto ai ruoli marginali di Trasporti e Agricoltura. Con il trend di crescita ipotizzato per il 2030, qui non riportato, è stato inoltre previsto un consumo tendenziale nazionale di circa 430 TWh. Analizzando l'andamento dell'incidenza percentuale prevista per i vari settori si nota dalla Fig. 32 a livello nazionale una riduzione della percentuale di incidenza dei consumi industriali del 3.3 % dal 2007 al 2020 e una riduzione dell'incidenza dello 0,5 % nello stesso periodo dei consumi nel Residenziale quasi tutte a favore di un aumento nello stesso periodo di circa il 4.2 % dell'incidenza del settore Terziario.

Tab. 31 - Scenario tendenziale: consumi nazionali settoriali - TWh

Settore	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Residenziale	70.8	72.8	74.7	76.6	78.2	80.0
Terziario	86.6	92.3	98.0	103.5	108.8	113.7
Industria	159.6	163.0	166.4	169.5	172.5	175.3
Trasporti	11.1	11.6	12.1	12.5	13.0	13.5
Agricoltura	5.7	5.9	6.1	6.3	6.4	6.6
Totale Italia	333.7	345.7	357.2	368.4	379.0	389.1

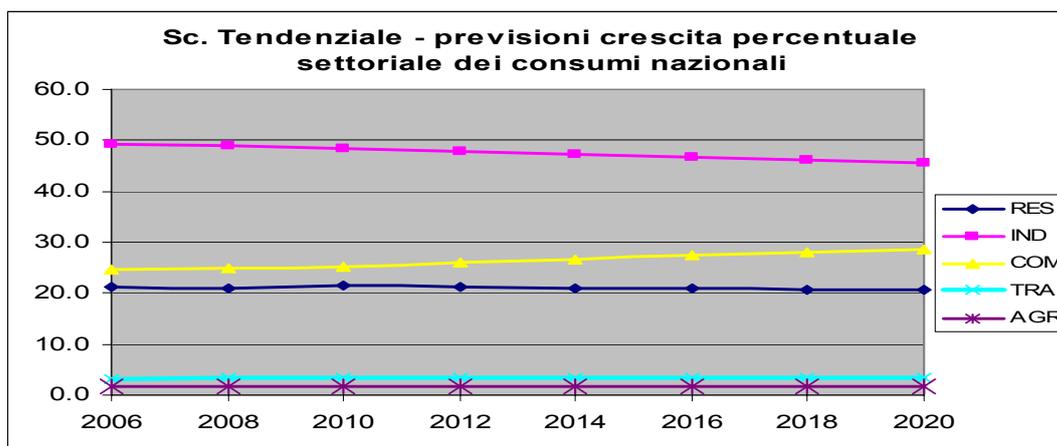
Fonte:CESI Ricerca

Fig. 31 – Italia: previsione dei consumi secondo lo scenario tendenziale



Fonte: CESI Ricerca

Fig. 32 – Italia: incidenza dei vari settori sui consumi nello scenario tendenziale – (%)



Fonte: CESI Ricerca

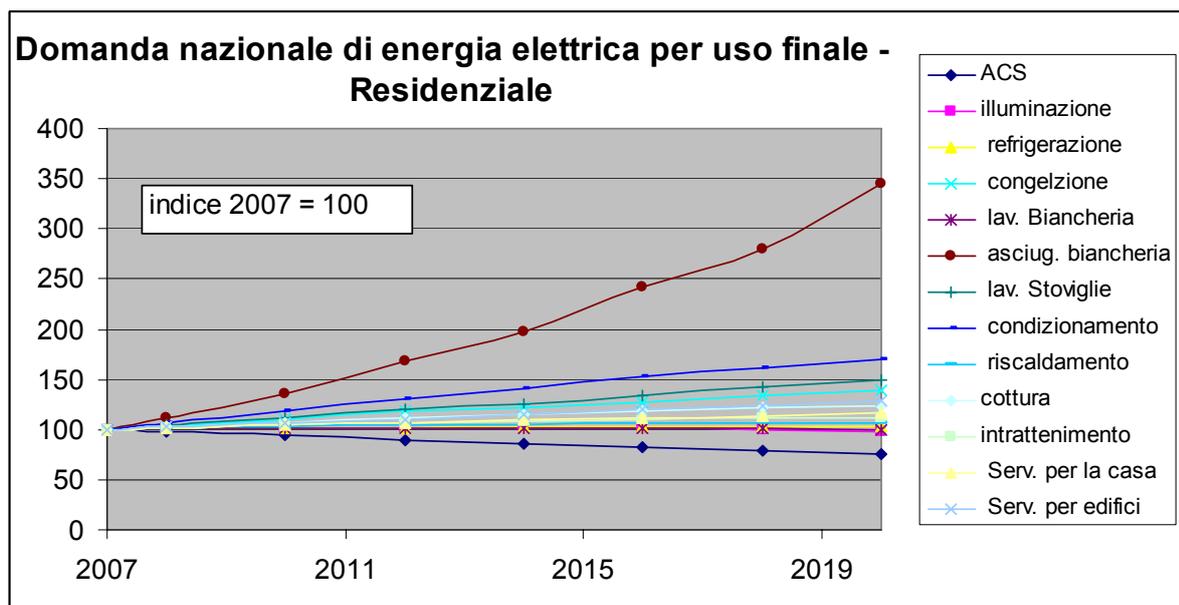
Nella Tab. 32 viene riportato l'andamento dei consumi nazionali, nello scenario tendenziale, per i settori per i quali esiste una suddivisione fine in comparti.

Tab.32 - Italia: consumi di energia elettrica del settore Residenziale nello scenario tendenziale - GWh

RESIDENZIALE	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Acqua calda Sanitaria	4266	4065	3895	3714	3542	3391
Illuminazione	8033	8040	8049	7987	7891	7785
Refrigerazione	8203	8213	8263	8275	8279	8299
Congelazione	4934	5253	5456	5631	6005	6184
Lavaggio biancheria	5931	5908	5930	5915	5887	5868
Asciugatura biancheria	700	864	1014	1246	1437	1773
Lavaggio stoviglie	4202	4540	4716	5089	5367	5663
Riscaldamento	665	673	681	684	684	683
Condizionamento	4644	5133	5558	6025	6345	6706
Cottura	15028	15558	16148	16608	17036	17431
Intrattenimento	3026	3082	3150	3189	3222	3248
Servizi generali per la casa	5852	5973	6128	6262	6396	6540
Servizi generali per edifici	5296	5497	5719	5939	6150	6395
TOTALE	70781	72800	74707	76565	78240	79966

Fonte: CESI Ricerca

Fig. 33 – Italia: previsione della domanda di energia elettrica per uso finale - Settore Residenziale



