

Municipalities' Subsidiarity for Actions on Energy



**PIANO ENERGETICO E AMBIENTALE DEL
COMUNE DI UMBERTIDE**

Relazione tecnica

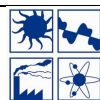
<p>Responsabili Scientifici</p>	<p>prof. Francesco Asdrubali (CIRIAF) ing. Fabrizio Bonucci (Comune di Umbertide)</p>
<p>Gruppo di lavoro</p>	<p>ing. Giorgio Baldinelli (CIRIAF) ing. Matteo Cornicchia (CIRIAF) ing. Francesco D'Alessandro (CIRIAF)</p>
<p>Data</p>	<p>Ottobre 2014</p>

INDICE

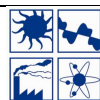
Capitolo 1: INTRODUZIONE	Pag. 1
1.1 IL PROGRAMMA LIFE+.....	Pag. 1
1.2 IL PROGETTO MuSAE.....	Pag. 2
1.2.1 Obiettivi del progetto.....	Pag. 3
1.3 CONTENUTI DEL PIANO.....	Pag. 4
Bibliografia.....	Pag. 4
Capitolo 2: SCENARIO ENERGETICO GLOBALE E LOCALE	Pag. 5
2.1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE.....	Pag. 5
2.1.1 Produzione e consumi di petrolio.....	Pag. 5
2.1.2 Produzione e consumi di gas.....	Pag. 6
2.1.3 Produzione e consumi di carbone.....	Pag. 7
2.1.4 Produzione di energia nucleare.....	Pag. 8
2.1.5 Consumi di energia idroelettrica.....	Pag. 8
2.1.6 Consumi di energia da fonti rinnovabili.....	Pag. 8
2.1.7 Consumi di energia primaria.....	Pag. 8
2.2 SCENARIO ENERGETICO EUROPEO.....	Pag. 9
2.3 SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE.....	Pag. 13
2.4 SCENARIO ENERGETICO REGIONALE.....	Pag. 21
Bibliografia.....	Pag. 27
Capitolo 3: NORMATIVA IN MATERIA DI PIANI ENERGETICI COMUNALI.....	Pag. 28
3.1 GENERALITÀ.....	Pag. 28
3.2 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI.....	Pag. 30
3.3 QUADRO COMUNITARIO.....	Pag. 33
3.3.1 Pacchetto Clima-Energia (o "Pacchetto 20-20-20").....	Pag. 34
3.3.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli Obiettivi da Raggiungere al 2020.....	Pag. 35
3.4 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI.....	Pag. 41
3.4.1 Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili.....	Pag. 45
3.4.2 Decreto del 10 settembre 2010, Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.....	Pag. 53
3.4.3 Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.....	Pag. 55
3.4.4 Decreto 15 marzo 2012 – Burden Sharing: Obiettivi Regionali.....	Pag. 55
3.5 RIFERIMENTI NORMATIVI REGIONALI.....	Pag. 57



Bibliografia.....	Pag. 63
Capitolo 4: INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	
4.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 67
4.2 DELIMITAZIONE DELL'AREA DI STUDIO E INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO.....	Pag. 67
4.3 CARATTERISTICHE DEL SUOLO.....	Pag. 68
4.4 INQUADRAMENTO CLIMATOLOGICO.....	Pag. 70
4.4.1 Temperatura.....	Pag. 72
4.4.2 Precipitazioni.....	Pag. 77
4.4.3 Radiazione solare.....	Pag. 79
4.4.4 Vento.....	Pag. 80
4.5 DATI DEMOGRAFICI.....	Pag. 80
4.6 ATTIVITÀ ECONOMICHE.....	Pag. 83
4.7 PATRIMONIO EDILIZIO.....	Pag. 85
4.8 INFRASTRUTTURE E SERVIZI.....	Pag. 87
4.9 SITUAZIONE AMBIENTALE.....	Pag. 88
4.9.1 Acqua.....	Pag. 88
4.9.2 Aria.....	Pag. 90
4.9.3 Suolo.....	Pag. 90
4.9.4 Rumore.....	Pag. 92
4.9.5 Campi elettromagnetici.....	Pag.92
4.9.6 Inquinamento luminoso.....	Pag. 92
Bibliografia.....	Pag. 92
Capitolo 5: DOMANDA DI ENERGIA DEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	Pag. 93
5.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 93
5.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA.....	Pag. 94
5.3 CONSUMI DI GAS METANO.....	Pag. 98
5.4 CONSUMI DI COMBUSTIBILI SOLIDI.....	Pag. 102
5.5 CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI NEI SETTORI AGRICOLTURA, INDUSTRIA, TERZIARIO E RESIDENZIALE.....	Pag. 104
5.5.1 Gasolio e GPL da riscaldamento.....	Pag. 104
5.5.2 Gasolio agricolo.....	Pag. 106
5.5.3 Olio Combustibile.....	Pag. 107
5.6 CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI.....	Pag. 109
5.6.1 Metodologia di stima dei consumi dal 2007 al 2012.....	Pag. 112
5.7 CONSUMI TOTALI FINALI PER SETTORE E PER FONTE.....	Pag. 115
Bibliografia.....	Pag. 120



Capitolo 6: OFFERTA DI ENERGIA DEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	Pag. 121
6.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 121
6.2 SOLARE FOTOVOLTAICO.....	Pag. 122
6.3 SOLARE TERMICO.....	Pag. 129
6.4 IDROELETTRICO.....	Pag. 129
6.5 CONSUMO DI LEGNA NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO.....	Pag. 131
6.6 GREEN PROCUREMENT – CERTIFICATI VERDI	Pag. 131
6.7 COGENERAZIONE, BIOMASSE, EOLICO, GEOTERMICO.....	Pag. 131
6.8 PRODUZIONE FINALE TOTALE.....	Pag. 132
Bibliografia.....	Pag. 132
 Capitolo 7: STIMA DELLE EMISSIONI DIRETTE DEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	Pag. 133
7.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 133
7.2 STIMA EMISSIONI DI CO ₂ EQUIVALENTE.....	Pag. 134
Bibliografia.....	Pag. 138
 Capitolo 8: SCENARI ENERGETICI FUTURI DEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	Pag. 139
8.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 139
8.2 METODOLOGIA ENEA.....	Pag. 139
8.3 METODOLOGIA “REGRESSIONE LINEARE”.....	Pag. 141
8.4 METODOLOGIA PEAC COMUNE PERUGIA.....	Pag. 142
8.5 STIMA DELLA CRESCITA DEMOGRAFICA E CRESCITA DELLE AUTO EQUIVALENTI.....	Pag. 143
8.6 STIMA DELLE EMISSIONI: SCENARIO 0.....	Pag. 145
Bibliografia.....	Pag. 148
 Capitolo 9: PROPOSTA DI INTERVENTI NEL COMUNE DI UMBERTIDE.....	Pag. 149
9.1 INTRODUZIONE.....	Pag. 149
9.2 IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI.....	Pag. 149
9.3 IDROELETTRICO.....	Pag. 150
9.4 EOLICO.....	Pag. 150
9.5 GEOTERMICO.....	Pag. 151
9.6 SOLARE TERMICO.....	Pag. 152
9.7 RIFIUTI.....	Pag. 153
9.8 COGENERAZIONE.....	Pag. 155
9.9 BIOMASSE.....	Pag. 155
9.10 SETTORE TRASPORTI.....	Pag. 156
9.11 SETTORE RISPARMIO ENERGETICO EDILIZIO.....	Pag. 158
9.12 CERTIFICATI VERDI	Pag. 161



9.13 ANALISI DEI CONSUMI TOTALI.....	Pag. 161
9.14 STIMA DELLE EMISSIONI FUTURE (SCENARIO 0,1, 2, 3, 4).....	Pag. 162
9.15 CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI E SCELTA DEI POSSIBILI INTERVENTI.....	Pag. 163
Bibliografia.....	Pag. 165



INTRODUZIONE

Il Piano Energetico-ambientale del Comune di Umbertide rappresenta uno dei risultati del progetto MuSAE, finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del Programma LIFE+ 2012.

Gli obiettivi di MuSAE consistono nel fornire ai piccoli Comuni uno strumento semplificato e condiviso per la pianificazione ambientale ed energetica.

Il progetto vede coinvolti 6 partner di cui il Comune di Perugia, capofila, la Regione Umbria, l'Università di Perugia (CIRIAF - Centro Interuniversitario di Ricerca sull'Inquinamento da Agenti Fisici "Mauro Felli"), i Comuni di Marsciano, Umbertide e Lisciano Niccone.

Si riporta di seguito una breve descrizione del Programma LIFE+ e del Progetto MusAE.

1.1 IL PROGRAMMA LIFE+

Il programma LIFE+ fa seguito al programma LIFE avviato nel 1992. Lo Strumento finanziario comunitario per l'ambiente (L'Instrument Financier pour l'Environment) è stato istituito dal Regolamento CEE n. 1973/92 [1] del Consiglio per contribuire in Europa all'attuazione e allo sviluppo della politica comunitaria nel settore dell'ambiente e della legislazione ambientale [2].

Il programma LIFE si è articolato in tre diverse fasi (LIFE I, LIFE II e LIFE III), l'ultima delle quali (2000-2004) è stata estesa con il Regolamento CE n. 1682/2004 [3] fino al 31 dicembre 2006 per colmare il vuoto che si sarebbe venuto a creare tra la scadenza della terza fase e le nuove prospettive finanziarie 2007-2013.

La Commissione ha proposto tramite il Regolamento 614/2007/CE [4], di istituire un unico strumento finanziario per l'ambiente, denominato LIFE+ il cui obiettivo principale è quello di offrire un sostegno specifico, a livello comunitario, alle misure e ai progetti aventi valore aggiunto europeo per l'attuazione, l'aggiornamento e lo sviluppo della politica e della normativa comunitaria in materia di ambiente, più in particolare per la realizzazione del Sesto programma di azione comunitario per l'ambiente.

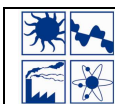
Il programma LIFE+ prevede tre componenti tematiche [5]: "Natura e biodiversità", "Politica e governance ambientali" e "Informazione e comunicazione".

La dotazione finanziaria di LIFE+ è pari a 2.143,409 milioni di euro per il periodo che va dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2013.

Ogni anno la Commissione pubblica un invito a presentare proposte; la Commissione stabilisce quali progetti, tra quelli pervenuti, possono beneficiare del sostegno finanziario di LIFE+ e pubblica regolarmente l'elenco di tali progetti.

I progetti finanziati devono rispondere ad alcuni criteri come, per esempio, rivestire un interesse comunitario contribuendo allo sviluppo, all'attuazione e all'aggiornamento della politica e della legislazione comunitarie nel settore dell'ambiente o essere coerenti e fattibili sotto il profilo tecnico e finanziario e presentare un rapporto costi-benefici soddisfacente;

La Commissione garantisce il controllo dei finanziamenti, il follow up dell'attuazione dei progetti e, se del caso, il recupero delle somme indebitamente percepite e l'attuazione delle azioni finanziate.



1.2 IL PROGETTO MuSAE

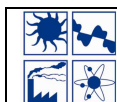
Il progetto MuSAE 'Municipalities Subsidiarity for Actions on Energy' (Sussidiarietà Comunale per Azioni nel Settore Energetico) finanziato nell'ambito del Programma LIFE+, parte dal presupposto che il risparmio energetico e l'incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili costituiscono elementi determinanti per il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla strategia "Europa 20/20/20" e dalla consapevolezza che gli Enti locali sono chiamati a svolgere un ruolo decisivo per il raggiungimento degli impegni assunti dall'U.E., al fine di promuovere un nuovo modello di sviluppo sostenibile [6].

MuSAE discende dalle esperienze maturate dal Comune di Perugia sulle tematiche energetiche che si concretizzano attraverso la definizione del Piano Energetico Ambientale Comunale (PEAC). Uno degli obiettivi principali è infatti quello di sviluppare in maniera analoga un PEAC per ogni Comune partner del progetto tenendo però in considerazione le specificità dei vari territori. Il progetto si prefigge altresì di aprire, presso i Comuni coinvolti, uno sportello dell'energia per diffondere i contenuti del PEAC e per sensibilizzare imprese e cittadini sull'importanza dei corretti comportamenti e sulle opportunità di finanziamento.

Il progetto prevede un finanziamento complessivo di 919.266 €, di cui il 41,77% finanziato dal programma europeo LIFE+.

L'acronimo MuSAE racchiude il significato riportato di seguito:

- **Municipality:** la realtà territoriale umbra è rappresentata principalmente da piccole municipalità che assumono un ruolo fondamentale nella diffusione della cultura dell'energia, dell'ambiente e della sostenibilità.
- **Subsidiarity:** Le amministrazioni partner collaborano sinergicamente per conseguire obiettivi condivisi, mettendo a disposizione le proprie esperienze e competenze (il Comune di Perugia ha il ruolo di coordinatore in quanto è il partner capofila) dando dunque sostegno ai comuni partner nella definizione del PEAC e nella redazione di progetti per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili (progetti pilota).
- **Actions:** Le principali azioni previste dal progetto sono:
 - Piani Energetici Ambientali Comunali (PEAC);
 - Linee guida e Azioni pilota, che forniscano un quadro completo sulla normativa regionale, nazionale ed europea in materia energetica ed ambientale e che definiscano le modalità di trasferimento delle esperienze pianificatorie dal comune capofila alle altre municipalità,
 - Realizzazione di un intervento di produzione di energia e/o di riduzione dei consumi energetici in ogni comune partner;
 - Info-desk sull'energia, sportello dedicato ai cittadini, alle imprese e a tutti gli stakeholders del territorio per migliorare la consapevolezza e la conoscenza circa l'importanza che rivestono l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nella vita di tutti i giorni;
 - Attività di comunicazione, organizzando forum, seminari e convegni comunali, regionali e nazionali per informare e sensibilizzare sulle tematiche energetico-ambientali;
 - Azioni di rete a livello nazionale ed europeo interagendo con altri progetti del programma LIFE+.
- **Energy:** Energia pulita e intelligente nei nostri territori: gli obiettivi che il progetto si propone sono coerenti con l'ambiziosa strategia dell'Unione Europea denominata "20-20-20" che intende conseguire entro il 2020:
 - riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli del 1990;
 - aumento dell'efficienza energetica del 20%
 - incremento del 20% delle energie a fonti rinnovabili.



1.2.1 Obiettivi del progetto

L'energia riveste una funzione centrale nel tema dello sviluppo sostenibile: in primo luogo per tutti i servizi che assicura che sono componenti essenziali della crescita, in secondo luogo perché il sistema energetico è responsabile di una parte consistente degli effetti negativi dovuti all'impronta umana sull'ambiente [7]. La direttiva europea 2009/28/CE denominata "20-20-20" impone a ciascuno stato membro che, entro il 2020, una percentuale del consumo energetico finale lordo di uso deve essere coperto da fonti rinnovabili. Di conseguenza è stata effettuata una ripartizione tra i vari Stati membri (Italia -17%), che a sua volta vede una suddivisione tra le Regioni (Umbria -13.7%), e infine anche tra i Comuni, al fine di dare responsabilità alle autorità locali anche attraverso incentivi e sanzioni, tenendo conto delle peculiarità dei singoli territori.

Le comunità territoriali caratterizzate da piccole dimensioni potrebbero dare un valore aggiunto per l'ottenimento di tali obiettivi, basti pensare che in Italia il 66% dei cittadini italiani vive in città con meno di 50.000 abitanti (figura 1.1); tuttavia, nella maggior parte dei casi, queste piccole città non hanno competenze e mezzi sufficienti per far fronte a questa sfida.

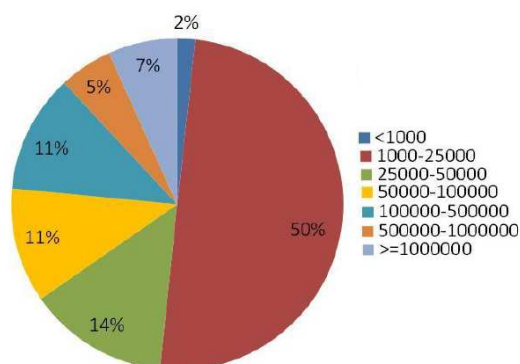


Fig. 1.1 – Distribuzione degli abitanti nei Comuni italiani [6]

In questo contesto è inserito il progetto MuSAE, con l'obiettivo principale di affrontare criticità e responsabilità, fornendo ai governatori dei piccoli Comuni strumenti e metodologie per pianificare azioni a breve termine a livello locale; lo scopo è consistito nel realizzare i Piani Energetici Ambientali per i tre piccoli Comuni coinvolti: Lisciano Niccone, Marsciano e Umbertide.

1.3 CONTENUTI DEL PIANO

Il Piano Energetico-ambientale del Comune di Umbertide si sviluppa partendo dalla definizione dello scenario energetico globale e locale (Cap. 2), per poi riportare una ricognizione sulle normative internazionali, nazionali e regionali in materia di energia e ambiente (Cap. 3).

Il Cap. 4 contiene l'inquadramento territoriale del Comune; nel Cap. 5 si è effettuata l'analisi dei consumi energetici comunali suddivisi per settori, per fonti e per usi finali, facendo riferimento ai dati del periodo 2007–2012, mentre nel Cap. 6 l'attenzione si è rivolta all'offerta di energia nel territorio comunale.

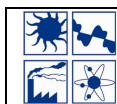
Il Cap. 7 è incentrato sulla valutazione delle emissioni dirette del Comune, mentre nel Cap. 8 si è effettuata la stima dei consumi energetici e delle emissioni in atmosfera futuri, nei due seguenti scenari:

- breve termine: anno 2020;
- medio termine: anno 2025.

Il Cap. 9 riguarda infine la proposta degli interventi da attuare nel Comune di Umbertide in funzione degli scenari futuri di emissione descritti nello stesso Capitolo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Regolamento (CEE) n. 1973/92 del Consiglio, del 21 maggio 1992 che istituisce uno strumento finanziario per l'ambiente (LIFE), Gazzetta Ufficiale del 22.7.1992
- [2] <http://www.minambiente.it>
- [3] Regolamento (CE) n. 1682/2004 del parlamento europeo e del consiglio del 15 settembre 2004 che modifica il regolamento (CE) n. 1655/2000 riguardante lo strumento finanziario per l'ambiente (LIFE), Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea del 20/11/2004.
- [4] Regolamento (CE) n. 614/2007, riguardante l'istituzione di uno strumento finanziario per l'ambiente (LIFE +), Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea dello 09/06/2007.
- [5] http://europa.eu/legislation_summaries/agriculture/environment/l28021_it.htm
- [6] <http://www.life-musae.it/>
- [7] LIFE+ Environment Policy and Governance, technical application forms, 2011



CAPITOLO 2

SCENARIO ENERGETICO GLOBALE E LOCALE

2.1 SCENARIO ENERGETICO MONDIALE

Nel corso del 2012, secondo le analisi del fondo monetario internazionale [1], l'economia globale è cresciuta del 3,8%. I principali motori a livello mondiale sono state le economie emergenti e, in particolare, Cina e India hanno registrato i maggiori tassi di crescita annui; da sole rappresentano quasi il 90% dell'incremento netto del consumo globale di energia. In questi due paesi si concentra anche, da oltre un decennio, la crescita dei consumi globali di energia, che nel caso specifico del carbone appartengono per quasi la metà alla Cina.

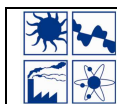
Nel 2012 è aumentato il consumo di energia primaria del 1,8% [2]; è cresciuta anche la domanda mondiale di energia primaria rispetto all'anno precedente, determinando nello stesso tempo un incremento delle emissioni di gas serra. Il petrolio ha continuato a essere la fonte predominante costituendo il 33% della domanda primaria, pari a 12.132 Mtep, seguito dal carbone (27%) e dal gas (21%). Le fonti rinnovabili, con una crescita media annua dal 1990 pari all'1,8%, sono arrivate a coprire il 13% dell'offerta di energia primaria mentre il nucleare il 6%. Secondo gli scenari dell'International Energy Agency [3], una volta superata la flessione dei consumi legata alla crisi, nel medio termine (fino al 2035) il fabbisogno energetico continuerà ad essere soddisfatto in misura prevalente attraverso i combustibili fossili.

Nel 2012 i consumi di energia hanno subito un rallentamento in parte dovuto all'economia e in parte nell'uso più efficiente della stessa. Il carbone è rimasto il combustibile fossile in più rapida crescita (grazie ai consumi della Cina), mentre il gas naturale è cresciuto ad un tasso inferiore alla media; la produzione di energia da fonti rinnovabili è cresciuta del 15%. La produzione globale di energia nucleare ha avuto il maggior calo di sempre, con un calo di quasi il 90%, probabilmente come risposta alla tragedia di Fukushima. Sono quindi aumentate le importazioni di combustibili fossili.

2.1.1 Produzione e consumi di petrolio

Con il termine riserve accertate si intendono “i quantitativi che, sulla base delle conoscenze geologiche e tecniche disponibili, si ha la ragionevole certezza di poter recuperare da aree esplorate e conosciute alle condizioni economiche ed operative esistenti”.

Nella figura 2.1 si riporta la suddivisione delle riserve certe di petrolio nel 2012: quasi la metà sono distribuite in Medio Oriente.



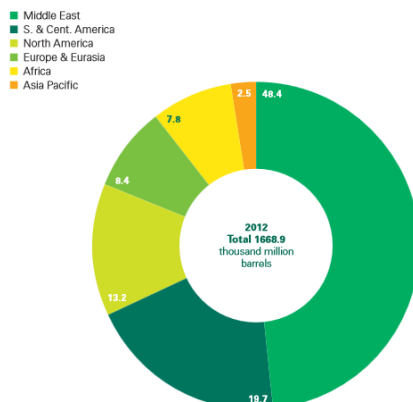


Fig. 2.1- Distribuzione delle riserve accertate di petrolio nel 2012 [2]

Per quanto riguarda la produzione di petrolio, nel 2012 è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 17,5%;
- Centro e Sud America: 9,2%;
- Europa ed Eurasia: 20,3% ;
- Medio Oriente: 32,5%;
- Africa: 10,9% ;
- Asia e Pacifico: 9,6%

I consumi mondiali di petrolio sono così articolati:

- Nord America: 24,6%;
- Centro e Sud America: 7,3%;
- Europa ed Eurasia: 21,3%;
- Medio Oriente: 9,1%;
- Africa: 4,0%;
- Asia e Pacifico: 33,6%

2.1.2 Produzione e consumi di gas

Per quanto riguarda la distribuzione delle riserve di gas (figura 2.2) si evidenzia una predominanza del Medio Oriente e in Europa e Eurasia.

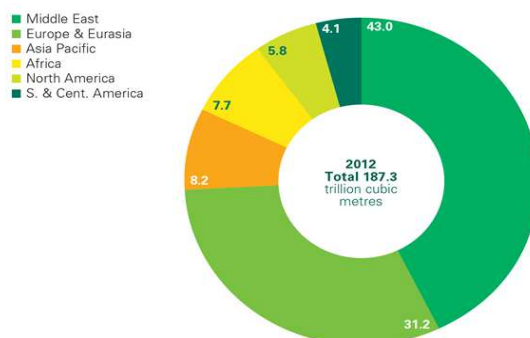


Fig. 2.2 - Distribuzione delle riserve certe di gas nel 2012 [2]

La produzione di gas ha visto un incremento del 1,9% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 26,8%;
- Centro e Sud America: 5,3%;
- Europa ed Eurasia: 30,77%;
- Medio Oriente: 16,3%;
- Africa: 6,4%;
- Asia e Pacifico: 14,5%.

La domanda mondiale di gas è così articolata:

- Nord America: 27,5%;
- Centro e Sud America: 5,0%;
- Europa ed Eurasia: 32,6%;
- Medio Oriente: 12,4%;
- Africa: 3,7%;
- Asia e Pacifico: 18,8%.

2.1.3 Produzione e consumi di carbone

Per quanto riguarda la distribuzione delle riserve di carbone (figura 2.3), si evidenzia una concentrazione in Europa e Eurasia, in Asia e Pacifico e in America del Nord.

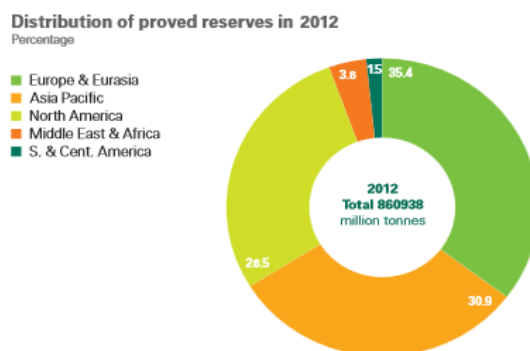


Fig. 2.3 - Distribuzione delle riserve certe di carbone nel 2012 [2]

La produzione di carbone è aumentata del 2% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 14,5%;
- Centro e Sud America: 1,6%;
- Europa ed Eurasia: 12,2%;
- Medio Oriente: 0%;
- Africa: 3,9 %;
- Asia e Pacifico: 67,8%.

Il consumo mondiale di gas naturale è così suddivisa:

- Nord America: 12,6%;
- Centro e Sud America: 0,8%;
- Europa ed Eurasia: 13,9%;
- Medio Oriente: 0,3%;
- Africa: 2,6%;
- Asia e Pacifico: 69,9%.

2.1.4 Produzione di energia nucleare

La produzione di energia nucleare è diminuita del 6,9% rispetto all'anno precedente ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 36,9%;
- Centro e Sud America: 0,9%;
- Europa ed Eurasia: 47,6%;
- Medio Oriente: 0,1%;
- Africa: 0,6%;
- Asia e Pacifico: 13,9%.

2.1.5 Consumi di energia idroelettrica

Il consumo di energia idroelettrica è aumentata del 4,3% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 18,8%;
- Centro e Sud America: 19,9%;
- Europa ed Eurasia: 23,0%;
- Medio Oriente: 0,6 %;
- Africa: 2,9%;
- Asia e Pacifico: 34,8%.

2.1.6 Consumi di energia da fonti rinnovabili

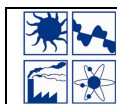
Il consumo di energia da fonti rinnovabili è aumentata del 15,2% rispetto al 2011 ed è così suddivisa per aree geografiche:

- Nord America: 24,0%;
- Centro e Sud America: 6,6%;
- Europa ed Eurasia: 41,7%;
- Medio Oriente: 0,1 %;
- Africa: 0,6 %;
- Asia e Pacifico: 27,0%.

2.1.7 Consumi di energia primaria

I consumi totali di energia primaria ammontano a 12476,6 Mtep; dalla figura 2.4 si può evincere che la maggior parte dell'energia oggi consumata è ottenuta da combustibili fossili (petrolio, carbone, gas naturale).

Data tale predominanza dei combustibili fossili, si prevede che le emissioni mondiali di CO₂ aumenteranno più rapidamente del consumo energetico.



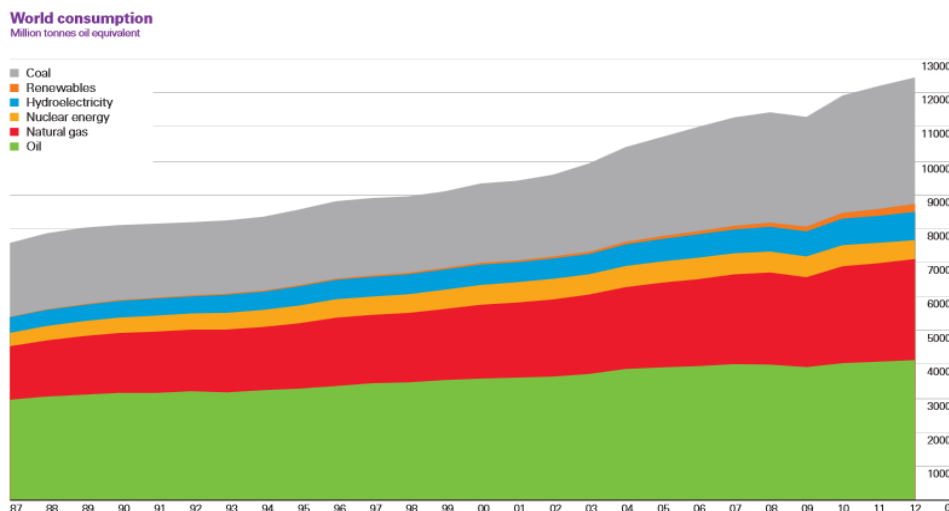


Fig. 2.4 - Consumi di energia primaria nel 2012 (Mtep) [2]

Nonostante i risultati positivi conseguiti da alcuni paesi, nel 2012 il livello mondiale delle emissioni di CO₂ legate all'energia è aumentato dell'1,4% [3], raggiungendo il record storico di 31,6 Gt. La Cina rappresenta il maggior contributo a tale incremento, anche se la crescita delle emissioni è stata una delle più basse registrate nell'ultimo decennio, principalmente grazie alla diffusione delle energie rinnovabili e a un significativo miglioramento dell'intensità energetica della sua economia. Negli Stati Uniti, l'aumento dell'utilizzo del gas naturale nella generazione elettrica a discapito del carbone ha contribuito a ridurre le emissioni di 200 Mt. In Europa, nonostante il maggior consumo di carbone, le emissioni sono diminuite di 50 Mt come conseguenza della crisi economica, della crescita delle rinnovabili e dei limiti al livello di emissioni imposti ai settori industriale ed elettrico. In Giappone le emissioni sono aumentate di 70 Mt, in quanto gli sforzi profusi per migliorare l'efficienza energetica non hanno pienamente controbilanciato l'incremento dell'uso di fonti fossili necessario per compensare il minor ricorso al nucleare. Anche tenendo conto delle politiche attualmente perseguite, all'orizzonte 2020 le emissioni mondiali di gas ad effetto serra legate all'energia sono attese superare di 4 Gt di CO₂ equivalente la soglia coerente con l'obiettivo dei 2°C, evidenziando dunque la portata della sfida che dovrà essere affrontata entro la fine del decennio in corso.

La domanda di energia finale aumenterà presumibilmente a un ritmo analogo a quello del consumo interno lordo. Per quanto importante, il settore energetico rappresenta comunque solo un terzo circa delle emissioni di CO₂ a livello mondiale, pertanto, le tecnologie che riguardano unicamente questo settore avranno un impatto limitato sulle emissioni totali di CO₂.

2.2 SCENARIO ENERGETICO EUROPEO

La crisi finanziaria ha portato ad una riduzione dei consumi da parte della popolazione, ad una maggior incertezza delle imprese ed un forte calo produttivo delle industrie e, conseguentemente, a una riduzione della domanda di energia [4].

La Commissione Europea, nel valutare la proiezione dello sviluppo del sistema energetico dell'Unione al 2030, si è basata su due scenari:

- lo Scenario di Base 2009, che tiene conto delle politiche attuali, considera le attuali tendenze sulla popolazione e lo sviluppo economico tra cui la recente crisi economica, e riflette sulla forte variabilità dei prezzi energetici. In particolare sono considerate le decisioni economiche, le

tecnologie, le politiche nazionali e comunitarie e le misure attuate fino all'aprile 2009 (incluso il sistema ETS e le misure sull'efficienza energetica, ma esclusi gli obiettivi non-ETS).

- lo Scenario di Riferimento, che si basa sulle stesse valutazioni dello scenario precedente, considerando inoltre le politiche adottate tra aprile e dicembre 2009; assumendo che gli obiettivi nazionali imposti ai sensi della Direttiva 2009/28/CE sulle FER e della 2009/406/CE sulla riduzione delle emissioni di GHG nei settori non-ETS, vengano raggiunti nel 2020.

Le proiezioni dello sviluppo del sistema energetico dell'UE saranno presentate, dalla Commissione a partire dal 2010 ad intervalli di 5 anni fino al 2030.

Il tasso di crescita medio annuo per l'UE-27 nel periodo 2000-2010 è stato solo dell'1,2%, le previsioni per il periodo 2010-2020 pronosticano una ripresa con un tasso pari al 2,2% annuo. Nel breve periodo, come conseguenza della crisi, si verificherà una riduzione dell'attività economica e del consumo di energia. Nel medio periodo il PIL probabilmente tornerà a crescere, ciò porterà ad un aumento della domanda energetica che sarà compensato dalla maggiore efficienza energetica ottenuta con l'attuazione di adeguate normative. Inoltre, si può tenere conto dell'influenza sulle emissioni del sistema EU-ETS e della tecnologia di cattura, trasporto e stoccaggio del carbonio nel sottosuolo (CCS), che dovrebbe svilupparsi e diventare tecnologicamente e commercialmente matura dopo il 2020. Sotto la spinta delle politiche energetiche e della crisi economica, la proiezione prevede una riduzione continua delle emissioni di CO₂ fino al 2030.

I grafici riportati di seguito (figura 2.5) mostrano un notevole disaccoppiamento tra gli andamenti della richiesta di energia primaria (GIC) e delle emissioni da energia di CO₂ in funzione del logaritmo della crescita del PIL (GDP); è inoltre riportato anche il confronto fra l'attuale scenario di base (2009), quello pre-crisi (2007) e lo scenario di riferimento.

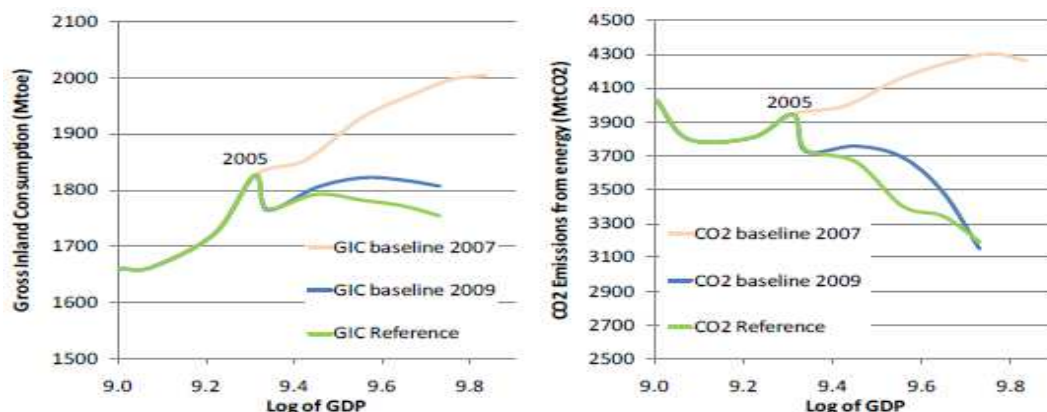


Fig. 2.5 - Domanda di energia ed emissioni di CO₂ in funzione del PIL [4]

In entrambi i diagrammi è evidente un brusco calo per effetto della crisi economica. Per la domanda finale di energia (diagramma a sinistra) è previsto un aumento del 4% tra il 2005 e il 2030 nello scenario di base 2009, mentre si prospetta, rispetto quest'ultimo, una riduzione del 2% nel 2020 e del 3% nel 2030 nello scenario di riferimento.

La riduzione delle emissioni prevista nello scenario di base 2009 è pari all'8,4% nel 2020, rispetto al 1990, e al 21,8% nel 2030, in forte contrasto con lo scenario di base 2007 che prevedeva un aumento delle emissioni di CO₂, del 5,1% nel 2020 e del 5,4% nel 2030. Le emissioni di CO₂ diminuiscono più rapidamente nello scenario di riferimento, poiché si prevede il raggiungimento degli obiettivi di abbattimento dei gas serra nel 2020, anno dopo il quale la diminuzione diventa meno spinta, con la conseguenza di raggiungere nel 2030 gli stessi livelli previsti dallo scenario di base.

La crescita della domanda di energia è piuttosto piccola in tutti i settori, anche nel trasporto che riflette tra l'altro le emissioni di CO₂ delle automobili. La crescita della domanda per gli edifici (abitazioni e servizi) è più contenuta rispetto all'industria e trasporti (figura 2.6).

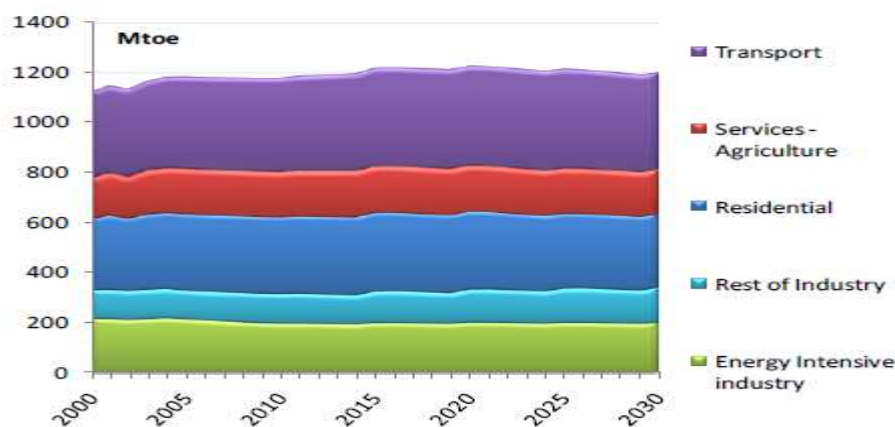


Fig. 2.6 - Domanda di energia finale per settore [4]

Per quanto riguarda la domanda di energia primaria per fonte (figura 2.7), nello scenario di riferimento si ha una diminuzione del 4% tra il 2005 e il 2030; il quantitativo della domanda coperto dalle fonti fossili diminuisce in maniera più spinta rispetto allo scenario di base, come conseguenza del raggiungimento degli obiettivi imposti sulle FER. È previsto un aumento della quota coperta dal nucleare (non è però considerata l'influenza del disastro di Fukushima).

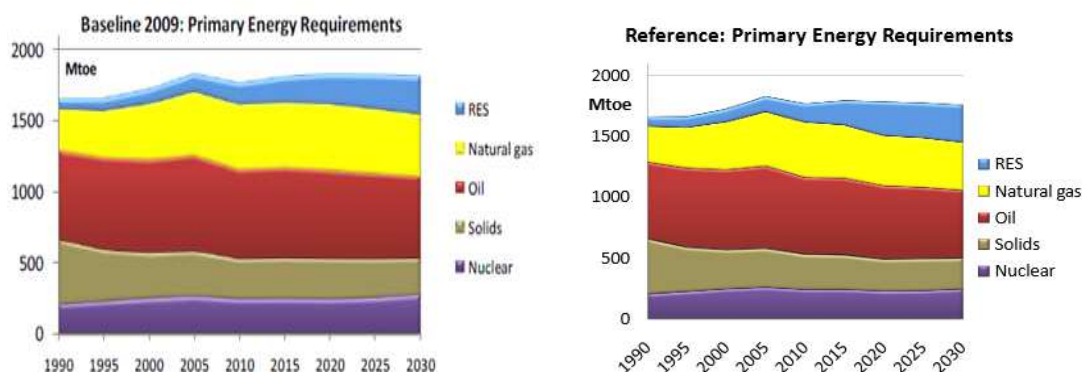
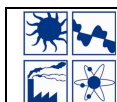


Fig. 1.7 - Domanda di energia primaria [4]

Il mix di combustibili per la produzione di energia presenta variazioni significative rispetto allo scenario di base del 2007 a causa degli effetti del sistema ETS dell'UE che aumentano il costo dei combustibili fossili e delle politiche più spinte per la promozione delle FER. In particolare, nello scenario di base, è prevista una significativa diminuzione dell'uso di carbone/lignite, che rappresenterà il 22,2% della produzione totale nel 2030, un leggero aumento dello sfruttamento del gas naturale in termini di volume, ma una riduzione in termini di quota di mercato, ed un forte incremento delle FER. Il contributo dell'energia nucleare rimane sostanzialmente stabile rispetto ai valori correnti. Nello scenario di riferimento l'obiettivo imposto dal pacchetto clima energia sulle FER provoca un notevole aumento della produzione da fonti rinnovabili, che continua fino a 2030 ed ha l'effetto di ridurre maggiormente il contributo dei combustibili fossili. In particolare, si sottolinea una contrazione maggiore dell'uso dei combustibili solidi, e una riduzione percentualmente maggiore dell'impiego del gas naturale. L'energia nucleare si riduce fortemente in termini percentuali, ma in termini assoluti (TWh) di produzione nel 2030 rimane quasi sugli stessi livelli del 2005 (figura 2.8).