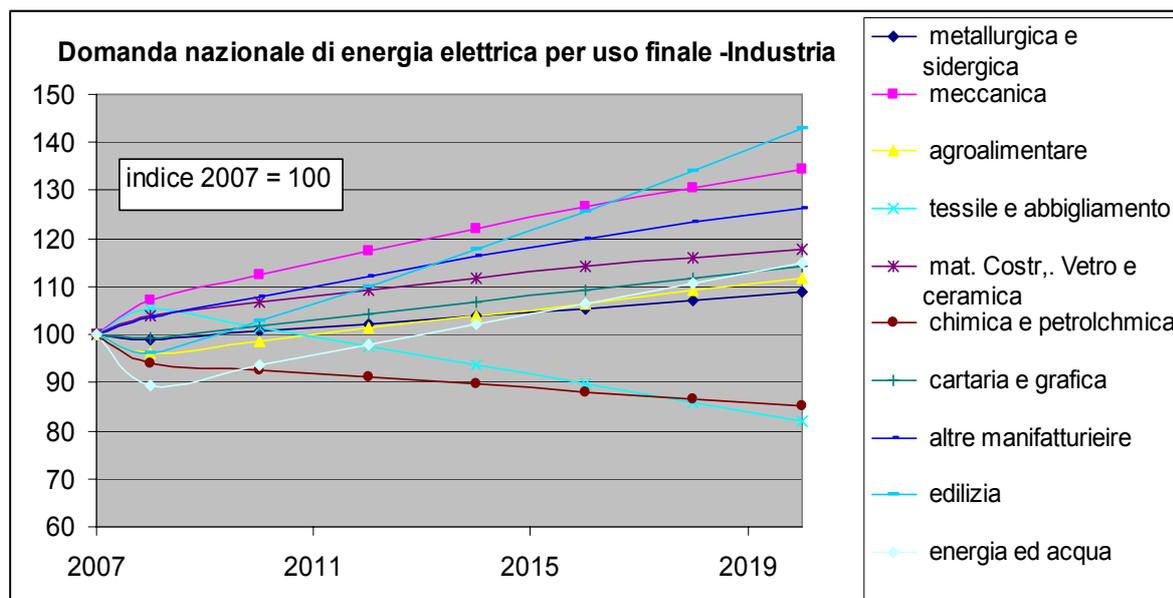
Fonte: CESI Ricerca

Tab. 33 - Italia: consumi di energia elettrica del settore Industria nello scenario tendenziale - GWh

INDUSTRIA	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Metallurgica e siderurgica	26830	27360	27893	28428	28963	29497
Meccanica	29964	30649	31325	31991	32649	33298
Agroalimentare	13412	13922	14441	14967	15502	16044
Tessile e abbigliamento	9307	9579	9851	10124	10396	10669
Mat. Costr., Vetro e ceramica	16228	16620	17003	17378	17745	18104
Chimica e petrolchimica	25048	25354	25644	25918	26178	26423
Cartaria e grafica	11467	11953	12448	12954	13468	13993
Altre manifatturiere	14856	15604	16373	17163	17975	18809
Edilizia	1721	1798	1875	1955	2035	2117
Energia ed acqua	9182	9696	10220	10756	11303	11861
Totali	158.014	162.534	167.074	171.634	176.215	180.816

Fonte: CESI Ricerca

Fig. 34 – Italia: previsione della domanda di energia elettrica per uso finale – Settore Industri



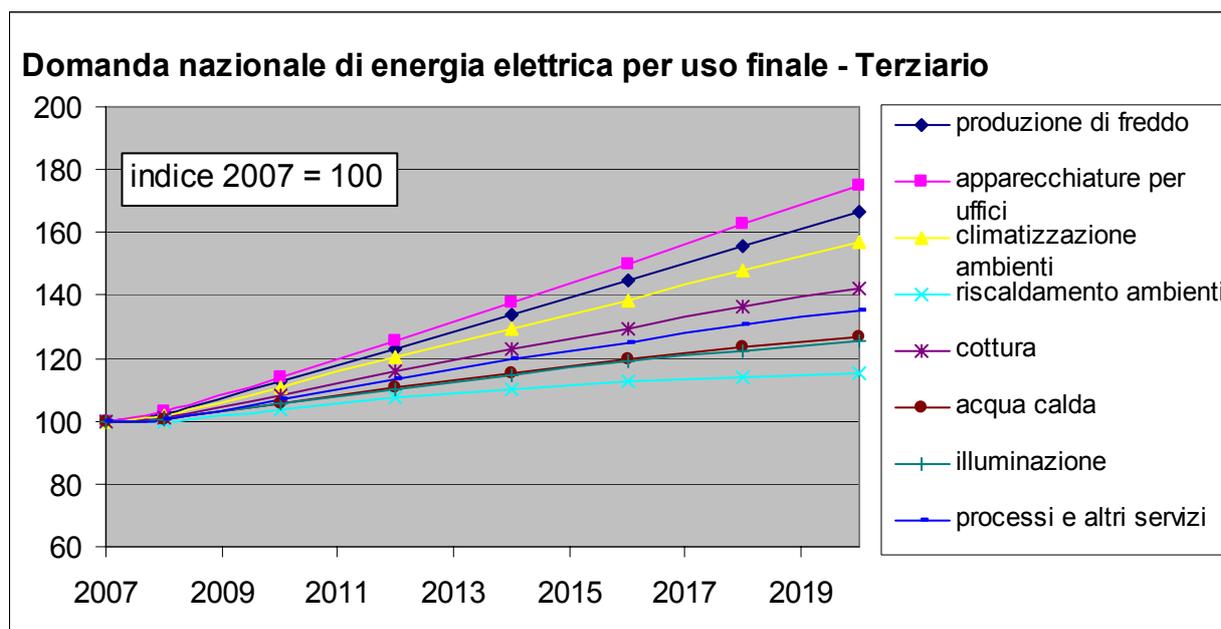
Fonte:CESI Ricerca

Tab. 34 – Italia: consumi di energia elettrica del settore Terziario nello scenario tendenziale - GWh

Terziario	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Produzione di freddo	6.924	7.571	8.233	8.903	9.572	10.236
Apparecchiature per uffici	15.579	17.168	18.815	20.493	22.185	23.883
Climatizzazione ambienti	12.127	13.134	14.147	15.168	16.186	17.178
Riscaldamento ambienti	6.049	6.257	6.437	6.571	6.656	6.705
Cottura	866	924	980	1.035	1.088	1.137
Acqua calda	3.981	4.174	4.352	4.514	4.656	4.777
Illuminazione	27.697	28.997	30.192	31.265	32.201	32.981
Processi e altri servizi	13.329	14.114	14.863	15.573	16.235	16.832
Totali	86.552	92.341	98.019	103.521	108.780	113.729

Fonte:CESI Ricerca

Fig. 35 – Italia: previsione della domanda di energia elettrica per uso finale – Settore Terziario



2.2.6 L'evoluzione tendenziale dei consumi di energia finale

Risulta quindi evidente l'importanza di un approccio integrato e la conseguente necessità di competenze multidisciplinari, in relazione alle diverse fasi che generalmente caratterizzano un percorso completo di descrizione e modellizzazione (analisi economica, analisi della domanda di energia, caratterizzazione delle tecnologie energetiche, bilancio domanda/offerta, analisi degli impatti, analisi delle decisioni). A tal fine vengono in genere utilizzati degli appositi modelli che, attraverso l'analisi di scenario, consentono:

- o la descrizione in forma analitica del Sistema Energetico Regionale, delle sue caratteristiche tecnologiche (impianti di produzione e trasformazione, infrastrutture, tecnologie di uso finale), economiche (costi di investimento, costi dei combustibili) e ambientali e dei flussi di energia associati (consumi ed uso delle fonti energetiche);
- o la valutazione del comportamento del Sistema in base a scenari evolutivi della domanda di energia, della disponibilità e costi delle risorse, delle tecnologie esistenti ed innovative e dei vincoli ambientali ed economici imposti.

I risultati ottenuti da questi modelli consentono, in funzione degli scenari analizzati, di valutare la fattibilità e le potenzialità di politiche energetiche quali ad esempio:

- o la riduzione delle emissioni di CO₂;
- o il potenziale di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni di inquinanti associato alle scelte in materia di efficienza energetica nel settore civile, dei bio-carburanti, agli interventi nel settore della mobilità, ecc.;
- o le potenzialità di utilizzazione delle risorse rinnovabili, in primo luogo la risorsa idrica (per gli impieghi idroelettrici), quella solare (termica e fotovoltaica) e la biomassa;
- o gli effetti sulle dinamiche del sistema dell'introduzione di tecnologie innovative quali la carbon sequestration e di combustibili alternativi (biocombustibile);

Uno degli strumenti più utilizzati a livello internazionale per l'analisi di scenario è il già citato The MARKAL/TIMES (The Integrated Markal and Ecom System) Model. Sviluppato dall'Energy Technology

Systems Analysis Programme (ETSAP) dell'International Energy Agency (IEA) è un modello guidato dalla domanda di servizi energetici che rappresenta l'evoluzione del sistema su un orizzonte temporale tipicamente di 20-50 anni con un dettaglio che può essere sia di tipo monoregionale (nazione, regione, provincia, comune) che di tipo multiregionale (più stati o regioni confinanti). Il sistema è rappresentato come una rete di processi e commodities descrittivi di tutti i possibili flussi a partire dalla estrazione dei combustibili, e via via lungo le trasformazioni e distribuzioni intermedie fino al consumo dei dispositivi finali. Ogni processo è descritto con caratteristiche tecniche ed economiche ed, in base a queste, lo strumento trova la migliore configurazione del sistema (secondo un approccio di ottimizzazione) selezionando il set di opzioni che minimizza il costo totale dell'intero sistema lungo l'intero arco di analisi.