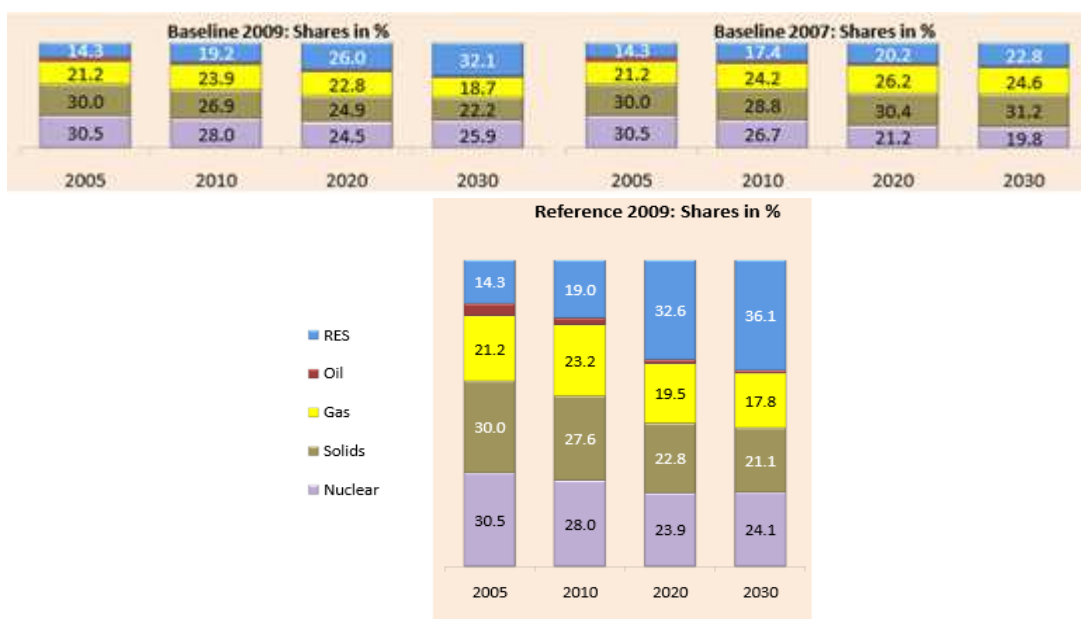


Fig. 2.8 - Generazione di energia per fonte [4]

Si prevede che la maggior parte dell'aumento della quota da FER (figura 2.9) sarà dovuto al contributo dell'eolico e del fotovoltaico. L'energia ottenuta dalla combustione di biomasse e rifiuti in impianti di cogenerazione dovrebbe più che raddoppiare nel 2030 rispetto ai livelli attuali. Si nota che lo sfruttamento dell'idroelettrico è ormai quasi giunto a saturazione e che il geotermico e le maree, pur espandendosi, rimangono tecnologie minori.

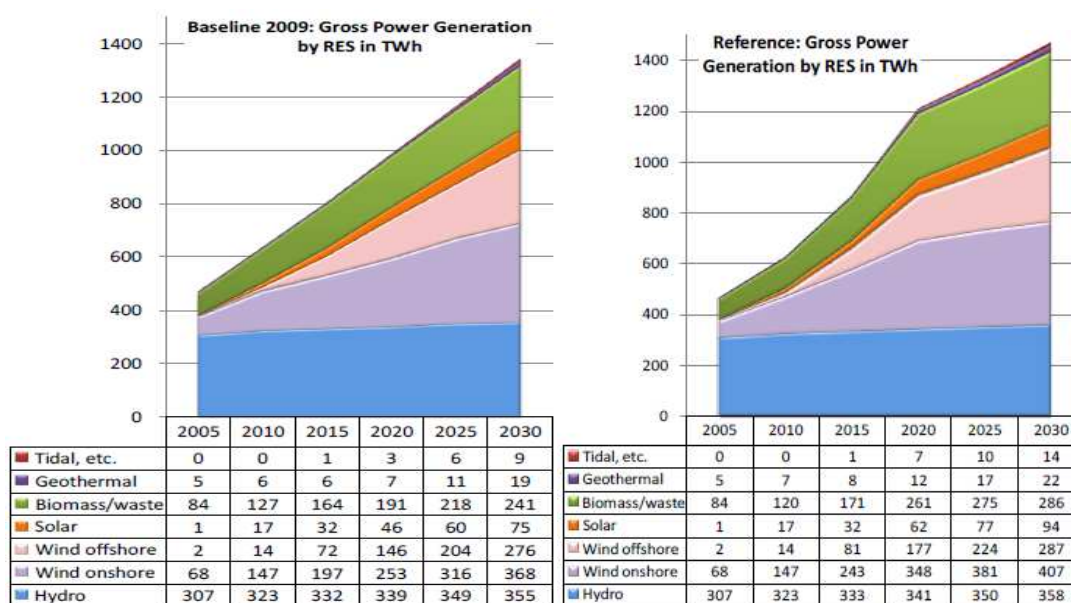


Fig. 2.9 - Generazione di energia da FER energia [4]

Come si evince dalle statistiche dell'Unione europea, una quota rilevante delle emissioni di CO₂ proviene dal settore dei trasporti: 1,2 miliardi su un totale di poco più di 4 miliardi di tonnellate emesse nei Paesi della UE nel 2008 [5]. Inoltre, mentre le emissioni totali negli ultimi vent'anni sono diminuite (-7% rispetto



ai 4,4 miliardi nel 1990), quelle del settore dei trasporti sono andate in controtendenza (crescendo del 34% dai 0,9 miliardi del 1990). Mentre altri settori come l'industria, le costruzioni, ecc. sono riusciti a migliorare l'efficienza energetica o a incrementare l'uso di fonti di energia rinnovabili, il settore dei trasporti continua a dipendere quasi completamente dall'uso di combustibili fossili (circa il 96% nell'anno 2008) e i miglioramenti ottenuti nel campo della riduzione dei consumi dei veicoli sono stati più che controbilanciati dalla costante crescita della domanda di trasporto. L'allarme sulle possibili conseguenze di un riscaldamento globale ha indotto l'Unione europea a fissarsi obiettivi di riduzione sostanziale dei gas serra e il settore dei trasporti è chiamato a fare la propria parte. In linea con questo indirizzo, il recente Libro Bianco dei trasporti (Commissione europea, 2011) stabilisce un traguardo di riduzione del 60% rispetto al livello di emissioni del 1990 - entro il 2050.

2.3 SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE

I consumi primari di energia in Italia (che vengono calcolati come la somma tra "produzione" e "importazione" al netto della quantità "esportazione" e "variazione scorte") hanno mostrato un trend in crescita fino al 2005 (con incremento del 6,4% dal 2000 al 2005), anno in cui è stato raggiunto il livello record di consumi, pari a 197.776 ktep [6]. Dal 2005 si è osservato un calo costante dei consumi fino al 2009, anno in cui si ha una flessione molto rilevante, pari al -5,7%, rispetto al 2008, in corrispondenza della fase più acuta della crisi finanziaria internazionale. Infatti, il calo dei consumi registrato dal 2008 al 2009 è imputabile principalmente alla crisi economica che ha investito i Paesi industrializzati in quegli anni e che ha fortemente influenzato il settore energetico. Considerando l'andamento storico della domanda di energia, si deve tornare al 1949 per trovare una riduzione di entità paragonabile a quella del 2009. Nel 2010 si è assistito a una crescita dei consumi di energia pari al +2,7% rispetto al 2009, dovuta alle politiche anti crisi adottate, che hanno favorito la ripresa economica; infine, si è evidenziata una diminuzione negli ultimi 2 anni (figura 2.10).

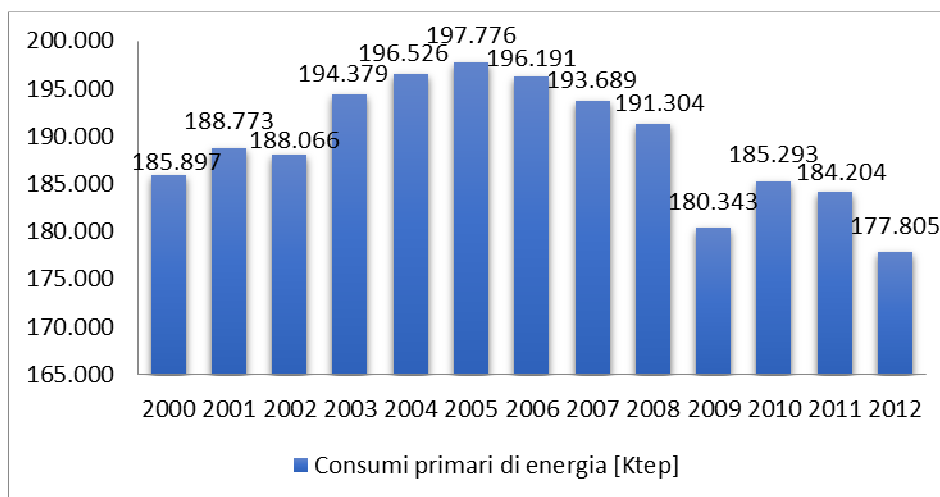


Fig. 2.10 – Consumi primari di energia [6]

In riferimento alle fonti (figura 2.11) si conferma la decrescita del ricorso al petrolio a vantaggio del gas e il significativo aumento delle fonti rinnovabili (>75%), anche se il contributo di quest'ultime alla copertura dei consumi nel mix energetico resta ancora marginale.

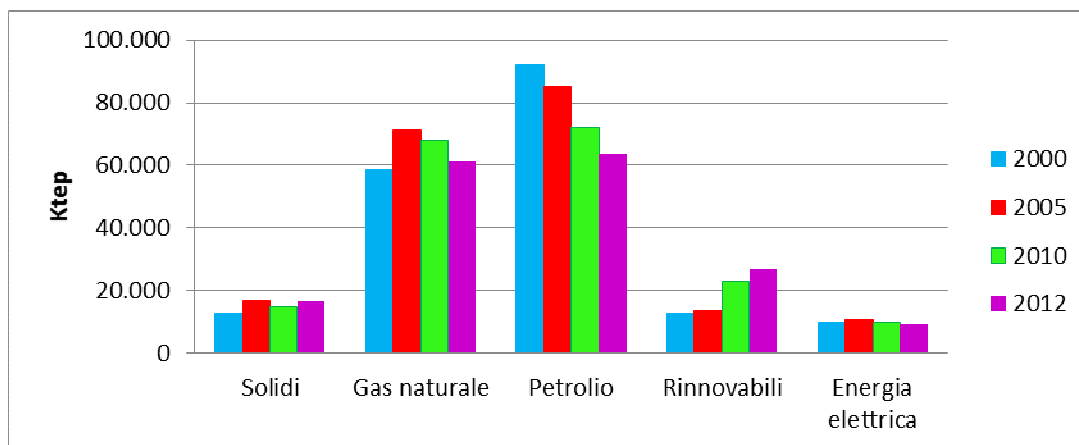


Fig. 2.11 – Consumi primari di energia per fonte [6]

Disaggregando per fonte i dati relativi ai consumi primari di energia nel 2012, risulta evidente l'importanza dei combustibili fossili come fonte primaria di energia. Il petrolio e il gas naturale, infatti, contribuiscono per il 76% alla copertura dei consumi italiani di energia.

Come si può osservare dalla figura 2.12, le rinnovabili e i combustibili solidi vengono impiegati quasi totalmente nella produzione di energia elettrica (area verde), mentre per il gas naturale e il petrolio predomina l'area gialla corrispondente ai consumi finali di energia. Il gas naturale risulta essere la fonte primaria più utilizzata per la produzione di energia elettrica. Le importazioni di energia elettrica in Italia coprono il 5% dei consumi primari di energia, mentre i combustibili solidi e le fonti di energia rinnovabile contribuiscono rispettivamente per il 7% e per il 12% alla copertura dei consumi energetici primari. Si può infine notare come i consumi e le perdite del settore energetico (area rossa) relativi al petrolio siano nettamente superiori a quelle delle altre fonti e rappresentino l'84,5% del totale.

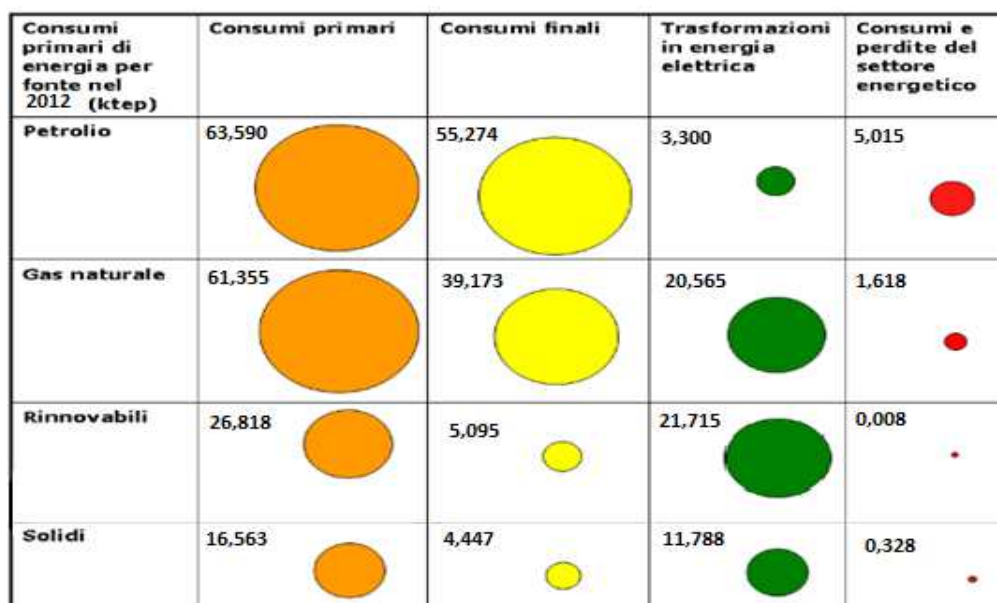


Fig. 2.12 – Consumi primari di energia per fonte nel 2012 [6]

La situazione italiana vede un consumo energetico da fonte petrolifera pari al 36%, il 35% da gas naturale, il 9% di solidi, il 15% da fonti rinnovabili e il 5% da energia elettrica importata (figura 2.13).

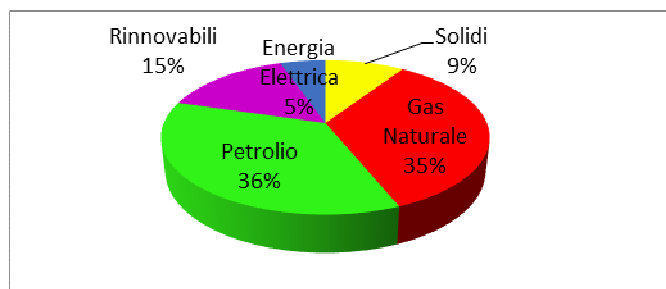


Fig. 2.13 – Consumi primari di energia per fonte nel 2012 [6]

Il trend dei consumi finali di energia in Italia rispecchia quello dei consumi primari (figura 2.14).

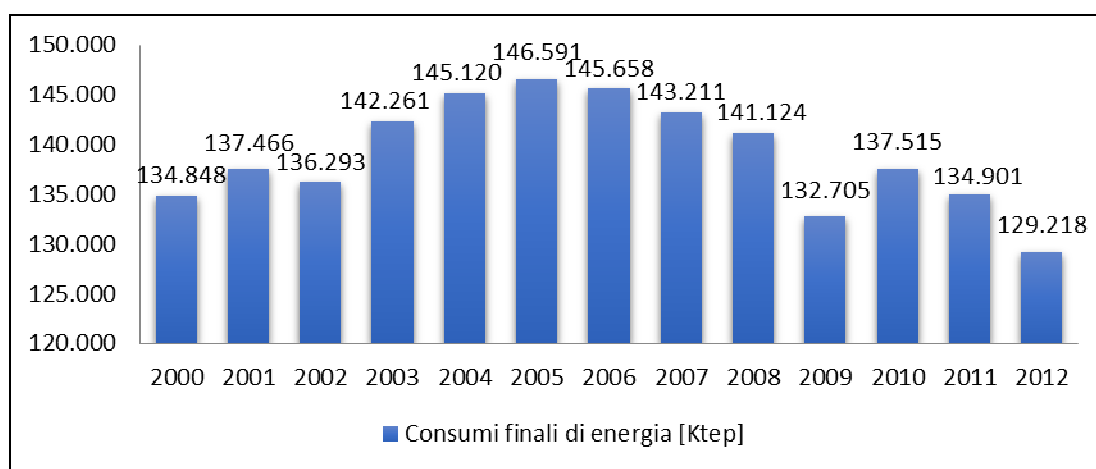


Fig. 2.14 – Consumi finali di energia [6]

Analizzando in particolare i consumi finali di energia per fonte (figura 2.15), è possibile osservare che i consumi di petrolio e di gas naturale mostrano un incremento rispettivamente del 3,7% e del 15,9%, dal 2000 al 2005. La forte crescita dei consumi di gas naturale è dovuta principalmente alle scelte energetiche del nostro Paese: infatti, il gas naturale – anche per i vantaggi ambientali che lo caratterizzano – ha gradualmente preso il posto del petrolio come fonte fossile nella produzione di energia nel settore della generazione elettrica, nel settore dell'industria e anche nel riscaldamento degli edifici. A partire dal 2005, invece, c'è stata una flessione negativa sia dei consumi di gas sia di quelli di petrolio, particolarmente significativa negli anni della crisi economico-finanziaria. Infatti, nel 2009 si è registrato un calo del 3,7% dei consumi di gas e del 6,7% di quelli di petrolio rispetto all'anno precedente. Nel 2010 i consumi sono tornati a crescere con un incremento del 7% per il gas naturale e solo dello 0,8% per il petrolio.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il loro contributo alla copertura dei consumi finali resta, nel mix energetico complessivo, ancora marginale. Nel 2012 oltre l'80% delle fonti rinnovabili è stato impiegato per produrre energia elettrica, la restante parte è stata impiegata per altri usi. Si può infine osservare che i consumi finali di energia elettrica, costituiti dalle importazioni e dalla produzione nazionale, sono rimasti tendenzialmente costanti dell'arco dei dodici anni di riferimento.

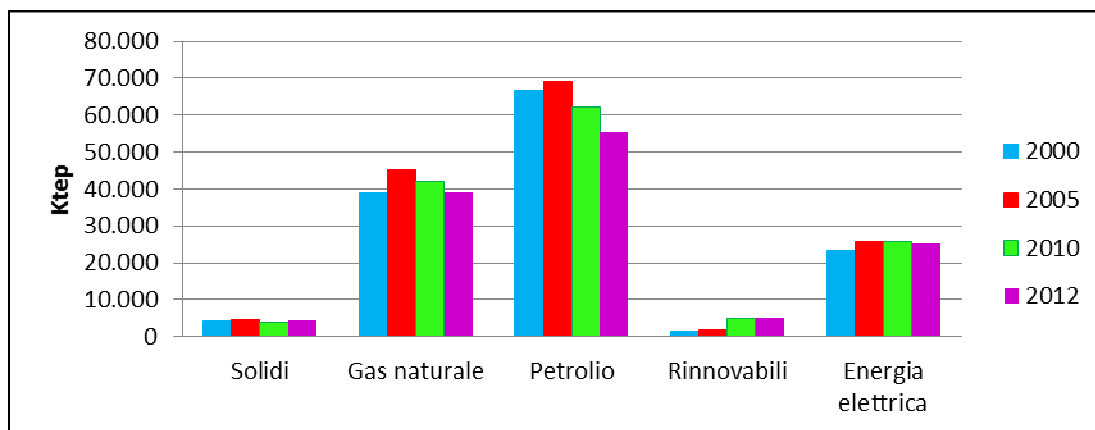


Fig. 2.15 – Consumi finali di energia per fonte [6]

Per comprendere quanto ogni fonte e ogni settore contribuisca ad alimentare i consumi finali totali, sono stati separati i dati relativi al 2012 (figura 2.16). I combustibili fossili dominano tutti i settori economici e, in particolare, si osserva la netta predominanza del petrolio nel settore dei trasporti, con 36.181 ktep, e del gas naturale in quello civile, con 25.545 ktep. Il gas naturale e l'energia elettrica sono utilizzati principalmente nei settori civile e industriale. Le fonti di energia rinnovabile vengono impiegate principalmente nel settore civile e dei trasporti e in minima parte nell'industria e nell'agricoltura. I combustibili fossili, infine, sono impiegati quasi esclusivamente nell'industria.

Consumi finali di energia per settore nel 2012 – dati in ktep	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Usi non energetici	Bunkeraggi
Petrolio	4263	36181	3675	2167	5864	3124
Gas naturale	12285	753	25545	123	467	0
Solidi	4356	0	4	0	88	0
Rinnovabili	270	1273	3402	151	0	0
Energia elettrica	9810	925	13996	499	0	0

Fig. 2.16 – Consumi finali di energia per settore nel 2012 [6]

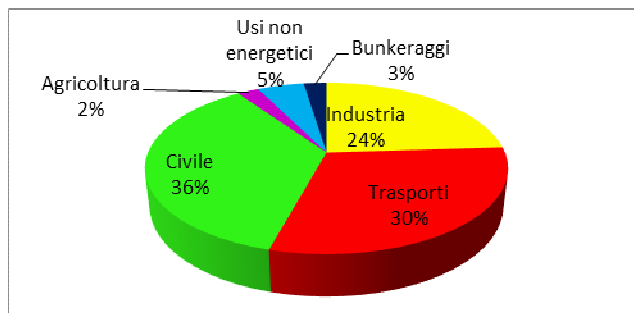


Fig. 2.17 – Consumi finali di energia per settore nel 2012 [6]

In uno studio svolto da ENEA, si è analizzata la possibile evoluzione del sistema energetico nazionale secondo tre scenari [7]:

- lo *Scenario di Riferimento*, che assume il quadro delle politiche e misure in vigore al dicembre 2009 e descrive l'evoluzione del sistema in linea con il trend attuale;
- lo *Scenario a Politiche Correnti* che descrive gli effetti delle politiche energetiche in atto;
- lo *Scenario Roadmap* che indica lo sforzo aggiuntivo necessario per ridurre le emissioni serra in linea con la Roadmap 2050 dall'UE.

L'azione combinata di misure, politiche e investimenti previsti già nello Scenario a Politiche Correnti determina una riduzione della domanda, con una conseguente riduzione delle emissioni serra. Nella figura 2.18, lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, il fabbisogno di energia riprenda ad aumentare già nel breve periodo. Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni, ma che non è comunque sufficiente a diminuire il fabbisogno. Lo Scenario Roadmap, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento del fabbisogno energetico molto più marcato.

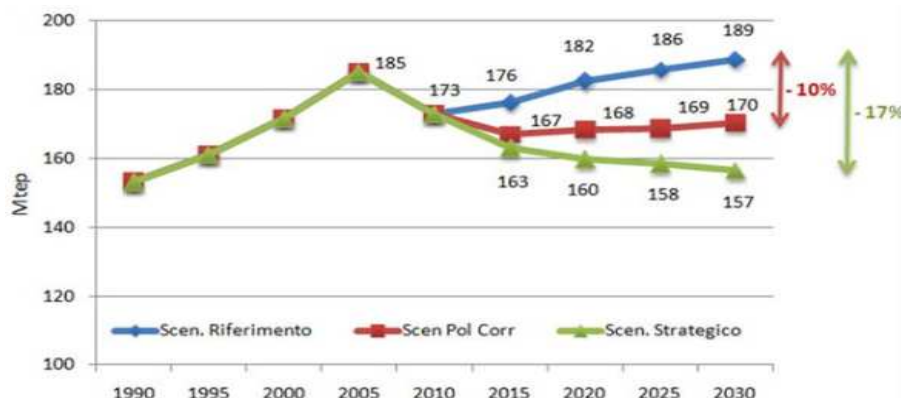
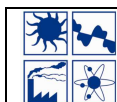


Fig. 2.18 – Evoluzione del fabbisogno di energia primaria (1990-2030) [7]

In tutte le proiezioni i combustibili fossili continuano a fornire il contributo prevalente al fabbisogno di energia primaria (figura 2.19); cambia peraltro la loro quota nel mix, che al 2020 scende dall'85% dello Scenario di Riferimento al 79% dello Scenario a Politiche correnti e al 77% dello Scenario Roadmap, riducendosi di conseguenza la dipendenza energetica del Paese dall'estero, attualmente pari all'85,3%.



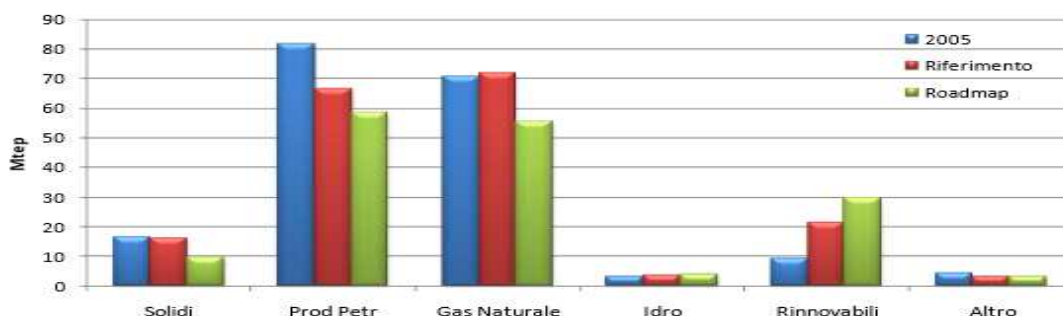


Fig. 2.19 – Variazione del mix di fonti primarie nello scenario di Riferimento e Roadmap nel 2020 [7]

Gran parte di tale riduzione interessa i prodotti petroliferi, che già nello Scenario di Riferimento vedono un drastico ridimensionamento del loro utilizzo nel settore termoelettrico, rimpiazzati dal gas naturale, mentre il loro consumo tende a rimanere confinato al settore trasporti. Nello Scenario di Riferimento il gas continua il suo trend di crescita (+10% nel 2030 rispetto al 2010 fino a costituire il 40% del fabbisogno); già nello Scenario a Politiche Correnti il contributo di tale combustibile al fabbisogno primario scende al 36% nel 2030. Nel 2030, nello Scenario Roadmap, i consumi di gas si riducono di oltre 25 Mtep rispetto all'evoluzione tendenziale, contribuendo al soddisfacimento del 31% dei consumi energetici, come effetto delle politiche di miglioramento dell'efficienza del settore civile e della crescita delle fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che nel termico (+155% nel 2030 rispetto al 2010). Le fonti rinnovabili vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari, ma nello Scenario Roadmap arrivano a rappresentare nel 2030 il 25% dell'intero fabbisogno energetico.

Nelle analisi di scenario della Commissione Europea eseguite per la Roadmap 2050 è emersa la forte potenzialità del settore elettrico nel contribuire al raggiungimento dell'obiettivo politico di ridurre, entro il 2050, le proprie emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990, nonostante una crescita prevista della domanda elettrica nei settori di uso finale e una elevata elettrificazione nel settore trasporti. In Italia, la generazione elettrica incide per circa il 30% delle emissioni totali di CO₂.

Mentre lo Scenario di Riferimento, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo Interno Lordo di energia con un aumento dell'1,13% medio annuo, entrambi gli scenari di policy suggeriscono un'evoluzione del consumo elettrico ad un ritmo più lento, pari allo 0,85% nel periodo 2010-2030. Questi scenari implicano cospicui investimenti in tecnologie a basse emissioni di CO₂, che sono quelle per le fonti rinnovabili elettriche e per la Carbon Capture and Storage(CCS), oltre che interventi per rendere più efficienti le reti di trasmissione e distribuzione e per lo sviluppo di smart grid che permettano di abbattere il picco di richiesta alla rete (figura 2.20).

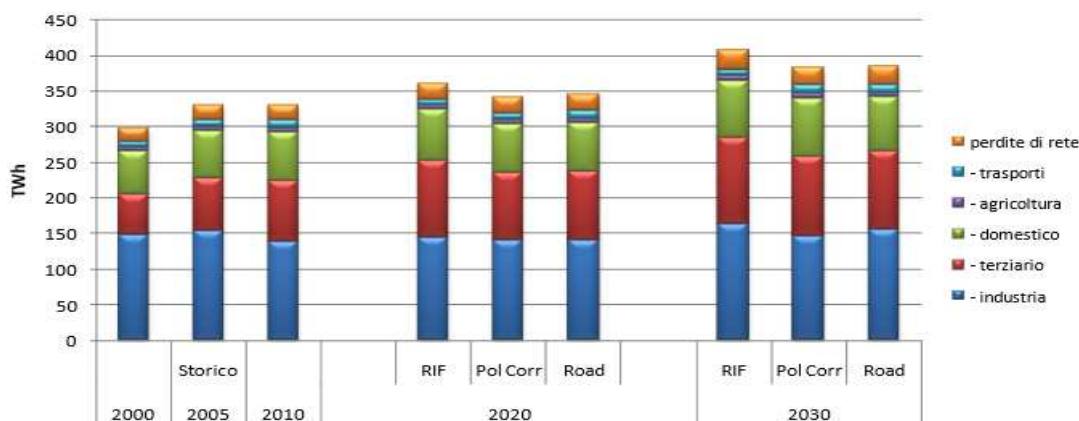


Fig. 2.20 – Consumi di energia elettrica per i settori di uso finale nei tre scenari ENEA [7]

L'incremento dei consumi elettrici (CIL al netto dei pompaggi) nel periodo 2010-2030 degli scenari ENEA è compreso tra i 64 TWh dello Scenario Roadmap (+19% rispetto al 2010) e gli 87 TWh dello Scenario di Riferimento (+26% rispetto al 2010).



Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, nella tabella 2.1 sono riportati i valori della produzione netta divisi per fonte.

Tab 2.1 – Produzione elettrica netta: serie storica e dati di Scenario [7]

TWh	Storico			RIF	Pol Corr	Road	RIF	Pol Corr	Road
	2000	2005	2010	2020			2030		
Idro	50.2	42.4	53.7	47.6	47.6	47.9	48.7	48.8	48.9
Termoelettrico	212.5	241.0	220.9	250.5	212.0	220.0	292.0	249.4	243.0
Geo	4.7	5.3	5.1	7.5	6.9	8.2	7.5	7.5	9.3
Eolico e FV	0.6	2.4	10.9	28.7	43.2	46.7	35.4	54.5	65.7
Netto import-export	48.4	49.2	44.2	36.4	36.4	35.2	34.2	34.2	29.9
TOT	316.3	340.2	334.7	371	346	358	418	394	397

La decarbonizzazione del settore elettrico ha come conseguenza anche la diversificazione delle fonti, con particolare diffusione di tecnologie per le rinnovabili. A fare da traino per il settore rinnovabile, nello Scenario Roadmap, è il contributo dell'energia prodotta da fonti intermittenti (eolico e fotovoltaico), che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030 (circa il 18% della produzione totale). Per supportare la diffusione di queste tecnologie e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione.

Con l'espandersi della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale la potenza netta installata potrebbe passare dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030, mentre negli scenari di intervento potrebbe crescere fino a oltre i 170 GW nel 2030. Nello Scenario Roadmap, una elevata penetrazione di fonti rinnovabili permette, insieme con la CCS, un elevato abbattimento di emissioni portando nel 2030 ad un'emissione specifica del parco di generazione pari a 140 gCO₂/kWh prodotto.

Le politiche e misure di settore previste (PAN, D.Lgs. 28, DM 5 maggio 2011, Emission Trading Scheme - ETS), se permettono al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello Scenario a Politiche Correnti, portando ad una riduzione della CO₂ nel 2030 del 20% rispetto al 1990, non sono però sufficienti per rispettare la traiettoria della Roadmap UE 2050, che richiederebbe all'Italia una riduzione di emissioni nel 2030 pari a 66 Mt di CO₂ rispetto allo Scenario di Riferimento e di 78 Mt di CO₂ rispetto al 1990.

Anche se, per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni indicato dal Protocollo di Kyoto (- 20% della CO₂ emessa rispetto al 2005), lo Scenario di Riferimento mostra come questa tendenza sia da considerarsi temporanea e che, in assenza di politiche e misure in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico, le emissioni della CO₂ riprendano ad aumentare già nel breve periodo (figura 2.21); tale crescita delle emissioni non consente di perseguire gli obiettivi al 2020 sia nei settori ETS (-21% rispetto ai valori 2005) che nei settori non ETS (-13% rispetto ai valori 2005).

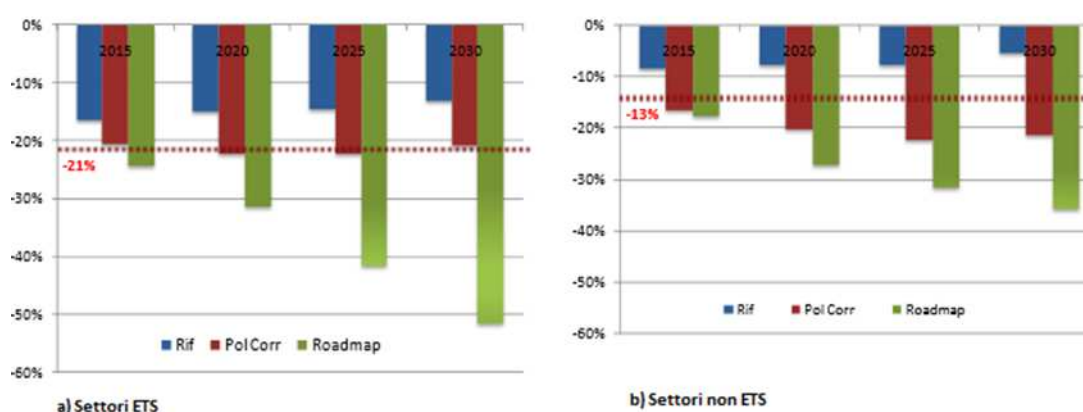


Fig. 2.21 – Riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai valori del 2005 nei settori ETS e non [7]

Lo Scenario a Politiche Correnti presenta un'evoluzione più sostenibile, con un trend di emissioni in decrescita per almeno i prossimi 15 anni. Lo Scenario a Politiche Correnti non è comunque sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile e lo Scenario Roadmap, che segue le stesse traiettorie di riduzione delle emissioni dello scenario UE, ipotizza un abbattimento delle emissioni conseguibile con una accelerazione tecnologica più spinta che nello Scenario a Politiche Correnti, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ sia nel settore elettrico che industriale. Le emissioni di gas serra in Italia hanno cominciato a ridursi solo a partire dal 2005, ma da valori ben più alti di quelli dell'anno base per il protocollo di Kyoto, il 1990, in cui le emissioni totali si sono assestate sulle 519 Mt CO₂-eq (escludendo gli assorbimenti del settore forestale e dal cambiamento di usi dei suoli).

La tendenza che caratterizza lo Scenario a Politiche Correnti è l'effetto combinato di molteplici fattori:

- il graduale processo di decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, per l'aumento di produzione elettrica da fonti rinnovabili;
- la riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell'incremento di efficienza tecnologica;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche.

Sebbene lo Scenario a Politiche Correnti richieda al Paese uno sforzo significativo per una riduzione importante delle emissioni, non sembra sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile così come prospettato nello Scenario Roadmap 2050 dell'UE, che riduce entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990.

Nello Scenario Roadmap, quasi la metà della riduzione di CO₂ nel breve periodo proviene da interventi di efficienza energetica nei settori d'uso finale dell'energia (figura 2.22).

Il settore Civile (che comprende residenziale e terziario) rappresenta, in particolare, il principale segmento di intervento, sia per il suo crescente peso nel totale dei consumi energetici, sia per la varietà di opzioni tecnologiche già oggi disponibili in tutti i servizi energetici richiesti nel settore (climatizzazione estiva ed invernale, illuminazione, elettrodomestici) e sia per i possibili interventi sull'involucro i quali, oltre a ridurre in maniera significativa il fabbisogno di climatizzazione, rappresentano una importante occasione di "riqualificazione" del patrimonio edilizio.

Nei Trasporti, la diffusione di veicoli più performanti e, in parte, un maggior ricorso a carburanti alternativi, contribuisce in maniera importante all'abbattimento dei consumi e delle emissioni del trasporto su strada. Tuttavia, data la complessità di tale settore, il ruolo strategico e il carattere globale di segmenti di traffico

come quello aereo e marittimo, l'accelerazione tecnologica potrebbe non risultare sufficiente per perseguire una traiettoria di sviluppo coerente con la Roadmap UE 2050, almeno nel lungo periodo. Il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, che recepisce la direttiva, fornisce importanti indicazioni sulle strade percorribili anche nel settore Industriale, attraverso l'utilizzo di strumenti di incentivazione quali il meccanismo dei certificati bianchi e le detrazioni fiscali; il principale strumento per una traiettoria ambientalmente ed economicamente sostenibile del settore Industriale rimane l'efficienza energetica che, oltre a ridurre le emissioni serra, porta alla riduzione della bolletta energetica, contribuendo alla competitività dei prodotti, liberando risorse per investimenti e innovazione.

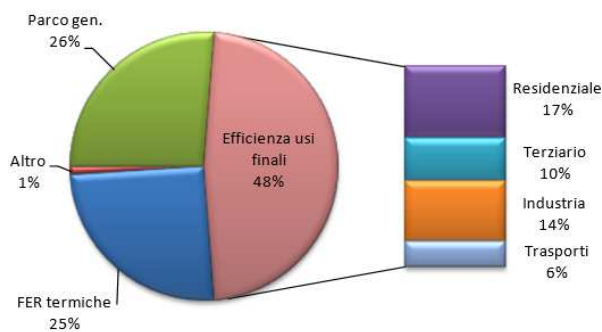


Fig. 2.22 – Ruolo dell'efficienza energetica nella riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2020 nello scenario Roadmap, rispetto allo scenario di Riferimento per tipo di interventi [7]

2.4 SCENARIO ENERGETICO REGIONALE

Il grafico di figura 2.23 fornisce un quadro della distribuzione per settori dei consumi energetici in Umbria [8].

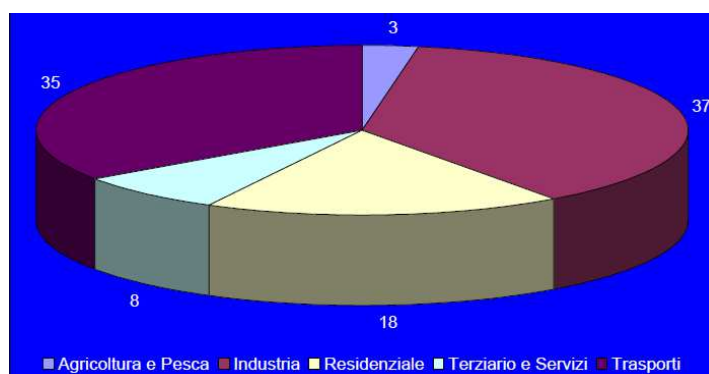


Fig. 2.23 – Ripartizione percentuale dei consumi di energia per la Regione Umbria [8]

Da una ricognizione sui principali indicatori, i consumi energetici dell'Umbria si caratterizzano, rispetto alla situazione nazionale, per i seguenti aspetti:

- I consumi energetici pro-capite sono sensibilmente superiori e hanno fatto registrare un incremento maggiore negli ultimi anni (3,8% contro 2,4%) collocando l'Umbria fra le prime 9 regioni d'Italia.
- L'intensità energetica, calcolata come tep consumate rispetto al reddito prodotto risulta sensibilmente superiore: 99 contro 82;

- I consumi complessivi di energia elettrica per abitante nell'anno 2001 sono risultati in Umbria pari a 6,69 MWh rispetto ad una media nazionale di 5,44, superiori quindi del 23%;
- Il consumo elettrico per addetto all'industria ha fatto registrare in Umbria un dato di 33.047 kWh rispetto ad una media di 19.258, superiore del 71,6%;
- L'intensità elettrica del P.I.L., calcolata come MWh consumate per ogni milione di P.I.L. calcolato a lire del 1995, risulta pari a 372,7 rispetto ad un dato medio nazionale di 240,3, superiore quindi del 55,1%;
- I consumi energetici considerati secondo il tipo di fonte mostrano, secondo l'ENEA, una composizione percentuale in sostanziale equilibrio fra la dimensione regionale e quella nazionale: il consumo dei combustibili solidi è pari all' 1,3%, i prodotti petroliferi 1,5%, il gas naturale 1,8% mentre l'energia elettrica tocca l'1,9%;
- L'intensità energetica sul territorio, che definisce in qualche modo il livello di pressione esercitata dalla funzione energetica sullo stesso, calcolata come rapporto fra tep consumati per kmq, risulta secondo ENEA largamente inferiore alla media nazionale: 195 tep/km² rispetto ai 343 tep/km² della media italiana.
- Risultano invece inferiori alla media nazionale i consumi energetici imputabili al settore civile e al terziario, ai comparti come quello dei consumi domestici che più direttamente sono correlati agli indicatori di benessere sociale. Il consumo medio pro capite per usi domestici è stato pari a 1005 kWh, rispetto al dato nazionale di 1060.