Sono state sviluppate anche alcune varianti del MARKAL, quali:

- MARKAL-MACRO: che collega il MARKAL con un modello macroeconomico per fornire le domande che sono endogene e funzione dei prezzi, includendo gli effetti dell'evoluzione del PIL e dei feedback relativi.
- STOCHASTIC: associa le probabilità con cui ogni scenario avviene privilegiando l'identificazione di strategie più robuste (e cautelative) piuttosto che puramente ottime.

In Italia sono stati realizzati alcuni modelli energetico-ambientali di supporto al processo di pianificazione che utilizzano questi modelli, quali:

- Modello del Sistema Energetico Nazionale Italiano (a singola regione), realizzato con MARKAL/MACRO.
- Modello del Sistema Elettrico Italiano multi-regionale (venti regioni), realizzato con TIMES, commissionato dal CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano - nell'ambito della Ricerca di Sistema.
- Modello del Sistema Energetico Ambientale della Regione Piemonte con TIMES.
- Modello del Sistema Energetico Ambientale della Città di Cuneo per l'analisi di scenari di supporto al Bilancio Energetico Comunale.
- Modello del Sistema Energetico Ambientale della Regione Lombardia per l'analisi di scenari di supporto al Piano Energetico Regionale (in fase di realizzazione).

L'analisi di scenario che è possibile realizzare attraverso il MARKAL richiede dunque la costruzione di un modello del sistema energetico regionale interessato che permetterà, una volta calibrato, di effettuare l'analisi di diversi scenari sia energetici che ambientali. La costruzione di questo modello e la sua calibrazione richiedono tuttavia non solo dei tempi di realizzazione non compatibili con quelli del presente Studio ma soprattutto la disponibilità di serie storiche, delle principali variabili economiche indipendenti e degli indicatori energetici che correlano queste variabili alle possibili modalità di consumo dell'energia, che a livello regionale sono in genere di breve periodo; non è possibile, perciò, tenere in conto variabili casuali e congiunturali che, soprattutto in sede locale e a breve-medio termine, hanno una forte incidenza. Inoltre, come detto, l'orizzonte temporale ottimale di questo modello è di lungo o lunghissimo periodo (20-50 anni), mentre gli scenari evolutivi che devono essere elaborati nell'ambito del presente Studio sono di breve (2013) e medio periodo (2020).

Per consentire di stimare l'evoluzione di un sistema energetico nel breve medio termine, in particolare nello scenario tendenziale BAU (Business As Usual), ossia nell'ipotesi dell'evoluzione spontanea della domanda di energia e delle relative tecnologie di produzione e consumo, possono essere tuttavia applicati modelli semplificati che utilizzano metodologie di estrapolazione e/o simulazione pesata, basate su ipotesi relative a variabili indipendenti o di base che guidano i possibili percorsi dei consumi di energia, che non sono sufficienti a descrivere le complesse interazioni di un sistema energetico, non permettono di individuare quali possono essere le scelte tecnologiche ottimali per raggiungere un determinato obiettivo e non forniscono nessun tipo di informazione economica sul sistema analizzato, ma consentono di stimare rapidamente e con risultati attendibili come potrà evolversi la domanda futura in relazione a quella pregressa. Per analisi più approfondite, soprattutto ai fini della predisposizione di strumenti di pianificazione e programmazione, e quindi di scelta delle azioni da attuare tra possibili soluzioni alternative, è tuttavia necessario utilizzare i modelli descritti precedentemente.

Metodologia utilizzata per la previsione della domanda elettrica

Il metodo di calcolo adottato per la previsione dei consumi non è unico per tutti i comparti ma presenta sensibili differenze fra i vari comparti in relazione ai dati disponibili e dalle peculiarità del settore. Di seguito verranno esaminate le metodologie adottate per i cinque settori in cui è stata suddivisa la Domanda di energia elettrica con una descrizione più dettagliata per i vari comparti del settore Residenziale.

A. INDUSTRIA

Le previsioni dei consumi nazionali per ciascuno dei 10 comparti nei quali è stata suddivisa l'Industria sono state ottenute come estrapolazione delle serie storiche di TERNA, disponibili dal 1992, combinate opportunamente con un valore di riferimento tendenziale all'anno orizzonte 2030 calcolato come il prodotto fra i valori previsti per le intensità elettrica (consumo per unità di VA prodotto) e i VA.

Le previsioni sui consumi regionali sono state poi ottenute ripartendo le previsioni dei valori nazionali mediante l'attribuzione di pesi ottenuti sulla base delle serie storiche dei consumi regionali anch'esse disponibili da TERNA.

Le previsioni sui VA livello nazionale, come detto utilizzate assieme alle intensità elettriche per la stima dei consumi, sono state ottenute estrapolando opportunamente, sulla base di previsioni sull'andamento del PIL (riportate più avanti in tabella), le 10 serie storiche disponibili da ISTAT espresse come valori concatenati ai prezzi base in M€-2000.

Le previsioni delle intensità elettriche nazionali sono state ottenute estrapolando opportunamente i rapporti fra le serie storiche dei consumi forniti da TERNA e i VA forniti da ISTAT. Per estrapolare questi dati è stato utilizzato un valore tendenziale all'anno orizzonte 2030 stimato sulla base di studi di settore.

Le procedure per effettuare tutte le previsioni citate sono state automatizzate in un programma di calcolo denominato "PREVICON" sviluppato da CESI RICERCA e di cui è in fase di stesura la documentazione relativa.

B. TERZIARIO

Il metodo per ricavare le previsioni dei consumi nazionali e regionali è identico a quello esposto per l'Industria.

Diversamente però da quanto visto per l'Industria, la suddivisione adottata da TERNA e ISTAT per il Terziario è diversa da quella utilizzata per il presente studio e quindi le serie storiche disponibili dei consumi sono solo quelle complessive del settore (cioè non ulteriormente articolate in comparti), sia a livello nazionale che regionale.

Per ricavare i consumi nazionali per ciascuno degli 8 comparti nei quali è stato suddiviso il Terziario è stato effettuato il prodotto fra la previsione delle quote percentuali di consumo assegnate ogni anno a ciascun comparto e la previsione di consumo regionale totale precedentemente ricavata.

Nel modello adottato queste percentuali rimangono invariate per ogni regione ma variano con gli anni. Le percentuali adottate per il 2007 sono riportate di seguito nella Tab. A1.

Tab. A1 – Disaggregazione dei consumi 2007 adottata per i comparti del Terziario – (%)

Tipologia d'uso	%
Freddo	0,077
Apparecchiature Uffici	0,171
Climatizzazione Ambienti	0,137
Riscaldamento Ambienti	0,073
Cottura	0,010
Acqua Calda Sanitaria	0,047
Illuminazione	0,329
Processi e altri servizi	0,156

Fonte: CESI Ricerca

C. AGRICOLTURA E TRASPORTI

Il metodo per ricavare le previsioni dei consumi nazionali e regionali è identico a quello esposto per l'Industria.

Sia i Trasporti che l'Agricoltura sono considerati come un singolo comparto.