Per quanto riguarda fabbisogno e produzione di elettricità (tabella 2.2 e figura 2.24), l'Umbria si trova in forte deficit [9]:

Tab. 2.2 – Fabbisogno e Produzione di elettricità in Umbria [9]

	Fabbisogno (GWh)	Produzione (GWh)	Deficit
2010	5850,9	3910,9	-33,2%
2011	5831,4	3831,3	-34,3%
2012	5804,6	2658,5	-54,2%

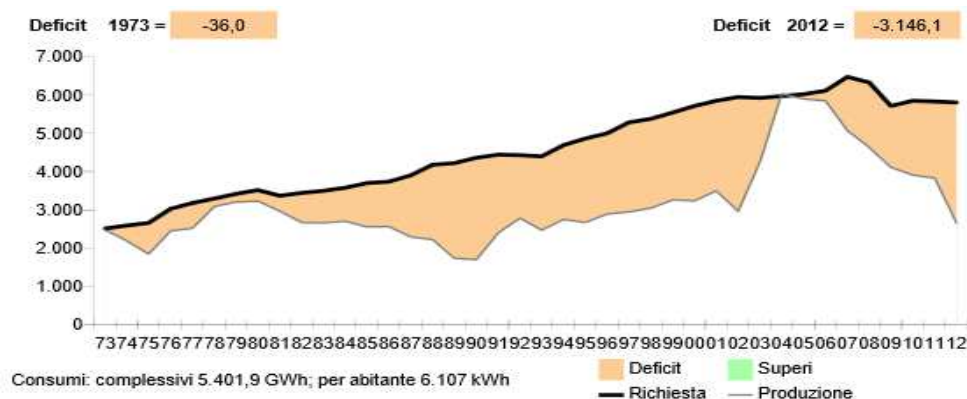


Fig. 2.24 – Richiesta e Produzione di elettricità in Umbria [9]

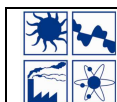
Nelle tabelle 2.3 e 2.4 si riporta rispettivamente il bilancio dell'energia elettrica e la situazione degli impianti nella Regione Umbria.

Tab. 2.3 – Situazione impianti nella Regione Umbria [9]

	Operatori del mercato elettrico ³	Autoproduttori	Umbria
Produzione lorda			
- idroelettrica	1.014,8	0,3	1.014,9
- termoelettrica tradizionale	1.240,7	34,0	1.283,7
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	3,2	-	3,2
- fotovoltaica	471,7	-	471,7
Totale produzione lorda	2.739,1	34,3	2.773,5
	-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione	105,6	1,9	107,5
	=	=	=
Produzione netta			
- idroelettrica	1.008,8	0,3	1.008,9
- termoelettrica tradizionale	1.157,5	32,1	1.189,6
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	3,2	-	3,2
- fotovoltaica	488,3	-	488,3
Totale produzione netta	2.633,5	32,4	2.665,9
	-	-	-
Energia destinata ai pompaggi	7,5	-	7,5
	=	=	=
Produzione destinata al consumo	2.626,1	32,4	2.658,5
	+	+	+
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori	+4,0	-4,0	-
	+	+	+
Saldo import/export con l'estero	-	-	-
	+	+	+
Saldo con le altre regioni	+3.146,1	-	+3.146,1
	=	=	=
Energia richiesta	5.776,2	28,4	5.804,6
	-	-	-
Perdite	402,6	0,1	402,7
	=	=	=
Consumi			
Autoconsumo	80,1	27,1	107,2
Mercato libero ⁴	4.387,8	1,2	4.389,0
Mercato tutelato	925,7	-	925,7
Totale Consumi	5.373,6	28,3	5.401,9

Tab. 2.4 – Bilancio dell'energia elettrica dell'Umbria [9]

		Produttori	Autoproduttori	Umbria
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	33	1	34
Potenza efficiente lorda	MW	510,5	0,6	511,1
Potenza efficiente netta	MW	502,9	0,6	503,5
Producibilità media annua	GWh	1.510,7	2,1	1.512,8
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	65	10	75
Sezioni	n.	91	14	105
Potenza efficiente lorda	MW	895,1	20,6	915,6
Potenza efficiente netta	MW	865,6	19,8	885,3
Impianti eolici				
Impianti	n.	5	-	5
Potenza efficiente lorda	MW	1,5	-	1,5
Impianti fotovoltaici ¹				
Impianti	n.	11.430	-	11.430
Potenza efficiente lorda	MW	415,2	-	415,2



Dall'analisi della figura 2.25, si nota che l'industria è l'unico settore che ha avuto un forte incremento nei consumi rispetto agli altri settori nel 2008 rispetto al 2005 [10]; riveste infatti quasi il 50% dei consumi totali. Stessa evoluzione si può notare per il petrolio (figura 2.26), che costituisce la fonte principale dell'industria (circa il 50%).

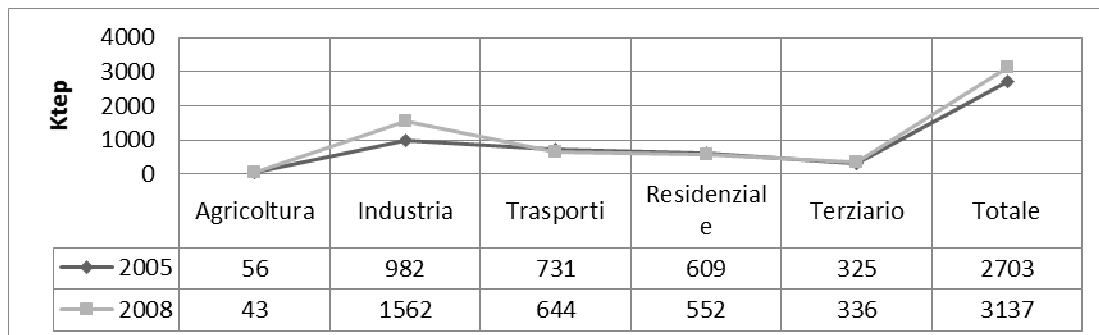


Fig. 2.25 – Consumi finali di energia per settore economico per la Regione Umbria [10]

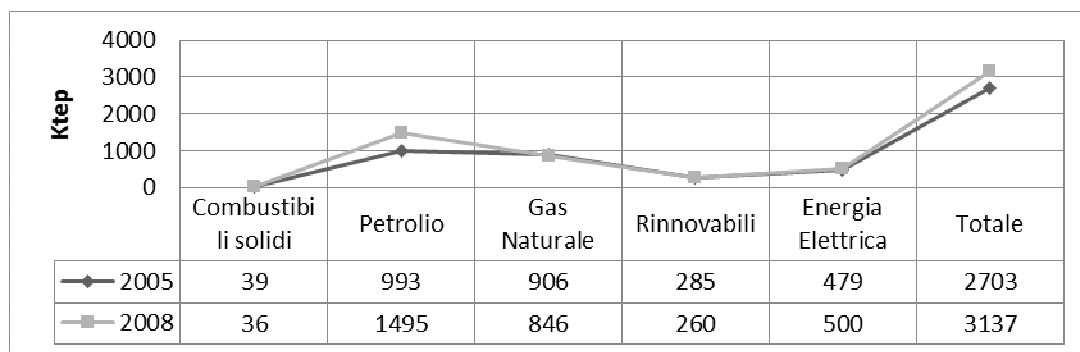


Fig. 2.26 – Consumi finali di energia per macrofonte energetica per la Regione Umbria [10]

I consumi suddivisi per categoria di utilizzatori e provincia è mostrato in tabella 2.5.

Tab. 1.5 – Consumi per categoria di utilizzatori e provincia [9]

	Agricoltura	Industria	Terziario	Domestico	Totale
Perugia	88,2	1.126,4	1.052,5	736,8	3.003,9
Terni	18,5	1.747,6	293,7	261,4	2.321,3
Totale	106,7	2.874,0	1.346,2	998,2	5.325,2

Nella tabella 2.6 è riportato il valore del Consumo Finale Lordo da FER e il Consumo Finale Lordo nella regione Umbria per il solo settore elettrico [11]. Si evidenzia come l'Umbria abbia assistito ad un aumento della quota FER dal 2010 al 2011, e che la quota FER-E è superiore alla media nazionale.

Tab. 2.6 –Quota FER regionale [11]

	2010			2011		
	CFL da FER (GWh)	CFL (GWh)	Quota FER regionale %	CFL da FER (GWh)	CFL (GWh)	Quota FER regionale %
Umbria	1610,9	5983,7	26,9	1805,4	5947,6	30,4
Italia	68902,3	342932,7	20,1	81560,7	346367,8	23,5

Le emissioni di CO₂ (figura 2.27) provengono quasi esclusivamente da processi industriali (26%), mentre quelle di metano dai rifiuti (47%) (dati Arpa Umbria 2007, [12]).

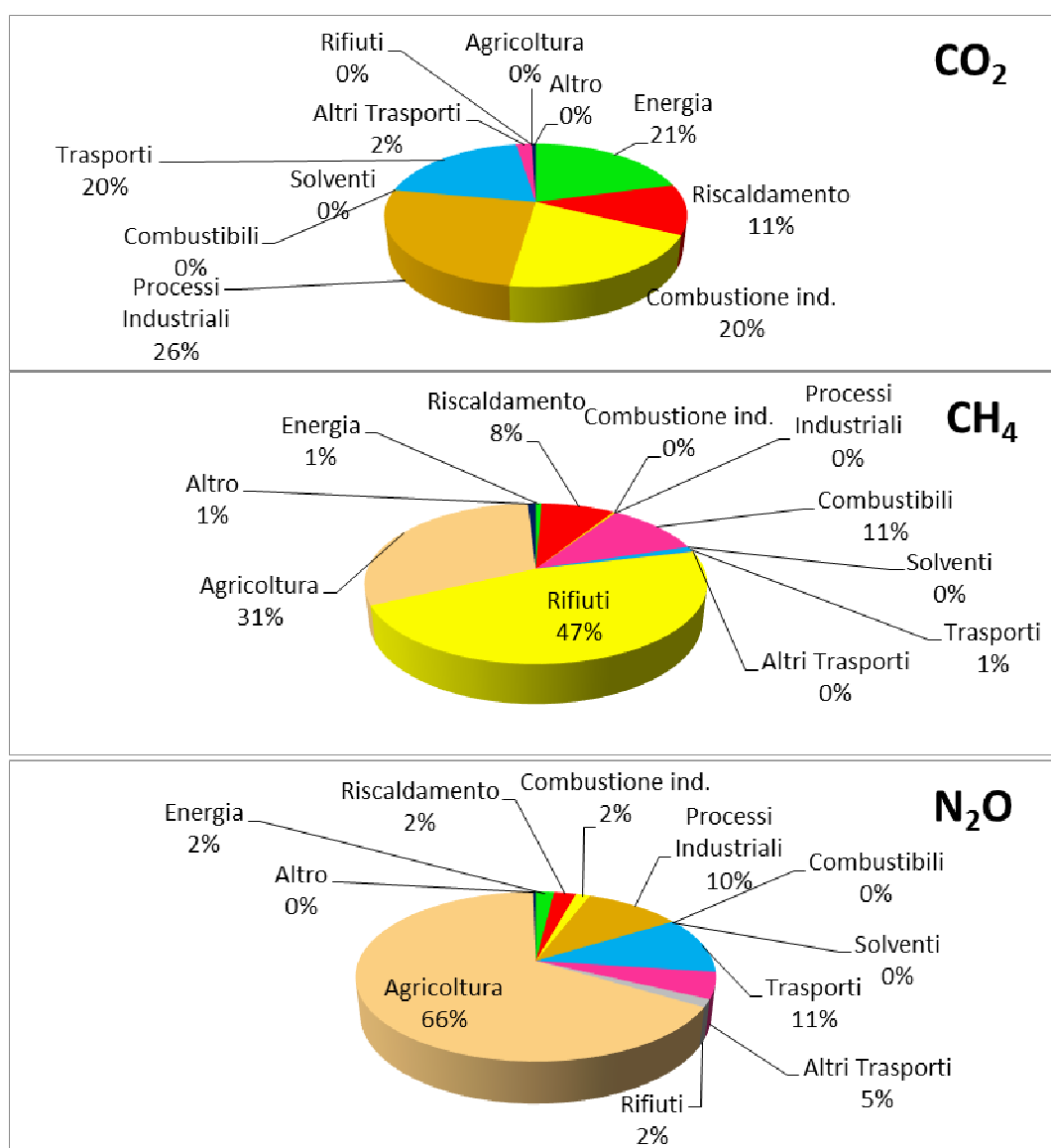


Fig. 21.27 –Emissioni totali di gas a effetto serra per macrosettore per la Regione Umbria [12]

Esaminando i grafici della figura 2.28, si osserva che i livelli di CO₂ risultano in crescita rispetto a quelli del 1999, mentre le emissioni di metano e protossido d'azoto sono diminuiti, ma non sensibilmente.

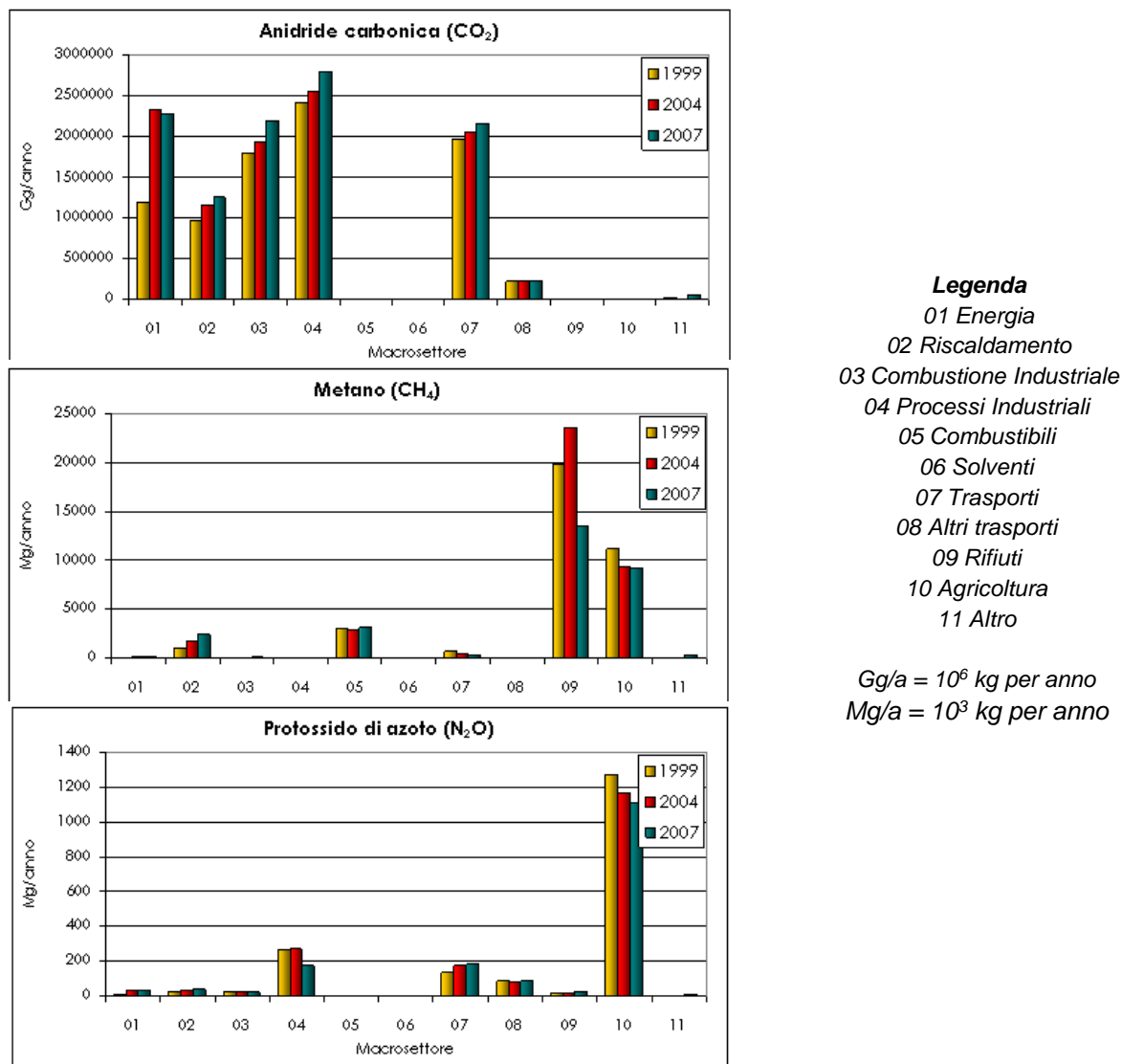
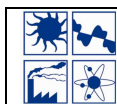


Fig. 2.28 – Grafico emissioni per macrosettori di CO₂ (Gg/anno), CH₄ (Mg/a) e N₂O (Mg/a) per la Regione Umbria [12]

L'Umbria, sin dagli anni '90, è una delle regioni con i più bassi valori delle emissioni di CO₂ (figura 2.29), costituendo l'1,9% delle emissioni totali dell'Italia [13]; c'è da rilevare, però, un incremento del 57,3% rispetto al 1990.



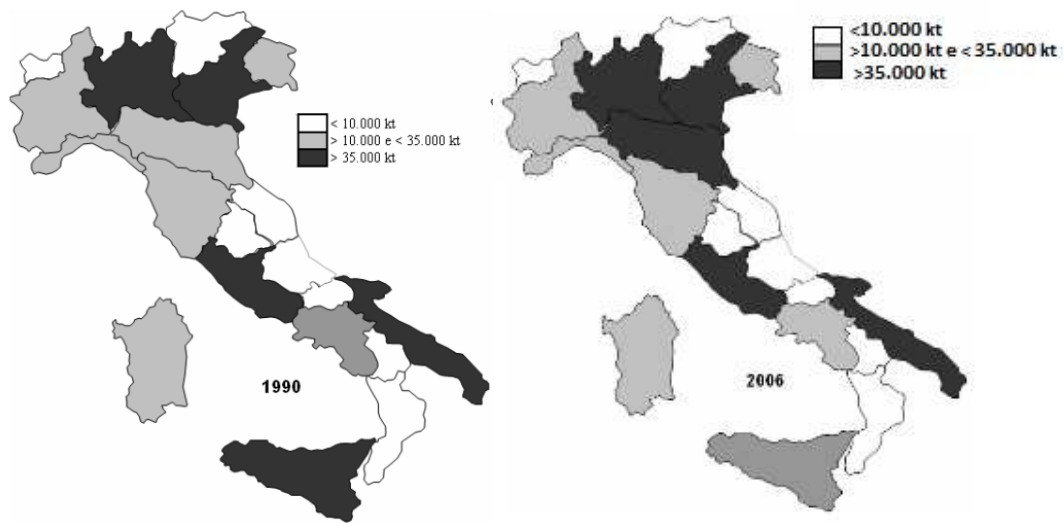


Fig. 2.29 – Emissioni di CO₂ per Regioni negli anni 1990 e 2006 [13]

BIBLIOGRAFIA

[1] FMI, World Economic Outlook, gennaio 2012.
 [2] BP Statistical Review of World Energy, Giugno 2013
 [3] World Energy Outlook 2013
 [4] Commissione Europea, EU Energy trend to 2030 – 2009
 [5] <http://www.eea.europa.eu>
 [6] Ministero dello Sviluppo Economico, Bilancio Energetico Nazionale 2012
 [7] ENEA, “Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010”, Aprile 2012
 [8] PER Umbria 2004
 [9] TERNA, Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2010, 2011, 2012
 [10] ENEA, Energia delle Regioni – 2011
 [11] GSE, Rapporto statistico 2011: Impianti a fonti rinnovabili
 [12] ARPA Umbria, Inventario Emissioni 2007
 [13] ENEA, Inventario Annuale delle Emissioni di Gas Serra su scala Regionale, 2010



CAPITOLO 3

NORMATIVA IN MATERIA DI PIANI ENERGETICI COMUNALI

3.1 GENERALITÀ

Le sorgenti di energia possono essere distinte, in base alla loro origine, tra [1]:

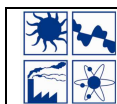
- fonti primarie, utilizzabili direttamente, presenti in natura come, ad esempio, il vento, il sole, le biomasse e il carbone;
- fonti secondarie, che derivano dalla trasformazione della fonti primarie non presenti direttamente in natura come, ad esempio, l'elettricità, la benzina e il nucleare;
- fonti rinnovabili, che forniscono cioè energia che si rigenera mediante trasformazioni chimiche, come ad esempio la biomassa, o fisiche, come il vento, il sole e i salti idraulici;
- fonti non rinnovabili, cioè con tempi di rigenerazione molto alti e che una volta sfruttate si ritengono esaurite, come ad esempio le fonti di origine minerale o nucleare.

Attualmente, il fabbisogno energetico è soddisfatto in maniera prevalente mediante fonti secondarie non rinnovabili, benché si preveda che, in tempi relativamente brevi, esse possano terminare; da più parti, infatti, si paventa l'esaurimento delle scorte di petrolio nell'arco di qualche decennio. Inoltre, si ritiene che l'estrazione di energia da tali risorse possa diventare antieconomica ed eccessivamente inquinante.

Negli ultimi anni grande attenzione si è focalizzata sull'impatto ambientale, sulle emissioni di CO₂ e particolato in atmosfera, facendo assumere alle fonti rinnovabili un ruolo di primaria importanza, sebbene non sia totalmente corretto considerarle "inesauribili" perché non è dato sapere fino a quando queste risorse saranno disponibili, né fino a quando potranno verificarsi mutamenti tali da non permettere alla tecnologia attuale di utilizzarle. Quello che è certo è che le fonti rinnovabili sono totalmente gratuite e tale caratteristica è apprezzabile in un periodo di crisi come quella che grava sullo scenario economico internazionale da diversi anni. L'obiettivo di ridurre i costi, in particolare, ha fatto sì che, oltre all'utilizzo di fonti rinnovabili, emergesse la necessità, a livello globale e locale, di promuovere il miglioramento dell'efficienza energetica e puntare l'attenzione anche sulla sostenibilità.

Negli ultimi anni il problema energetico ed ambientale ha assunto un'importanza notevole, a tal punto che si sono susseguite in varie parti del mondo numerose conferenze per cercare di giungere ad accordi sulla tutela dell'ambiente, assumendo come principio fondamentale quello della sostenibilità del sistema energetico. I consumi di energia contribuiscono ad incrementare numerose criticità ambientali che si estendono a vari livelli. Su scala locale il problema è rilevante per quanto riguarda la qualità dell'aria, in relazione alla concentrazione di residui e sottoprodotti di combustione (come il monossido di carbonio, i composti organici volatili, gli ossidi di azoto, ecc.). A livello globale il problema è legato al fatto che il consumo di fonti primarie energetiche non rinnovabili, oltre a ridurre la disponibilità di uno stock che si è formato nel corso di milioni di anni, causa la riemissione in atmosfera di anidride carbonica e di altre molecole opache alla radiazione infrarossa (effetto serra), con pesanti conseguenze negative sul clima a livello planetario.

Le emissioni di gas climalteranti sono considerate un indicatore di impatto ambientale del sistema di trasformazione ed uso dell'energia e le varie politiche internazionali e nazionali concernenti l'organizzazione energetica fanno in gran parte riferimento ad esse. L'energia ha assunto, quindi, una



posizione centrale nella problematica dello sviluppo sostenibile: prima di tutto perché l'energia (o più esattamente l'insieme di servizi che l'energia fornisce) è una componente essenziale dello sviluppo; in secondo luogo perché il sistema energetico è responsabile di una parte importante degli effetti negativi delle attività umane sull'ambiente (a scala locale e globale).

In generale, nell'ambito delle nuove politiche e strategie in campo energetico, c'è ampio consenso sul fatto che, per andare verso un modello sostenibile, sia necessario procedere lungo tre direzioni principali: una maggiore efficienza e razionalità negli usi finali dell'energia, sistemi innovativi più puliti e più efficienti di impiego e trasformazione dei combustibili fossili (che rappresentano tuttora la fonte energetica ancora prevalente) e un crescente ricorso alle fonti rinnovabili di energia.

Questa spinta verso un modello energetico più sostenibile avviene in un momento in cui il modo stesso di fare politica energetica sta rapidamente cambiando, sia a livello internazionale che nazionale. Un ruolo fondamentale è ascrivibile al governo del territorio, nella crescente importanza che assume il collegamento tra dove e come l'energia viene prodotta e utilizzata e nella ricerca di soluzioni che coinvolgano sempre di più la sfera locale.

Si ritiene dunque che la strada da seguire consista in una politica integrata in materia di energia e cambiamenti climatici, in quanto la produzione di energia da combustibili fossili influisce in maniera sostanziale sul cambiamento climatico.

Negli ultimi anni si è assistito ad un graduale aumento delle misure volte a migliorare l'efficienza energetica, a limitare le emissioni in atmosfera, in particolare del settore industriale e dei trasporti, e a incoraggiare il risparmio energetico.

A partire dal Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 1997, che fissava l'obiettivo di ridurre in media del 5,2% le emissioni di gas serra tra il 1990 e il 2012 (successivamente portato all'8%), si sono susseguiti una serie di programmi volti all'attuazione del Protocollo stesso.

Sebbene gli USA non abbiano ancora ratificato il Protocollo di Kyoto e non contribuiscano, quindi, ufficialmente al perseguimento dell'obiettivo, l'UE ha continuato a portare avanti misure concrete per raggiungerlo, tenendo conto dei livelli di sviluppo economico e industriale di ciascun Stato membro. La maggior parte dei paesi che hanno aderito all'UE nel 2004 avevano negoziato obiettivi individuali nel quadro del Protocollo di Kyoto, prima della propria adesione all'UE.

Nel 2000 è stato lanciato il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico, che ha finora consentito l'attuazione di circa 40 strategie e misure a livello europeo, che comprendono norme energetiche sugli edifici e regolamenti volti a limitare l'uso di alcuni gas industriali che contribuiscono particolarmente al riscaldamento del Pianeta.

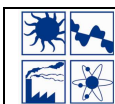
Inoltre, dal 2007 l'UE ha assunto un ruolo di leadership nella lotta al cambiamento climatico; l'obiettivo è passare ad una economia compatibile con il clima, basata su una combinazione di tecnologie e risorse energetiche a bassa emissione di anidride carbonica.

Per raggiungere una riduzione delle emissioni di gas serra al di sotto dei livelli del 1990 entro il 2050, l'UE punta ad un nuovo patto mondiale; anche paesi come la Cina e l'India dovranno iniziare a contenere la crescita delle proprie emissioni.

L'UE ha accettato di ridurre le proprie emissioni di almeno il 20% entro il 2020, a prescindere da come si comporteranno gli altri paesi.

In tale contesto, un passo fondamentale si è concretizzato con la pubblicazione nel giugno del 2007 del Libro Verde sull'adattamento ai cambiamenti climatici in Europa, nel quale si illustrano i motivi per cui è necessario intervenire e le principali linee guida.

Successivamente, nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha lanciato il Secondo Programma Europeo per la lotta ai cambiamenti climatici (ECCP II) e nel dicembre 2008 è stata approvata la proposta integrata definita dagli addetti ai lavori pacchetto clima-energia, le cui misure saranno oggetto di approfondimento nei paragrafi successivi.



Il 1 aprile 2009 la Commissione Europea ha presentato il Libro Bianco sull'adattamento ai cambiamenti climatici, nel quale sono contenute una serie di misure per rendere l'UE meno vulnerabile di fronte agli impatti dei cambiamenti climatici.

Gli impegni della Commissione Europea sono caratterizzati, oltre che dall'emanazione dei documenti sopra citati, anche da numerose conferenze svoltesi con gli altri paesi verso un obiettivo comune di lotta al riscaldamento globale.

A dicembre 2007 si è tenuta a Bali la Tredicesima Conferenza delle Parti, con l'obiettivo di stabilire una tabella di marcia per i negoziati sul regime climatico dopo il 2012; successivamente, a Poznan, nel dicembre 2008, si è tenuta la Quattordicesima Conferenza delle Parti, considerata il passaggio cruciale per preparare il terreno alla Quindicesima Riunione delle Parti (Copenaghen, dicembre 2009), dove è stato trovato un accordo sul post-Protocollo di Kyoto che termina nel 2012.

La Sedicesima Conferenza delle Parti (COP16) si è tenuta a Cancun (Messico) dal 29 novembre al 10 dicembre 2010, al termine della quale è stato firmato dai rappresentanti di 193 paesi (eccetto la Bolivia) l'Accordo di Cancun; il pacchetto prevede una serie di misure il cui obiettivo principale è limitare il riscaldamento medio del pianeta a 2 gradi centigradi.

Alla luce di tali premesse, nei paragrafi successivi si intende sviluppare una ricognizione delle attuali politiche energetiche su scala internazionale, comunitaria, nazionale e regionale, sulla cui base ricostruire un quadro di riferimento normativo e strategico per la predisposizione del Piano Energetico e Ambientale Comunale, con particolare riferimento ai provvedimenti più recenti.

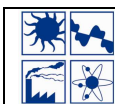
3.2 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI

In campo internazionale i riferimenti normativi sono legati sia al settore energetico che a quello ambientale e le numerose conferenze sul clima hanno portato ad accordi ed impegni dei paesi partecipanti per attuare politiche energetiche meno impattanti.

Uno dei trattati internazionali più importanti è il Protocollo di Montreal, firmato il 16 settembre 1987 da 191 nazioni ad esclusione di Andorra, Iraq, San Marino, Timor Est e Città del Vaticano ed entrato in vigore il 1° Gennaio 1989. Sottoposto a varie revisioni, fino all'ultima del 1999 a Pechino, esamina le sette categorie di idrocarburi alogenati considerati responsabili dei danni all'ozono e per ognuna di esse prevede un piano di smaltimento entro precisi termini. Il trattato prevede anche la limitazione di produzione di CFC (alogenuri alchilici come ad esempio i clorofluorocarburi) stabilendo che dal 1991 al 1992 i livelli di produzione e consumo delle sostanze del gruppo I Allegato A (CFCl₃, CF₂Cl₂, C₂F₃Cl₃, C₂F₄Cl₂, C₂F₅Cl) non eccedano il 150% rispetto al 1986, dal 1994 il 25% rispetto al 1986 e dal 1996 lo 0% rispetto al 1986. L'Unione europea ha reso operativo il protocollo di Montreal nel 1994 con il Regolamento CE/3093/1994, successivamente abrogato dal CE/2037/2000; tale regolamento anticipa al 2015 la messa al bando totale di produzione ed uso di CFC.

Nel 1988 a Toronto si è tenuta la Prima Conferenza sul Clima, nella quale sono stati presi impegni per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) e il miglioramento dell'efficienza energetica.

Nel 1992 a Rio di Janeiro si è svolta la UNCED (Conferenza sull'Ambiente e lo Sviluppo delle Nazioni Unite) che si è conclusa con la produzione di importanti documenti tra cui l'Agenda 21, che prevede una pianificazione delle azioni da attuare in ogni area delle Nazioni Unite in cui l'uomo ha impatti sull'ambiente e la Convenzione sul Cambiamento Climatico, che propone la riduzione delle emissioni di gas serra attraverso protocolli che impongono limiti temporali. Il più importante tra questi è il Protocollo di Kyoto, emanato nel 1997 durante la terza Conferenza delle Parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC) ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005 in seguito alla ratifica della Russia, che ha portato a 127 il numero dei Paesi aderenti, con il 61,6% delle emissioni (per l'entrata in vigore doveva essere ratificato da almeno 55 Paesi, tra i quali un numero sufficiente di paesi industrializzati, che nel 1990 avessero prodotto almeno il 55% delle emissioni di CO₂ totale). Il trattato prevede il vincolo per i paesi industrializzati di ridurre del 5,2% le emissioni di gas serra nel



periodo 2008–2012 rispetto alle emissioni del 1990, per l'Unione europea una riduzione dell'8%, mentre non prevede impegni per i paesi in via di sviluppo. In base a tale accordo, all'Italia spettava una quota di riduzione del 6,5% che è salita al 12% poiché in questi anni le emissioni sono aumentate del 5,5%. Attualmente tra i Paesi industrializzati solo gli Stati Uniti non hanno aderito al Protocollo di Kyoto.

Nel 2003 a Milano si è tenuta la Nona Conferenza delle Parti sui Cambiamenti Climatici (COP9), durante la quale sono stati raggiunti accordi riguardanti l'aumento del budget per il trasferimento delle tecnologie ai Paesi in via di sviluppo, il riconoscimento del ruolo delle foreste nell'assorbimento dell'anidride carbonica presente in atmosfera e l'avvio del Fondo per i cambiamenti climatici istituito a Marrakech per finanziare alcune attività nei paesi in via di sviluppo.

Dal 2004 al 2006 le Conferenze delle Parti si sono tenute a:

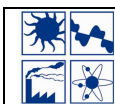
- Buenos Aires, Argentina (COP10);
- Montreal, Canada (COP11);
- Nairobi, Kenia (COP12).

Nel 2007 sono stati compiuti importanti passi avanti in termini di politica internazionale nell'ambito dei negoziati avvenuti alla Conferenza di Bali (Indonesia), dove si è tenuta la 13ª sessione della Conferenza delle Parti (COP13) della UNFCCC. Uno dei principali risultati della Conferenza è consistito nell'adozione della Bali Road Map, un documento costituito da un certo numero di decisioni essenziali per garantire un clima futuro sicuro. La Road Map include un piano d'azione (Bali Action Plan) che traccia il percorso di un nuovo processo atto a consentire la piena attuazione della Convenzione attraverso azioni a lungo termine e prevede cinque argomenti principali di negoziazione: una visione condivisa per un'azione cooperativa a lungo termine, la mitigazione, l'adattamento, lo sviluppo e il trasferimento tecnologico, la mobilitazione di risorse finanziarie.

Nel dicembre 2008 si è svolta a Poznan (Polonia) la COP14: la Conferenza è terminata con un chiaro impegno da parte dei Governi a entrare in piena fase negoziale per dare forma ad una risposta mondiale ai cambiamenti climatici. È stato concordato che gli impegni dei paesi industrializzati nel periodo successivo al 2012 debbano assumere principalmente la forma di limitazione o riduzione delle emissioni, in linea con il tipo di obiettivi fissati con il Protocollo di Kyoto.

Nell'anno 2009, tra la COP14 e la COP15, si sono inoltre svolte una serie di conferenze a livello internazionale; tra le principali:

- la *Conferenza Internazionale sui Cambiamenti Climatici* (5-7 marzo 2009, Danimarca) dal titolo *Oltre Kyoto: far fronte alle sfide del cambiamento climatico*; l'evento è stato organizzato dall'Università di Aarhus con il supporto dell'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Alimentazione e l'Agricoltura (FAO) ed ha inteso favorire il dialogo tra gli scienziati, i rappresentanti dell'industria, della politica e dei cittadini;
- il *Congresso Scientifico Internazionale* dal titolo "*Climate change: global risks, challenger and decisions*" organizzato dall'Università di Copenhagen in collaborazione con i membri dell'Alleanza Internazionale delle Università per la Ricerca;
- il vertice mondiale del settore degli affari sui cambiamenti climatici, tenutosi a Copenhagen nel maggio 2009 (*World Business Summit on Climate Change*);
- la *Terza Conferenza Mondiale sul Clima* tenutasi a Ginevra dal 31 agosto al 4 settembre 2009 (*WCC3=World Climate Conference 3*) incentrata sull'adattamento al clima presente e futuro;
- la *Conferenza sul clima e il mondo del lavoro*, svoltasi a Bruxelles nel settembre 2009;
- il *vertice sui cambiamenti climatici e la settimana mondiale del clima* (New York, settembre 2009) organizzato dal Segretario Generale dell'ONU.



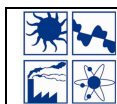
Dal 7 al 18 dicembre 2009 si è svolta a Copenhagen la COP15; nell'ambito dei negoziati sul clima che hanno preso il via a Bali nel 2007, la COP15 ha rappresentato il punto di arrivo, nel quale è stato discusso e definito il testo del nuovo accordo internazionale sul clima che sostituisce dal 2012 in poi il Protocollo di Kyoto (*Accordo di Copenhagen*). Il testo conferma l'obiettivo dell'UE di limitare l'aumento del surriscaldamento del pianeta a +2°C rispetto ai livelli preindustriali. Secondo quanto previsto dall'accordo, il 31 gennaio 2010 i paesi industrializzati hanno presentato i rispettivi obiettivi di riduzione delle emissioni e i paesi in via di sviluppo le azioni che intendono adottare. Tuttavia, l'adozione di strumenti legali per definire un accordo vincolante è stata rimandata alla Conferenza di Città del Messico (la COP 16) che si è tenuta a dicembre 2010, dove i rappresentanti di 193 Paesi (eccetto la Bolivia) si sono riuniti per due settimane per negoziare sulla lotta contro il riscaldamento globale. Il pacchetto di misure decise per limitare il riscaldamento medio di 2 °C sul pianeta tramite l'istituzione di un fondo verde climatico globale e la creazione di un nuovo sistema per il trasferimento di tecnologie rispettose del clima in tutto il mondo e per ridurre le emissioni causate dalla deforestazione hanno scongiurato la reale minaccia di un crollo definitivo della trattativa dei partner internazionali, rimasta in sospeso dal vertice sul clima di Copenhagen nel 2009.

Il nuovo *Green Climate Fund* sosterrà i Paesi poveri e in via di sviluppo dopo che un Comitato Esecutivo individuerà le necessità e le politiche per il trasferimento di tecnologie energetiche pulite e per l'adattamento ai cambiamenti climatici potenzialmente dannosi in corso, mentre un Centro per la Tecnologia collegherà richiedenti e fornitori in una rete globale. Le nazioni più ricche intendono mobilitarsi con 30 miliardi per il biennio 2010-2012, proseguendo con 100 miliardi di dollari all'anno fino al 2020, ma queste specifiche fonti di finanziamento non sono state individuate a Cancun (dicembre 2010), mentre si è deciso che la gestione del fondo verde spetterà a un comitato composto da un totale di 40 membri (15 dei Paesi industrializzati e 25 di quelli in via di sviluppo).