D. RESIDENZIALE

Per questo settore il calcolo dei consumi è stato fatto separatamente per ognuna delle principali applicazioni di uso finale del settore facendo esplicito riferimento alla diffusione sul territorio degli elettrodomestici, al loro impiego e alle loro caratteristiche tecniche. Per ricavare questi valori si è ricorso a dati riportati nella letteratura tecnica, a contatti personali con operatori del settore e associazioni di categoria e a dati di vendita degli ultimi anni ottenuti attraverso una società leader di ricerche di mercato. Con questi dati sulla composizione del mercato attuale si sono fatte delle ipotesi sul tasso di rinnovo del parco tecnologico e sulle tecnologie che vi entreranno a far parte sia per sostituzione di apparecchi che per incremento del parco. Con queste ipotesi, combinate a quelle sulle previsioni di utilizzo delle apparecchiature stesse, sono stati stimati il numero di apparecchi nei prossimi anni e le loro caratteristiche medie.

In tutti i casi esaminati il consumo nazionale è stato ricavato come somma dei singoli consumi regionali e per ogni regione il consumo è ottenuto come prodotto tra la domanda di servizi regionale specifica del comparto e il consumo specifico medio delle apparecchiature del comparto.

Si è assunta inoltre l'ipotesi semplificativa che il parco tecnologico degli elettrodomestici sia sostanzialmente omogeneo per tipologia su tutto il territorio e che quindi il consumo specifico medio delle singole apparecchiature fosse uguale per tutte le regioni

D1. Riscaldamento elettrico degli ambienti

Il consumo specifico si assume variabile nel tempo coerentemente con l'evoluzione attesa del parco tecnologico.

La Domanda di servizi (DM) di riscaldamento ambienti, espressa in Tcal/a, viene calcolata come:

$$DM = (\text{percentuale di diffusione riscaldamento elettrico}) * (\text{n}^\circ \text{ abitazioni occupate}) * (\text{fabbisogno di riscaldamento per m}^2) * (\text{superficie media per abitazione}),$$

dove:

- la percentuale di diffusione del riscaldamento elettrico per ogni regione si è ritenuta approssimativamente costante dal 2000 in avanti. Per l'anno 2000 è stata calcolata come rapporto fra il n. di apparecchi e il n. di abitazioni occupate;
- il fabbisogno per riscaldamento per superficie unitaria è stato anch'esso ritenuto costante nel tempo;

- la superficie media delle abitazioni è stata stimata per ogni regione estrapolando un dato storico del 2001, ritenuto condivisibile.

D2. Condizionamento elettrico degli ambienti

Il consumo specifico medio dei condizionatori si assume variabile nel tempo coerentemente con l'evoluzione attesa del parco tecnologico.

La Domanda di servizi di condizionamento ambienti, espressa in TWh * fr/a, viene calcolata come:

$DM = (\text{diffusione percentuale condizionatori nelle abitazioni occupate}) * (\text{n}^\circ \text{abitazioni occupate}) * (\text{fabbisogno raffrescamento per m}^2) * (\text{m}^2 \text{ stanza media raffrescata}),$

dove:

- la percentuale di diffusione dei condizionatori nelle abitazioni occupate per ogni regione è ottenuta estrapolando dati di letteratura ritenuti attendibili in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita disponibili;
- il fabbisogno di raffrescamento per superficie unitaria, espresso in kWh*fr/(m2*a), è stato ritenuto costante nel tempo e ricavato da dati di letteratura;
- la superficie media delle stanze raffrescate è stata ritenuta costante nel tempo ma variabile per ogni regione.

D3. Lavaggio biancheria

Il consumo specifico medio della lavabiancheria si assume che diminuisca gradatamente nel tempo in funzione dell'evoluzione attesa del parco tecnologico.

La Domanda di servizi di lavaggio biancheria, espressa in miliardi di lavaggi/a, viene calcolata come:

$DM = (\text{n}^\circ \text{lavaggi} / (\text{anno} * \text{apparecchio})) * (\text{n}^\circ \text{lavabiancheria}),$

dove:

- il numero di lavaggi annui per lavabiancheria è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando opportunamente dati di letteratura ritenuti attendibili;
- il numero di lavabiancheria regionali è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando, in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita, i dati di letteratura disponibili.

D4. Asciugatura biancheria

Il metodo di calcolo è molto simile a quello adottato per il lavaggio biancheria dal quale differisce principalmente per il fatto che il consumo specifico di un'asciugatura è più elevato del corrispondente lavaggio e per la quantità di apparecchi sul mercato che in questo caso è drasticamente inferiore.

Il consumo specifico si assume che diminuisca gradatamente nel tempo in funzione dell'evoluzione attesa del parco tecnologico.

La Domanda di servizi di asciugatura biancheria, espressa in miliardi di cicli/a, viene calcolata come:

$DM = (\text{n}^\circ \text{cicli} / (\text{anno} * \text{apparecchio})) * (\text{n}^\circ \text{asciugabiancheria}),$

dove:

- il numero di cicli annui per asciugabiancheria è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando opportunamente dati di letteratura ritenuti attendibili;
- il numero di asciugabiancheria regionali è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando, in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita, i dati di letteratura disponibili.

D5. Lavaggio stoviglie

Anche qui il metodo di calcolo è molto simile a quello adottato per il lavaggio biancheria.

Il consumo specifico, espresso in kWh/lavaggio, si assume che diminuisca gradatamente nel tempo in funzione dell'evoluzione attesa del parco tecnologico.

La Domanda di servizi di lavaggio stoviglie, espressa in miliardi di lavaggi/a viene calcolata come:

$$DM = (n^{\circ} \text{ cicli} / (\text{anno} * \text{apparecchio})) * (n^{\circ} \text{ lavastoviglie}),$$

dove:

- il numero di lavaggi annui per lavastoviglie è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando opportunamente dati di letteratura ritenuti attendibili;
- il numero di lavastoviglie regionali è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando, in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita, i dati di letteratura disponibili.

D6. Refrigerazione

Il consumo specifico per litro refrigerato si assume che diminuisca gradatamente nel tempo.

La Domanda di servizi di refrigerazione, espressa in miliardi di litri/a, viene calcolata come:

$$DM = (n^{\circ} \text{ litri} / \text{apparecchio}) * (n^{\circ} \text{ frigoriferi}),$$

dove:

- le dimensioni in litri per frigorifero medio sono state ritenute variabili nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando dati di letteratura ritenuti attendibili;
- il numero di frigoriferi regionali è stato ritenuto variabile nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando, in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita, i dati di letteratura disponibili.

D7. Congelazione

Il procedimento adottato è analogo a quello per la refrigerazione.

Il consumo specifico per litro di congelatore si assume che diminuisca gradatamente nel tempo.

La Domanda di servizi di congelazione, espressa in miliardi di litri/a, viene calcolata come:

$$DM = (n^{\circ} \text{ litri} / \text{apparecchio}) * (n^{\circ} \text{ congelatori}),$$

dove;

- le dimensioni in litri per il congelatore medio sono state ritenute variabili nel tempo e per regione. Il calcolo è stato effettuato estrapolando dati di letteratura ritenuti attendibili;
- il numero di congelatori regionali è stato ritenuto variabile nel tempo. Il calcolo è stato effettuato estrapolando, in funzione del numero di famiglie e dei dati di vendita, i dati di letteratura disponibili.

D8. Acqua Calda Sanitaria

Il consumo specifico per litro di uno scaldacqua elettrico si assume che diminuisca gradatamente nel tempo.

La Domanda di servizi di acqua calda sanitaria, espressa in miliardi di litri/a viene calcolata come:

$$DM = (\text{fabbisogno personale giornaliero acqua calda}) * (n^{\circ} \text{ scaldacqua}) * (\text{n. medio componenti per famiglia}) * 365,$$

dove:

- il fabbisogno personale acqua calda, espresso in litri/persona/giorno, si è assunto essere variabile per regione e con il tempo;
- il numero di apparecchi nazionale viene stimato estrapolando dati storici ritenuti attendibili. La distribuzione regionale è stata ottenuta da quella nazionale attribuendo dei pesi opportuni alle varie regioni sulla base di dati storici del 2001;

- il numero medio di persone per nucleo familiare viene stimato estrapolando dati storici ritenuti attendibili. La distribuzione regionale è stata ottenuta da quella nazionale attribuendo dei pesi opportuni alle varie regioni sulla base di dati storici del 2001.