La compensazione finanziaria da parte delle nazioni sviluppate per promuovere gli sforzi dei Paesi più poveri per ridurre le emissioni da deforestazione e da degrado forestale è rimasta ancora controversa e imprecisata per quanto concerne il finanziamento, il monitoraggio e la supervisione necessari per assicurare la trasparenza fondamentale, la giustizia climatica e il rispetto dei diritti delle popolazioni indigene e rurali. Molti di questi accordi si sono limitati a rinsaldare le offerte non vincolanti approvate soltanto da 140 nazioni nel corso del summit di Copenhagen 2009 ma, per la prima volta, è stato approvato un ampio insieme di mezzi e di strumenti particolarmente attenti ai più svantaggiati con l'intenzione comune di agire con urgenza.

La COP17 tenutasi nel dicembre 2011 a Durban, in Sudafrica, si è conclusa confermando le divaricazioni negoziali tra i vari Paesi già emerse negli anni precedenti con l'unica reale novità costituita dall'impegno comune ad assumere entro il 2015 un accordo che abbia forma giuridicamente vincolante per indurre tutti i sottoscrittori a ridurre le proprie emissioni a partire dal 2020: una sorta, dunque, di "decisione di decidere". La COP17 si è conclusa con un impegno in extremis a trovare una forma giuridica condivisa per un accordo.

A Doha (Qatar) si è tenuta la COP18, che ha visto un sostanziale stallo nelle negoziazioni per il secondo periodo d'impegno del Protocollo di Kyoto: Canada, Russia, Giappone, Nuova Zelanda e Turchia si sono aggiunti agli Stati Uniti nella lista dei paesi che non vi aderiranno. È entrato in azione il gruppo di lavoro sulla Durban Platform (ADP) con lo scopo di raggiungere un accordo entro il 2015 per un nuovo trattato globale che possa entrare in vigore dal 2020; al suo primo anno, l'ADP è ancora in fase di definizione delle proprie strutture ed ambizioni. Sarà importante riuscire ad integrare al suo interno i principi previsti dal Bali Action Plan sulle responsabilità storiche, comuni e differenziate degli stati, al fine di non perdere diversi anni di lavoro in termini di dialogo internazionale. Per quanto riguarda la questione "finanza", è stato annunciato che non si prevede di riuscire ad individuare le risorse per il Green Climate Fund a Doha, sia per via della crisi economica che per le ancora non ben definite modalità di gestione dei fondi stessi, motivo di preoccupazione per diversi stati.



La prossima COP19 si terrà a Varsavia (Polonia) il 20 Novembre 2013.

Nella campagna collettiva contro il riscaldamento globale – la più grande sfida per l'umanità nel nostro secolo – gli stessi Paesi sviluppati si sono impegnati ad innalzare il livello ambizioso dei loro obiettivi, ma ciò dovrà tradursi in forti volontà politiche nazionali volte a ridurre o limitare le emissioni e ad assumersi le responsabilità nella risposta globale ai cambiamenti climatici che infliggono danni sempre più visibili all'ambiente, alle risorse idriche, alimentari ed energetiche, provocando conseguenti migrazioni di massa, conflitti e guerre soprattutto nei Paesi sottosviluppati.

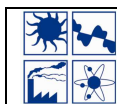
3.3 QUADRO NORMATIVO COMUNITARIO

In seguito alle conferenze sul clima, l'Unione Europea ha adottato numerose Direttive per ridurre i consumi energetici e per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Tra i riferimenti principali sono da ricordare:

- Libro Bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili* della Commissione Europea del 26 novembre 1997, il quale propone un obiettivo affinché le fonti rinnovabili nel 2010 contribuiscano per il 12% al consumo interno lordo di energia [2];
- *Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (ECCP)* del 2000, che mette in evidenza la necessità di ulteriori sforzi affinché l'Unione Europea riesca a rispettare gli impegni presi con la ratifica del Protocollo di Kyoto di ridurre dell'8% le emissioni dei gas serra rispetto ai valori del 1990 [3];
- Libro Verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico* (novembre 2000), nel quale si affronta il problema della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, visto l'aumento continuo della dipendenza europea (viene importato il 50% del fabbisogno e si raggiungerà il 70% nel 2030) [4].

Tra le varie Direttive Europee, le più significative sono riportate di seguito:

- la *Direttiva 2001/77/CE* del 27 settembre 2001 [5], la quale mira a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili nella produzione di elettricità (circa il 22,1% entro il 2010, contro l'attuale 14,0%);
- la *Direttiva 2002/91/CE* del 16 dicembre 2002 [6], che ha come obiettivo quello di promuovere il miglioramento del rendimento energetico degli edifici, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne e degli ambienti interni;
- la *Direttiva 2003/87/CE* del 13 ottobre 2003 [7], il cui fine è la riduzione delle emissioni di gas serra secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica;
- la *Direttiva 2004/8/CE* dell'11 febbraio 2004 [8], che intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, promuovendo l'impiego della cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia;
- la *Direttiva 2005/32/CE* del 6 luglio 2005 [9], che ha come obiettivo quello di promuovere un quadro per l'integrazione degli aspetti ambientali nella progettazione delle apparecchiature. È una direttiva quadro che lascia a specifiche Direttive della Commissione (Misure di Implementazione) il trattamento delle singole categorie di prodotto. Una Misura di Implementazione potrà contenere requisiti specifici di prodotto, ossia valori limite per alcuni parametri (come l'efficienza energetica) e requisiti generici, che riguardano le prestazioni ambientali del prodotto senza fissare valori limite;
- la *Direttiva 2006/32/CE* del 5 aprile 2006 [10], che propone di migliorare l'efficienza degli usi finali dell'energia sotto il profilo costi/benefici, ponendo come obiettivo il risparmio del 9% entro il 2015.
- *Pacchetto clima-energia: Direttiva 2009/28/CE[11], Direttiva 2009/29/CE[12], Direttiva 2009/30/CE[13], Direttiva 2009/31/CE[14]*: data l'importanza di tali direttive, verrà dedicato un paragrafo a parte;



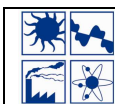
- *Direttiva 2010/31/UE* del 19 maggio 2010 [15], che sostituisce la *Direttiva 2002/91/CE*, che poneva come obiettivo la promozione del miglioramento del rendimento energetico degli edifici tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne e degli ambienti interni. Nel nuovo provvedimento si considerano anche le prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e dell'efficacia sotto il profilo dei costi; inoltre, si definisce il quadro comune generale di una metodologia per il calcolo della prestazione energetica degli edifici e delle unità immobiliari. In particolare, la metodologia di calcolo dovrà tenere conto delle caratteristiche termiche dell'edificio e delle sue divisioni interne (capacità termica, isolamento, riscaldamento passivo, elementi di raffrescamento, ponti termici), degli impianti di riscaldamento e di produzione di acqua calda, di condizionamento e ventilazione, di illuminazione, della progettazione, posizione e orientamento dell'edificio, dei sistemi solari passivi e di protezione solare, delle condizioni climatiche interne e dei carichi interni.

3.3.1 Pacchetto Clima-Energia (20-20-20)

Nel dicembre 2008 il Parlamento dell'Unione Europea ha approvato il pacchetto Clima-Energia, costituito da una pluralità di provvedimenti volti a conseguire gli obiettivi che l'Unione si è fissata per il 2020. Il pacchetto Clima-Energia è principalmente noto come 20-20-20 in virtù dei tre principali macro-obiettivi che si propone di raggiungere: aumento del 20% dell'efficienza energetica; riduzione del 20% delle emissioni di gas serra; coprire il 20% della domanda di energia dell'Unione Europea attraverso il ricorso a fonti rinnovabili.

Le proposte legislative adottate all'interno del pacchetto possono essere riassunte in sei punti principali, riassunti di seguito.

- *Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (ETS, Emission Trading Scheme)*, che si concretizza con la *direttiva 2009/29/CE* [12] volta a perfezionare ed estendere il sistema comunitario di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra, con l'obiettivo di *ridurre le emissioni del 20% nel 2020 rispetto al 2005*. A tal fine si prevede un sistema di aste per l'acquisto di quote di emissione, a partire dal 2013, i cui introiti andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. I settori industriali a forte rischio di delocalizzazione, come le industrie manifatturiere, potranno beneficiare di quote gratuite fino al 2027.
- *Riduzione del 10% delle emissioni di gas serra prodotte in settori esclusi dal sistema di scambio di quote, come il trasporto stradale e marittimo o l'agricoltura (Decisione 2009/406/CE del Parlamento Europeo [16])*: si fissano quindi obiettivi nazionali di riduzione (per l'Italia il 13%), prevedendo anche la possibilità per gli Stati membri di ricorrere ad una parte delle emissioni consentite per l'anno successivo o di scambiarsi i diritti di emissione. Il sistema dei crediti riguarda anche progetti realizzati in paesi terzi, prevedendo misure correttive in caso di superamento dei limiti.
- *Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio*: si definisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ecosostenibile, con la finalità di contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico nell'immediato (*Direttiva 2009/31/CE* [14]), in attesa che si manifestino i benefici indotti dalle politiche di limitazione delle emissioni di gas serra. Attraverso lo stanziamento di un fondo non superiore a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio di emissione, saranno finanziati 12 progetti dimostrativi, mentre le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.
- *Promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili*, che si concretizza con la *Direttiva 2009/28/CE* [11], che stabilisce gli obiettivi nazionali obbligatori per garantire *al 2020 che una media del 20% del consumo di energia dell'Unione Europea provenga da fonti rinnovabili (17% per l'Italia)*. Nel calcolo, a certe condizioni, potrà essere inclusa l'energia prodotta nei paesi terzi mediante progetti



comuni. La direttiva fissa al 10% un'ulteriore quota di energia rinnovabile nei trasporti e i criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti. La direttiva, inoltre, detta norme relative a progetti comuni tra Stati membri, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione, nonché alle connessioni alla rete elettrica relative all'energia da fonti rinnovabili.

- *Riduzione delle emissioni di CO₂ da parte delle auto.* Il Parlamento Europeo ha approvato un regolamento che fissa il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove a 130 g/km a partire dal 2012 (*Regolamento CE n. 443/2009 [15a]*), da ottenere con miglioramenti tecnologici dei motori. Una riduzione di ulteriori 10 g/km dovrà essere ricercata attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti. Il provvedimento stabilisce anche un obiettivo di lungo termine per il 2020, che fissa il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine a 95 gCO₂/km. Sono previste sanzioni progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso, ma anche agevolazioni per i costruttori che sfruttano tecnologie innovative e per i piccoli produttori.
- *Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili,* concretizzatasi con la direttiva 2009/30/CE [13] che, per ragioni di tutela della salute e dell'ambiente, fissa specifici requisiti per i carburanti. Stabilisce inoltre un obiettivo di *riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da conseguire entro fine 2020, ricorrendo anche ai biocarburanti.* L'obiettivo potrebbe salire fino al 10% mediante l'uso di veicoli elettrici e l'acquisto dei crediti previsti dal protocollo di Kyoto. Il tenore di zolfo del gasolio per macchine non stradali, come i trattori, andrà ridotto. La direttiva, che dovrà essere trasposta nel diritto nazionale entro il 31 dicembre 2010, si applica a veicoli stradali, macchine mobili non stradali (comprese le navi adibite alla navigazione interna quando non sono in mare), trattori agricoli e forestali e imbarcazioni da diporto.

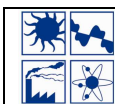
L'European Climate Foundation (ECF) ha avviato nel 2009 uno studio per stabilire la realizzabilità e le possibili ripercussioni dell'ottenimento da parte dell'UE di una riduzione dell'80-95% al 2050 delle emissioni di gas climalteranti rispetto ai valori del 1990; tale studio ha portato, nel 2011, alla realizzazione del progetto Roadmap 2050, introdotto dal Consiglio Europeo (European Commission - Impact Assessment "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050"). Tale documento delinea la traiettoria di abbattimento delle emissioni al 2050, al fine di contrastare il rischio di cambiamenti climatici; in particolare fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'UE di almeno l'80% rispetto ai livelli del 1990, stabilendo alcune tappe intermedie di riduzione pari ad almeno il 40% nel 2030 e il 60% nel 2040.

3.3.2 La Direttiva 2009/28/CE e gli obiettivi da raggiungere al 2020

All'interno del pacchetto clima-energia, è necessario un approfondimento per la direttiva 2009/28/CE, che ha lo scopo di accorpate le direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, dapprima integrandole e modificandole, per poi sostituirle integralmente a partire dal 1 gennaio 2012.

Allo stato attuale, l'Unione Europea ricopre il ruolo di leader mondiale nel campo delle energie rinnovabili, pertanto, si comprende facilmente come un ulteriore impegno in questa direzione sia dettato da motivazioni non attinenti con la sostenibilità ambientale, prima fra tutte, la necessità di ridurre la dipendenza energetica dai Paesi extracomunitari. L'obiettivo da conseguire nel lungo periodo consiste quindi nell'innovare il sistema di approvvigionamento energetico europeo, caratterizzato da un livello avanzato di tecnologia e da un'economia complessivamente molto forte, ma sostanzialmente povero di risorse nel senso più tradizionale del termine.

Va inoltre evidenziato come finora l'accesso alle energie rinnovabili sia stato decisamente disomogeneo nei diversi paesi membri, pertanto, le cifre rappresentano una quota largamente minoritaria del fabbisogno energetico totale dell'Unione Europea, dominato da gas, petrolio e carbone. In alcuni casi il grado di accessibilità delle varie fonti energetiche rinnovabili è inevitabilmente legato alla specificità dei diversi contesti, come nel caso dell'energia eolica, dell'energia idraulica e del solare termico, mentre per



altre sorgenti, come ad esempio il fotovoltaico, è indispensabile una sostanziosa crescita della domanda per migliorare le economie di scala e ridurre i costi.

Con la nuova Direttiva 2009/28/CE si è dato corpo ad un provvedimento molto ampio, costituito da 29 articoli e 7 allegati, preceduti da 97 punti di premesse, il quale aspira a ridefinire gli obiettivi e le modalità dell'incentivazione al ricorso alle risorse rinnovabili. Con tale direttiva, hanno trovato traduzione normativa gli assunti enunciati nella Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007 *Tabella di marcia per le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile*, con la quale si dimostrava che gli obiettivi del 20% per la quota complessiva comunitaria di energia da fonti rinnovabili e del 10% per lo specifico settore dei trasporti sarebbero potuti risultare appropriati e concretamente raggiungibili ove si fosse dato luogo ad un quadro di sufficiente stabilità, garantito dall'obbligatorietà degli obiettivi da conseguire in riferimento a una scadenza temporale di lungo termine. Tale circostanza costituisce inoltre il presupposto indispensabile per l'effettuazione di investimenti razionali e sostenibili nel settore delle energie rinnovabili da parte delle imprese interessate. Nel marzo 2007, il Consiglio Europeo aveva d'altronde approvato un obiettivo obbligatorio del 20% di energia da fonti rinnovabili sul consumo di energia complessivo della Comunità entro il 2020 e un obiettivo minimo del 10% che tutti gli Stati membri avrebbero dovuto raggiungere per quanto riguarda la quota di biocarburanti sul consumo di benzine e diesel per autotrazione entro il medesimo anno, evidenziando nel contempo l'opportunità del carattere vincolante anche di questo obiettivo, a condizione che fossero garantite la sostenibilità della produzione dei biocarburanti e l'effettiva messa in disponibilità sul mercato dei cosiddetti biocarburanti di seconda generazione (derivati prevalentemente dalla lavorazione di biomasse ligno-cellulosiche anziché da oli o cereali). Per consentire miscele in percentuali adeguate al funzionamento reale dei veicoli si rendeva inoltre necessaria una modifica sostanziale della Direttiva 98/70/CE sulla qualità della benzina e del diesel.

Si riportano nel seguito gli elementi salienti della Direttiva, prendendo in considerazione quanto riportato nel testo ufficiale ai rispettivi articoli.

L'Articolo 1 esplicita l'oggetto e il campo d'applicazione del provvedimento, unitamente ai suoi punti fondamentali: fissazione degli obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti; determinazione di norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili; definizione dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

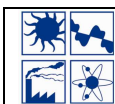
Sono richiamate le definizioni citate nel testo (Art. 2) le quali, per uniformità di trattazione e certezza del diritto, riprendono le stesse adottate nella Direttiva 2003/54/CE riguardo al settore elettrico in generale e nelle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE per quel che riguarda i vari tipi di energie da fonti rinnovabili.

Con l'Articolo 3 si entra nel vivo delle prescrizioni stabilite dalla Direttiva, essendo qui definiti gli obiettivi nazionali obbligatori da raggiungere. Per ogni Stato dell'Unione Europea sono fissati gli obiettivi complessivi di copertura dei consumi energetici mediante energia da fonti rinnovabili entro il 2020 (tab. 2.1), le cui modalità di calcolo sono esplicitamente indicate all'Articolo 5, al fine di garantire una quantificazione puntuale e univoca dei vari contributi.

Il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili in ogni Stato membro dovrà essere calcolato come somma dei consumi finali lordi da rinnovabili di elettricità, per il riscaldamento e il raffreddamento e nei trasporti.

Le differenti quote dei singoli Stati sono coerenti con il raggiungimento dell'obiettivo globale comunitario del 20% e sono attribuite tenendo conto delle situazioni e delle componenti energetiche di partenza, delle possibilità di sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili, ponderando le quote in funzione del rispettivo PIL, tenuto conto anche dell'impegno precedentemente profuso in merito all'uso di fonti rinnovabili.

I criteri per la modulazione sui singoli Stati dell'obiettivo europeo del 20% partono dall'anno 2005, anno più recente per il quale esistono dati affidabili sulle quote nazionali di sfruttamento delle energie rinnovabili e assunto come anno di riferimento per tutti i calcoli previsti. La quota di ricorso alle energie rinnovabili



riscontrata nei vari Stati nel 2005 è stata inizialmente rimodulata in modo da tenere conto del punto di partenza di ciascuno di essi e degli sforzi già compiuti (ove da parte di uno Stato si sia riuscito ad aumentare di oltre il 2% tra il 2001 e il 2005 la quota di ricorso alle rinnovabili). Alle quote così rimodulate è stato aggiunto un 5,5%, fisso per ciascuno Stato membro: il contributo restante, quantificato in 0,16 tep/abitante, è stato ponderato in base al PIL pro-capite, in modo da tenere conto dei diversi livelli di ricchezza degli Stati membri, per essere poi moltiplicato per la popolazione di ciascuno Stato. La somma di questi ultimi due elementi dà luogo alla quota totale di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale totale di energia nel 2020. Come si deduce dalla tabella 3.1, secondo i calcoli sopra esposti all'Italia è assegnata una quota da raggiungere al 2020 pari al 17%.

Tab. 3.1: Quote al 2005 e obiettivi nazionali generali per l'energia da fonti rinnovabili al 2020 (Allegato I, parte A).

Stati membri	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

Per quanto riguarda la copertura della domanda di energia del settore dei trasporti, la quota fissata al 2020 proveniente da fonti rinnovabili è invece la stessa per tutti gli Stati membri, ed è pari ad almeno il 10%.

Il raggiungimento degli obiettivi nazionali, messo in atto con i dovuti margini di autonomia riguardo ai settori preferenziali e alle modalità è documentato nel *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili* [17], redatto nel rispetto delle disposizioni previste all'Articolo 4, sulla base di uno standard predisposto dalla Commissione (par. 1.4.1). I requisiti minimi che tale modello deve contenere sono indicati

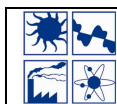
nell'Allegato VI. La notifica del Piano di azione deve essere preceduta, con sei mesi di anticipo, dall'invio alla Commissione di un documento previsionale, nel quale sarà riportata una stima della produzione in eccedenza di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa, che potrebbe perciò essere oggetto di un trasferimento verso altri Stati membri, nonché una stima della domanda di energia da fonti rinnovabili da soddisfare con mezzi diversi dalla produzione nazionale, fino al 2020.

Prendendo come riferimento sempre l'anno 2005, nell'Allegato I parte B è definita una traiettoria indicativa sull'evoluzione temporale delle quote provenienti da fonti rinnovabili: le quote al 2005 dovranno essere incrementate del 20%, in riferimento alla differenza che le separa dall'obiettivo del 2020, come media nel biennio 2011-2012, del 30% come media nel biennio 2013-2014, del 45% come media nel biennio 2015-2016 e del 65% come media nel biennio 2017-2018. L'andamento espresso da tale traiettoria indicativa rappresenta il riferimento per i primi anni di applicazione degli obiettivi da raggiungere a lungo termine e assume la funzione di verifica delle misure attuate con degli obiettivi intermedi, per rendere credibile il conseguimento dell'obiettivo finale al 2020. Ove in sede di rendicontazione periodica (prescritta dall'Art. 23) risultino evidenti segni di scostamento dalla traiettoria indicativa, si dovrà intervenire con misure correttive, da tradurre in un Piano di azione modificato in grado di documentare le modalità di intervento e dove sia dimostrato il rientro in tale linea di tendenza entro un arco di tempo ragionevole.

La Direttiva indica inoltre gli strumenti, le procedure e le possibili misure per il conseguimento degli obiettivi, in particolare nei settori dell'elettricità e del riscaldamento/raffrescamento, compresi i regimi di sostegno, che possono attuarsi con dispositivi d'incentivazione fondati sulla riduzione dei costi delle energie rinnovabili, sull'aumento dei prezzi a cui possono essere vendute o sull'aumento del volume acquistato di dette energie, in ciò dovendosi comprendere anche le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, ecc.

La Direttiva fornisce anche gli strumenti, le procedure e le possibili misure che gli Stati Membri possono applicare per il conseguimento degli obiettivi, tra le quali risultano fondamentali:

- Il Regime di Sostegno Comune (Articolo 11) che è un meccanismo applicato da uno o più Stati membri, con l'intento di promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendo i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute e incrementando il volume acquistato. In questa classe rientrano: le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili (compresi quelli che usano certificati verdi) e i regimi di sostegno diretto dei prezzi (comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni).
- I Meccanismi di Flessibilità che offrono la possibilità agli Stati Membri di conseguire i propri obiettivi intermedi nel modo economicamente più efficiente, nel dettaglio avremo:
 - o il Trasferimento Statistico tra Stati Membri di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili (Articolo 6); lo Stato che ha una quantità in eccedenza può decidere di trasferirla virtualmente aggiungendola al quantitativo di pertinenza dello Stato in deficit, con obbligo di notifica alla Commissione degli accordi tra gli Stati e di comunicazione delle condizioni economiche alle quali si è concordato il trasferimento;
 - o i Progetti Comuni tra Stati Membri, che permettono la cooperazione su tutti quei progetti inerenti alla produzione di energia elettrica, calore/freddo da fonti energetiche rinnovabili (Articoli 7-8);
 - o i Progetti Comuni tra Stati Membri e Paesi Terzi; uno o più Stati della Comunità possono cooperare con uno o più Paesi Terzi su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili (Articoli 9-10). Il Paese terzo coinvolto dovrà comunicare per iscritto che l'impianto è destinato ad entrare effettivamente in esercizio, specificando la quota di elettricità che sarà utilizzata a livello nazionale; inoltre, deve assicurare il trasferimento reale dell'energia che contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo del Paese membro dell'Unione che ha realizzato il progetto (il verificarsi di tale trasferimento prevede l'esistenza di dispositivi d'interconnessione appositi per il suo vettoriamento).



Tra i fattori d'innovazione si colloca senza dubbio l'acquisizione della quantità di energie rinnovabili utilizzate per il riscaldamento e il raffreddamento tra gli impieghi ammessi per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale: ciò implica l'adozione di strategie coerenti col ricorso a fonti rinnovabili nella climatizzazione fin dalle fasi della pianificazione e della progettazione degli insediamenti produttivi e residenziali, nonché delle infrastrutture di livello urbano, con i conseguenti riscontri negli strumenti normativi e pianificatori di livello regionale e locale. A tal fine, gli Stati membri dovranno chiaramente definire le specifiche tecniche da rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno da disporsi a favore delle apparecchiature e dei sistemi per le energie rinnovabili. Nell'ambito dei regimi di sostegno, gli Stati membri potranno prevedere anche misure riferite a sostanziali incrementi dell'efficienza energetica, alla cogenerazione, agli edifici passivi e a consumo basso o nullo di energia.

In ogni caso, nell'ipotesi di impianti alimentati a biomassa, la promozione sarà riservata alle soluzioni dotate di un'efficienza di conversione almeno pari all'85% per le applicazioni residenziali e commerciali e almeno pari al 70% per le applicazioni industriali.

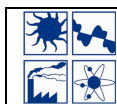
Nel caso delle pompe di calore, gli Stati membri potranno promuovere solo quelle conformi ai requisiti minimi per il rilascio del marchio di qualità ecologica ai sensi della Decisione 2007/742/CE, che stabilisce i criteri ecologici per l'assegnazione del marchio comunitario di qualità ecologica alle pompe di calore elettriche, a gas o ad assorbimento, mentre nel caso di sfruttamento dell'energia termica solare, la promozione dovrà riguardare le apparecchiature e i sistemi certificati basati sulle norme europee, ove esistenti, compresi i marchi di qualità ecologica, le etichette energetiche e altri sistemi tecnici di riferimento creati da organismi europei di normazione.

Inoltre, entro il 31 dicembre 2014, gli Stati membri dovranno introdurre misure appropriate nelle regolamentazioni e nei codici sull'edilizia, al fine di aumentare la quota di qualsiasi tipo di energia da fonti rinnovabili nel settore edilizio, prescrivere l'impiego di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili in tutti gli edifici nuovi ed esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, potendosi conseguire tali risultati anche mediante sistemi di teleriscaldamento o di teleraffrescamento alimentati da quote significative di fonti di energia rinnovabile e promuovere l'uso di sistemi e di apparecchiature per il riscaldamento e il raffreddamento da energie rinnovabili in grado di consentire una riduzione significativa del consumo di energia. Un ruolo di esempio e di guida nell'adesione a tali principi della Direttiva dovrà essere svolto dagli edifici pubblici di nuova realizzazione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti a partire dal 1° gennaio 2012, fino all'ipotesi che le coperture dei predetti edifici siano date in uso a terzi per impianti destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Un altro aspetto di fondamentale importanza è costituito dai meccanismi di flessibilità per il raggiungimento degli obiettivi fissati, questi ultimi costituiti da misure di cooperazione sia tra i vari Stati membri, da attuarsi per mezzo di trasferimenti statistici e di progetti comuni, sia tra Stati membri e Paesi terzi (Artt. 6-11).

È prevista, innanzitutto, la possibilità per gli Stati membri di conseguire i propri obiettivi intermedi nel modo economicamente più efficiente, ossia concordando con altri Stati, nei limiti e secondo le modalità stabilite dall'Articolo 6, il trasferimento statistico di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili prodotta in eccedenza, ai fini del rispetto della traiettoria indicativa. Naturalmente, la quantità virtualmente trasferita deve essere dedotta dal quantitativo di energia rinnovabile preso in considerazione ai fini del raggiungimento del proprio obiettivo da parte dello Stato che effettua il trasferimento, aggiungendola al quantitativo di pertinenza dello Stato a favore del quale interviene il trasferimento, con obbligo di notifica alla Commissione degli accordi intervenuti in tal senso tra gli Stati e di comunicazione delle condizioni economiche alle quali si è concordato il trasferimento.

I progetti comuni con altri Stati membri o con Paesi terzi rientrano invece a pieno titolo tra gli strumenti ammessi ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali, secondo le condizioni stabilite rispettivamente dagli Articoli 7 e 8 per quanto riguarda le iniziative concertate tra Stati membri e dagli Articoli 9 e 10 nel caso di progetti realizzati in Paesi terzi. Nel caso di progetti da realizzare in collaborazione con un Paese terzo, non solo quest'ultimo deve dare atto per iscritto che l'impianto è destinato ad entrare effettivamente in esercizio, specificando la quota o il quantitativo di elettricità che saranno utilizzati a livello nazionale, ma deve assicurare il trasferimento reale dell'energia che contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo del



Paese membro dell'Unione Europea che ha realizzato il progetto, richiedendo tale circostanza l'esistenza di dispositivi d'interconnessione appositi per il suo vettoriamento.

Una novità assoluta, benché estranea al tema del conseguimento dell'obiettivo nazionale, ma pertinente con gli obblighi previsti per i produttori e/o i distributori di energia, è costituita dalle *garanzie di origine*. Per garanzia di origine s'intende un documento elettronico, contenente almeno le informazioni riportate all'Articolo 15, attraverso il quale si fornisce prova ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati effettivamente prodotti da fonti rinnovabili. La garanzia di origine è rilasciata su una quantità standard unitaria di 1 MWh, per il quale non può essere rilasciata più di una garanzia di origine ed è annullata dopo il consumo della corrispondente energia.

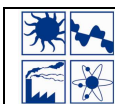
Per quanto riguarda i biocarburanti, la Direttiva impone criteri di sostenibilità per biocarburanti e altri bioliquidi (Art. 17) e le relative modalità di verifica del rispetto dei medesimi (Art. 18), il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra prodotti (Art. 19) e disposizioni specifiche relative all'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (Art. 21).

Si è visto come l'obiettivo per il settore trasporti sia identico e indifferenziato per tutti gli Stati membri, rimanendo comunque ammessa la possibilità di ricorrere all'importazione dei biocarburanti, piuttosto che all'autoproduzione, quando tale soluzione risulti più conveniente. Tale circostanza manifesta l'intento di privilegiare le caratteristiche di omogeneità delle specifiche dei carburanti e della loro disponibilità sul territorio dell'Unione, in considerazione del fatto che la produzione di biocarburanti ad oggi presenta costi superiori rispetto a quella di altre forme di energia rinnovabile, potendo ciò costituire un fattore limitante al loro sviluppo e alla loro diffusione. D'altronde, il ricorso a carburanti non fossili è un aspetto fondamentale delle politiche mondiali per la riduzione delle emissioni di gas serra dal momento che, oltre a presentare un'incidenza assoluta molto significativa, è proprio il settore dei trasporti quello nel quale le misure di contenimento finora assunte si sono rivelate meno efficaci, tanto che in alcuni Paesi, tra i quali anche l'Italia, tale comparto emissivo appare sostanzialmente fuori controllo.

Non sono tuttavia state ignorate le perplessità relative ai possibili risvolti negativi dell'incentivazione dei biocombustibili, come le ricadute sulla biodiversità, la rarefazione delle foreste e delle colture agroalimentari, ovvero la sottrazione di terreni all'agricoltura per la produzione di biocarburanti. Si è inoltre tenuto conto della necessità di tenere sotto controllo l'efficienza complessiva dei processi di produzione e di utilizzazione per la quantificazione del vantaggio reale conseguito attraverso il ricorso ai citati combustibili alternativi. La Direttiva ha perciò stabilito rigorosi criteri di sostenibilità ambientale, al fine di garantire che i biocarburanti da prendere in considerazione per conseguire gli obiettivi assegnati siano compatibili con gli obiettivi ambientali generali dell'Unione Europea. La problematica legata alla questione dei biocarburanti presenta quindi un duplice approccio: da un lato dovrà essere garantito il conseguimento di un determinato livello reale di riduzione delle emissioni di gas serra, tenendo conto dell'intero ciclo di produzione e impiego dei biocarburanti, al di sotto del quale non potranno essere presi in considerazione nel calcolo dei risultati né ammessi ai regimi di sostegno; dall'altro, dovrà essere rispettata tutta una serie di requisiti in materia di sostenibilità, rimanendo vietato includere nel computo i biocarburanti derivati da prodotti coltivati su terreni ricchi di biodiversità (come le foreste naturali e le aree protette) e/o caratterizzati, alla data del gennaio del 2008, da un elevato stock di carbonio, come le zone umide, le zone boschive continue, i terreni arborati di estensione superiore all'ettaro, con essenze di altezza superiore ai 5 metri, ecc.

Per tutti gli aspetti trattati, la stessa Direttiva prevede che sia fornita un'adeguata informazione a tutti i soggetti interessati dai provvedimenti che introduce, dettando le modalità di informazione del pubblico e degli operatori interessati (Art. 14), la rendicontazione sullo stato di attuazione del Piano di azione e sull'efficacia delle misure assunte (Art. 22) e il controllo da parte della Commissione nei confronti degli Stati membri (Art. 23).

In particolare, l'Articolo 23 prevede che in base all'attività di sorveglianza che la Commissione svolge sulle informazioni in proprio possesso e sulla valutazione delle relazioni periodiche presentate dagli Stati membri ai sensi dell'Articolo 22, la Commissione stessa sia impegnata in un'attività di informazione periodica nei confronti del Parlamento Europeo e del Consiglio sullo stato dello sviluppo delle energie



rinnovabili. La Commissione deve inoltre elaborare una relazione, per l'anno 2014, che riguardi i seguenti aspetti:

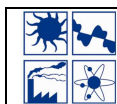
- valutazione del rapporto costo/efficacia delle misure adottate dai singoli Stati membri;
- sostenibilità della produzione di biocarburanti nella Comunità e nei Paesi terzi, entrando nel merito dell'impatto economico, sociale ed ambientale di tali produzioni, ivi comprese le ricadute sulla biodiversità, e accertando la disponibilità di biocarburanti di seconda generazione;
- conferma dell'insussistenza di effetti negativi sulla disponibilità di prodotti alimentari a prezzi accessibili;
- disponibilità commerciale e attese relative ad autoveicoli equipaggiati con motori elettrici, ibridi e a idrogeno;
- stato dell'arte dei meccanismi di cooperazione e dei regimi di sostegno, adottati singolarmente o in forma associata, e dei loro effetti.

Sulla base di tale relazione la Commissione presenterà, se del caso, proposte di revisione della Direttiva, con particolare riferimento alle misure di cooperazione previste. Si tratta, in sostanza, della cosiddetta clausola di revisione, fortemente caldeggiata da alcuni Stati dell'Unione Europea, tra i quali anche l'Italia, che tuttavia non prevede alcuna possibilità di abbassare l'obiettivo complessivo del 20% né tanto meno dei singoli obiettivi nazionali, prevedendo al contrario l'eventualità di una revisione in aumento degli stessi. Per come è formulata, si tratta in realtà di una clausola di verifica in itinere della correttezza delle politiche messe in atto, che si pensa potrà comportare alcuni aggiustamenti, specialmente nel settore dei biocarburanti, ma senza alcuna possibilità di riduzione dei target complessivi già individuati, sia a livello europeo che dei singoli Stati.

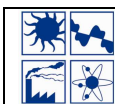
3.4 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI

Le norme italiane di riferimento di maggiore importanza in materia di energia ed ambiente sono riportate di seguito:

- *Legge n. 9 del 9 gennaio 1991* [18], che introduce una parziale liberalizzazione del mercato di produzione dell'energia con l'impiego di soluzioni tecnologiche per il risparmio energetico, come la cogenerazione;
- *Legge n. 10 del 9 gennaio 1991* [19], che stabilisce per i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti la stesura obbligatoria di un Piano Energetico e Ambientale Comunale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia; inoltre, definisce i criteri generali da seguire sul risparmio energetico degli edifici;
- *D.P.R. 412/93* [20], che costituisce il principale regolamento di attuazione della Legge n. 10/1991. Suddivide il territorio nazionale in 6 zone climatiche in base al numero crescente dei gradi-giorno, classifica gli edifici in otto categorie in base alla destinazione d'uso, stabilisce i valori limite di rendimento per i generatori di calore ad acqua calda e ad aria calda e stabilisce le norme di manutenzione degli impianti termici;
- *D.P.R. 660/96* [21], che stabilisce i requisiti di rendimento applicabili alle nuove caldaie ad acqua calda alimentate con combustibili liquidi o gassosi con potenza nominale pari o superiore a 4 kW e pari o inferiore a 400 kW;
- *Decreto Legislativo n. 387 del 29/12/2003* [22], che rappresenta un aggiornamento del Decreto Interministeriale dell'Industria e dell'Ambiente del novembre 1999, il quale stabiliva l'obbligo di produrre nel 2002 almeno il 2% di elettricità con fonti rinnovabili, aumentando la produzione dello 0,35% all'anno a partire dal 2004;
- *Decreto Legislativo n. 192 del 19 agosto 2005* [23], che stabilisce la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici, i criteri per la certificazione energetica e le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;



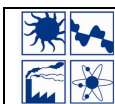
- *Decreto Legislativo n. 311 del 29 dicembre 2006* [24], che integra e modifica la legge 192/05 relativa all'efficienza energetica degli edifici. Presenta i medesimi obiettivi ma, a differenza della 192, definisce diverse fasi temporali e relativi differenti livelli di applicazione (applicazione integrale, parziale, esclusione dell'applicazione);
- *Decreto Legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007* [25], che intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento promuovendo la cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia;
- *Decreto Legislativo 19 febbraio 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare* [26], che riguarda le procedure per l'installazione di impianti fotovoltaici, per i quali non esiste più un tetto massimo di installazioni annue, ma fissa come obiettivo la produzione di 3000 MW di energia entro il 2016;
- *Legge 244/2007 (Legge Finanziaria 2008)* [27], che prevede numerose novità in campo energetico. Dal 2009 il rilascio del Permesso a Costruire è subordinato all'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in modo da garantire una produzione energetica di 1 kW per ciascuna unità abitativa e 5 kW per fabbricati industriali di estensione superficiale non inferiore a 100 m². Dal 2010 è vietata la commercializzazione di elettrodomestici appartenenti alle classi energetiche inferiori alla A e di motori elettrici appartenenti alla classe 3 per gli interni degli appartamenti. A decorrere dal 1 gennaio 2011 sono vietate in tutto il territorio nazionale l'importazione, la distribuzione e la vendita delle lampade a incandescenza, nonché l'importazione, la distribuzione e la vendita degli elettrodomestici privi di un dispositivo per interrompere completamente il collegamento alla rete elettrica. Oltre a queste novità, il provvedimento proroga fino al 2010 gli incentivi già previsti dalla Finanziaria 2007 per la riqualificazione globale degli edifici, la coibentazione di strutture orizzontali e verticali, la sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione, la sostituzione di frigo e congelatori, l'installazione di motori ad alta efficienza;
- *Decreto Legislativo 16 Gennaio 2008, n.4* [28], che reca modifiche al testo unico ambientale per quanto riguarda la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), Rifiuti e Acque Reflue;
- *Decreto Ministeriale 11 marzo 2008* [29], che definisce i valori limite di fabbisogno energetico e di trasmittanza termica da rispettare per accedere alla detrazione del 55% delle spese per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici;
- *Decreto Ministeriale 7 aprile 2008* [30], che interviene su alcune parti del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 aggiornandolo nei requisiti necessari per ottenere le detrazioni fiscali e proponendo nuovi allegati tecnici. Tra gli interventi che rientrano nell'agevolazione, oltre alle caldaie a condensazione, è aggiunta la sostituzione con impianti dotati di pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia;
- *Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115* [31], che definisce gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia e pone le basi per la promozione e lo sviluppo del mercato dei servizi energetici e per il miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali;
- *Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008* [32], che attua le disposizioni in materia di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili presenti all'articolo 2, comma 150 della legge 24 dicembre 2007 n. 244 (legge finanziaria 2008);
- *Decreto Ministeriale 26 giugno 2009* [33], che contiene le linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, e ne definisce modalità e procedure;
- *Legge n. 99 del 23 luglio 2009* [34], che introduce importanti novità in materia energetica, comprese alcune azioni volte al sostegno dell'efficienza energetica e delle FER. In particolare si sottolineano l'introduzione di procedure semplificate per gli impianti di microcogenerazione (P<50 kW_e) e di piccola cogenerazione (P<1 MW_e), per i quali è sufficiente presentare in Comune



rispettivamente comunicazione preventiva o DIA, sempre nel rispetto della normativa vigente in materia di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico; agevolazioni ai Comuni per lo scambio sul posto e la possibilità di destinare aree comunali alla realizzazione di impianti fotovoltaici da cedere poi ai cittadini che intendono accedere agli incentivi; disposizioni per il sostegno della cogenerazione ad alto rendimento; infine, azioni volte all'incremento del valore dei certificati verdi;

- *Decreto n. 22 dell'11 febbraio 2010* [35], che attua la delega contenuta nell'art. 27, comma 28, della L. 99/2009, volta all'adozione di uno o più decreti legislativi per il riassetto della disciplina riguardante la ricerca e la coltivazione a scopi energetici delle risorse geotermiche precedentemente dettata dalla L. 896/1986, ora abrogata. Scopo principale del riassetto normativo è assicurare un regime concorrenziale che semplifichi i procedimenti amministrativi per l'impiego delle risorse geotermiche a bassa e media temperatura, in un contesto di sviluppo sostenibile del settore e assicurando la protezione ambientale;
- *Decreto Ministeriale 2 marzo 2010* [36], che stabilisce le modalità con le quali è garantita la tracciabilità e la rintracciabilità della biomassa affinché la produzione di energia elettrica possa essere incentivata con i certificati verdi e i requisiti che qualificano la provenienza delle biomasse;
- *Decreto Legislativo 29 marzo 2010 n. 56* [37], che si propone di rendere maggiormente efficaci le politiche di promozione dell'efficienza energetica e dei servizi energetici, attraverso modifiche e integrazioni al D.Lgs 115/2008 e ai D.Lgs 192/2005 e 311/2006. Oltre ad intervenire sulla trasmittanza termica dei vetri, il nuovo decreto modifica la normativa sugli usi finali dell'energia e i servizi energetici e innalza la soglia di potenza che definisce i *Sistemi Efficienti di Utenza* (SEU). Inoltre, prevede il coinvolgimento del Ministero dell'Ambiente nelle decisioni relative al funzionamento dell'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica e coordina le disposizioni in materia di procedure autorizzative per gli impianti di cogenerazione.
- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010* [38], che fornisce le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. È stato imposto alle Regioni e agli Enti Locali, a cui compete il rilascio delle autorizzazioni, l'adeguamento delle norme alle nuove Linee guida entro 90 giorni dall'entrata in vigore. Queste si applicano:
 - alle procedure di costruzione ed esercizio sulla terraferma degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili;
 - agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi;
 - alle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi.

Nella Tabella 1 - Parte V del Decreto sono indicate, in base alle varie tipologie di impianti, le condizioni da rispettare e il corrispondente regime autorizzativo. Nella Parte IV - Paragrafo 16, sono elencati i requisiti generali necessari per la valutazione positiva dei progetti.
- *D.Lgs. n° 28 del 3 marzo 2011* [39], in recepimento della Direttiva Europea sulla "promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (Direttiva 2009/28/CE), che definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro generale necessari per raggiungere gli obiettivi europei fissati al 2020 dalla Comunità Europea. Con tali disposizioni si avvia a compimento anche il percorso della direttiva sull'efficienza energetica degli edifici il cui decreto di attuazione (D.Lgs. 192/2005) aveva lasciato una formulazione incompleta sugli aspetti riguardanti l'energia da fonti rinnovabili da impiegare per il soddisfacimento dei consumi termici ed elettrici degli edifici. Tra i tratti rilevanti del Decreto sono dettati i nuovi meccanismi d'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto differenzia il regime normativo riguardante gli incentivi a seconda che gli impianti entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2012 o in data successiva. Per il controllo del raggiungimento degli obiettivi, all'Articolo 40, viene introdotto il Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), un sistema informatico per il



monitoraggio statistico dell'evoluzione delle energie rinnovabili per il controllo degli obiettivi, intermedi e al 2020 previsti dal PAN, sia a livello nazionale che regionale.

- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 maggio 2011* - "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", anche noto come "IV Conto Energia per il Fotovoltaico" (2011-2016) [40] ridefinisce il sistema degli incentivi agli impianti fotovoltaici introducendo diverse novità e, in particolare, un nuovo regime di sostegno basato su obiettivi temporali progressivi di potenza installata e su previsioni annuali di spesa. Dal 2013 diventerà operativa una tariffa omnicomprensiva: nella tariffa incentivante verrà cioè inclusa anche la vendita dell'elettricità in rete, mentre sarà stabilita una tariffa a parte per l'autoconsumo. È previsto inoltre un premio del 5% sulla tariffa per impianti realizzati in Comuni con meno di cinquemila abitanti o per gli impianti a terra su aree industriali dismesse, discariche, cave esaurite, ecc.
- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 luglio 2012* - "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", anche noto come "V Conto Energia per il Fotovoltaico" (agosto 2012 - febbraio 2015) [41], che ridefinisce le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica. La nuova disciplina incentivante si applica dal 27 agosto 2012 ed impegna circa 700 milioni di euro da ripartire per i successivi 5 semestri di applicazione. Al fine di consentire una transizione graduale verso il nuovo sistema incentivante, il Decreto garantisce l'applicazione del IV Conto energia, che continua ad applicarsi in alcuni casi particolari. Le tariffe incentivanti del V Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:
 - impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie installative;
 - impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
 - impianti fotovoltaici a concentrazione;

Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto.

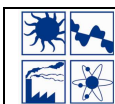
Il V Conto Energia remunera con una tariffa omnicomprensiva la quota di energia netta immessa in rete e, con una tariffa premio, la quota di energia netta consumata in sito. In particolare eroga:

- sulla quota di produzione netta immessa in rete per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, per gli impianti fotovoltaici, per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e per gli impianti a concentrazione; mentre per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario.
- sulla quota di produzione netta consumata in sito, è attribuita una tariffa premio.

I valori delle due tariffe (omnicomprensiva e premio), saranno progressivamente decrescenti per i semestri d'applicazione del V Conto Energia. La tariffa spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto e, a partire da tale data, è riconosciuta per un periodo di 20 anni.

Il Quinto Conto Energia ha cessato di applicarsi il 6 luglio 2013, ovvero decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro, comunicata dall'AEEG con la deliberazione 250/2013/R/EFR.

- *Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012* – "Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni" anche noto come "Conto Energia Termico" [42]. Tale decreto sancisce lo stanziamento di 900 milioni di euro per finanziare interventi finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica e alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Di questi, 700 milioni sono destinati a privati e i restanti 200 a finanziamenti rivolti alle pubbliche amministrazioni. Le incentivazioni termineranno 60 giorni dopo il raggiungimento dell'impegno di spesa annua cumulata (pari a 90 milioni di euro complessivi). L'incentivo è commisurato all'energia termica prodotta da fonti rinnovabili, ovvero ai risparmi energetici generati dagli interventi. Le voci di costo incentivabili previste dal Decreto, che concorrono alla determinazione



delle spese ammissibili ai fini dell'incentivo, sono: interventi impiantistici per la produzione di acqua calda e per la climatizzazione invernale; interventi per l'isolamento termico dell'involucro edilizio e dei serramenti; interventi di riduzione irraggiamento solare negli ambienti interni; prestazioni professionali. Possono usufruire degli incentivi sia i soggetti pubblici che privati.

- *Decreto legge 4 giugno 2013, n°90* [43], recepimento della direttiva europea 2010/31/UE: con il decreto legge viene aggiornato il decreto legislativo 192/2005, in materia di prestazione e di certificazione energetica degli edifici. Tra le principali novità rientra la revisione delle metodologie di calcolo e dell'applicazione dei requisiti minimi di efficienza degli edifici, che dovranno tenere conto del raggiungimento di livelli ottimali in funzione dei costi, come disposto dalla Direttiva europea. Le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica sono riconosciute nella misura del 65% per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2013, con l'esclusione delle spese sostenute per gli interventi di sostituzione di impianti di riscaldamento con pompe di calore ad alta efficienza ed impianti geotermici a bassa entalpia nonché delle spese sostenute per la sostituzione di scaldabagno tradizionali con scaldabagno a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria. La detrazione è prorogata fino al 30 giugno 2014 per gli interventi relativi a parti comuni degli edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio. Sono altresì prorogate al 31 dicembre 2013 le detrazioni al 50% per gli interventi di ristrutturazione edilizia.

3.4.1 Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili

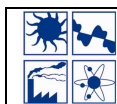
Il Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili [44], in attuazione di quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE, è stato pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico nel giugno 2010; secondo quanto previsto all'art. 4 della Direttiva, ogni stato membro è tenuto ad adottare un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, fissando gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento/raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali, inerenti:

- la cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali;
- i trasferimenti statistici o i progetti comuni pianificati;
- le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi;
- le procedure amministrative e le specifiche tecniche;
- l'informazione e la formazione;
- le garanzie di origine;
- l'accesso e il funzionamento delle reti;
- la sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi.

Nel corso degli anni, tale Piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento e i criteri per l'assorbimento del medesimo.

Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili si inserisce in un quadro più ampio di sviluppo di una strategia energetica nazionale ambientalmente sostenibile e risponde ad una molteplicità di obiettivi che saranno meglio delineati nel documento programmatico (Strategia Energetica Nazionale) in corso di elaborazione. Tra questi, tenuto conto delle specificità nazionali, assumono particolare rilievo:

- 1) la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;



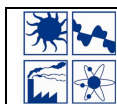
- 2) la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere degli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo ed internazionale;
- 3) il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Le linee d'azione sono state definite sulla base del peso di ciascuna area di intervento sul consumo energetico lordo complessivo, in particolare:

- consumi finali per riscaldamento/raffrescamento che, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso impiego di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d'azione di primaria importanza, da perseguire con azioni quali lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore, l'immissione di biogas nella rete di distribuzione gas naturale;
- consumi di carburante nel settore dei trasporti, che si trovano al secondo posto dei consumi finali di energia. La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in linea di principio adeguata al rispetto dell'obiettivo, ma nel corso dei prossimi anni, oltre al ricorso a importazione di materia prima, è assai probabile anche l'importazione di una quota di biocarburanti. L'apporto di biocarburanti nei consumi non è tuttavia la sola voce da considerare per il miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali del settore dei trasporti in Italia; infatti, occorre tenere in conto anche di un più marcato ricorso all'elettricità;
- consumi finali di energia elettrica, che rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale lordo di energia. Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre il 50%) e dunque la riduzione dell'apporto della generazione termica (fonti fossili ma anche biomasse vergini, il cui uso preferibile sarebbe la produzione di calore) attraverso una maggiore quota rinnovabile riduce il fabbisogno di energia primaria. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica resta pertanto una linea d'azione strategica all'interno del Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. Affinché la percentuale di consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili possa aumentare ai livelli ritenuti adeguati a costi efficienti, è necessario che il sistema elettrico sia adeguato coerentemente e contestualmente alla crescita della potenza installata.

Consumi finali di energia

Il consumo finale lordo di energia per l'Italia nel 2005 è stato pari a 141,2 Mtep; secondo lo scenario tendenziale Baseline dello studio Primes 2007, preso a riferimento dalla Commissione Europea, nel 2020 il consumo finale lordo di energia dell'Italia potrebbe raggiungere il valore di 166,5 Mtep. Tale studio prende in considerazione tutte e sole le misure di contenimento dei consumi attuate o programmate al momento della sua elaborazione. Nel 2008 il consumo finale lordo di energia dell'Italia è stato pari a 131,6 Mtep. L'aggiornamento 2009 dello studio Primes, che tiene conto dell'effetto della crisi economica e delle misure di contenimento dei consumi programmate all'atto della sua pubblicazione, stima per l'Italia al 2020 un consumo finale lordo di 145,6 Mtep. Al fine di formulare l'ipotesi di consumo finale lordo al 2020, si è supposto uno sforzo supplementare sull'efficienza energetica, in coerenza con quanto previsto dalla Legge 99/2009. Attuando tale sforzo supplementare, i consumi finali lordi del nostro Paese nel 2020 potrebbero essere contenuti a un valore pari a 131,2 Mtep, compatibile con l'obiettivo di riduzione del 20% dei consumi primari rispetto allo scenario Primes 2007, previsto dal pacchetto 20-20-20. La figura 3.1 mostra il criterio per il fabbisogno dell'intera Unione.



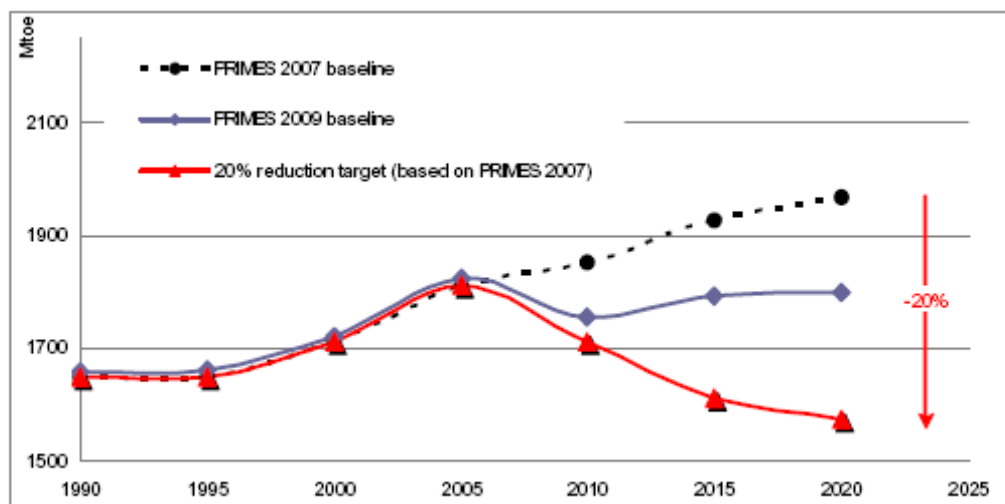


Fig. 3.1 – Consumi finali lordi di energia nell'Unione Europea (Studi Primes)

L'UE ha assegnato all'Italia l'obiettivo, da raggiungere entro l'anno 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi; l'obiettivo assegnato è dunque dato da un rapporto. A tal fine, per il calcolo del numeratore, sono stati presi in considerazione i seguenti dati:

- l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della Direttiva);
- l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della Direttiva); il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi). Per il calcolo del denominatore deve essere considerato il consumo finale lordo, definito dalla direttiva come: *i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione.*

Oltre all'obiettivo generale sopra indicato, la Direttiva prevede che, sempre al 2020, in ogni Stato sia assicurata un quota di copertura dei consumi nel settore trasporti mediante energie da fonti rinnovabili pari al 10%. Per il calcolo del numeratore di questo obiettivo specifico dovranno essere presi in considerazione:

- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della Direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità, moltiplicando per un fattore 2 il contenuto energetico dei biocarburanti di seconda generazione (biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie lignocellulosiche);
- l'energia elettrica da fonti rinnovabili consumata nei trasporti, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di questa consumata nei trasporti su strada.

Per il calcolo del denominatore di questo obiettivo andranno invece inclusi solo la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada e su rotaia e l'elettricità, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di quest'ultima consumata nei trasporti su strada.

Le figure 3.2 - 3.10 illustrano gli obiettivi che l'Italia intende raggiungere nei tre settori – elettricità, calore, trasporti – ai fini del soddisfacimento dei target stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE. In conformità al

format del Piano, sono altresì riportati gli obiettivi per le diverse tecnologie, di natura puramente indicativa e che non esprimono un impegno del Governo o un vincolo per gli operatori, pur risultando utili per orientare le politiche pubbliche e fornire segnali agli operatori per una più efficiente allocazione di risorse. Gli obiettivi al 2020 sono confrontati con i valori del 2005, anno preso a riferimento dalla Direttiva 2009/28/CE.

	2005			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
Elettricità	4,846	29,749	16,29%	9,112	31,448	28,97%
Calore	1,916	68,501	2,80%	9,520	60,135	15,83%
Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,530	39,630	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,144	-	-
Totale	6,941	141,226	4,91%	22,306	131,214	17,00%
Trasporti ai fini dell'ob.10%	0,338	39,000	0,87%	3,419	33,975	10,06%

Fig. 3.2 – Consumi finali lordi di energia e obiettivi per le energie rinnovabili - Quadro complessivo degli obiettivi da raggiungere dall'Italia nel 2020 nei diversi settori

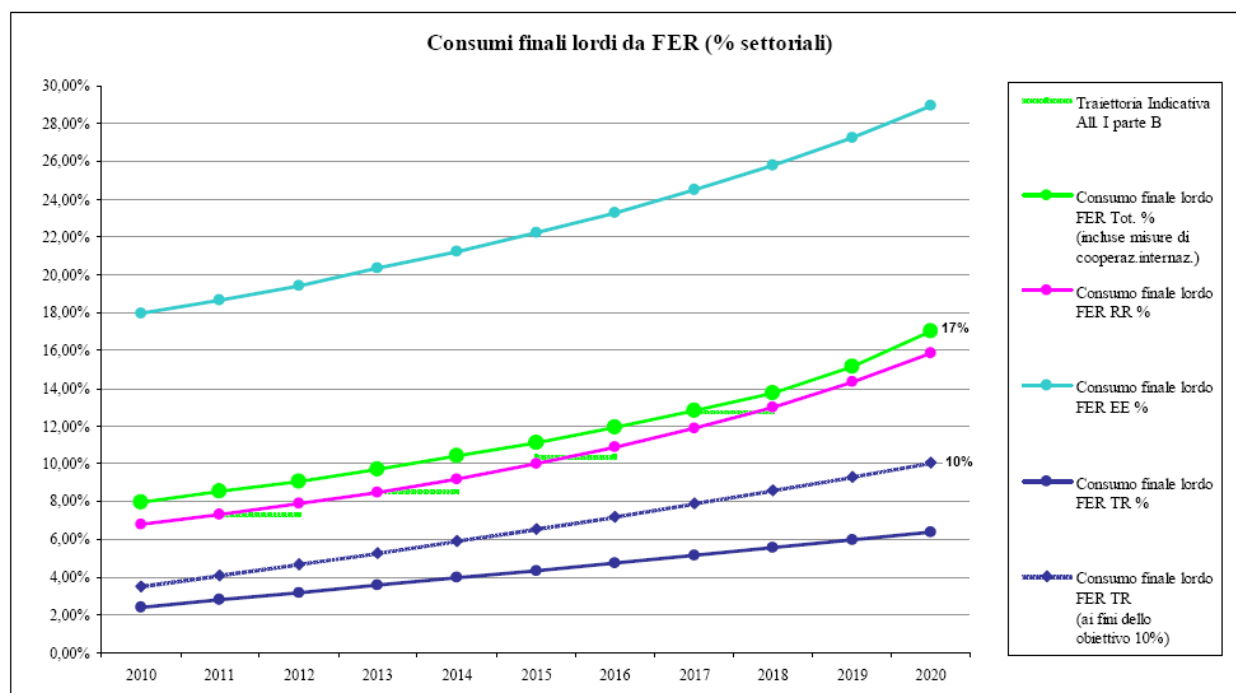


Fig. 3.3 – Consumi finali lordi da FER (%) per i diversi settori, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

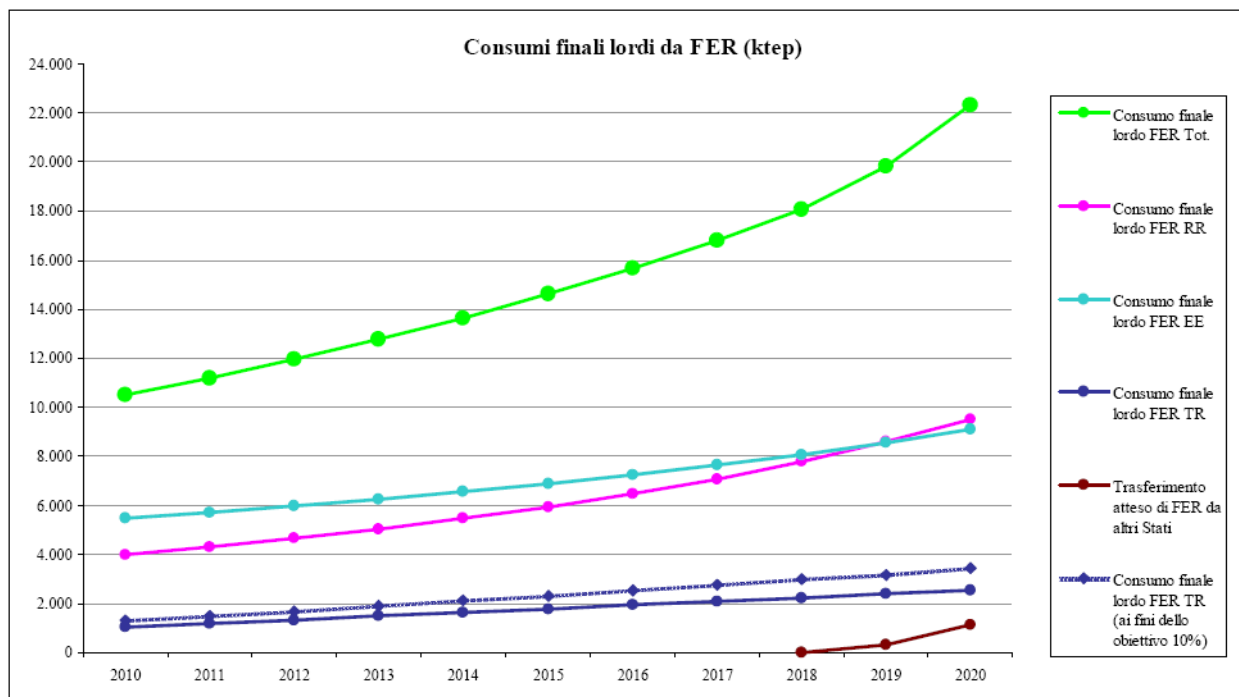
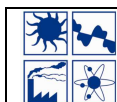


Fig. 3.4 – Consumi finali lordi da FER (ktep) per i diversi settori, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

	2005					2020				
	Potenza installata FER-E	Energia			Potenza installata FER-E	Energia				
		Produzione Lorda FER-E	Percentuale su FER-E Tot. (4.846 ktep = 56.349 GWh)	Percentuale su CFL-E (29.749 ktep = 345.921 GWh)		Produzione Lorda FER-E	Percentuale su FER-E Tot. (9.112 ktep = 105.950 GWh)	Percentuale su CFL-E (31.448 ktep = 365.677 GWh)		
MW	GWh	[ktep]	[%]	MW	GWh	[ktep]	[%]	[%]		
Idroelettrica	13.890	43.762	3.763	77,66%	12,65%	15.732	42.000	3.612	39,64%	11,49%
< 1MW	409	1.851	159	3,29%	0,54%	771	2.554	220	2,41%	0,70%
1MW –10 MW	1.944	7.390	636	13,11%	2,14%	3.711	11.434	983	10,79%	3,13%
> 10MW	11.537	34.521	2.969	61,26%	9,98%	11.250	28.012	2.409	26,44%	7,66%
Geotermica	671	5.324	459	9,45%	1,54%	1.000	7.500	645	7,08%	2,05%
Solare	34	31	3	0,06%	0,01%	8.500	11.350	976	10,71%	3,10%
fotovoltaico	34	31	3	0,06%	0,01%	8.000	9.650	830	9,11%	2,64%
a concentrazione	-	-	-	-	-	500	1.700	146	1,60%	0,46%
Maree e moto ondoso	-	-	-	-	-	3	5	0,4	0,00%	0,00%
Eolica	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	16.000	24.095	2.072	22,74%	6,59%
onshore	1.635	2.558	220	4,54%	0,74%	15.000	21.600	1.858	20,39%	5,91%
offshore	-	-	-	-	-	1.000	2.495	215	2,35%	0,68%
Biomassa	1.990	4.674	402	8,30%	1,35%	4.650	21.000	1.806	19,82%	5,74%
solida	1.705	3.475	293	6,17%	1,00%	3.000	11.500	989	10,85%	3,14%
biogas	284	1.198	109	2,13%	0,35%	750	3.200	275	3,02%	0,88%
bioliquidi	-	-	-	-	-	900	6.300	542	5,95%	1,72%
Totale	18.220	56.349	4.846	100,00%	16,29%	45.885	105.950	9.112	100,00%	28,97%

Fig. 3.5 – Energia elettrica prodotta da FER, obiettivi per l'Italia al 2020



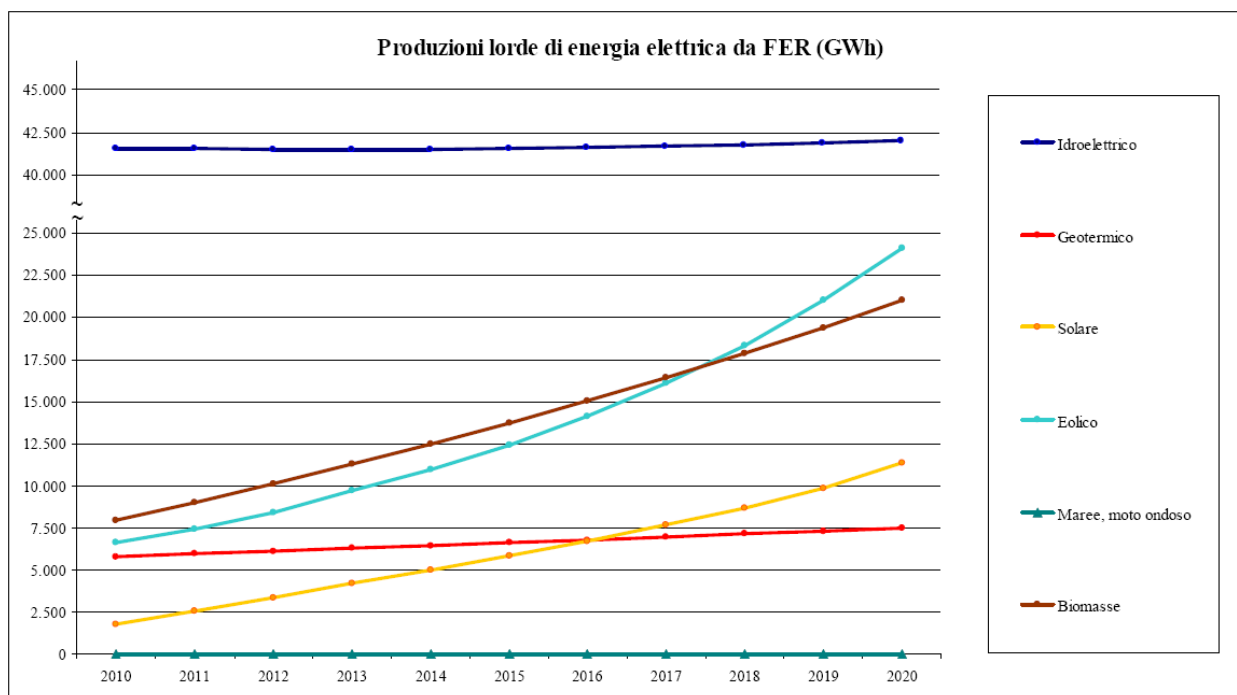


Fig. 3.6 – Produzioni lorde di energia elettrica da FER (GWh) disaggregate per fonti, andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

	2005			2020		
	Produzione Lorda FER-H [ktep]	Percentuale su FER-C Tot. (1.916 ktep) [%]	Percentuale su CFL-C (68.501 ktep) [%]	Produzione Lorda FER-C [ktep]	Percentuale su FER-C Tot. (9.520 ktep) [%]	Percentuale su CFL-C (60.135 ktep) [%]
Geotermica (escluse pdc)	23	1,19%	0,03%	100	1,05%	0,17%
Solare	27	1,43%	0,04%	1.400	14,71%	2,33%
Biomassa:	1.655	86,34%	2,42%	5.520	57,98%	9,18%
solida	1.629	84,99%	2,38%	5.185	54,46%	8,62%
biogas	26	1,35%	0,04%	141	1,49%	0,24%
bioliquidi	-	-	-	194	2,04%	0,32%
En.rin.da pompe di calore:	212	11,04%	0,31%	2.500	26,26%	4,16%
di cui aerotermica	176	9,17%	0,26%	1.875	19,69%	3,12%
di cui geotermica	19	1,01%	0,03%	450	4,73%	0,75%
di cui idrotermica	16	0,86%	0,02%	175	1,84%	0,29%
Totale	1.916	100,00%	2,80%	9.520	100,00%	15,83%

Fig. 3.7 – Riscaldamento e raffrescamento prodotte da FER obiettivi per l'Italia al 2020

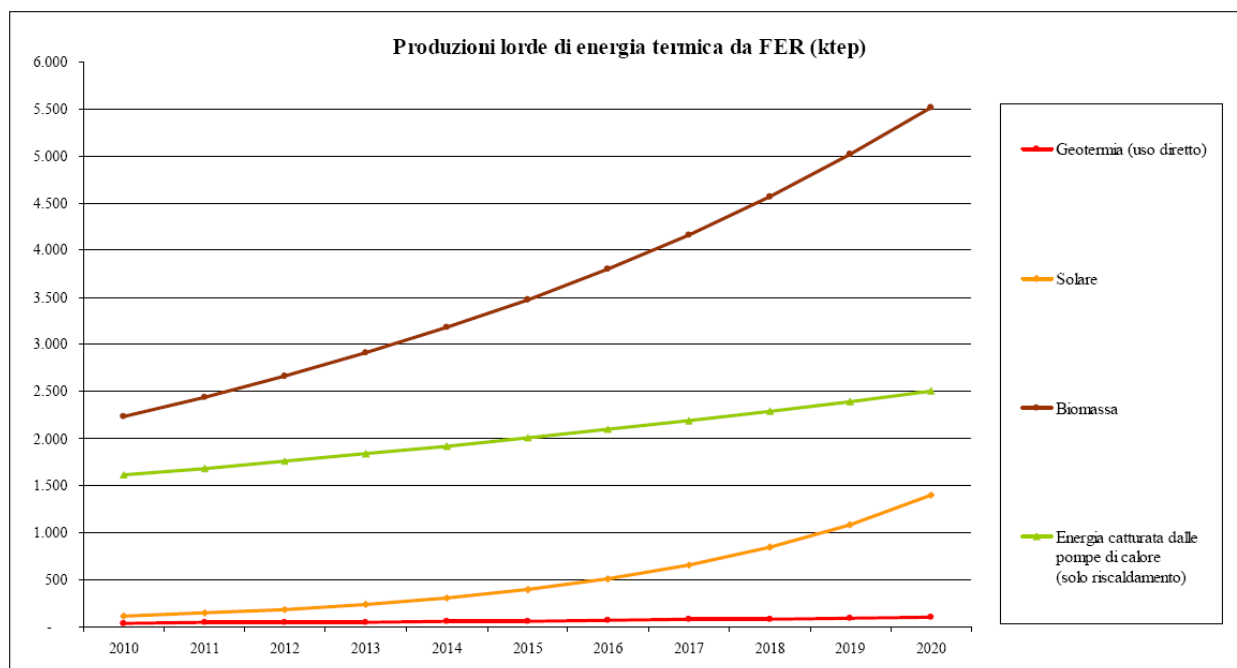


Fig. 3.8 – Produzione lorda di energia termica da FER (ktep) andamenti e obiettivi al 2020 per l'Italia

	2005				2020			
	Consumi Lordi FER-T [ktep]	ai fini dell'obiett. 10% [ktep]	Percentuale su FER-T 10% (ktep 338)	Percentuale su CFL-T 10% (39.000 ktep)	Consumi Lordi FER-T [ktep]	ai fini dell'obiett. 10% [ktep]	Percentuale su FER-T 10% (3.419 ktep)	Percentuale su CFL-T 10% (33.975 ktep)
Bioetanolo/bio-ETBE	-	-	-	-	600	700	20,47%	2,06%
di cui di 2a generazione	-	-	-	-	100	200	5,85%	0,59%
di cui importati	-	-	-	-	200	200	5,85%	0,59%
Biodiesel	179	199	58,95%	0,51%	1.880	2.130	62,29%	6,27%
di cui di 2a generazione	21	42	12,30%	0,11%	250	500	14,62%	1,47%
di cui importati	-	-	-	-	800	800	23,40%	2,35%
Idrogeno da FER	-	-	0,00%	0,00%	-	-	-	-
Elettricità da FER	139	139	41,05%	0,36%	386	539	15,77%	1,59%
di cui nel trasporto su strada	-	-	-	-	102	256	7,48%	0,75%
di cui nel trasport. non su strada	139	139	41,05%	0,36%	284	284	8,30%	0,84%
Altre (biogas, oli veg.ecc)	-	-	-	-	50	50	1,46%	0,15%
di cui di 2a generazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	318	338	100,00%	0,87%	2.916	3.419	100,00%	10,06%

Fig. 3.9 - Trasporti (obiettivo del 10%), penetrazione delle FER negli obiettivi per l'Italia al 2020

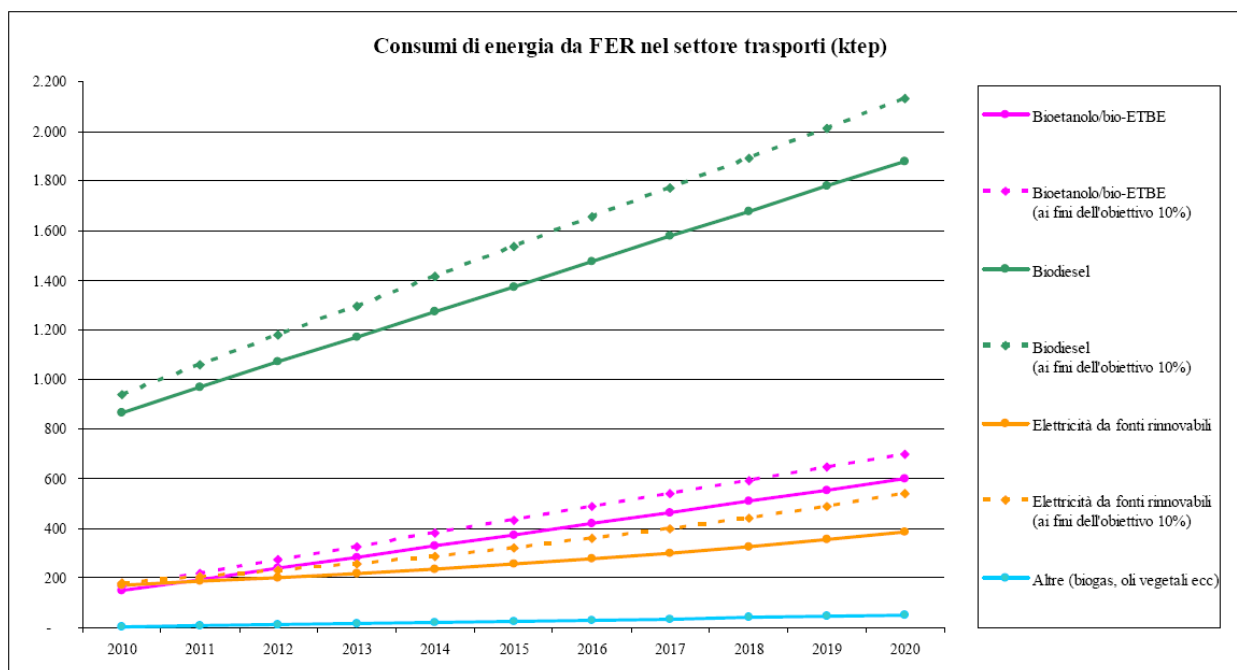


Fig. 3.10 – Consumi di energia da FER (ktep) nel settore trasporti andamenti, obiettivi ai fini del 10% al 2020 per l'Italia

Inoltre, il Piano di azione nazionale contiene e descrive l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto, di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione (quali, per esempio, i certificati verdi, il Conto Energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti, ecc...) per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono su consumatori finali, famiglie ed imprese.

Nel dettaglio, il PAN italiano prevede che al 2020 le quote di energia rinnovabile utilizzata nei settori riscaldamento e raffreddamento, elettricità e trasporti, siano rispettivamente pari al 17,09%, 26,39% e 10,14%: complessivamente la quota è del 17% [45].

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure trasversali, ovvero quelle volte alla realizzazione delle condizioni necessarie alla rimozione o attenuazione di talune barriere correlate, in particolare, ai procedimenti autorizzativi, allo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione per un impiego intensivo/intelligente del potenziale rinnovabile, alle specifiche tecniche di apparecchiature e impianti, alla certificazione degli installatori. Si tratta di barriere di grande rilevanza e che fanno sì che l'indice di efficacia delle politiche nazionali risulti ancora troppo basso nonostante l'elevato livello degli incentivi.

Il Piano considera, quindi, sia l'introduzione di criteri di sostenibilità da applicare alla produzione di biocarburanti e bioliquidi sulla base di sistemi di tracciabilità sull'intera filiera produttiva, sia misure di cooperazione internazionale. Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione sarà effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE-Gestore dei Servizi Energetici, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

3.4.2 Decreto del 10 settembre 2010, Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Nella GU n. 219 del 18.09.2010 è stato pubblicato un Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante le *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili* [38]; il Decreto si compone di 5 parti e 4 allegati:

- I - Disposizioni generali;
- II - Regime giuridico delle autorizzazioni;
- III - Procedimento unico;
- IV - Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio;
- V - Disposizioni transitorie e finali;
- Allegato 1 - Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico;
- Allegato 2 - Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative;
- Allegato 3 - Criteri per l'individuazione di aree non idonee;
- Allegato 4 - Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio, autorizzazione unica, interventi soggetti a denuncia di inizio attività (DIA), interventi di attività edilizia libera.

Le Linee Guida sono entrate in vigore il 3 ottobre 2010; le Regioni e gli Enti Locali, a cui oggi compete il rilascio delle autorizzazioni, erano tenute ad adeguare le proprie norme alle nuove Linee guida entro i 90 giorni successivi all'entrata in vigore, cioè entro il 1° gennaio 2011.

Le Linee Guida si applicano:

- alle procedure di costruzione ed esercizio sulla terraferma degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili,
- agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi;
- alle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all'esercizio degli impianti stessi.

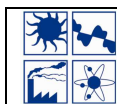
Nella tabella 1 della parte V del D.Lgs sono indicate, in base alle varie tipologie di impianti, le condizioni da rispettare e il corrispondente regime autorizzativo (tabella 3.2).

Nella parte IV, paragrafo 16, sono elencati i requisiti generali necessari per la valutazione positiva dei progetti, fra gli altri:

- la buona progettazione dell'impianto;
- il minor consumo possibile di territorio;
- il riutilizzo di aree degradate da attività antropiche;
- la progettazione legata alla specificità dell'area, con particolare attenzione alle aree agricole e al paesaggio rurale;
- la ricerca di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi volti ad ottenere una maggiore sostenibilità dell'impianto e una ottimale armonizzazione con le preesistenze storiche e paesaggistiche;
- il coinvolgimento dei cittadini.

Le Regioni e le Province autonome possono individuare, mediante apposita istruttoria, aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, in base ai criteri indicati al paragrafo 17 e nell'Allegato 3.

Le zone classificate come agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree o siti non idonei; disposizioni transitorie e finali sono indicate al paragrafo 18.



Tab. 3.2 – Condizioni da rispettare e regime autorizzativo per le diverse tipologie di impianto

Fonte	Condizioni da rispettare			Regime urbanistico/edilizio
	Modalità operative/di installazione	Ulteriori condizioni	Potenza	
Fotovoltaica	Impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi La superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato	Gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del D.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi previsti dall'art. 11, comma 3, del D.Lgs n. 115 del 2008	-	Comunicazione
	Realizzati su edifici esistenti o sulle loro pertinenze	Realizzati al di fuori della zona A di cui al Decreto del Ministro per i lavori pubblici 2 aprile 1965, n. 1444	0-200 kW	Comunicazione
	I moduli fotovoltaici sono collocati sugli edifici La superficie complessiva dei moduli fotovoltaici dell'impianto non sia superiore a quella del tetto dell'edificio sul quale i moduli sono collocati	nessuna	-	DIA
	nessuna	nessuna	0-20 kW	DIA
Biomassa, Gas di discarica, Gas residuati dai processi di depurazione e Biogas	Operanti in assetto cogenerativo	nessuna	0-50 kW	Comunicazione
	Realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero di unità immobiliari o non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	Comunicazione
	Operanti in assetto cogenerativo	nessuna	50-1000 kW _e	DIA
	Alimentati da biomasse	nessuna	0-200 kW	DIA
	Alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	nessuna	0-250 kW	DIA
Eolica	Installati sui tetti degli edifici esistenti di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 m e diametro non superiore a 1 m	Gli interventi non ricadono nel campo di applicazione del D.Lgs 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. recante Codice dei beni culturali e del paesaggio, nei casi previsti dall'art. 11, comma 3, del D.Lgs n. 115 del 2008	-	Comunicazione
	nessuna	nessuna	0-60 kW	DIA
Idraulica e Geotermica	Impianti idroelettrici o geotermoelettrici realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni d'uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero di unità immobiliari o non implicino incremento dei parametri urbanistici	nessuna	0-200 kW	Comunicazione
	Alimentati da fonte idraulica	nessuna	0-100 kW	DIA

3.4.3 Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Un ulteriore aggiornamento legislativo che coinvolge il settore delle FER è datato marzo 2011 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011 [39]. Il provvedimento è strutturato in 9 Titoli per complessivi 47 articoli e 4 allegati.