D9. Illuminazione

Il rapporto fra l'efficienza media degli apparecchi per l'illuminazione e il numero di ore annuali di utilizzo si assume essere uguale per tutte le regioni e variabile nel tempo.

La Domanda di servizi di illuminamento, espressa in miliardi di lumen/a, viene calcolata come:

$$DM = (\text{illuminamento medio}) * (\text{superficie media abitazione}) * (\text{n}^\circ \text{famiglie}),$$

dove:

- l'illuminamento medio per abitazione, espresso in lumen per metro quadro, è variabile nel tempo e per regione. Il calcolo a livello nazionale è stato effettuato estrapolando opportunamente dei valori di riferimento ritenuti accettabili per un'abitazione standard. La regionalizzazione è stata fatta anche utilizzando e dei dati di radiazione solare annua incidente, suddivisi per regione;
- la superficie media delle abitazioni è stata stimata per ogni regione estrapolando un dato storico del 2001 ritenuto condivisibile;
- il numero di famiglie per regione è stato ritenuto come rapporto fra le previsioni sulla crescita della popolazione fornite da ISTAT e quelle sul numero medio di componenti del nucleo familiare.

D10. Cottura

I consumi di questo comparto sono la somma di quelli dovuti ai forni elettrici, forni a microonde e fornelli elettrici. Il metodo di calcolo è simile in tutti e tre i casi.

Il consumo per tipo di apparecchio è ottenuto come prodotto del consumo specifico medio e del numero di apparecchi.

Il consumo specifico di un apparecchio si assume essere uguale per tutte le regioni e che aumenti gradatamente nel tempo. Questo fatto in controtendenza con l'andamento previsto per gli altri elettrodomestici si spiega con una ipotesi di tendenza a una maggiore richiesta di prestazioni dagli apparecchi.

Il numero di apparecchi regionale viene calcolato estrapolando opportunamente dei valori di riferimento ritenuti condivisibili.

D11. Intrattenimento

Questo comparto comprende i consumi dovuti ad apparecchi TV, videoregistratori, videocamere, sistemi Hi-Fi, PC, modem, segreterie, fax, videogames.

I consumi regionali sono la somma di quelli dovuti a ogni singola categoria di elettrodomestici. Il calcolo dei singoli fattori della somma è stato ottenuto come prodotto del consumo specifico medio annuale, dell'elettrodomestico e il numero di apparecchi presenti in ogni singola regione.

Il consumo specifico medio annuale è stato ottenuto tenendo conto del tempo di utilizzo stimato e delle caratteristiche medie delle apparecchiature presenti sul mercato. Ad esempio per i televisori si è tenuto conto di caratteristiche quali la potenza a regime e potenza in stand-by in funzione delle dimensioni dello schermo. Per i videoregistratori, in funzione del numero di testine, si è tenuto conto delle potenze nominali e di stand-by, delle potenze in registrazione e in riproduzione.

Il numero di apparecchi presenti è stato stimato sulla base di dati ritenuti attendibili e di ipotesi di crescita della diffusione nelle famiglie.

E. Drivers socio-economici nazionali per la Domanda di energia elettrica**E1. Previsioni Valori Aggiunti Nazionali**

Nella Tab. A2 vengono illustrate le previsioni sugli andamenti dei valori aggiunti (VA), espressi in valori concatenati ai prezzi base in M€-2000. Le previsioni sul totale nazionale dei quattro comparti (Industria, Terziario, Trasporti, Agricoltura) sono basate su serie storiche ISTAT e ipotesi di crescita del PIL come riportato in tabella. Queste previsioni sul PIL derivano da previsioni UE nel periodo 2008 – 2010 e previsioni TERNA fino al 2018. Per i restanti anni fino al 2030 si è ipotizzata una crescita prudentiale.

Tab. A2 – Variazioni del PIL utilizzati nel modello per le previsioni sui VA nazionali – (%)

Periodo	2007	da 2008 a 2009	2010	da 2011 a 2012	da 2013 a 2018	da 2019 a 2030
Var. % PIL	1.5	0	0.6	0.9	1.4	1

Fonte:elaborazione CESI Ricerca

L'ultimo anno della serie storica ISTAT disponibile al momento è il 2006 per il quale si ha un PIL totale di circa 1255*103 [M€-2000]. La previsione fatta porta a un valore finale al 2030 di circa 1675*103 [M€-2000].

Osservando in dettaglio la Tab. A3 e la Fig. A1 delle previsioni dei VA si osserva con riferimento ai vari comparti industriali un andamento complessivamente in crescita ma abbastanza differenziato in cui alcuni comparti si prevedono in crescita e altri in forte diminuzione quali i comparti Tessile e Chimico. I comparti industriali preponderanti risultano essere quelli edilizio e siderurgico.

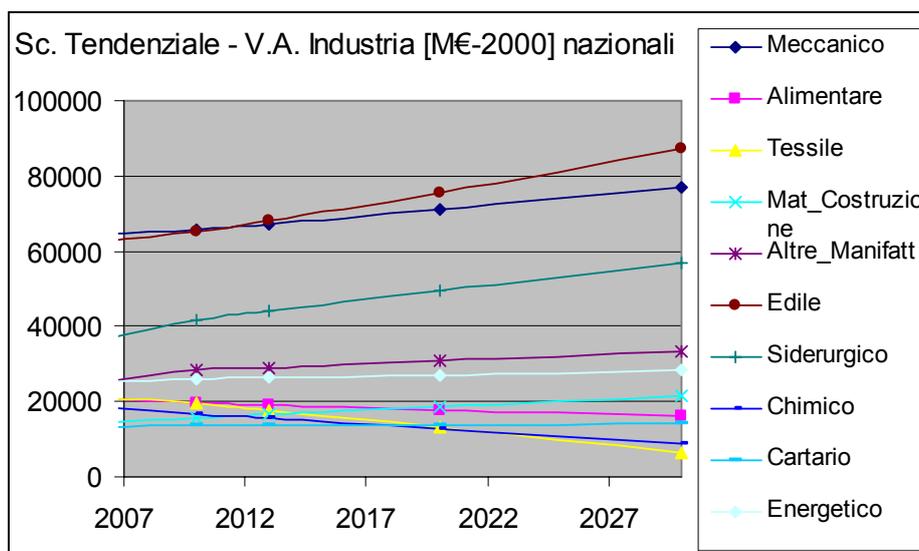
Negli altri settori, Agricoltura, Trasporti e soprattutto Terziario, i VA si prevedono in sensibile crescita.

Tab. A3 – Previsione VA nazionali - (M€-2000)

Settore	2006	2010	2013	2020	2030
Agricoltura	28.007	30.103	30.719	32.229	34.590
Meccanico	64.648	65.618	67.313	71.290	77.085
Alimentare	20.845	19.467	18.981	17.848	16.257
Tessile	21.195	19.743	17.716	13.027	6.449
Materiale costruzione	14.193	15.902	16.656	18.544	21.611
Altre manifatturiero	25.149	28.372	29.151	30.933	33.427
Edile	62.248	65.018	67.968	75.342	87.281
Siderurgico	36.264	41.529	43.932	49.486	57.018
Chimico	18.730	16.708	15.505	12.718	8.808
Cartario	13.010	13.561	13.687	13.969	14.363
Energetico	24.928	25.992	26.336	27.142	28.335
Terziario	729.926	776.398	811.014	892.373	1.008.084
Trasporti	57.720	64.347	67.713	75.627	87.159

Fonte:elaborazione CESI Ricerca

Fig. A1 - Andamento previsto dei VA nazionali del settore Industria



Fonte:elaborazione CESI Ricerca

F. Previsioni intensità elettriche nazionali

Nella Tab. A4 e nella Fig. A2 vengono presentate le previsioni sugli andamenti delle intensità elettriche per tutti i comparti.