Il provvedimento definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro generale necessari per raggiungere gli obiettivi europei fissati al 2020 dalla Comunità Europea.

Tra i tratti rilevanti del Decreto sono dettati i nuovi meccanismi d'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto differenzia il regime normativo riguardante gli incentivi a seconda che gli impianti entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2012 o in una data successiva. Per la tipologia di impianti rientrante nel secondo gruppo, l'incentivazione avverrà tramite i criteri previsti dall'articolo 24, comma 2, 3 e 4, del Decreto Legislativo in esame. In particolare, gli impianti di potenza nominale fino a un valore differenziato sulla base delle caratteristiche delle diverse fonti rinnovabili, comunque non inferiore a 5 MW, nonché gli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero approvati dal Comitato interministeriale di cui all'articolo 2 del decreto legge 10 gennaio 2006, n. 2, hanno diritto a un incentivo individuato sulla base dei seguenti parametri: (a) fonte e scaglione di potenza per commisurarli ai costi degli impianti; (b) data di entrata in esercizio.

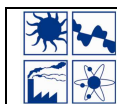
Per gli impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi previsti dall'articolo 24 del Decreto è previsto un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE secondo le procedure disciplinate dal comma 4 dello stesso articolo 24.

Per quanto concerne gli impianti fotovoltaici, il comma 9 dell'art. 25 stabilisce che le tariffe e gli incentivi previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 agosto 2010 *si applicano alla produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che entrino in esercizio entro il 31 maggio 2011*. Per gli allacci successivi, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sentita la Conferenza unificata, dovrà adottare, entro il 30 aprile 2011, un apposito decreto con nuove tariffe ribassate e una nuova soglia massima di potenza da energia solare incentivabile ogni anno.

3.4.4 Decreto 15 marzo 2012 – Burden Sharing: Obiettivi Regionali

Attraverso il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012 [46] - "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle Regioni e delle Province autonome", la quota percentuale da FER che l'Italia deve ottenere per ottemperare agli obiettivi imposti dall'UE (17%), è stata suddivisa fra le Regioni e le Province autonome (Burden Sharing). Per la quantificazione degli obiettivi da assegnare sono stati presi come riferimento gli obiettivi nazionali definiti dal PAN, escludendo il consumo di biocarburanti per trasporti e le importazioni di energia rinnovabile da Stati membri e da Paesi terzi. La metodologia seguita per la ripartizione degli obiettivi intermedi e finali di contenimento dei Consumi Finali Lordi (CFL) e di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PAN e i relativi risultati conseguiti sono riportati, rispettivamente, negli Allegati 2 e 1 del Decreto. La tabella 3.2 (Tabella A, Art. 3 - comma 2), riporta nel dettaglio gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna Regione; va ricordato che il Decreto impone come vincolanti gli obiettivi intermedi a partire dall'anno 2016.

Ai fini del Decreto, come riportato nell'Articolo 2, il consumo finale lordo di energia di una Regione è dato dalla somma di tre termini: consumi elettrici (compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto), consumi di energia per riscaldamento/raffreddamento (in tutti i settori, ad esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici), consumi per tutte le forme di



trasporto (ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale). Il consumo di energia rinnovabile è dato dalla somma dei seguenti quattro termini: energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione; energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, da impianti di conversione ubicati nella regione, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato dalla rete; biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione e immesso in reti di distribuzione private o nella rete di distribuzione del gas naturale.

Il Decreto incentiva prioritariamente il contenimento dei consumi finali da parte delle Regioni, secondo gli strumenti riportati all'Articolo 4 e all'Allegato 2. Nello stesso articolo viene promosso lo scambio e la valorizzazione di esperienze e buone pratiche realizzate nelle Regioni, attraverso specifici eventi e strumenti di diffusione informativa. Le singole Regioni sono libere di sviluppare politiche proprie a favore dell'efficienza energetica, i cui risultati troveranno riscontro nella consuntivazione dei propri consumi finali. Saranno le Regioni stesse a stabilire l'intensità di tali misure tenendo conto che una riduzione del CFL nel proprio territorio comporta una riduzione della quantità di FER necessaria per conseguire il proprio obiettivo regionale.

A partire dal 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico provvede, entro il 31 dicembre di ciascun anno, alla verifica per ogni Regione della quota del CFL di energia coperta da fonti rinnovabili riferita all'anno precedente (Articolo 5). Le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi prescritti, a decorrere dal 2017 (questo perché, come detto, gli obiettivi intermedi sono obbligatori a partire dal 2016), sono riportate nell'Articolo 6.

Tab. 3.2: Traiettorie degli obiettivi regionali dall'anno iniziale di riferimento al 2020 valori in percentuale (Tabella A - Art.3 - comma 5, Tabella 10 - Allegato 1) [46]

Regioni e Province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli Venezia Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA - Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA - Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

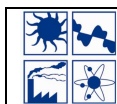
La direttiva ammette anche collaborazioni fra Regioni, in progetti comuni ai fini del raggiungimento dei rispettivi obiettivi. Allo scopo di destinare prioritariamente le produzioni di fonti rinnovabili realizzate in Italia per il conseguimento degli obiettivi nazionali, i trasferimenti statistici per cessione di energia da fonti rinnovabili ad altri Stati membri o Paesi terzi promossi dalle Regioni, devono essere preventivamente autorizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico (Articolo 2).

3.5 RIFERIMENTI NORMATIVI REGIONALI

Dopo aver illustrato i riferimenti normativi a livello internazionale, comunitario e nazionale, in questo paragrafo sono descritti i provvedimenti in materia energetica per la Regione Umbria e viene esposto in sintesi il Piano Energetico Regionale, di cui è previsto un imminente aggiornamento.

Tra i principali riferimenti regionali sono da ricordare:

- *Legge n. 38 del 20 dicembre 2000* [47], il cui obiettivo è la diffusione di soluzioni tecniche passive che contribuiscano al miglioramento del comfort ambientale degli edifici, al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni inquinanti nell'ambiente. Sono previste agevolazioni nel computo metrico degli edifici per parti di muratura d'ambito esterno che eccedano i 30 centimetri di spessore, per pareti ventilate aventi lo spessore dell'intercapedine fino a 20 centimetri, per la realizzazione di verande e serre solari, di spazi collettivi interni coperti o racchiusi da vetrate, di pergole aperte con manto in essenze vegetali a foglia caduca;
- *Legge n. 20 del 28 febbraio 2005* [48], il cui regolamento attuativo (Regolamento Regionale n. 2 del 5 aprile 2007) è stato pubblicato nel bollettino Ufficiale della Regione Umbria il 18 aprile 2007. La legge ha come obiettivo principale quello di limitare l'inquinamento luminoso e i consumi energetici derivanti dall'illuminazione esterna, anche al fine di consentire lo sviluppo dell'attività di ricerca scientifica e divulgativa degli osservatori astronomici pubblici e privati, nonché la godibilità del cielo stellato, che costituisce componente del patrimonio paesaggistico del territorio regionale. Agli effetti della legge costituisce inquinamento luminoso ogni forma di irradiazione di luce artificiale che si disperda al di fuori delle aree a cui essa è funzionalmente dedicata o, in ogni caso, che sia diretta al di sopra della linea dell'orizzonte. La Regione deve monitorare l'inquinamento luminoso avvalendosi del supporto tecnico dell'ARPA (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale) nonché della collaborazione di istituzioni scientifiche operanti in campo di inquinamento luminoso e deve adottare un regolamento per disciplinare l'attività in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento luminoso. Ai fini della stesura del regolamento attuativo, tutti i nuovi impianti di illuminazione pubblica e privata realizzati sul territorio regionale devono essere installati secondo criteri antinquinamento luminoso e devono possedere determinati requisiti. I Comuni stessi si devono dotare di un Piano per l'Illuminazione, disciplinando le nuove installazioni in conformità al Regolamento e perseguendo i seguenti obiettivi: riduzione dell'inquinamento luminoso, risparmio energetico, sicurezza del traffico veicolare e pedonale, sicurezza dei cittadini, ottimizzazione dei costi di esercizio e di manutenzione degli impianti. Dalla data di entrata in vigore del regolamento, i Comuni assoggettano ad autorizzazione tutti gli impianti di illuminazione esterna, pubblici e privati, verificando la conformità dei progetti dei capitolati ai criteri stabiliti dal regolamento stesso;
- *Dgr n. 729 del 11 maggio 2005* [49], riguardante l'Atto di indirizzo per l'inserimento paesaggistico e ambientale degli impianti eolici ai sensi del Piano energetico regionale. Il Decreto fornisce indicazioni in merito ai seguenti aspetti: localizzazione degli impianti eolici, riduzione dell'impatto visivo, criteri per la predisposizione dei progetti, criteri per l'esecuzione delle opere, piano di gestione e dismissione degli impianti, contenuti e documentazione della relazione paesaggistica;
- *Dgr n. 561 del 19 maggio 2008* [50], che stabilisce le modalità e i criteri per il rilascio, da parte delle Province delegate ai sensi dell'articolo 5 della legge regionale 26 marzo 2008, n. 5,

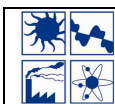


dell'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili,

- *Legge Regionale n. 17 del 18 novembre 2008* [51], la quale, al fine di promuovere la salvaguardia dell'integrità ambientale e il risparmio delle risorse naturali secondo i principi dello sviluppo sostenibile, definisce norme e criteri di sostenibilità da applicarsi agli strumenti di governo del territorio e agli interventi edilizi, stabilisce le modalità per la valutazione e la certificazione delle prestazioni di sostenibilità ambientale e degli edifici, nonché le forme di sostegno e di incentivazione promosse dalla Regione e dagli enti locali;
- *Legge Regionale n. 13 del 26 giugno 2009* [52], che prevede interventi su edifici abitativi, produttivi e pertinenziali finalizzati al rilancio dell'economia e alla riqualificazione architettonica, strutturale ed ambientale degli stessi edifici. In particolare, determina che i Comuni possano prevedere incrementi di cubatura per nuove costruzioni fino al 20% per edifici in classe di sostenibilità ambientale A e fino al 10% per quelli in classe B; in caso di interventi di demolizione e ricostruzione è invece possibile ottenere un incremento della superficie utile coperta fino al 25% per edifici almeno in classe B e fino al 35% per complessi di 3 o più edifici ricompresi entro un Piano Attuativo ovvero un Programma Urbanistico, con conseguimento almeno della classe B. La Legge disciplina infine la formazione del Piano Paesaggistico Regionale (PPR), che costituisce il quadro di riferimento e di indirizzo per lo sviluppo paesaggisticamente sostenibile dell'intero territorio regionale, degli atti di programmazione e pianificazione regionali, provinciali e comunali. Il PPR persegue in particolare l'obiettivo di identificare il paesaggio a valenza regionale, attribuendo gli specifici valori di insieme in relazione alla tipologia e rilevanza delle qualità identitarie riconosciute, nonché le aree tutelate per legge e quelle individuate con i procedimenti previsti dal D.Lgs. n. 42/2004, alle quali assicurare un'efficace azione di tutela, prevedere i rischi associati agli scenari di mutamento del territorio e definire le specifiche strategie, prescrizioni e previsioni ordinate alla tutela dei valori riconosciuti e alla riqualificazione dei paesaggi deteriorati;
- *Legge Regionale n. 12 del 16 febbraio 2010* [53], che individua e si adegua ai principi sul diritto e l'azione ambientale, sullo sviluppo sostenibile, sulla sussidiarietà e leale collaborazione, sull'accesso e la partecipazione del pubblico ai processi di valutazione ambientale. La legge definisce l'ambito di applicazione, stabilendo che per la VAS la Regione è competente all'espletamento della procedura di VAS per tutti i piani e programmi comunali, provinciali, regionali, interregionali, nazionali e di valenza europea, mentre la Provincia territorialmente interessata è competente all'espletamento della procedura di VAS sugli strumenti della pianificazione urbanistica comunale. In ordine alle procedure di VIA, tutte le competenze sono mantenute in capo alla Regione. In particolare, il provvedimento finale di VIA assume valore di autorizzazione unica e sostituisce tutte le autorizzazioni, le intese, le concessioni, le licenze, i pareri, i nulla osta e gli assensi comunque denominati in materia ambientale e di patrimonio culturale.

Il Piano Paesaggistico Regionale è stato pre-adottato ma non ancora pubblicato nella sua versione definitiva in Gazzetta Ufficiale. Nelle Disposizioni di Attuazione del 5 ottobre 2009 [54], per quanto riguarda la realizzazione di impianti che sfruttano fonti energetiche rinnovabili, viene posta particolare attenzione al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- a. limitazione degli interventi che comportino significative alterazioni della morfologia dei suoli o determinino una eccessiva occupazione di suolo libero destinato ad attività agro-silvo-pastorali;
- b. limitazione degli interventi di trasformazione del patrimonio boschivo e conseguentemente degli habitat forestali e dei livelli di biodiversità naturale ad esso connessi;
- c. salvaguardia della continuità delle grandi reti di naturalità, con particolare riferimento alle connessioni umide e di crinale;
- d. mantenimento dei tracciati caratterizzanti riconoscibili sul terreno (rete di canalizzazioni, struttura particellare, viabilità secondaria);



- e. minimizzazione delle interferenze con i caratteri visuali del paesaggio, con specifico riferimento alla continuità percettiva delle principali linee di crinale.

Al suo interno sono inoltre specificate delle linee di indirizzo per alcune fonti energetiche rinnovabili: fotovoltaico, eolico e biomasse.

Eolico

Ai fini del PPR si considerano impianti eolici le opere per la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzate con l'impiego di generatori di altezza complessiva superiore a 35 metri e/o una potenza complessiva superiore ai 60 kW. Gli impianti eolici sono di norma localizzati in siti nei quali l'interferenza visivo-paesaggistica è minima, tenuto conto dell'altezza massima degli impianti calcolata in corrispondenza del punto più elevato della superficie spazzata dal rotore o comunque della quota più elevata raggiunta da parti fisse o mobili. Nella localizzazione dei siti di impianto sono da preferire le aree industriali, artigianali o altre aree già compromesse dal punto di vista ambientale e paesaggistico per la presenza di attrezzature, impianti tecnologici, servizi, attività estrattive. A causa dei potenziali rischi di natura sia paesaggistica che ambientale, è preclusa l'installazione di impianti eolici nelle seguenti zone, come previsto dal Piano Energetico Regionale:

- a. parchi nazionali, parchi interregionali e parchi regionali;
- b. aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli artt. 136, lett. c) e d), e 142, lett. b), i) ed m) del D. Lgs. n. 42/2004 e s.m. e i.;
- c. aree della Rete Natura 2000 (Direttiva 92/43/CE – Direttiva 79/409/CE (art. 13 della L.R. n.27/2000 e s. m. e i.);
- d. aree di elevata diversità floristico vegetazionale di cui all'art. 12 della L.R. n. 27/2000 e s. m. e i.;
- e. aree interessate da singolarità geologiche di cui all'art. 16 della L.R. 27/2000 e s. m. e i.;
- f. aree di interesse faunistico – venatorio di cui all'art. 11, comma 3, della L.R. n.27/2000 e s. m. e i..

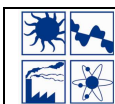
Da tutte le aree precluse sopra elencate, è stabilita di norma una distanza di rispetto di almeno 15 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore.

Si considerano invece impianti minieolici le opere per la produzione di energia elettrica da fonte eolica realizzate con l'impiego di generatori di altezza complessiva pari o inferiore a 35 metri ed una potenza complessiva fino a 60 kW. Nella localizzazione dei siti di impianto sono da preferire le seguenti tipologie di aree:

- a. aree produttive e per servizi, così come individuate dagli strumenti urbanistici, comprese le attività produttive in ambito agricolo;
- b. aree di pertinenza di depuratori, impianti di trattamento, recupero e smaltimento rifiuti, impianti di sollevamento delle acque o attività di servizio in genere e aree di cava;
- c. aree compromesse dal punto di vista ambientale, con particolare riferimento alle fasce perimetrali alle attività di cui alle lettere a) e b);
- d. spazi, anche agricoli, associati o adiacenti alla reti infrastrutturali, con particolare riferimento alle infrastrutture per la mobilità.

A causa dei potenziali rischi di natura sia paesaggistica che ambientale, è preclusa l'installazione di impianti minieolici nelle seguenti zone:

- a. parchi nazionali, parchi interregionali e parchi regionali limitatamente alle zone A e B di cui all'art. 12 della L. 394/91; nelle zone C e D della medesima Legge è consentita la localizzazione di impianti nelle pertinenze di edifici esistenti, fino ad una massimo di 20 kW di potenza e comunque con una altezza massima complessiva dei generatori di metri 15;
- b. aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi degli artt. 136, lett. c) e d), e 142, lett. b), i) ed m) del D. Lgs. n. 42/2004 e s. m. e i.;
- c. aree della Rete Natura 2000 (Direttiva 92/43/CE – Direttiva 79/409/CE (art. 13 della L.R. n. 27/2000 e s. m. e i.);
- d. aree di elevata diversità floristico vegetazionale di cui all'art. 12 della L.R. n. 27/2000.



- e. aree interessate da singolarità geologiche di cui all'art.16 della L.R. 27/2000;
- f. centri storici (zone di tipo A di cui al D.M. 2 aprile 1968 n.1444), nonché ambiti edificati di particolare rilievo architettonico e paesaggistico (architettura religiosa, militare, ville e siti archeologici) come indicati all'art. 29 della L.R. 27/2000 e s. m. e i. e gli edifici ricadenti nelle aree agricole censiti quali immobili di interesse storico, architettonico e culturale ai sensi dell'art. 33, comma 5 della L.R. n.11/2005, nonché infine gli edifici o complessi edilizi riconosciuti quali beni culturali ai sensi del D.Lgs. n. 42/2004 e s.m.i.

Al di fuori delle aree precluse sopra elencate, nelle aree agricole è consentita la realizzazione di impianti minieolici secondo le sotto indicate tipologie, sulla base delle necessità dell'utenza in regime di autoproduzione:

- a. impianti con una potenza fino a 10 kW, da realizzarsi negli spazi di pertinenza di abitazioni;
- b. impianti con una potenza fino a 20 kW, negli spazi di pertinenza di strutture turistiche di tipo alberghiero ed extralberghiero, o attività agrituristiche;
- c. impianti con una potenza non superiore a 30 kW a servizio di attività produttive, di imprese agricole, nonché di impianti sollevamento idrico e impianti di irrigazione o altri servizi;
- d. nei casi in cui sia prevista la realizzazione di impianti "misti" con strutture di tipo fotovoltaico e minieolico, è consentito installare aerogeneratori di cui alle lettere b) e c) anche al di fuori degli spazi di pertinenza di edifici e manufatti esistenti ed in deroga al regime di autoproduzione.

Biomasse

Assume infine rilevanza paesaggistica anche la produzione di energia per mezzo delle biomasse, che pur non essendo direttamente associata alla realizzazione di opere infrastrutturali, se non governata rischia di indurre importanti modificazioni degli assetti agro-forestali. Pertanto devono essere valutati preventivamente gli effetti paesistici degli interventi per la realizzazione di impianti vegetali finalizzati all'impiego delle risorse agro-forestali per la produzione di biomassa a fini energetici; in particolare, devono essere sottoposte ad una attenta valutazione eventuali pratiche di imboscamento dei terreni agricoli con impianti arborei a rapido accrescimento, al fine di renderli compatibili con il contesto paesaggistico di riferimento.

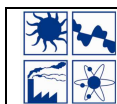
Fotovoltaico

Al fine di minimizzare i rischi per il paesaggio associati alla realizzazione di impianti fotovoltaici in aree agricole, il PPR attribuisce priorità all'autoproduzione energetica.

Nelle aree agricole, i progetti per la realizzazione di impianti fotovoltaici devono adottare idonei criteri progettuali, finalizzati a minimizzare gli impatti paesaggistici connessi prioritariamente alla occupazione del suolo libero, alla interferenza con i caratteri visuali e alla compromissione degli assetti fondiari consolidati. Nella localizzazione dei siti di impianto dei dispositivi per il fotovoltaico sono pertanto da preferire le aree di pertinenza di manufatti esistenti. È preclusa l'installazione di impianti fotovoltaici nei centri storici, nonché sulle coperture e strutture dei seguenti immobili:

- a. edifici di particolare rilievo architettonico e paesaggistico (architettura religiosa, militare, ville e siti archeologici) indicati all'art. 29 della L.R. 24 marzo 2000, n. 27 e s. m. e i.;
- b. edifici ricadenti nelle zone agricole censiti quali immobili di interesse storico, architettonico e culturale ai sensi dell'art. 33, comma 5 della L.R. 11/2005;
- c. edifici o complessi edilizi riconosciuti quali beni culturali ai sensi del D. Lgs. n. 42/2004 e s. m. e i.

Al di fuori delle aree precluse sopra elencate, nelle aree agricole, qualora gli impianti non siano localizzati nelle aree di pertinenza dei manufatti esistenti, è stabilito un rapporto tra la superficie dell'impianto e la superficie complessiva disponibile e contigua, con atto unilaterale d'obbligo per l'asservimento del terreno. Assumendo il rapporto di 1 kW ogni 10 m² di superficie (al lordo di ingombri, volumi tecnici e distanze tra i pannelli), si definiscono i seguenti parametri di riferimento per l'asservimento dei terreni:



- a. per impianti con potenza fino a 1 MW, si assume un rapporto di 1/10 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;
- b. per impianti con potenza compresa tra 1 MW e 2 MW, si assume un rapporto di 1/15 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;
- c. per impianti con potenza superiore ai 2 MW si assume un rapporto di 1/20 tra la superficie di impianto e l'area da asservire;
- d. qualora gli impianti vengano realizzati nelle aree agricole limitrofe a zone artigianali e industriali, depuratori, trattamento recupero e smaltimento rifiuti, attività di servizio in genere e attività estrattive ovvero delle fasce di rispetto di reti infrastrutturali, i rapporti dimensionali definiti ai punti a) e b) non si applicano.

Le prescrizioni sopracitate sono state modificate dal DGR n. 968 del 5 luglio 2010 [55] *Nuovi indirizzi e criteri per la minimizzazione dell'impatto paesaggistico connesso alla realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica.*

Sono stati introdotti numerosi cambiamenti riguardanti i criteri generali di localizzazione degli impianti e l'individuazione delle aree idonee, in particolare:

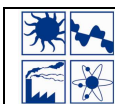
- sono da preferire nella localizzazione dei siti le aree produttive e per servizi così come individuate dagli strumenti urbanistici, le aree di pertinenza di depuratori, impianti di trattamento, recupero e smaltimento rifiuti, di sollevamento delle acque ecc., tutti gli spazi, anche agricoli, e le aree compromesse dal punto di vista territoriale e paesaggistico (es. contigue e/o adiacenti alle reti infrastrutturali);
- sono da evitare le aree ubicate su versanti collinari/montani dominanti con visuali riferiti a insediamenti di valore storico/culturale, centri e borghi storici;
- nelle aree agricole (non classificate di particolare interesse agricolo) la realizzazione di impianti fotovoltaici non integrati con moduli ubicati al suolo è consentita fino alla potenza di 1 MW senza vincoli specifici, fatta salva la verifica dell'effetto di cumulo di cui nel seguito.

Al fine di prevenire effetti sul paesaggio dovuti all'effetto cumulativo derivante dalla realizzazione di più progetti, per gli impianti al suolo non assoggettati direttamente a procedura di VIA, si dovrà tenere conto di quanto segue:

- l'installazione di moduli fotovoltaici al suolo risulti posizionata ad una distanza inferiore a 500 m da altri moduli al suolo di campi fotovoltaici già autorizzati;
- si configuri tra l'istanza autorizzata e quella presentata un progetto complessivo che supera di fatto 1 MW di potenza.

Un ulteriore aggiornamento normativo è contenuto nel Regolamento Regionale n. 7 del 29 luglio 2011 [56] dal titolo *Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*. In estrema sintesi, i tratti salienti del Regolamento intervengono sugli impatti cumulativi e sulle procedure di VIA dettagliando maggiormente alcuni aspetti:

- i progetti per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili che insistono su una medesima area ad una distanza di 1000 m da altri impianti simili già autorizzati dovranno sottostare ad un criterio cumulativo nel caso di una potenza complessiva di 1 MW. Da tale cumulo sono esclusi gli impianti con taglia inferiore a 50 kW e quelli collocati su aree pertinenziali o edifici;
- sono sottoposti a VIA gli impianti eolici con potenza nominale maggiore di 1 MW e comunque con altezza al mozzo superiore a 60 metri, nonché gli impianti idroelettrici;
- restano sottoposti a VIA gli impianti a biomasse con taglia maggiore di 1 MWe e gli impianti eolici prossimi a beni paesaggistici tutelati fino ad una distanza di almeno cinquanta volte l'altezza massima del generatore;
- sono sottoposti a valutazione di incidenza gli impianti eolici e idroelettrici che sottostanno a specifiche tolleranze in aree incluse nella Rete Natura 2000.



Viene ribadito il ruolo della Provincia di competenza per il rilascio dell'Autorizzazione unica, mentre la procedura semplificata per impianti a terra in aree agricole è estesa fino alla taglia di 200 kW; in particolare, per gli impianti fotovoltaici il posizionamento a terra dei moduli in tali aree è permesso a condizione che non venga impegnata una quota parte eccedente il 10% della superficie del proponente.

L'allegato A disciplina le Procedure amministrative da seguire; i criteri e le condizioni per l'installazione di nuovi impianti sono regolamentati dall'Allegato B, inoltre, l'Allegato C indica le aree non idonee all'installazione di impianti da FER.

Il *Piano Energetico Regionale della Regione Umbria* (2004) [57] integra e porta a compimento il percorso di sviluppo intrapreso nel 1997 con affidamento ad ENEA dell'incarico di prima stesura del P.E.R., a cui fece seguito, l'anno successivo, il contratto con I.S.R.I.M. di Terni per ulteriori approfondimenti.

Il documento di Piano si articola in tre grandi direttrici, riconducibili a:

- *situazione attuale*, nella quale sono predisposte analisi riassuntive relative ai consumi energetici attuali, lo scenario energetico attuale con la produzione, i consumi, le esportazioni e la situazione ambientale, con riferimento alle emissioni inquinanti degli impianti di produzione esistenti e/o attualmente funzionanti;
- *proiezione energetica*, nella quale sono effettuate proiezioni ed analisi riassuntive relative ai fabbisogni e all'inquinamento previsti;
- *azioni energetiche*, che rappresentano la parte più propositiva del piano ed individuano le proposte di azione concretamente praticabili, secondo il versante della domanda e dell'offerta.

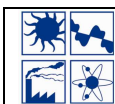
Tra gli interventi da adottare, si ritiene opportuno incrementare l'impiego della biomassa agricola-forestale per scopi energetici in misura pari a circa 300.000 t/anno (ad esclusione della paglia), di cui il 50% da utilizzare per scopo termico/elettrico in impianti di cogenerazione con potenza non superiore a 5 MWe e il restante 50% da sfruttare esclusivamente per la produzione di calore. Particolare attenzione è rivolta dalla Regione anche alla riqualificazione degli impianti termici tradizionali da biomassa legnosa nel settore dell'edilizia privata.

Il Piano stabilisce la tipologia e la quantità degli impianti per l'incenerimento, con recupero energetico, dei rifiuti urbani e per l'utilizzazione degli stessi come combustibile o altro mezzo per produrre energia.

Per lo sfruttamento dell'energia eolica, vista la potenzialità riferita al territorio, la Regione può autorizzare l'installazione di nuovi impianti che ricadono al di fuori delle zone sotto indicate:

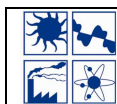
- parchi nazionali, interregionali e regionali;
- siti di interesse comunitario e zone di protezione speciale;
- aree di elevata diversità floristico-vegetazionale;
- aree soggette a vincoli paesaggistici.

La Regione deve promuovere la diffusione della cogenerazione e in particolare della tipologia alimentata a metano. Infine, particolare attenzione è posta alla tecnologia per la riduzione dell'inquinamento attraverso l'impiego dell'idrogeno come combustibile.

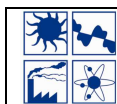


BIBLIOGRAFIA

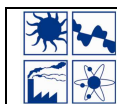
- [1] Alessandro Daolio, Elpidio Natale, Le ESCo (Energy Service Company) per l'efficienza energetica, 2013
- [2] Libro Bianco, Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili, 26 novembre 1997
- [3] ECCP 2000, Programma Europeo per il Cambiamento Climatico
- [4] Libro Verde, Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico (novembre 2000)
- [5] Direttiva 2001/77/CE, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 27/10/2001
- [6] Direttiva 2002/91/CE, sul rendimento energetico nell'edilizia, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 04/01/2003
- [7] Direttiva 2003/87/CE, che costituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 25/10/2003
- [8] Direttiva 2004/8/CE, sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 21/02/2004
- [9] Direttiva 2005/32/CE, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 22/07/2005
- [10] Direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE, Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee del 27/04/2006
- [11] Direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [12] Direttiva 2009/29/CE, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra, 23 aprile 2009 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [13] Direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [14] Direttiva 2009/31/CE, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [15] Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia
- [15a] Regolamento (CE) n. 443/2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO2 dei veicoli leggeri, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [16] Decisione n. 406/2009/CE, concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 5.6.2009
- [17] Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, 11 giugno 2010



- [18] Legge N. 9 del 9 Gennaio 1991, Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali, Gazzetta Ufficiale n. 13 del 16/01/1991
- [19] Legge N. 10 del 9 Gennaio 1991, 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, Gazzetta Ufficiale n. 13 del 16/01/1991
- [20] D.P.R. 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, Gazzetta Ufficiale n. 96 del 14/10/1993
- [21] D.P.R. 15 novembre 1996, n. 660, Regolamento per l'attuazione della direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi, Supplemento Ordinario Gazzetta Ufficiale n. 302 del 27/12/1996
- [22] Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31/01/2004
- [23] Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192, Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia, Gazzetta Ufficiale n. 222 del 23/09/2005
- [24] 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, Gazzetta Ufficiale n. 26 del 01/02/2007
- [25] Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE, Gazzetta Ufficiale n. 54 del 06/02/2007
- [26] Decreto Legislativo 19 febbraio 2007, Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26/02/2007
- [27] Legge 24 dicembre 2007, n. 244, Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28/12/2007
- [28] Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n.4 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, Gazzetta Ufficiale n. 24 del 29 gennaio 2008
- [29] Decreto Ministeriale 11 marzo 2008 Attuazione dell'articolo 1, comma 24, lettera a) della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per la definizione dei valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo e di trasmittanza termica ai fini dell'applicazione dei commi 344 e 345 dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 2006, n. 296, Gazzetta Ufficiale n. 66 del 18 marzo 2008
- [30] Decreto Ministeriale 7 aprile 2008 Disposizioni in materia di detrazione per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente, ai sensi dell'articolo 1, comma 349, della legge 27 dicembre 2006, n. 296, Gazzetta Ufficiale n. 97 del 24 aprile 2008
- [31] Decreto Legislativo 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, Gazzetta Ufficiale n. 154 del 3 luglio 2008
- [32] Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, Gazzetta Ufficiale n. 1 del 2 gennaio 2009
- [33] Decreto Ministeriale 26 giugno 2009 Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, Gazzetta Ufficiale n.158 del 10 luglio 2009
- [34] Legge n. 99 del 23 luglio 2009 Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia, Gazzetta Ufficiale n. 176 del 31 luglio 2009
- [35] Decreto n. 22 11 febbraio 2010 Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99, Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2010



- [36] Decreto Ministeriale 2 marzo 2010 Attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica, Gazzetta Ufficiale n. 103 del 5 maggio 2010
- [37] Decreto Legislativo 29 marzo 2010 n. 56 Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE, Gazzetta Ufficiale n. 92 del 21 aprile 2010
- [38] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010
- [39] Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011
- [40] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 05/05/2011 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quarto Conto Energia per il fotovoltaico), Gazzetta Ufficiale n.109 del 12 maggio 2011
- [41] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 5 luglio 2012, Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quinto Conto Energia per il Fotovoltaico), Gazzetta Ufficiale n.159 del 10luglio 2012.
- [42] Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012, Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (Conto Energia Termico), Gazzetta Ufficiale n.1 dello 02 gennaio 2013.
- [43] Decreto Legge del 4 Giugno 2013 n. 63, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale, Gazzetta Ufficiale n.130 del 5 giugno 2013
- [44] Ministero dello Sviluppo Economico, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, 11 giugno 2010
- [45]<http://approfondimenti.gse.it/approfondimenti/Simeri/AreaDocumentale/Documenti%20Piano%20di%20Azione%20Nazionale/PAN%20DETTAGLIO.pdf>
- [46] Decreto Ministero dello Sviluppo Economico del 15 marzo 2012, Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (Burden Sharing), Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2012.
- [47] Legge Regionale n. 38 del 20 dicembre 2000, Agevolazioni nel calcolo dei parametri urbanistici per il miglioramento del comfort ambientale e del risparmio energetico negli edifici, Bollettino Ufficiale della regione Umbria n. 67 del 27/12/2000
- [48] Legge Regionale n. 20 del 28 febbraio 2005, Norme in materia di prevenzione dall'inquinamento luminoso e risparmio energetico, Bollettino Ufficiale della Regione Umbria n. 12 del 16/03/2005
- [49] Dgr n. 729 del 11 maggio 2005 Atto di indirizzo per l'inserimento paesaggistico ed ambientale degli impianti eolici ai sensi del Piano energetico regionale approvato con Dcr 402/2004, BUR n. 27 del 22 giugno 2005
- [50] Dgr n. 561 del 19 maggio 2008 Criteri e modalità per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 comma 4 del Dlgs 387/2003 in materia di autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Attuazione articolo 5, Lr 26 marzo 2008, n. 5, BUR n. 27 del 11 giugno 2008
- [51] Legge Regionale n. 17 del 18 novembre 2008 Norme in materia di sostenibilità ambientale degli interventi urbanistici ed edilizi, Gazzetta Ufficiale n. 23 del 13 giugno 2009
- [52] Legge Regionale n. 13 del 26 giugno 2009 Norme per il governo del territorio e la pianificazione e per il rilancio dell'economia attraverso la riqualificazione del patrimonio edilizio esistente, BUR n. 29 del 29 giugno 2009
- [53] Legge Regionale n. 12 del 16 febbraio 2010 Norme di riordino e semplificazione in materia di valutazione ambientale strategica e valutazione di impatto ambientale, in attuazione dell' articolo 35 del



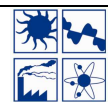
decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) e successive modificazioni ed integrazioni, BUR n. 9 del 24 febbraio 2010

[54] Piano Paesaggistico Regionale, Disposizioni di Attuazione

[55] DGR n. 968 del 5 luglio 2010, Indirizzi e criteri per la minimizzazione dell'impatto paesaggistico connesso alla realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili solare fotovoltaica con moduli al suolo e potenza superiore a 20 KW. BUR n. 31 del 9 luglio 2010

[56] Regolamento Regionale n. 7 del 29 luglio 2011 Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, BUR n. 34 del 5 agosto 2011

[57] Piano Energetico Regionale della Regione Umbria, BUR n. 35 del 25 agosto 2004



CAPITOLO 4

INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL COMUNE DI UMBERTIDE

4.1 INTRODUZIONE

La pianificazione energetica territoriale richiede un'accurata conoscenza della realtà in esame; è necessario per una corretta pianificazione energetica, caratterizzare il territorio da un punto di vista geomorfologico, climatologico, ambientale, conoscere i dati demografici e socio-economici.

4.2 DELIMITAZIONE DELL'AREA DI STUDIO E INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO

Il Comune di UMBERTIDE (PG), si estende su una superficie di 200 km², compresa tra i Comuni di Montone e Pietralunga a nord, Gubbio a nord-est, Perugia a sud-est, Magione e Passignano S.T. a sud, Lisciano Niccone a sud-ovest, Cortona ad ovest e Città di Castello a nord-ovest (figura 4.1) [1]. Il numero di abitanti del Comune è, al 2012, pari a 16628.

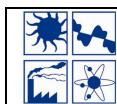
Il Comune di Umbertide fa parte del sistema insediativo dei centri urbani di grandi dimensioni della valle dell'Alto Tevere. Il territorio si contraddistingue per le sue caratteristiche di pregio storico-paesistico, costituite dal nucleo storico di Umbertide, adagiato in un'ansa del Tevere alla confluenza con il torrente Reggia e marcato dalla presenza della Rocca, nonché dal sistema di presidio militare della valle, riconoscibile grazie alla presenza di numerosi borghi, castelli, torri e mura castellane, localizzati in ambiti alto collinari e montani. L'insediamento urbano e il sistema diffuso dei nuclei storici lungo il Tevere, si strutturano attorno alla via Tiberina e al fascio infrastrutturale, rappresentato dalla ferrovia FCU e dalla E45. La valle del Tevere con il suo sistema insediativo polarizzato su Umbertide, centro urbano principale del corridoio insediativo dell'Alto Tevere insieme a Città di Castello, costituiscono una rilevante emergenza territoriale di concentrazione della struttura insediativa di tipo urbano e produttivo, contrapposta alla restante parte del territorio rappresentata dai versanti collinari a connotazione rurale [2].

Dal punto di vista morfologico il paesaggio collinare, che ricopre buona parte del territorio, è caratterizzato da medi rilievi, la cui quota massima viene raggiunta in corrispondenza dell'abitato di Poggio (m 600 s.l.m.), e in località "Monte Corona" (m 708 s.l.m.) nella parte meridionale del territorio.

Le attività commerciali e gli uffici, peraltro in numero non molto elevato, si trovano nel centro storico, che risulta caratterizzato da media densità di popolazione. Sono presenti Scuole Materne, Asilo Nido, Elementari, Medie inferiori e superiori. Nel settore nord si trovano l'Ospedale civile e una Casa di riposo. Nella periferia sud del Capoluogo, sono individuate aree destinate ad attività artigianali/industriali. (Buzzacchero, Pian di Botine, Piandassino).

Oltre al capoluogo UMBERTIDE, sono presenti le frazioni:

- PIERANTONIO, situata a sud-est a circa 4 km dal capoluogo.
- VERNA, (costituita dalle località di Ranchi, Banchetti e Nestore) nel settore nordovest.



- MONTECASTELLI, nel settore nord-ovest.
- NICCONE, a nord
- CALZOLARO, posto ai limiti del territorio comunale a nord
- PREGGIO, nel settore sud-ovest
- SPEDALICCHIO, ad ovest
- MOLINO VITELLI

Le frazioni Pierantonio e Montecastelli, per la loro ubicazione, risultano particolarmente esposte al rumore derivante dal traffico sulla E45.

Sono inoltre presenti le seguenti località (costituite dal nucleo abitato principale e dalle case sparse):

- PIANDASSINO
- LEONCINI
- POLGETO
- MITA
- CASTELVECCHIO.

Nel territorio sono presenti insediamenti rurali sparsi, piccoli centri e nuclei storici. Il resto del territorio non urbanizzato è costituito da aree agricole e boschive. Sono presenti Aree Estrattive di roccia sulle colline retrostanti il Capoluogo in località Galera, Scannata e Monteacuto. Il territorio comunale nel suo insieme ed i relativi confini sono rappresentati in figura 4.1 [1].

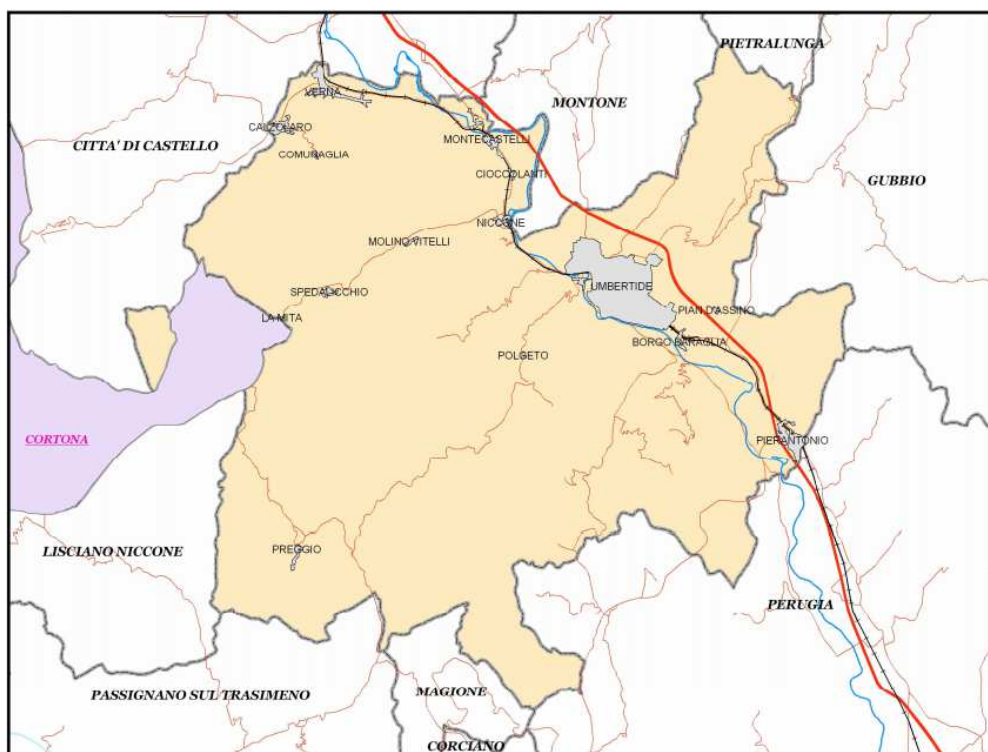


Fig. 4.1 – Collocazione territoriale del Comune di Umbertide [1].

4.3 CARATTERISTICHE DEL SUOLO

Il territorio del Comune di Umbertide appartiene al sottobacino Alto Tevere che si estende dall'Emilia Romagna (monte Fumaiolo, circa 1300 m s.l.m.) fino a valle del nucleo urbano di Perugia. La superficie di tale sottobacino è pari a circa 2174 km² di cui 1436 in territorio umbro. I principali affluenti del Fiume Tevere all'interno dell'Unità Territoriale "Alto Tevere" sono i torrenti Cerfone, Nèstore e Niccone in destra

idrografica, Carpina e Assino in sinistra idrografica; essi presentano, in generale, un regime marcatamente torrentizio, di tipo appenninico o di magra estiva.

I principali agglomerati urbani presenti nell'Unità Territoriale sono localizzati lungo la pianura del Fiume Tevere e sono rappresentati dagli abitati di Città di Castello ed Umbertide; il nucleo urbano di Perugia ricade solo parzialmente nel territorio in esame, poiché una sua parte è ricompresa all'interno dell'Unità Territoriale "Nestore". Il sistema industriale si sviluppa con geometria lineare lungo le stesse vie di comunicazione con due aree a elevato grado di saturazione: la prima, a nord, nei comuni di Città di Castello, Umbertide e San Giustino, la seconda, a sud, nel comune di Perugia (figura 4.2 e 4.3).

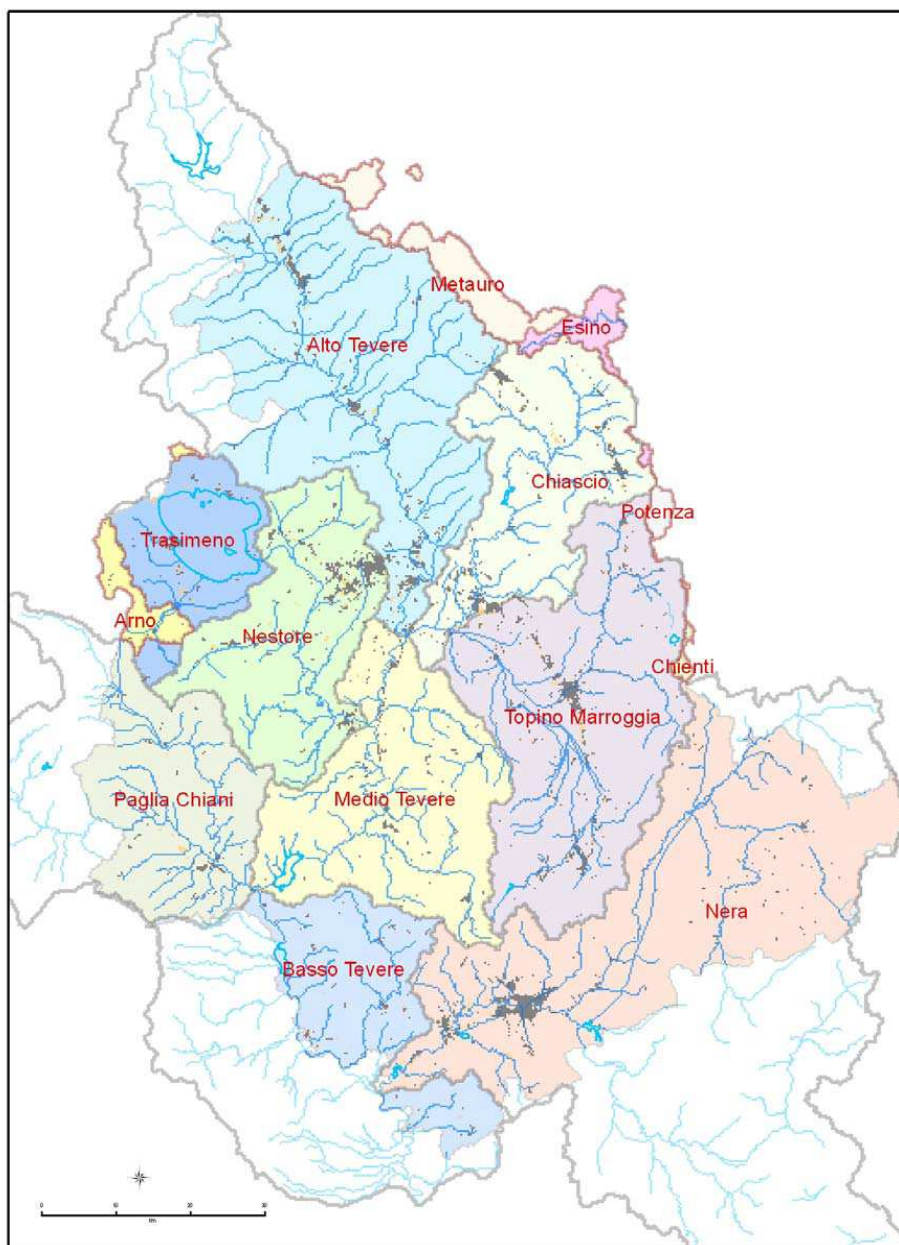


Fig. 4.2 – Suddivisione dei bacini idrografici dell'Umbria

principale del flusso idrico sotterraneo segue l'andamento del corso del fiume Tevere. La parte centrale della piana è caratterizzata da un materasso alluvionale con spessore massimi superiori a 100 mt, ben sviluppato nella parte superiore e centrale della piana, fino alla confluenza con il torrente Cerfone, dove lo spessore si riduce a non più di 20 mt. Nella parte inferiore le alluvioni sono estremamente ridotte e di natura prevalentemente fine (in corrispondenza dell'alveo del Tevere lo spessore massimo è di circa 10 mt). Nella zona a sud di città di Castello, il Tevere drena la falda e si manifesta un aumento della portata fluviale a causa delle emergenze subalvee.

Il territorio comunale fa parte dell'ATO n. 1 e dei sistemi acquedottistici denominato "Sistema Alto Tevere SAT". Quest'ultimo è costituito dai comuni di Citerna, Città di Castello, Monte Santa Maria Tiberina, Montone, San Giustino, Umbertide, per complessivi 78000 utenti da servire all'orizzonte temporale 2040.

L'insediamento produttivo si trova in sinistra idrografica rispetto al fiume. La parte più vicina al Tevere si trova ad una distanza inferiore ai 50 mt e quella più lontana a 837 mt.. Dall'area è possibile accedere direttamente al fiume. Lo sviluppo dell'insediamento interessa la parte compresa tra la linea ferroviaria e l'ansa fluviale. Tale posizione implica modeste possibilità di ampliamento, se non verso il fiume. Adiacente all'insediamento produttivo scorre la Tiberina principale strada di collegamento per quest'area produttiva nonché per tutto il centro urbano. L'accesso alla E45 si trova più a sud, vicino alla loc. Pian d'Assino, a cui si accede direttamente dalla Tiberina. L'area di Madonna del Moro è caratterizzata dal settore industriale, che occupa 80% della superficie totale, il resto del territorio è occupato da abitazioni (14.4%) e altro (5%). Quasi del tutto assente il settore commerciale (0.1%). Nell'area produttiva risiedono alcune tra le realtà industriali più interessanti della città (es. Metalmeccanica Tiberina, Molino Popolare, ecc...).

Si riporta nella tabella 4.1 le superfici (in ettari) delle macro-aggregazioni delle categorie d'uso del suolo. Alle normali categorie sono stati aggiunti anche i principali tipi geobotanici che permettono di individuare e delineare non solo le unità fisionomiche del paesaggio, ma anche i principali ecosistemi del territorio.

Tab. 4.1 – Superfici dedicate ai diversi usi del suolo [UmbriaGeo]

Culture forestali ed agrarie (ha)	Insedimenti abitativi e produttivi (ha)	Vegetazione erbacea (ha)	Vegetazione arbustiva (ha)	Vegetazione degli ambienti umidi e lacustri (ha)	Vegetazione delle pareti rocciose e delle rupi (ha)	Vegetazione forestale (ha)
8525,49	421,95	687,93	38,1	1,86	11,51	10326,94

Infine, dal punto di vista della classificazione sismica, Umbertide è stata classificata dalla Protezione Civile con grado 2, come indicato nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 Maggio 2003.

Mentre negli anni passati la classificazione sismica era limitata a soltanto tre gradi di classificazione, nel 2003 il numero di questi gradi è salito a quattro, rendendo più dettagliata e specifica l'attribuzione del pericolo sismico per i Comuni italiani.

L'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 individua dunque i quattro gradi e ne specifica, seppure brevemente, il rischio sismico come segue:

- 1- È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti: $ag > 0.25$
- 2- Nei Comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti: $0.15 < ag \leq 0.25$
- 3- I Comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti: $0.05 < ag \leq 0.15$
- 4- È la zona meno pericolosa: $ag \leq 0.05$

L'ag rappresenta l'indice di accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nello specifico rappresenta il principale parametro descrittivo della pericolosità di base utilizzato per la definizione dell'azione sismica di riferimento per opere ordinarie.

4.4 INQUADRAMENTO CLIMATOLOGICO

Per quanto riguarda i dati relativi ai principali parametri meteorologici nel territorio comunale, non avendo a disposizione altri dati, si è fatto riferimento all'Osservatorio meteorologico dell'Aeronautica presso l'aeroporto di S. Egidio. Altri dati sono reperiti da varie fonti (ISTAT, ARPA, etc.), citate nelle didascalie.

4.4.1 Temperatura

Il clima del territorio è inquadrato nel clima dell'intera regione Umbria, quindi di tipo mediterraneo attenuato. Nella figura 4.4 si riporta l'andamento medio della temperatura massima e minima a Umbertide, nei diversi mesi, per il periodo 1973 – 2013.

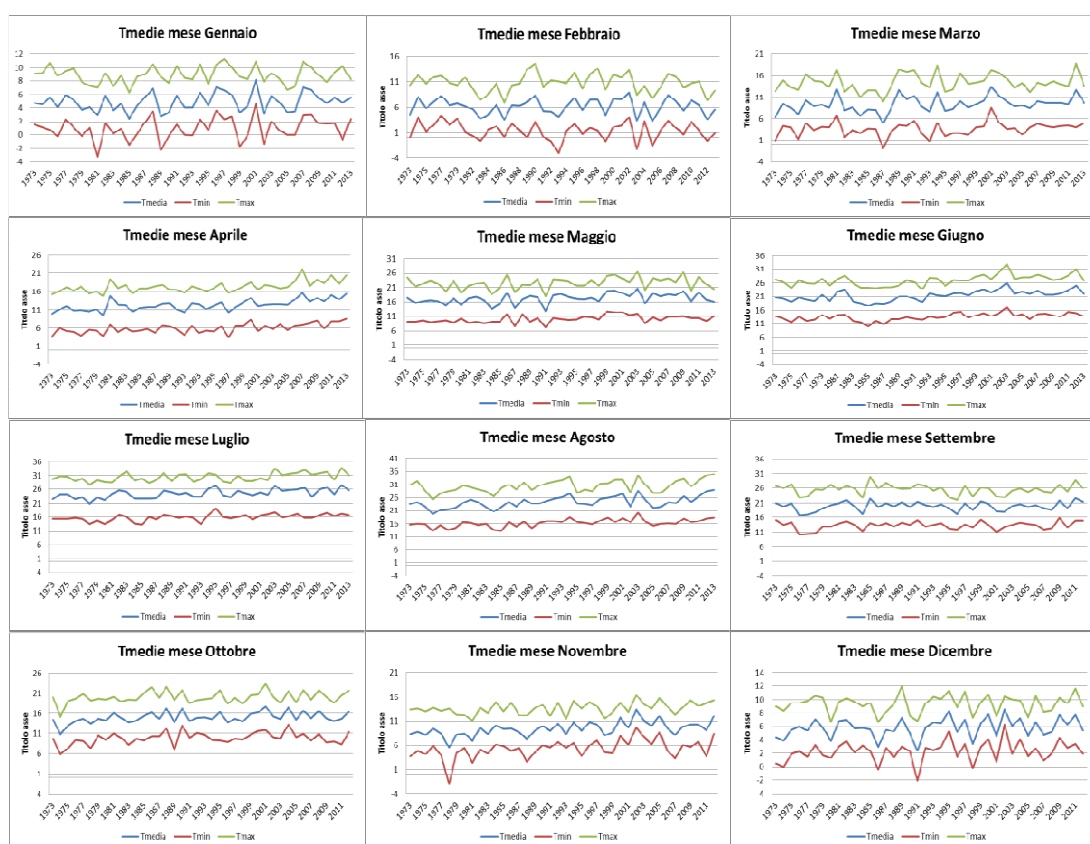


Fig. 4.4 – Temperature medie minime e massime mensili nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Emerge con chiarezza, una tendenza all'incremento termico dei valori medi, che risulta essere più rilevante per le temperature minime, in particolare nel periodo invernale e autunnale. Nelle tabelle 4.2, 4.3 e 4.4 si riportano, rispettivamente, le medie mensili della temperatura media, minima e massima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013.

Tab. 4.2 – Medie mensili della temperatura media giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
[stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annuale
1973	4,7	4,6	6,4	9,8	17,3	20,5	22,5	23,6	20,9	14,5	8,3	4,4	13,13
1974	4,5	8,1	9,5	11,1	15,5	20	24,2	24,3	19,9	10,7	8,8	3,9	13,38
1975	5,5	5,8	8,5	12,1	16,3	18,9	24,1	22,5	21	13	8,1	5,5	13,44
1976	4,1	7,1	7,1	10,8	16,6	20,6	22,5	19,5	16,7	14,1	9,4	6	12,88
1977	5,9	8,3	10,3	10,9	16,2	19,7	23,2	21,2	17	14,7	8,4	5,4	13,43
1978	5,1	6,4	8,8	10,5	14,7	19,3	20,9	21,6	17,8	13,5	5,5	7,1	12,60
1979	3,7	6,8	9,2	11,2	17,2	21,6	23,1	22	19,2	14,7	8,2	5,8	13,56
1980	4,1	6,2	8,5	9,6	14,9	19,3	22,1	24	20,4	14,3	8,4	3,8	12,97
1981	2,9		12,8	14,8	17,2	22,8	24,4	25,3	20,9	16,1	7	6,8	15,55
1982	5,8	5,6	7,9	12,5	17,7	23,6	25,6	24,2	22	15	9,6	7	14,71
1983	3,6	3,8	8,6	12,3	16,5	19,1	25	22,3	19,9	13,8	8,3	5,7	13,24
1984	4,6	4,6	6,7	10,6	13,6	18,5	22,7	20,5	17,1	14,3	10,2	5,8	12,43
1985	2,4	6,5	8,1	11,6	15,3	17,6	22,6	22,3	22,4	15,4	9,3	5,6	13,26
1986	4,3	3,5	8	11,8	19	18,4	22,7	24,5	19,7	16,2	9,4	3	13,38
1987	5,6	6,4	5	11,8	14	18,3	22,8	22,5	21	14,7	8,7	5,5	13,03
1988	6,9	6,3	8,3	12,7	16,9	19,1	25,5	25,2	19,9	17,2	7,2	5,2	14,20
1989	2,7	7	12,7	12,8	18,1	21	24,8	23,8	21,2	13,8	8,9	7,3	14,51
1990	3,3	8,5	10,5	11,2	17,5	21	24,2	23,8	19,7	17,2	10	4,9	14,32
1991	5,8	5,2	11,4	10,3	12,9	20,1	24,7	24,7	21,4	14,1	8,9	2,4	13,49
1992	4	5,1	8,7	12,8	18,2	19	23,3	25,6	20,4	15	10,6	5,9	14,05
1993	4	4,2	7,6	12,6	18,7	22,1	23,3	26,2	19,7	15,1	8,2	6,6	14,03
1994	6,3	6,1	12,2	11,3	17,7	21,4	26,2	27,4	20,6	14,6	10,8	6,5	15,09
1995	4,3	7,9	7,8	12,2	17	21,1	27,4	23,7	19,1	16,3	8,9	8,3	14,50
1996	7,1	5,4	8,2	13	16,9	22,1	23,9	23,6	17,2	13,8	10,8	5,1	13,93
1997	6,6	7,4	10,1	10,3	17,4	22,3	23,2	23,1	21	14,7	10,4	7	14,46
1998	6	7,4	8,5	11,9	16,2	21,5	25,3	25,4	18,5	14	8	3,4	13,84
1999	3,3	4,5	9,3	13	19,9	22,9	24,5	26	21,5	15,9	8,7	6,5	14,67
2000	4,3	7,6	10,2	14,2	20	23,5	23,8	26,5	20,8	16,2	11,7	7,8	15,55
2001	8,1	7,5	13,4	12,1	19	22,4	24,9	27,4	18,1	17,7	9,6	4,5	15,39
2002	3,1	8,9	11,4	12,5	17,8	23,8	24	22,6	18	15,3	13,3	8,5	14,93
2003	5,7	3,4	10	12,6	20,6	26,1	27,2	28,5	20,1	14,6	11,1	6,1	15,50
2004	4,8	7	8,8	12,6	15,4	22	25,3	24,9	20,7	17,4	10,1	7,2	14,68
2005	3,4	3,3	9	12,4	19	22,8	25,7	22,1	19,7	14,5	12,2	4,6	14,06
2006	3,5	5,9	8,4	13,7	17,8	22	25,9	22,3	20,4	16,6	9,5	6,7	14,39
2007	7,1	8,5	10,1	15,7	18,5	23,1	26,6	24,3	19,2	14,8	8,1	4,7	15,06
2008	6,7	7,2	9,7	13,2	18,2	21,6	23,4	23,9	18,6	16,7	9,9	5,1	14,52
2009	5,4	5,3	9,7	14,2	19,9	21,7	25,8	26,5	21,9	14,8	10,4	7,7	15,28
2010	4,7	7,3	9,7	13,3	16	22,1	26,8	24,5	19,3	14,2	10,4	6,3	14,55
2011	5,5	6,4	9,4	15,1	19,1	23,2	24,2	26,4	22,6	14,7	9	7,7	15,28
2012	4,7	3,6	12,7	13,7	16,8	25,2	27,5	28,4	21,4	16,4	12,1	5,4	15,66
2013	5,5	5,5	9,7	15,4	16,1	21,9	25,5	28,8					16,05
Media mensile	4,87	6,15	9,34	12,35	17,16	21,30	24,42	24,29	19,92	15,02	9,41	5,82	14,22

Tab. 4.3 – Medie mensili della temperatura minima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
[stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annua
1973	1,5	0	1	3,6	9	13,7	15,3	15,5	15	9,7	3,6	0,5	7,37
1974	1,1	4,1	4,3	6,1	9	12,7	15,3	15,9	13,6	5,9	4,9	0	7,74
1975	0,7	1,1	4	5,2	9,5	11,5	15,3	15,7	14,5	7,5	4,1	1,9	7,58
1976	-0,2	2,5	1,3	5	8,8	13,6	15,6	13,4	10,2	9,4	5,9	2,3	7,32
1977	2,3	4,4	5	3,9	9,2	11,9	15,3	15,3	10,5	9,2	3,9	1,5	7,70
1978	1	2,5	3,2	5,6	9,5	12,4	13,6	13,7	10,7	7,5	-2	3,3	6,75
1979	-0,2	3,8	4,1	5,3	8,7	14,4	14,7	14,4	13	10,5	4,5	1,7	7,91
1980	1	1,1	4	3,9	10,2	12,8	13,6	16,5	12,9	9,4	5,4	1,3	7,68
1981	-3,3		6,7	7	8,7	14,3	14,9	16,2	14	11	2,4	3,1	8,64
1982	1,7	0,4	1,7	4,9	9,1	14,5	16,9	15,4	14,8	10	5,2	3,8	8,20
1983	0,2	-0,6	3,3	6	8,6	12	15,9	15,9	13,6	8,2	4,3	2,1	7,46
1984	0,9	1,5	2,6	5,1	9	11,5	13,7	13,6	11,4	9,7	6,2	3,2	7,37
1985	-1,5	2,2	3,6	5,4	9,1	10,1	13,4	13,4	14,1	9,3	5,8	2,4	7,28
1986	0,1	0,2	3,5	5,8	11,6	12	16	16,6	13,3	10,3	4,9	-0,4	7,83
1987	1,9	2,8	-0,8	4,7	7,5	10,8	15,2	14,8	14,1	10,3	5,4	2,9	7,47
1988	3,5	1,4	2,9	6,8	11,6	12,6	16,9	16,8	13	12,2	2,6	1,4	8,48
1989	-2,4	0,1	4,5	6,5	9,1	12,5	16,4	14,4	14,3	7	4,5	3,1	7,50
1990	-0,2	3,3	4,3	5,7	10,3	13,4	15,7	16,3	13,5	13	6	2,3	8,63
1991	1,5	0,2	5,6	4,2	7,3	12,8	16,1	16,9	15	9,9	5,5	-2,1	7,74
1992	0	-0,7	2,5	6,7	10,4	12,4	15,6	16,9	12,9	11,1	6,8	2,9	8,13
1993	-0,1	-3	0,8	4,7	10	13,5	13,6	16,6	13,6	10,6	5,4	2,5	7,35
1994	2,3	1,2	5,1	5,4	9,7	13	16,9	18,4	14,2	9,4	6,6	3	8,77
1995	0,6	2,8	1,9	5,1	9,9	13,4	19	16,6	12,2	9,3	3,7	5,3	8,32
1996	3,6	0,8	2,6	6,5	10,9	15,1	16	16,3	11,9	8,9	6	1,5	8,34
1997	2,3	1,9	2,6	3,6	10,7	15,5	15,4	15,8	13,7	9,7	7,1	3,4	8,48
1998	2,7	1,3	2,2	6,7	9,8	13,2	16	17,1	12,6	9,5	4,6	-0,2	7,96
1999	-1,8	-0,7	3,9	6,6	12,8	14,2	16,7	18,3	15,2	10,6	4,4	3	8,60
2000	0	2,1	4,2	8,2	12,5	15	15,2	16,6	13,6	11,5	7,9	4,1	9,24
2001	4,6	2,4	8,5	5,2	12,4	13,8	16,5	18,1	11,1	11,8	6,2	0,7	9,28
2002	-1,4	4,1	5,1	6,6	11,4	15	17	16,6	12,8	10,1	9,6	6,3	9,43
2003	2	-2,3	3,5	5,7	11,9	17	17,7	19,9	13,6	9,7	7,7	1,9	9,03
2004	0,6	3,3	3,7	7,1	8,5	13,8	15,8	16,6	14,3	13,2	6,3	4,1	8,94
2005	0	-1,6	2,3	5,5	10,6	14,7	16,3	15,2	13,8	10,1	8,8	1,6	8,11
2006	0	1,3	3,9	6,7	9,5	12,5	17,2	15,9	13,6	10,9	5	2,8	8,28
2007	2,9	3,4	4,8	6,9	10,8	14,7	15,7	16,1	11,8	9,3	3,3	0,9	8,38
2008	3	1,9	4,3	7,4	10,8	14,8	15,6	15,9	12,3	10,8	6,1	2	8,74
2009	1,7	0,7	3,9	8	11	14,2	16,7	18	15,8	8,8	5,6	4,3	9,06
2010	1,6	3,2	4,3	5,9	10,3	13,6	17,5	16,5	12,6	9	6,9	2,9	8,69
2011	1,7	1,3	4,4	7,7	10,3	15,5	16,3	16,9	14,9	8,4	3,6	3,4	8,70
2012	-0,8	-0,6	3,9	7,7	9,3	14,9	17,2	18	14,9	11,3	8,4	1,9	8,84
2013	2,4	0,9	5	8,4	11	13,9	16,7	18,2					9,56
Media mensile	0,91	1,37	3,61	5,93	10,01	13,49	15,86	16,22	13,32	9,85	5,33	2,32	8,22

Tab. 4.4 – Medie mensili della temperatura massima giornaliera, per i diversi anni del periodo 1973-2013
 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media annuale
1973	9,1	10,3	12,4	15,2	24,4	27,2	29,8	30,9	26,8	20	13,3	8,9	19,03
1974	9,2	12,4	14,9	16,1	21,3	26,3	30,9	32,5	25,9	15,2	13,5	8,3	18,88
1975	10,7	10,6	13,3	17,3	22,4	24,2	30,7	28,5	27,5	19,2	12,9	9,5	18,90
1976	8,7	12	12,7	16,4	23,5	27,1	29,1	25,3	22,7	19,7	13,7	9,5	18,37
1977	9,5	12,3	16,4	17,6	22,4	25,9	29,9	27,4	23,2	20,9	13	9,8	19,03
1978	9,9	10,8	14,7	15,4	19,7	25,8	27,7	28,3	25,5	19,3	13,5	10,6	18,43
1979	7,8	10,3	14,5	16	23,4	27,5	29,5	28,9	25,4	19,7	12,4	10,3	18,81
1980	7,3	11,9	13,4	14,8	19,1	25,1	28,7	30,5	27,3	19,5	12,3	6,7	18,05
1981	7		17,3	19,4	21,7	27,3	28,6	29,8	25,4	20,2	11	9,7	18,93
1982	9,2	9,7	12,3	16,9	22,5	28,6	30,8	29,1	27	19	13,7	10,2	18,89
1983	7,2	7,4	13,9	17,9	22,8	26	32,6	28,3	25,8	19,5	12,6	9,7	18,74
1984	8,8	8,6	11,1	15,5	18,5	24,4	29,3	26,5	22,8	19,4	14,9	8,9	17,57
1985	6,3	10,7	12,6	16,9	20,9	24,3	30	29,6	30	21,1	12,9	9,5	18,42
1986	8,6	6,9	12,6	17	25,3	24,2	28,4	31,1	25,9	22,4	14,8	6,7	18,94
1987	9	10,3	10	17,6	19,5	24,5	29,4	29,1	27,9	19,9	12,2	8,2	18,16
1988	10,5	10,6	13,4	17,9	21,9	24,5	32	31,9	26,2	22,6	12,2	9,3	19,67
1989	8,6	13,6	17,5	16,7	21,8	25,1	29,2	28,9	25,7	19,4	13,6	11,9	19,43
1990	7,7	14,7	16,9	16,6	23,9	27,1	31,3	30,6	25,8	21,8	14,3	7,6	19,47
1991	10,2	10	17,3	15,7	17,8	26,2	31,5	31,5	27,5	18,5	12,1	6,8	18,86
1992	8,4	11,2	14,2	17,5	23,8	23,9	28,8	32,2	26,8	19,4	14,8	9,4	19,19
1993	8,2	11,1	13,2	17	23,6	27,8	29,8	32,8	25,1	19,6	11,4	10,4	19,13
1994	10,5	10,7	18,4	16,1	23,3	27,6	31,8	33,9	26,2	19,8	15,2	10,1	20,48
1995	7,5	12,9	12,3	17,1	21,6	25	31,3	27,7	22,9	21,8	13,5	11,3	18,48
1996	10,4	9,7	12,8	18,4	21,7	27,1	29	29	22	18,4	14,9	8,8	18,75
1997	11,2	12,5	16,6	15,6	23,6	26,9	28,5	28,4	26,8	19,9	14,1	11,2	19,71
1998	10	13,7	14	16,5	21,7	26,9	31	31,4	23,2	18,4	11,5	7,3	18,45
1999	8,6	9,5	14,3	17,6	24,9	28,3	29,1	31,5	26,1	20,5	12,8	9,6	19,65
2000	8,2	12,5	14,7	18,6	25,4	28,9	29,2	33	26	20,7	14,8	10,8	20,18
2001	10,9	11,9	17,3	16,7	24,1	27,4	30,1	33	23,3	23,2	12,8	7,5	19,98
2002	7,9	13,4	16,7	17,9	23	29,7	29,5	27,9	22,9	20,2	16,4	10,5	19,26
2003	9,2	8,5	15,3	17,6	26,6	32,9	33,5	34,5	25,1	18,6	14,5	10	20,67
2004	8,3	10,2	13,2	16,9	20,2	27,3	31,1	30,7	25,8	21,5	13,5	9,9	18,84
2005	6,7	7,7	14,2	17,3	24,3	28	31,6	27,7	24,6	18,8	15,9	7,4	18,87
2006	7,2	9,9	12,2	18,8	23,4	28	32	27,7	25,9	21,8	14	10,6	19,52
2007	10,9	12,6	14,3	22	24	28,9	33,1	30,1	24,8	19,5	12,4	8,2	20,03
2008	10	12,1	13,7	17,5	23	28,2	31,3	32,4	24,5	21,8	13,8	8,4	19,54
2009	8,8	9,9	14,6	19,3	26,4	27	31,9	33,2	27,3	20,2	15,3	10,3	20,42
2010	7,8	10,7	13,9	18,4	19,7	27,4	32,4	30,2	24,7	18,7	14,1	9,4	18,98
2011	9,3	11,1	13,5	20,5	24,5	28,7	29,6	32,7	28,8	20,5	14,7	11,6	20,14
2012	10,3	7,3	18,8	18,1	22,1	30,9	33,7	34,5	25,9	21,7	15,3	8,9	20,79
2013	8,2	9,3	13,5	20,5	20,5	26,9	31,1	34,9					22,23
Media mensile	8,87	10,79	14,36	17,39	22,54	26,95	30,46	30,44	25,58	20,06	13,62	9,34	19,25

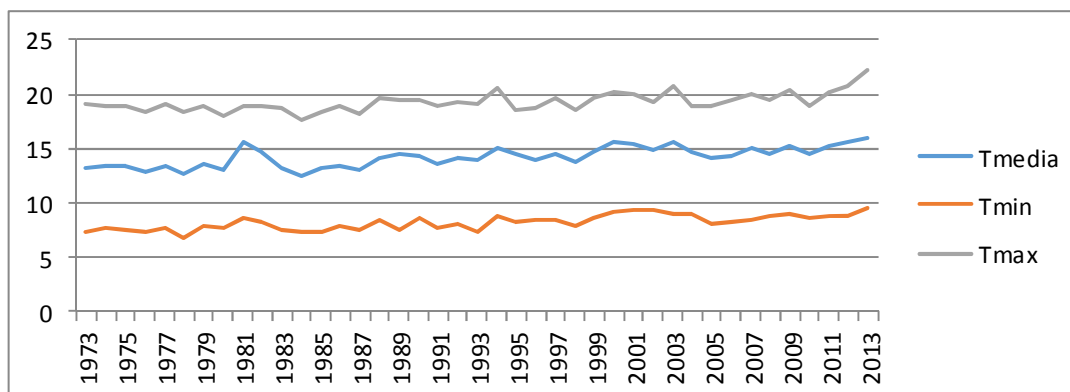


Fig. 4.5 – Temperature medie annuali nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

Dalla figura 4.5 si nota una crescita delle temperature, in particolare per le temperature massime. Nella figura 4.6 si riportano l'andamento delle medie mensili della temperatura massima, minima e media giornaliera.

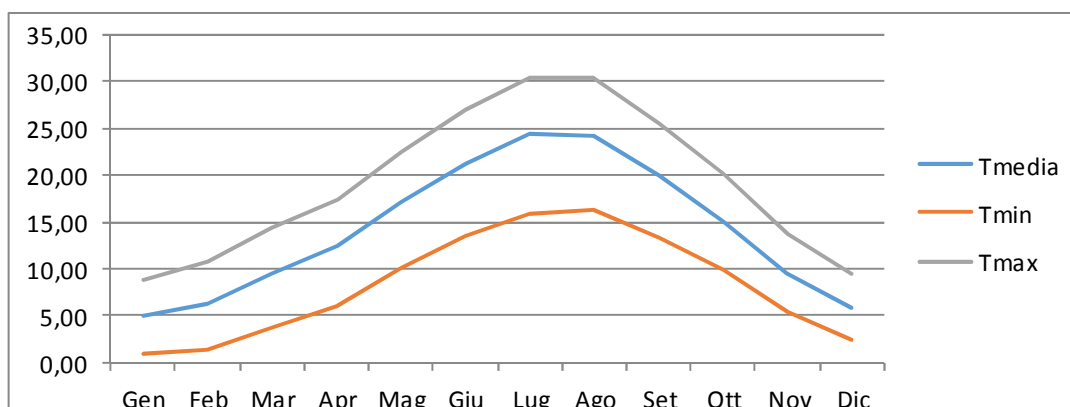


Fig. 4.6 – Temperature medie mensili nel periodo 1973-2013 [stazione meteo di Perugia Sant'Egidio]

I dati così elaborati possono essere confrontati con quelli forniti dalla UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici" (aprile 1994), che al prospetto VI riporta i valori medi mensili della temperatura media giornaliera, che fanno riferimento alla provincia di Perugia.

Come si vede dalla tab. 4.5, i dati della UNI sottostimano leggermente il valore medio mensile della temperatura media giornaliera dell'aria esterna. Nella tabella 4.6 si riporta l'andamento giornaliero medio mensile del Comune di Umbertide.

Tab. 4.5– Confronto tra i valori medi mensili della temperatura dell'aria UNI 10349 e stazione meteo

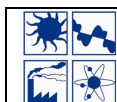
Mese	UNI 10349 (°C)	Dati (°C)
Gennaio	4,0	4,9
Febbraio	5,0	6,2
Marzo	8,1	9,3
Aprile	11,5	12,4
Maggio	15,4	17,2
Giugno	20,1	21,3
Luglio	23,1	24,4
Agosto	22,7	24,3
Settembre	19,6	19,9
Ottobre	14,1	15,0
Novembre	9,4	9,4
Dicembre	5,5	5,8

Tab. 4.6 – Temperature giornaliere medie mensili

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
00:00	2.3	3.6	7.4	11.4	15.5	19	22.3	21.6	18.8	13.7	8.2	3.7
01:00	1.8	3.1	6.9	10.9	15	18.5	21.8	21.1	18.3	13.2	7.7	3.2
02:00	1.3	2.6	6.4	10.4	14.5	18	21.3	20.6	17.8	12.7	7.2	2.7
03:00	0.9	2.2	6	10	14.1	17.6	20.9	20.2	17.4	12.3	6.8	2.3
04:00	0.6	1.9	5.7	9.7	13.8	17.3	20.6	19.9	17.1	12	6.5	2
05:00	0.5	1.8	5.6	9.6	13.7	17.2	20.5	19.8	17	11.9	6.4	1.9
06:00	0.7	2	5.8	9.8	13.9	17.4	20.7	20	17.2	12.1	6.6	2.1
07:00	1.2	2.5	6.3	10.3	14.4	17.9	21.2	20.5	17.7	12.6	7.1	2.6
08:00	2.1	3.4	7.2	11.2	15.3	18.8	22.1	21.4	18.6	13.5	8	3.5
09:00	3.4	4.7	8.5	12.5	16.6	20.1	23.4	22.7	19.9	14.8	9.3	4.8
10:00	4.9	6.2	10	14	18.1	21.6	24.9	24.2	21.4	16.3	10.8	6.3
11:00	6.6	7.9	11.7	15.7	19.8	23.3	26.6	25.9	23.1	18	12.5	8
12:00	8.2	9.5	13.3	17.3	21.4	24.9	28.2	27.5	24.7	19.6	14.1	9.6
13:00	9.4	10.7	14.5	18.5	22.6	26.1	29.4	28.7	25.9	20.8	15.3	10.8
14:00	10.2	11.5	15.3	19.3	23.4	26.9	30.2	29.5	26.7	21.6	16.1	11.6
15:00	10.5	11.8	15.6	19.6	23.7	27.2	30.5	29.8	27	21.9	16.4	11.9
16:00	10.2	11.5	15.3	19.3	23.4	26.9	30.2	29.5	26.7	21.6	16.1	11.6
17:00	9.5	10.8	14.6	18.6	22.7	26.2	29.5	28.8	26	20.9	15.4	10.9
18:00	8.4	9.7	13.5	17.5	21.6	25.1	28.4	27.7	24.9	19.8	14.3	9.8
19:00	7.1	8.4	12.2	16.2	20.3	23.8	27.1	26.4	23.6	18.5	13	8.5
20:00	5.8	7.1	10.9	14.9	19	22.5	25.8	25.1	22.3	17.2	11.7	7.2
21:00	4.7	6	9.8	13.8	17.9	21.4	24.7	24	21.2	16.1	10.6	6.1
22:00	3.7	5	8.8	12.8	16.9	20.4	23.7	23	20.2	15.1	9.6	5.1
23:00	2.9	4.2	8	12	16.1	19.6	22.9	22.2	19.4	14.3	8.8	4.3

4.4.2 Precipitazioni

Anche per le precipitazioni si fa riferimento ai dati di Perugia; in particolare sono riportate in fig. 4.7 le serie storiche dei valori totali annuali.