Le previsioni delle intensità elettriche nazionali sono state ottenute estrapolando i rapporti fra le serie storiche dei consumi forniti da TERNA e i VA forniti da ISTAT. I valori previsti negli anni intermedi di intensità sono solo indicativi in quanto non sono stati utilizzati direttamente per ricavare i consumi.

Per il Terziario le intensità dei singoli comparti non sono state ricavate, data la suddivisione adottata diversa da quella di TERNA.

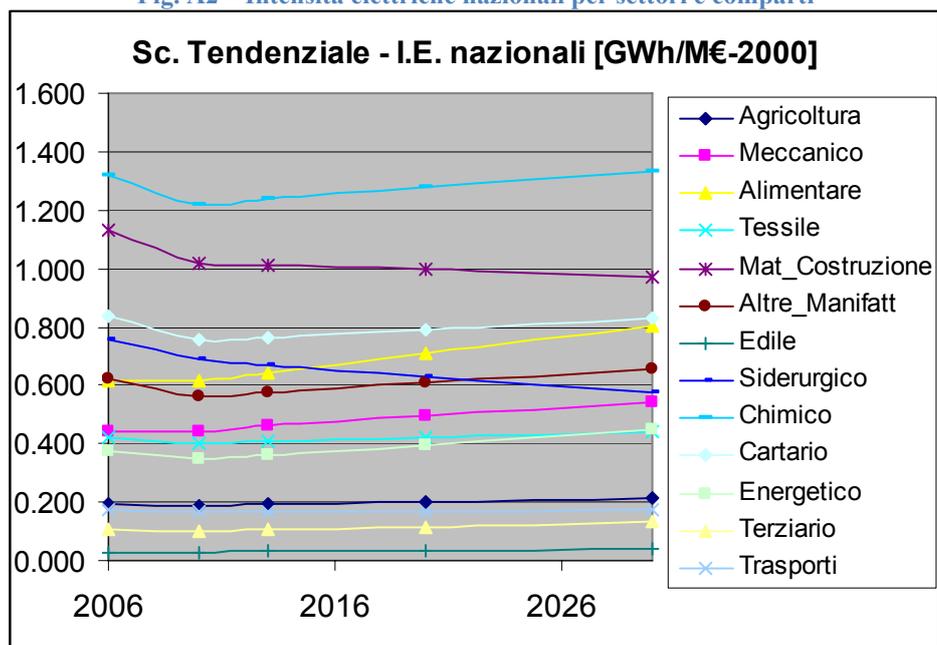
Esaminando i dati iniziali e le previsioni all'anno orizzonte si vede che le tendenze delle intensità elettriche sono generalmente di crescita o sostanzialmente di stazionarietà ad eccezione dei comparti industriali dei Materiali da Costruzione e Siderurgico per i quali si prevede una sensibile diminuzione.

Tab. A4 – Previsione dei valori dell'intensità elettrica nazionale [GWh / M€₋₂₀₀₀]

Settore	2006	2010	2013	2020	2030
Agricoltura	0,197	0,187	0,192	0,201	0,213
Meccanico	0,441	0,445	0,460	0,494	0,543
Alimentare	0,616	0,613	0,641	0,707	0,802
Tessile	0,421	0,404	0,410	0,424	0,444
Materiale costruzione	1,129	1,019	1,012	0,994	0,970
Altre Manifatturiero	0,625	0,565	0,579	0,611	0,657
Edile	0,028	0,029	0,030	0,034	0,040
Siderurgico	0,757	0,689	0,671	0,630	0,576
Chimico	1,321	1,220	1,237	1,277	1,334
Cartario	0,836	0,753	0,765	0,791	0,828
Energetico	0,373	0,346	0,362	0,398	0,451
Terziario	0,107	0,101	0,105	0,116	0,131
Trasporti	0,177	0,166	0,167	0,171	0,176

Fonte:elaborazione CESI Ricerca

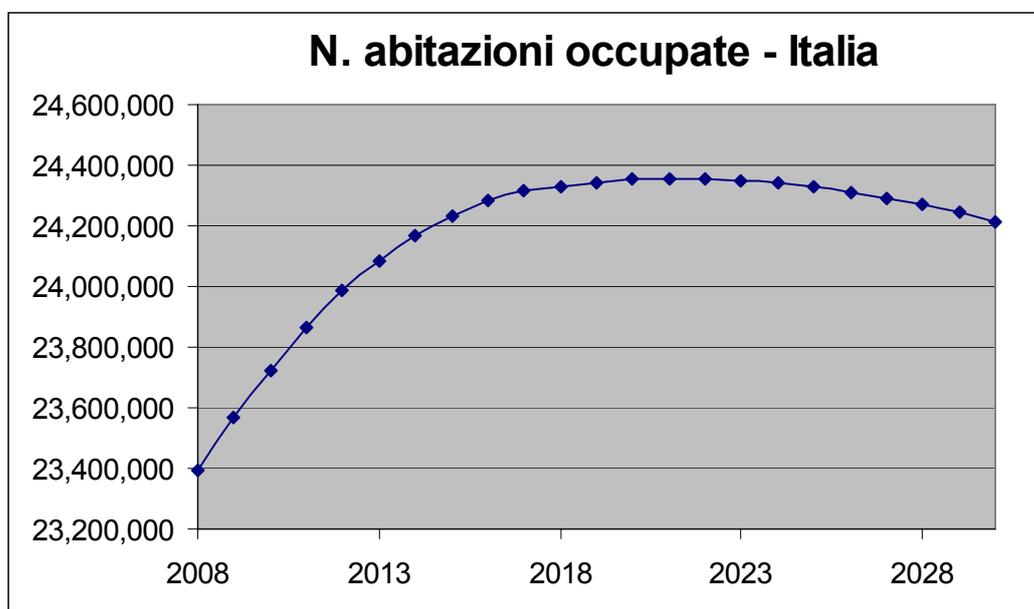
Fig. A2 – Intensità elettriche nazionali per settori e comparti



Fonte:elaborazione CESI Ricerca

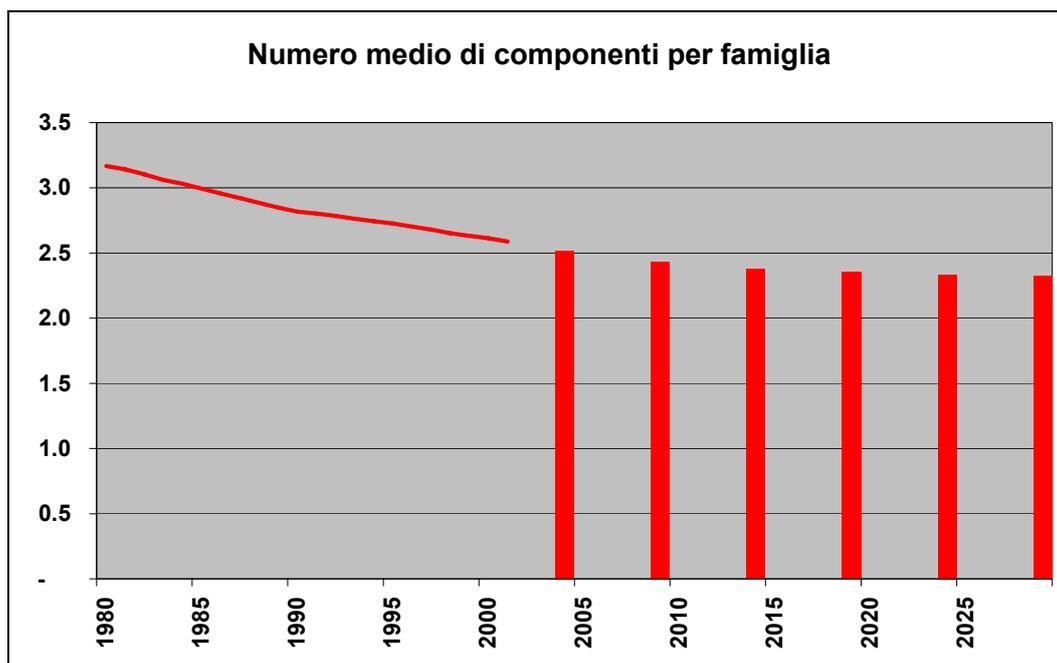
G. Previsioni altri drivers socio-economici nazionali

Fig. A3 – Previsioni sul numero di abitazioni occupate in Italia



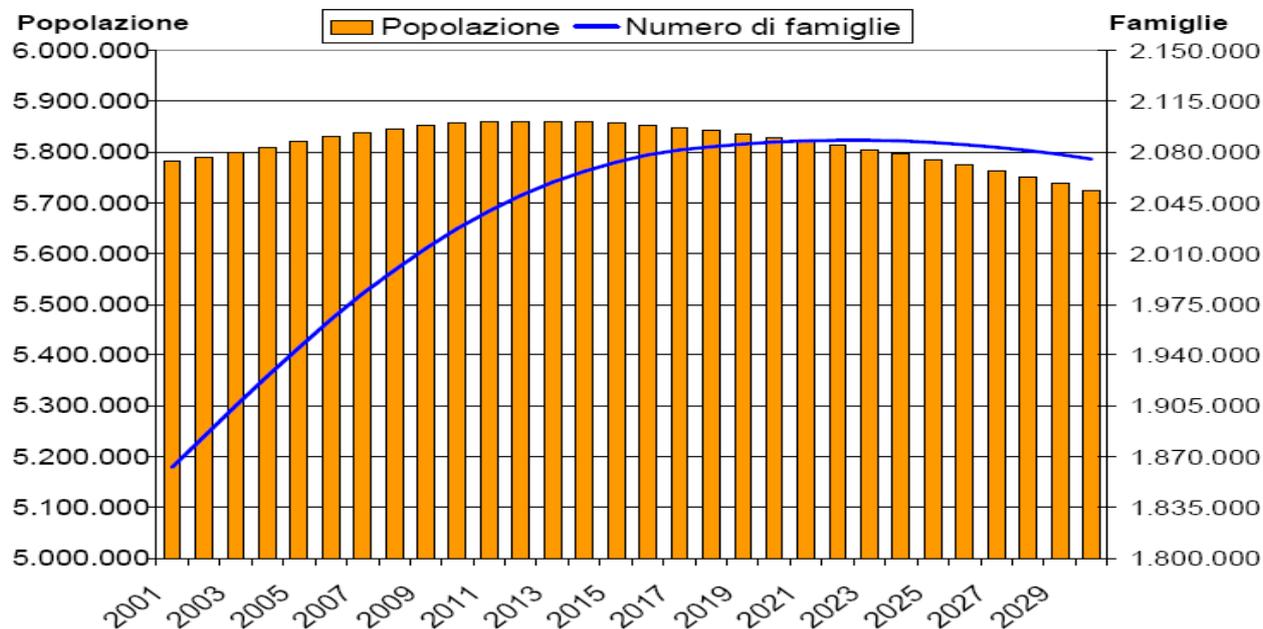
Fonte: elaborazione CESI Ricerca

Fig. A4 – Andamento del numero di persone per nucleo familiare a livello nazionale



Fonte: elaborazione CESI Ricerca

Fig. A5 – Previsioni di crescita della popolazione residente nazionale



Fonte: ISTAT

Analisi energetica del patrimonio edilizio residenziale della Regione Campania e valutazione dei risparmi conseguibili

Ipotesi considerate

Di seguito si riassumono le ipotesi più significative adottate nel modello elaborato nell'ambito del presente lavoro:

1. Il fabbisogno energetico per il riscaldamento del settore residenziale è stato considerato il 90% di quello relativo all'intero patrimonio edilizio regionale, mentre il restante 10% è stato considerato rappresentativo del settore terziario, della pubblica amministrazione, etc.;
2. Le abitazioni hanno la stessa superficie media calpestabile sia che abbiano struttura in muratura che in c.a.;
3. La superficie media calpestabile è stata considerata uguale per tutte le epoche di costruzione (prima del 1961, dal 1962 al 1981, dal 1982 al 1991, dopo il 1991 fino al 2001) e per tutte le tipologie costruttive (muratura o c.a.);
4. L'altezza media delle abitazioni è calcolata come media ponderata tra l'altezza di piano degli edifici in c.a. per l'incidenza percentuale degli edifici in c.a. e l'altezza di piano degli edifici in muratura per l'incidenza percentuale degli edifici in muratura;
5. Si ipotizza che gli impianti autonomi funzionino per tutto il periodo di riscaldamento indicato dal D.P.R. n. 412/1993 (le decurtazioni dovute alla gestione individuale dell'impianto da parte delle singole utenze non sono state prese in considerazione);
6. Si è ipotizzato che le abitazioni non dotate di sistemi di riscaldamento relative ai dati ISTAT [1] siano tutte appartenenti al periodo di costruzione antecedente al 1961;
7. Per il rapporto S/V sono state ipotizzate tre classi: edifici ad un piano, edifici a due e tre piani ed edifici con quattro piani o più. Da tali ipotesi è nota l'altezza degli edifici ma nulla si può dire sulla forma in pianta e la relativa superficie. Per poter individuare l'estensione in pianta è stata svolta un'analisi parametrica atta ad individuare i rapporti di forma S/V più frequenti sul territorio campano.
8. Per ogni epoca si conosce la ripartizione percentuale degli edifici in muratura ed in c.a.. Utilizzando i dati sulla vulnerabilità sismica degli edifici [5] si sono ottenute le incidenze percentuali delle sottotipologie strutturali degli edifici indicate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e la percentuale di edifici ripartiti secondo il rapporto S/V.
9. È stato ipotizzato che la ripartizione degli edifici coincida con quella delle abitazioni, quindi moltiplicando il numero delle abitazioni per le percentuali precedentemente descritte, si è ottenuto il numero delle abitazioni suddivise per sottotipologie strutturali, epoca di costruzione e rapporto S/V. Moltiplicando quest'ultimo dato per il volume medio dell'abitazione, si ottiene il volume riscaldato.
10. La superficie disperdente correlata al volume riscaldato è stata ottenuta moltiplicando il volume riscaldato per il rispettivo fattore di forma, dopodiché si è tenuto conto della contiguità moltiplicando questo valore per un opportuno fattore.
11. La percentuale di superficie trasparente per gli edifici in muratura è stata ipotizzata pari al 14% della superficie laterale, mentre per quella in c.a. è stata ipotizzata pari al 20%.
12. Nel calcolo della trasmittanza dei vetri si è considerato che il 20% dell'edilizia campana, appartenente al periodo antecedente al 1991, ha già subito la sostituzione dei vecchi infissi, passando dal vetro singolo al vetrocamera semplice. Per gli edifici realizzati dopo il 1991 si è invece ipotizzato che tutte le abitazioni fossero dotate di infissi con vetrocamera semplice.
13. Per il calcolo delle trasmittanze dei componenti opachi si è ipotizzato uno spessore medio della parete; in particolare per le strutture in muratura si è considerato uno spessore medio di 0,70 m, mentre per le strutture in c.a. lo spessore della tamponatura è stato assunto pari a 0,30 m.

14. Per ogni classe di volume è stato calcolato il fabbisogno di energia primaria per il riscaldamento secondo la norma UNI/TS 11300-1 trascurando gli apporti gratuiti (si noti bene che non sono stati presi in considerazione, dunque, consumi per la climatizzazione estiva).
15. Il potenziale di risparmio energetico per il riscaldamento degli edifici è stato calcolato in base ai dettami del D.Lgs. n. 311/06.
16. Per il calcolo del risparmio di energia primaria, si sono considerati cinque possibili scenari di intervento:
 - adeguamento dell'intero involucro edilizio e dell'impianto di riscaldamento;
 - adeguamento dell'involucro edilizio per i soli componenti opachi e trasparenti (pareti, copertura, solaio di primo calpestio e infissi);
 - adeguamento dell'involucro edilizio per i soli componenti opachi trasparenti (infissi);
 - adeguamento del solo impianto di riscaldamento;
 - sostituzione del solo generatore di calore.
17. Per ottenere il fabbisogno attuale e il risparmio energetico per l'intero parco edilizio regionale (edifici residenziali, terziario, pubblica amministrazione, etc.) sono stati incrementati del 10% i valori ricavati per l'edilizia residenziale.

Riferimenti di Legge e Normativi

- Legge del 30 maggio 1976 n. 373 "Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici".
- Legge del 9 gennaio 1991 n. 10 "Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".
- Decreto del Presidente della Repubblica del 26 agosto 1993, n. 412 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10".
- Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia".
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia".
- Decreto legislativo del 30 maggio 2008 n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE".
- UNI 10349, 1994 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: dati climatici".
- UNI 10355, 1994 "Murature e solai. Valori della resistenza termica e metodo di calcolo".
- UNI 10339, 1995 "Impianti aeraulici ai fini di benessere, generalità, classificazioni requisiti".
- UNI EN 673, 2005 "Vetro per edilizia - Determinazione della trasmittanza termica (valore U) - Metodo di calcolo".
- UNI EN 12831, 2006 "Impianti di riscaldamento degli edifici, metodo di calcolo del carico termico di progetto".
- UNI EN ISO 6946, 2008 "Componenti e elementi per edilizia - Resistenza termica e trasmittanza termica - Metodo di calcolo".
- UNI/TS 11300-1, 2008 "Prestazione energetica degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale".
- UNI/TS 11300-2, 2008 "Prestazione energetica degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria".

- UNI EN ISO 13370, 2008 “Prestazione termica degli edifici - Trasferimento di calore attraverso il terreno - Metodi di calcolo”.

Bibliografia

- [1] ISTAT, *Annuario statistico italiano, 2001*.
- [2] Studio preliminare ENEA per l’elaborazione del piano energetico regionale (P.E.R.) della Campania. *I consumi di energia nella Regione Campania*.
- [3] Studio preliminare ENEA per l’elaborazione del piano energetico regionale (P.E.R.) della Campania. *Previsioni dei consumi finali di energia della Regione Campania al 2010 (Scenario “Business as Usual”)*.
- [4] Pubblicazione ANCE, Politiche per la casa. Proposte per l’area metropolitana di Napoli.
- [5] Dipartimento della Protezione Civile-GNDT, “*Censimento di vulnerabilità degli edifici pubblici, strategici e speciali nelle regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria Campania, Molise, Puglia e Sicilia*” 1991.

Siti Internet

- <http://www.istat.it>
- http://www.sito.regione.campania.it/energia/energia_studi/index_studi_poreliminari.asp
- http://gndt.ingv.it/Pubblicazioni/Lsu_bis/
- <http://www.beepsitalia.it/>
- <http://www.enea.it/>
- <http://www.anit.it/>
- <http://.statistica.regione.campania.it/>
- <http://sviluppoeconomico.gov.it/>

INDICE

Prefazione di ANDREA COZZOLINO	3
<hr/>	
CAPITOLO 1. La programmazione energetica regionale	5
Premessa	5
1.1. Il Piano energetico ambientale	7
1.2. Lo scenario internazionale: politiche energetiche e lotta ai cambiamenti climatici	11
1.2.1 Il Protocollo di Kyoto ed il post-Kyoto	11
1.2.2 L'Unione Europea e le politiche energetiche	12
1.3. Il quadro nazionale	14
1.3.1 Il recepimento delle direttive europee e il quadro normativo	14
1.3.2 L'esigenza di un Piano Energetico Nazionale	15
1.4. Il quadro normativo e programmatico regionale	17
1.4.1 Gli orientamenti normativi regionali	17
1.4.2 Coerenza, integrazione e coordinamento con piani e programmi regionali	19
1.4.3 I nodi critici per lo sviluppo del settore energetico	24
1.4.4 Le linee d'indirizzo strategico del PEAR	27
1.4.5 Un approccio integrato	28
<hr/>	
CAPITOLO 2. Il sistema energetico regionale	30
2.1. Il Bilancio Energetico Regionale	30
2.1.1 Bilanci di sintesi	30
2.1.2 Domanda di energia negli usi finali	33
2.1.3 Bilancio di sintesi dell'energia elettrica	41
2.1.4 Emissioni di CO ₂	55
2.1.4.1 <i>Aspetti metodologici</i>	55
2.1.4.2 <i>Inventario delle emissioni di CO₂ per la Regione Campania</i>	56
2.2. Scenari di evoluzione tendenziale al 2013 e 2020	62
2.2.1 L'evoluzione tendenziale della domanda e dei consumi di energia elettrica	62
2.2.2 Assunzioni per lo scenario tendenziale elettrico della Regione Campania	65
2.2.3 Andamento della domanda elettrica nello scenario tendenziale	70
2.2.4 Drivers socio-economici utilizzati per la Regione Campania	75
2.2.5 Risultati dello scenario tendenziale elettrico	76
2.2.6 L'evoluzione tendenziale dei consumi di energia finale	82
2.3. La rete elettrica	87
2.3.1 Quadro attuale	87
2.3.2 Sicurezza di esercizio e qualità del servizio	90
2.3.3 Rinforzi di rete previsti	90
2.4. La rete del gas naturale	103
2.4.1 Quadro attuale	103
2.4.2 Sviluppo delle infrastrutture di trasporto Snam Rete Gas nella Regione Campania	105
<hr/>	
CAPITOLO 3. Efficienza energetica	110
3.1. Analisi energetica del patrimonio edilizio della Regione Campania e valutazione dei risparmi conseguibili	112
3.2. La cogenerazione	133
<hr/>	
CAPITOLO 4. Agro-energie	138
4.1. La filiera del biogas	141

4.2. La filiera ligno-cellulosica	146
4.3. Obiettivi specifici	152
<hr/>	
CAPITOLO 5. Scenari di evoluzione programmati (settore elettrico)	155
5.1. Quadro di riferimento	155
5.2. Ipotesi di scenario	156
5.2.1 Incremento dei consumi di energia elettrica	156
5.2.2 Sviluppo delle fonti rinnovabili	159
5.2.3 Parco termoelettrico	161
5.3. Scenari di previsione al 2013 e al 2020	162
<hr/>	
CAPITOLO 6. I Trasporti	167
6.1. Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti in Campania	167
6.2. Le azioni	172
6.2.1 Il progetto di metropolitana regionale	172
6.2.2 Politiche di regolazione della domanda e servizi di trasporto innovativi ed ecocompatibili per una mobilità sostenibile	175
6.2.3 Rinnovamento del parco veicolare	176
6.2.4 Impianti PV per le aziende regionali di trasporto pubblico	179
<hr/>	
CAPITOLO 7. Una nuova <i>governance</i> per il territorio	180
7.1. Il rapporto tra territorio ed Enti Locali	181
7.2. Il mercato regionale della CO₂	185
<hr/>	
CAPITOLO 8. Lo sviluppo delle filiere industriali	189
8.1. Identificazione delle aree tecnologiche di intervento prioritarie	192
8.2. Le Azioni	195
<hr/>	
CAPITOLO 9. Quadro di sintesi e strumenti d'azione	196
9.1. Gli obiettivi di razionalizzazione e sviluppo del settore energetico	196
9.2. Strumenti d'azione	200
9.3. Le azioni in essere	206
<hr/>	
APPENDICE	223