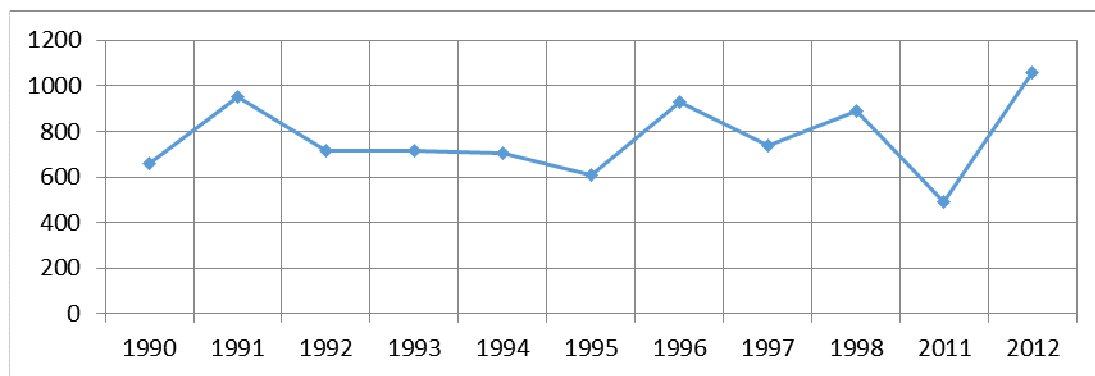


Fig. 4.7 – Precipitazioni totali annuali

Dalla figura si può osservare un andamento che nella media tende a diminuire, anche se nell'ultimo anno si è assistito a un aumento significativo di eventi piovosi. Nella tabella 4.7 vengono riportati nel dettaglio i valori delle precipitazioni medie mensili nel periodo 1990-2013.

Tab. 4.7 – Precipitazioni medie mensili

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
1990	44	10,6	13,4	116,4	60	26,4	38	44	36,2	90,2	158,4	23,6	661,2
1991	21,4	81,2	24,6	60,2	121	51,2	26,9	34,4	120	133,2	164,2	113	951,3
1992	6	7,6	93,2	78,2	37,4	184	31,6	4,6	53	160,6	50,3	10,4	716,9
1993	1,1	5,5	35,5	86,6	32,3	31	25,4	12,7	132,1	132,7	122,4	100,4	717,7
1994	79,9	28,6	0,6	60,3	66,7	45,3	12,4	21,5	132,4	94,2	66	95,5	703,4
1995	36,5	89,4	90,2	35	60,6	50,5	11,4	124,5	86,2	0,9	8,7	14,6	608,5
1996	42,1	68,4	45,4	67,2	84,8	62,4	24,5	82,1	152,4	64,2	158,1	78,5	930,1
1997	32,6	36,8	14	74,6	57,9	147,8	49,4	19,6	29,2	42,9	169,2	61,8	735,8
1998	41,9	62	43,3	145,3	89	74,4	9	16,6	177,8	90,7	57	84,6	891,6
2011	33,7	31,1	88,9	12,5	33,9	38,3	73,5	0,8	25,1	27,9	5,3	118,1	489,1
2012	43,2	69,2	5,9	98,6	72,2	23,1	19,3	69,9	62,7	134,7	400,1	60,6	1059,5
2013	104,2	103,7	102,9	53	171,3	20,8	21						576,9
Media mensile	40,55	49,51	46,49	73,99	73,93	62,93	28,53	39,15	91,55	88,38	123,61	69,19	753,5

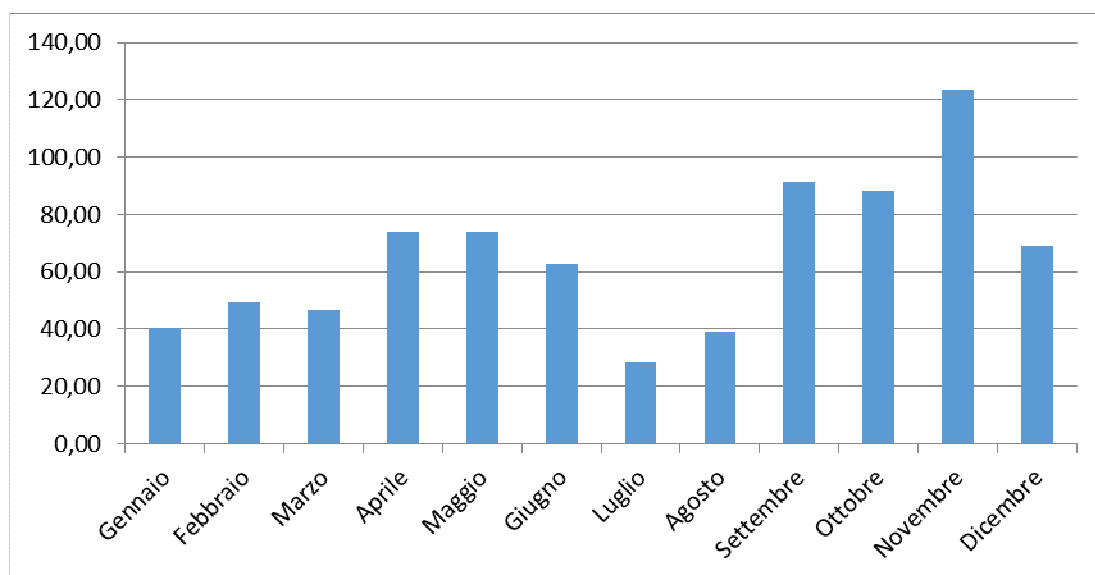


Fig. 4.8 – Precipitazioni medie mensili

Dalla figura 4.8 si può osservare che la stagione autunnale è quella più piovosa. Nella tabella 4.8 si riporta la frequenza mensile delle precipitazioni.

Tab. 4.8 – Frequenza mensile delle precipitazioni (n° giorni con mm >1) [stazione di Perugia-S. Egidio]

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Anno
1990	3	2	4	11	6	4	5	6	5	9	10	5	70
1991	4	11	4	8	10	5	3	3	8	9	14	11	90
1992	2	3	5	10	5	13	3	2	4	15	7	3	72
1993	0	1	4	8	6	5	6	2	9	11	12	7	71
1994	9	6	0	8	6	6	3	3	8	8	6	11	74
1995	8	10	8	8	9	7	3	11	10	0	4	4	82
1996	6	8	6	8	10	6	4	5	12	8	13	11	97
1997	6	4	3	8	6	7	6	4	1	6	11	6	68
1998	5	5	6	12	6	5	2	2	9	5	8	5	70
2002	2	5	2	8	13	5	8	9	10	8	12	12	94

4.4.3 Radiazione solare

La fig. 4.9 mostra l'andamento mensile medio della radiazione solare. Il grafico evidenzia valori invernali piuttosto bassi, sia per la minore durata dell'insolazione che per la più frequente e intensa copertura nuvolosa.

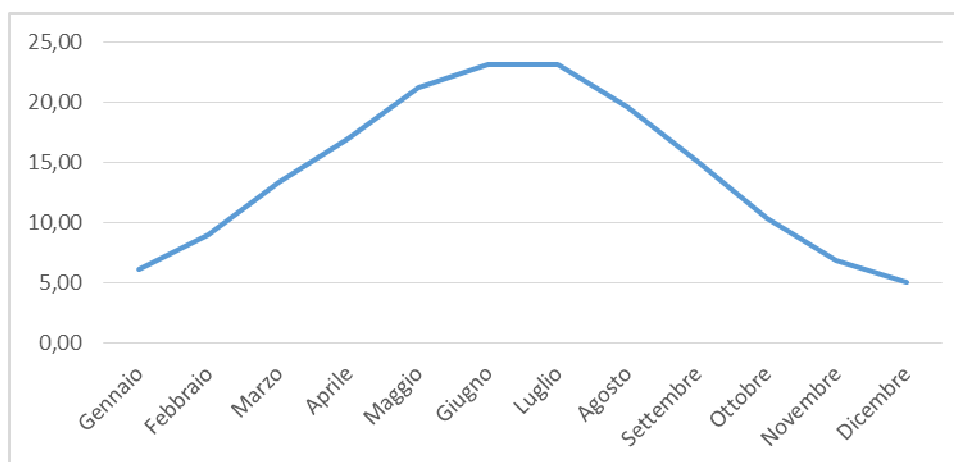


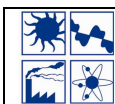
Fig. 4.9 – Andamento medio mensile della radiazione solare [ENEA]

La radiazione totale annuale media è circa 5202 MJ/m².

In particolare, sono riportati in tabella 4.9 i valori giornalieri della radiazione solare totale (espressa in MJ/m²giorno).

Tab. 4.9 – Radiazione solare media mensile (dati mediati 1994-1999) [ENEA]

Comune	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno
Umbertide	5,8	8,5	13,5	17,1	21,3	23,0	23,2	19,9	15,2	10,5	6,8	5,1	5202



4.4.4 Vento

Nella tabella 4.10, si riportano la direzione di provenienza del vento e la velocità media mensile del vento al suolo [Umbriageo].

Tab. 4.10 – Vento al suolo: direzione di provenienza, frequenza e velocità giornaliera media mensile [Umbriageo]

Media mensile della velocità del vento (m/sec)												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
N	3.7	3.5	3.3	3.2	2.8	2.4	2.6	2.5	2.6	2.9	3.4	3.7
NE	5.1	5.2	4.8	4.3	3.9	3.3	3.5	3.5	3.8	4.4	4.3	5.4
E	2.3	2.4	2.8	2.7	2.5	1.8	2.4	2.5	2.2	3.0	2.1	2.5
SE	2.8	3.0	3.1	2.8	2.5	2.6	2.2	2.6	2.8	2.8	3.3	3.3
S	4.0	4.0	4.1	4.0	3.7	3.3	3.4	3.1	3.4	3.8	4.2	4.6
SW	3.0	3.4	2.8	2.9	2.8	2.8	2.7	2.6	2.5	2.6	3.4	3.5
W	3.5	2.9	2.4	2.2	2.0	2.1	2.0	2.1	1.9	2.1	2.8	2.8
NW	2.3	2.4	2.3	2.2	1.8	1.8	1.8	1.7	1.8	1.9	2.5	2.8

4.5 DATI DEMOGRAFICI

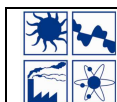
Per quanto riguarda la popolazione residente si fa riferimento principalmente ai dati ISTAT; la popolazione residente è costituita dalle persone aventi dimora abituale nel Comune, anche se alla data considerata sono assenti perché temporaneamente presenti in altro Comune italiano o all'estero (Glossario ISTAT). I dati in tabella 4.11 sono riferiti al 31 dicembre di ciascun anno.

Tab. 4.11– Popolazione residente [ISTAT]

Anno	Residenti	Variazione
1861	10184	
1871	11174	9,70%
1881	11537	3,20%
1901	13007	12,70%
1911	13248	1,90%
1921	14588	10,10%
1931	15647	7,30%
1936	15146	-3,20%
1951	16077	6,10%
1961	14497	-9,80%
1971	13498	-6,90%
1981	14183	5,10%
1991	14379	1,40%
2001	15254	6,10%

Anno	Residenti	Variazione
2001	15251	
2002	15337	0,60%
2003	15427	0,60%
2004	15603	1,10%
2005	15856	1,60%
2006	16063	1,30%
2007	16332	1,70%
2008	16659	2,00%
2009	16763	0,60%
2010	16890	0,80%
2011	16485	-2,40%
2012	16628	0,90%

La tabella 4.12 visualizza il numero dei trasferimenti di residenza da e verso il comune di Umbertide negli ultimi anni e il numero di nascite e di morti. Fra gli iscritti e i cancellati, sono evidenziati i trasferimenti di residenza da altri comuni, quelli dall'estero e quelli dovuti per altri motivi (ad esempio per rettifiche amministrative). Nella tabella 4.13 è riportato il saldo naturale e migratorio.



Tab. 4.12– Flusso migratorio e naturale popolazione [ISTAT]

Anno	Nati	Morti	Iscritti da altri comuni	Iscritti dall'estero	Altri iscritti	Cancellati per altri comuni	Cancellati per l'estero	Altri cancellati
2002	120	188	264	58	1	164	5	0
2003	145	160	249	223	27	251	14	129
2004	149	160	251	176	33	256	12	5
2005	141	149	345	162	10	233	12	11
2006	177	177	330	116	4	221	20	2
2007	153	180	290	328	7	287	23	19
2008	178	169	320	304	15	253	43	25
2009	156	178	272	236	19	283	56	62
2010	160	179	280	224	24	294	33	55
2011	171	197	271	146	14	299	23	41
2012	152	193	316	124	135	293	35	63

Tab. 4.13– Saldo naturale, migratorio e totale [ISTAT]

Anno	Saldo Naturale	Saldo Migratorio	Per variazioni territoriali	Saldo Totale	Popolazione al 31/12
2002	-68	154		86	15337
2003	-15	105	0	90	15427
2004	-11	187	0	176	15603
2005	-8	261		253	15856
2006	0	207	0	207	16063
2007	-27	296	0	269	16332
2008	9	318	0	327	16659
2009	-22	126	0	104	16763
2010	-19	146	0	127	16890
2011	-26	68	0	-405	16485
2012	-41	184	0	143	16628

La popolazione residente appare in progressivo aumento. In realtà negli ultimi anni il saldo è positivo grazie alla componente migratoria che bilancia la bassa natalità.

L'incremento demografico è comunque in evidente rallentamento: da un incremento di circa il 10% nel periodo 1881-1901, si è passati ad una variazione annua del 2%, fino a meno dell'1% stimato dell'ultimo decennio.

Il dato sulla popolazione residente non è esaustivo dell'effettiva consistenza della popolazione che giornalmente si trova sul territorio comunale. A tale dato andrebbe infatti aggiunta la popolazione presente senza residenza e quella cosiddetta "fluttuante". Alla prima categoria appartengono domiciliati, studenti e lavoratori con residenza fuori comune ed extracomunitari non domiciliati. Alla seconda turisti e presenze occasionali. Le presenze di persone non residenti sono comunque limitate nel tempo sia nel corso di una giornata che nel corso dell'anno.

I dati a disposizione nella tabella 4.14 mostrano un progressivo aumento delle famiglie mentre il numero di componenti per famiglia è rimasto grossomodo costante con una diminuzione solo negli ultimi anni.

Tab. 4.14– Famiglie residenti, componenti per famiglia e % di maschi sulla popolazione residente [ISTAT]

Anno	Famiglie	Componenti per Famiglia	%Maschi
2001			
2002			48,7%
2003	5861	2,63	48,5%
2004	5944	2,63	48,6%
2005	6044	2,62	48,5%
2006	6170	2,60	48,7%
2007	6276	2,60	48,6%
2008	6341	2,62	48,6%
2009	6355	2,64	48,5%
2010	6417	2,62	48,4%
2011	6502	2,53	48,4%
2012	6700	2,00	48,4%

L'analisi della struttura per età di una popolazione considera tre fasce di età: giovani 0-14 anni, adulti 15-64 anni e anziani 65 anni ed oltre. In base alle diverse proporzioni fra tali fasce di età, la struttura di una popolazione viene definita di tipo progressiva, stazionaria o regressiva a seconda che la popolazione giovane sia maggiore, equivalente o minore di quella anziana: nel seguente caso si ha una popolazione regressiva, anche se negli ultimi anni sono aumentati i residenti nelle classi di età 15-65 (tabella 4.15).

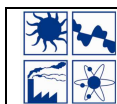
Tab. 4.15– Popolazione % per fasce di età e età media [ISTAT]

Anno	% 0-14	% 15-64	% 65+	Abitanti	Indice Vecchiaia	Età Media
2007	12,8%	64,0%	23,2%	16.063	181,2%	44,1
2008	12,9%	64,4%	22,7%	16.332	175,4%	44,1
2009	13,3%	63,9%	22,8%	16.659	171,5%	43,9
2010	13,4%	63,9%	22,6%	16.763	168,2%	44,0
2011	13,5%	64,2%	22,3%	16.890	165,5%	44,1
2012	13,7%	63,6%	22,7%	16.485	165,9%	44,2

Tab. 4.16– Reddito medio annuo [Ministero dell'Economia e delle Finanze]

Anno	Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo	Media/Dich.	Media/Pop.
2005	8590	15856	54,2%	€ 144.143.231	16780	9091
2006	9064	16063	56,4%	€ 158.738.894	17513	9882
2007	9162	16332	56,1%	€ 173.306.029	18916	10611
2008	9354	16659	56,1%	€ 177.599.573	18986	10661
2009	9181	16763	54,8%	€ 176.787.949	19256	10546
2010	9228	16890	54,6%	€ 178.565.571	19350	10572
2011	9214	16485	55,9%	€ 183.118.981	19874	11108

In tabella 4.16 sono riportati i redditi medi che vengono calcolati sui dichiaranti e non su tutta la popolazione residente (altrimenti si otterrebbero valori quasi dimezzati).



4.6 ATTIVITÀ ECONOMICHE

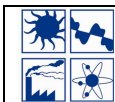
La classificazione delle attività economiche ATECO (ATtività ECONomiche) è una tipologia di classificazione adottata dall'Istituto Nazionale di Statistica Italiano (ISTAT) per le rilevazioni statistiche nazionali di carattere economico. È la traduzione italiana della Nomenclatura delle Attività Economiche (NACE) creata dall'Eurostat, adattata dall'ISTAT alle caratteristiche specifiche del sistema economico italiano. Attualmente è in uso la versione ATECO 2007, entrata in vigore dal 1° gennaio 2008, che sostituisce la precedente ATECO 2002, adottata nel 2002 ad aggiornamento della ATECO 1991.

Si tratta di una classificazione alfa-numerica con diversi gradi di dettaglio: le lettere indicano il macro-settore di attività economica, mentre i numeri (che vanno da due fino a sei cifre) rappresentano, con diversi gradi di dettaglio, le articolazioni e le disaggregazioni dei settori stessi. Le varie attività economiche sono raggruppate, dal generale al particolare, in sezioni (codifica: 1 lettera), divisioni (2 cifre), gruppi (3 cifre), classi (4 cifre), categorie (5 cifre) e sotto categorie (6 cifre).

Dai dati riportati in tabella 4.17, si evince che la maggior parte delle imprese nel Comune di Umbertide sono rappresentate dal commercio all'ingrosso e al dettaglio (26,3%), seguite da attività manifatturiere (15,2%) e lavori di costruzione (13%) così come attività professionali, scientifiche e tecniche (12,8%).

Tab. 4.17– Attività economiche presenti nel comune di Umbertide

Ateco 2007	N. Imprese
Numero totale imprese	1310
agricoltura, silvicoltura e pesca	13
coltivazioni agricole e produzione di prodotti animali, caccia e servizi connessi	2
silvicoltura ed utilizzo di aree forestali	11
estrazione di minerali da cave e miniere	1
altre attività di estrazione di minerali da cave e miniere	1
attività manifatturiere	199
industrie alimentari	21
industria delle bevande	1
industrie tessili	9
confezione di articoli di abbigliamento, confezione di articoli in pelle e pelliccia	26
fabbricazione di articoli in pelle e simili	1
industria del legno e dei prodotti in legno e sughero (esclusi i mobili), fabbricazione di articoli in paglia e materiali da intreccio	16
fabbricazione di carta e di prodotti di carta	1
stampa e riproduzione di supporti registrati	2
fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	9
metallurgia	1
fabbricazione di prodotti in metallo (esclusi macchinari e attrezzature)	62
fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica, apparecchi elettromedicali, apparecchi di misurazione e di orologi	1
fabbricazione di apparecchiature elettriche ed apparecchiature per uso domestico non elettriche	2
fabbricazione di macchinari ed apparecchiature nca	24
fabbricazione di autoveicoli, rimorchi e semirimorchi	1
fabbricazione di mobili	3
altre industrie manifatturiere	5
riparazione, manutenzione ed installazione di macchine ed apparecchiature	14
fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	4
fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	4
fornitura di acqua reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	2
attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti recupero dei materiali	2
costruzioni	170
costruzione di edifici	42
ingegneria civile	5
lavori di costruzione specializzati	123
commercio all'ingrosso e al dettaglio riparazione di autoveicoli e motocicli	345
commercio all'ingrosso e al dettaglio e riparazione di autoveicoli e motocicli	34
commercio all'ingrosso (escluso quello di autoveicoli e di motocicli)	90
commercio al dettaglio (escluso quello di autoveicoli e di motocicli)	221
trasporto e magazzinaggio	30
trasporto terrestre e trasporto mediante condotte	29
servizi postali e attività di corriere	1
attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	113
alloggio	31
attività dei servizi di ristorazione	82
servizi di informazione e comunicazione	11
attività di programmazione e trasmissione	1
telecomunicazioni	2
produzione di software, consulenza informatica e attività connesse	3
attività dei servizi d'informazione e altri servizi informatici	5
attività finanziarie e assicurative	21
attività di servizi finanziari (escluse le assicurazioni e i fondi pensione)	3
attività ausiliarie dei servizi finanziari e delle attività assicurative	18
attività immobiliari	62
attività immobiliari	62
attività professionali, scientifiche e tecniche	168
attività legali e contabilità	49
attività di direzione aziendale e di consulenza gestionale	8
attività degli studi di architettura e d'ingegneria, collaudi ed analisi tecniche	61
ricerca scientifica e sviluppo	2
pubblicità e ricerche di mercato	1
altre attività professionali, scientifiche e tecniche	41
servizi veterinari	6
noleggior, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	28
attività di noleggio e leasing operativo	4
attività dei servizi delle agenzie di viaggio, dei tour operator e servizi di prenotazione e attività connesse	5
attività di servizi per edifici e paesaggio	8
attività di supporto per le funzioni d'ufficio e altri servizi di supporto alle imprese	11
istruzione	5
istruzione	5
sanità e assistenza sociale	59
assistenza sanitaria	56
assistenza sociale non residenziale	3
attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	10
attività creative, artistiche e di intrattenimento	4
attività di biblioteche, archivi, musei ed altre attività culturali	1
attività riguardanti le lotterie, le scommesse, le case da gioco	1
attività sportive, di intrattenimento e di divertimento	4
altre attività di servizi	69
riparazione di computer e di beni per uso personale e per la casa	7
altre attività di servizi per la persona	62



4.7 PATRIMONIO EDILIZIO

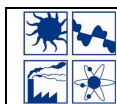
I dati elaborati per determinare la superficie a terra dell'edificato per destinazioni d'uso, sono derivati dalla banca dati del Sistema ecografico catastale regionale. L'archivio nasce dall'incrocio e dall'integrazione di dati alfanumerici e territoriali provenienti da fonte di rilevazione diversa (terrestre, aerofotogrammetrica, satellitare, ecc.), attraverso l'utilizzo di tecnologia di tipo misto GIS/RDBMS. Gli elementi costitutivi della banca dati rilevati su tutto il territorio regionale sono individuati nelle informazioni ecografiche di titolarità comunale correlate con la viabilità comunale, la numerazione civica e la codifica degli edifici. Lo schema concettuale della banca dati si articola secondo tre strati informativi identificabili come "Toponomastica e numerazione civica", "Viabilità" ed "Edificato". Dallo strato "Edificato" sono state estratte le superfici dei fabbricati censiti e mappati dal 2007 al 2010, calcolate automaticamente dal sistema GIS e suscettibili pertanto di una possibile approssimazione (tabella 4.18). La destinazione d'uso degli edifici rilevata è stata sottoposta ad una riclassificazione per favorire una lettura dei dati più omogenea.

Tab. 4.18 – Destinazione d'uso della superficie edificata [UmbriaGeo]

Residenziale (mq)	Produttiva (mq)	Servizi (mq)	Ricettiva (mq)	Ricreativa Culturale (mq)	Religiosa (mq)	Altro (mq)	N.C. (mq)
692303	362433	29949	12334	15156	9827	144962	82521

I dati nella tabella 4.19 riportano le superfici in km² e su base comunale delle sezioni di censimento ISTAT aggregate per tipologia di località. Le tipologie di località delle sezioni di censimento sono le seguenti:

1. Centri abitati: Aggregato di case contigue o vicine con interposte strade, piazze e simili, o comunque brevi soluzioni di continuità per la cui determinazione si assume un valore variabile intorno ai 70 metri, caratterizzato dall'esistenza di servizi od esercizi pubblici (scuola, ufficio pubblico, farmacia, negozio o simili) costituenti la condizione di una forma autonoma di vita sociale, e generalmente determinanti un luogo di raccolta ove sono soliti concorrere anche gli abitanti dei luoghi vicini per ragioni di culto, istruzione, affari, approvvigionamento e simili, in modo da manifestare l'esistenza di una forma di vita sociale coordinata dal centro stesso. I luoghi di convegno turistico, i gruppi di villini, alberghi e simili destinati alla villeggiatura, abitati stagionalmente, sono considerati centri abitati temporanei, purché nel periodo dell'attività stagionale presentino i requisiti del centro.
2. Nuclei abitati: Località abitata, priva del luogo di raccolta che caratterizza il centro abitato, costituita da un gruppo di case contigue e vicine, con almeno cinque famiglie, con interposte strade, sentieri, piazze, aie, piccoli orti, piccoli incolti e simili, purché l'intervallo tra casa e casa non superi trenta metri e sia in ogni modo inferiore a quello intercorrente tra il nucleo stesso e la più vicina delle case manifestamente sparse. Il carattere di nucleo è riconosciuto anche:
 - a) al gruppo di case, anche minimo, vicine tra loro, situate in zona montana, quando vi abitino almeno due famiglie e le condizioni della viabilità siano tali da rendere difficile e comunque non frequenti i rapporti con le altre località abitate (nucleo speciale montano);
 - b) all'aggregato di case (dirute o non dirute) in zona montana, già sede di numerosa popolazione ed ora completamente o parzialmente disabitato a causa dello spopolamento montano (nucleo speciale montano già nucleo ora spopolato);
 - c) ai fabbricati di aziende agricole e zootecniche noti nelle diverse regioni con varie denominazioni anche se costituiti da un solo edificio, purché il numero di famiglie in esso abitanti non sia inferiore a cinque (nucleo speciale azienda agricola e/o zootecnica);



- d) ai conventi, case di cura, colonie climatiche e sanatoriali, orfanotrofi, case di correzione e scuole convitto situati in aperta campagna, anche se abbiano laboratori, servizi ed esercizi interni (nucleo speciale convento, casa di cura, ecc.);
 - e) agli edifici distanti da centri e nuclei abitati, nei quali esistono servizi od esercizi pubblici (stazione ferroviaria, centrale idroelettrica, spaccio, chiesa, ecc.) purché negli stessi o nelle eventuali case prossime, da comprendere nel nucleo, vi abitino almeno due famiglie (nucleo speciale stazione ferroviaria, centrale idroelettrica, ecc.);
 - f) agli insediamenti residenziali con popolazione non stabile, occupati, stagionalmente a scopo di villeggiatura, di cura, ecc., con almeno 10 abitazioni; (nucleo speciale insediamento residenziale con popolazione non stabile).
3. Località produttive: Aree in ambito extraurbano con più di 10 u.l. o con più di 200 addetti, superficie minima di 5 ettari.
 4. Case sparse: Case disseminate nel territorio comunale a distanza tale tra loro da non poter costituire nemmeno un nucleo abitato.

Tab. 4.19 – Tipologie di località dell'area del comune di Umbertide [UmbriaGeo]

Centri abitati (km²)	Nuclei abitati (km²)	Località produttive (km²)	Case sparse (km²)
5,04	0,30	0	195,32

Nel territorio comunale esistono 3229 edifici, di cui il 97,7% risulta utilizzato (figura 4.10). Il 75,1% della popolazione residente vive in abitazioni di proprietà mentre il 14,0% vive in abitazioni in affitto. La maggior parte del patrimonio immobiliare del Comune di Umbertide è stata costruita prima del 1919 e comunque prima del 1976 (nel 1976 fu emanata la prima legge sul risparmio energetico degli edifici, la L. 373 del 1976, che tentava di limitare i consumi energetici in edilizia e che imponeva limiti alla dispersione termica degli involucri) [3].

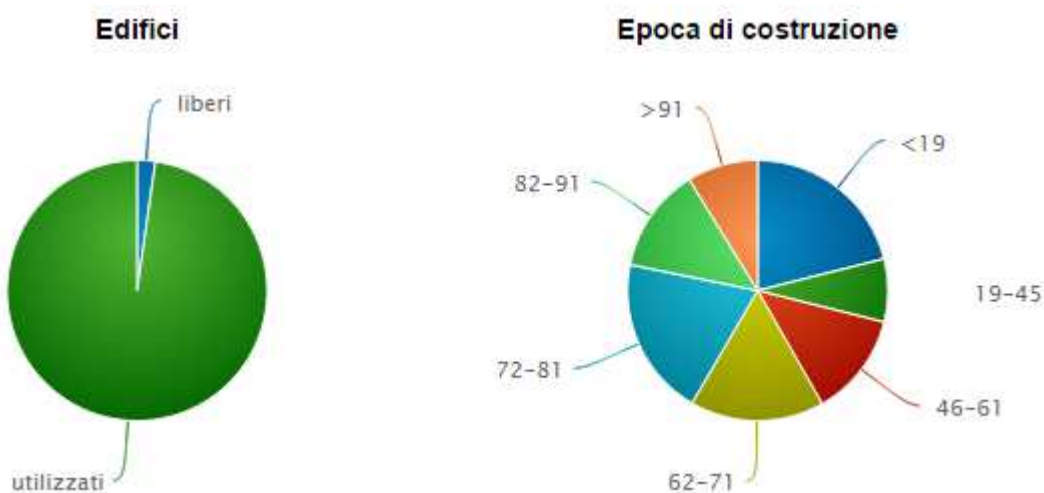


Fig. 4.10– Statistiche relative agli immobili nel comune di Umbertide [3]

4.8 INFRASTRUTTURE E SERVIZI

Per Servizio Idrico (Integrato) si intende l'insieme dei servizi di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, fognatura e depurazione delle acque reflue. Il Piano d'Ambito è lo strumento fondamentale di programmazione attraverso il quale l'Autorità d'Ambito attua, indirizza e controlla il Servizio Idrico Integrato dell'Ambito Territoriale Ottimale. Questo strumento di programmazione scaturisce dalle risultanze di una serie di studi, tra i quali il Piano Regolatore Regionale degli Acquedotti (PRRA). Le statistiche elaborate in questa sezione e pubblicate nelle seguenti sottosezioni derivano dal documento "Piano Regolatore Regionale degli Acquedotti dell'Umbria", redatto a cura della Direzione Ambiente, Territorio e Infrastrutture della Regione Umbria.

I dati elaborati sono stati estratti dal Piano Regolatore regionale degli Acquedotti, predisposto dalla Direzione Ambiente, Territorio e Infrastrutture. Per determinare l'entità della popolazione beneficiata dal servizio acquedottistico si sono utilizzati i dati della popolazione "legale" derivanti dal censimento ISTAT del 2001. La ricognizione effettuata, per molteplici aspetti, fornisce valori approssimativi in materia di popolazione servita da acquedotto. La valutazione della popolazione residente non servita da acquedotto è stata desunta dal Censimento ISTAT 2001, acquisendola dai dati relativi alle abitazioni occupate non alimentate da acquedotto, ma esclusivamente da pozzo o cisterna (tabella 4.20).

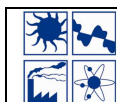
Tab. 4.20 – Popolazione residente nel comune di Umbertide servita o no da acquedotto [UmbriaGeo]

Popolazione residente	Popolazione residente non servita da acquedotti	Popolazione residente servita da acquedotti
15254	1999	13255

Per quanto riguarda la rete stradale si rimanda alla breve descrizione del paragrafo 4.2. Di seguito si riportano i dati che riportano lo sviluppo della rete stradale e ferroviaria presente nel Comune di Umbertide, che è stato ottenuto dalla rilevazione in scala 1:10000 della rete interna al confine regionale, classificata sulla base del D.P.C.M. del 21 settembre 2001 (G.U. serie generale n. 226 del 28/09/01), integrando la rete infrastrutturale viaria e ferroviaria in possesso della Regione Umbria in scala 1:25.000 sulla base di Ortofoto digitale a colori (Terraitaly™ Programma "IT2000" – ©Compagnia Generale Riprese aeree S.p.A. - Parma) a scala 1:10000. Nell'ambito dell'Intesa Stato-Regioni-Enti Locali sui Sistemi Informativi Geografici (Intesa GIS) è stata realizzata la rete infrastrutturale viaria e ferroviaria con vincoli stringenti di connessione dinamica. Le strade sono state riaggregate in macro-classi per favorire una lettura più agevole del dato statistico (tabella 4.21).

Tab. 4.21 – Rete stradale del comune di Umbertide [UmbriaGeo]

Autostrade (Km)	Raccordi autostradali e S.G.C. (km)	Strade statali (km)	Strade Regionali (km)	Strade Provinciali (km)	Strade Comunali (km)	Totale strade (km)
0	11,16	0	23,97	63,39	58,8	157,32



4.9 SITUAZIONE AMBIENTALE

4.9.1 Acqua

Nel 1998, nell'ambito del Progetto Interregionale PRISMAS, è stata istituita la rete di monitoraggio dei principali corpi idrici sotterranei alluvionali e carbonatici della regione. Su tale rete, nel periodo 1998-1999 sono state effettuate campagne di monitoraggio qualitativo e quantitativo a cadenza trimestrale. Con l'emanazione del D.Lgs. 152/99 e sulla base delle indicazioni emerse dal Documento di Aggiornamento del Piano Regionale di Risanamento delle Acque, la rete è stata ottimizzata e adottata come rete regionale di monitoraggio dei corpi idrici sotterranei significativi ai fini della definizione degli obiettivi di qualità ambientale. Nel 2010 è stato attivato uno studio finalizzato all'adeguamento delle reti di monitoraggio alla normativa di nuova emanazione, il D.Lgs. 30/2009, con la duplice finalità di individuare reti per il monitoraggio dei corpi idrici "minori" non monitorati ai sensi della precedente normativa, e di ottimizzare la rete dei corpi idrici già oggetto di monitoraggio. Nel 2001, inoltre, sono state istituite due reti di monitoraggio quantitativo in continuo dei corpi idrici sotterranei. La prima, che riguarda le principali emergenze puntuali delle strutture carbonatiche e del vulcanico, è costituita di stazioni per la misura in continuo delle portate; la seconda, interessante prevalentemente gli acquiferi alluvionali, è costituita di stazioni per la misura in continuo del livello piezometrico su pozzi e piezometri.

Nella figura 4.11 (immagine di sinistra) si riportano gli acquiferi presenti in Umbria; quello appartenente al comune di Umbertide è LOC0100 e in particolare, la stazioni di monitoraggio sono elencate in tabella 4.25. Nell'immagine a destra sono riportate alcune delle stazioni di misura della Media Valle del Tevere Nord, alla quale appartiene il comune in questione.

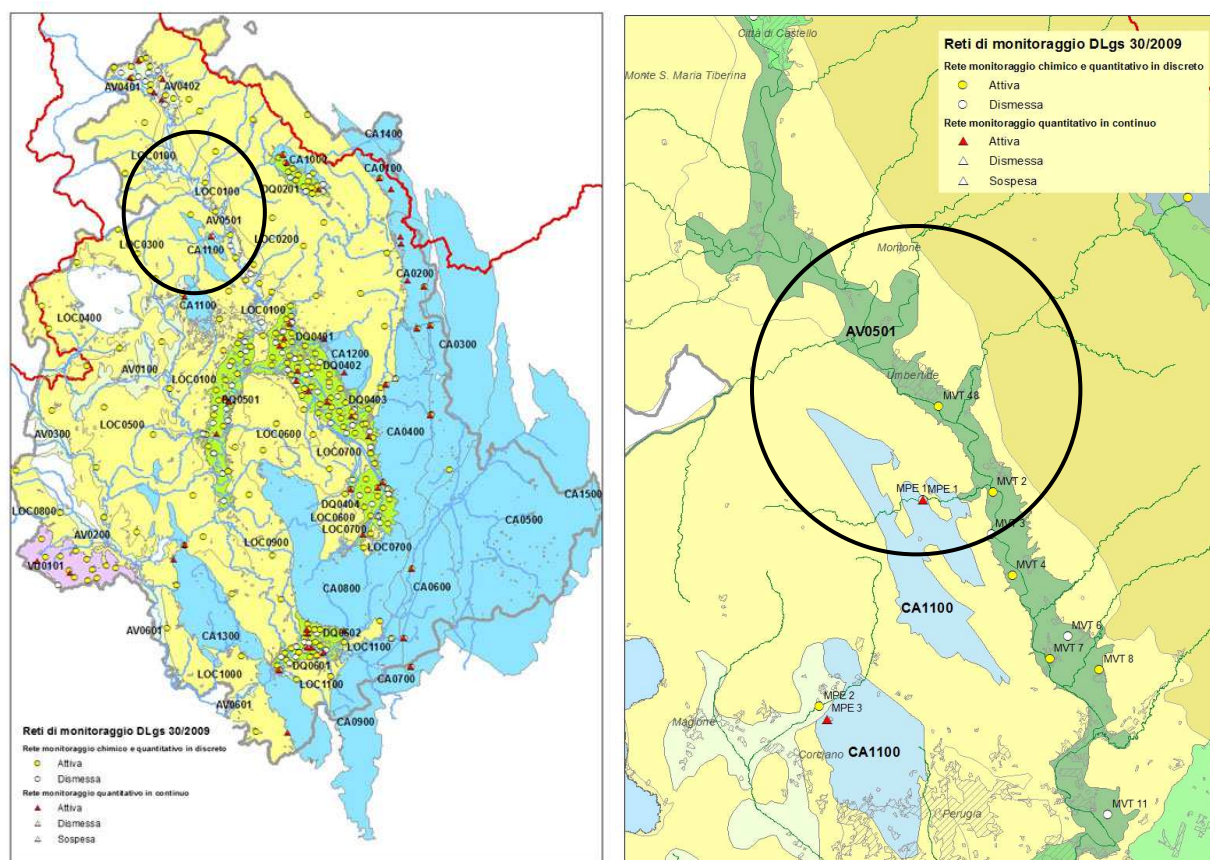


Fig. 4.11 – Acquiferi locali (sinistra) e stazioni di misura Media Valle del Tevere Nord (destra) [ARPA]

Nella tabella 4.22 sono riportate le classi di appartenenza di ogni stazione di misura secondo la classificazione chimica dei corpi idrici sotterranei descritta nell'Allegato 1 del D.Lgs. 152/99:

Tab. 4.22 – Suddivisione in classi [4]

Classe 1	Impatto antropico nullo o trascurabile con pregiate caratteristiche idrochimiche;
Classe 2	Impatto antropico ridotto e sostenibile sul lungo periodo e con buone caratteristiche idrochimiche;
Classe 3	Impatto antropico significativo e con caratteristiche idrochimiche generalmente buone, ma con alcuni segnali di compromissione;
Classe 4	Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti;
Classe 0 (*)	Impatto antropico nullo o trascurabile ma con particolari facies idrochimiche naturali in concentrazioni al di sopra del valore della classe 3.

(*) Per la valutazione dell'origine endogena delle specie idrochimiche presenti dovranno essere considerate anche le caratteristiche chimico-fisiche delle acque.

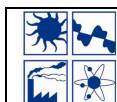
Ai fini della classificazione chimica si utilizzerà il valore medio, rilevato per ogni parametro di base o addizionale nel periodo di riferimento. Le diverse classi qualitative vengono attribuite secondo lo schema di tabella 4.22, tenendo anche conto dei parametri e dei valori riportati nella tabella 4.23 e 4.24. La classificazione è determinata dal valore di concentrazione peggiore riscontrato nelle analisi dei diversi parametri di base o dei parametri addizionali.

Tab. 4.23 – Classificazione chimica in base ai parametri di base [4]

	Unità di misura	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 0 (*)
Conducibilità elettrica	µS/cm (20 °C)	≤ 400	≤ 2500	≤ 2500	> 2500	> 2500
Cloruri	mg/L	≤ 25	≤ 250	≤ 250	> 250	> 250
Manganese	µg/L	≤ 20	≤ 50	≤ 50	> 50	> 50
Ferro	µg/L	< 50	< 200	≤ 200	> 200	> 200
Nitrati	mg/L di NO ₃	≤ 5	≤ 25	≤ 50	> 50	
Solfati	mg/L di SO ₄	≤ 25	≤ 250	≤ 250	> 250	> 250
Ione ammonio	mg/L di NH ₄	≤ 0,05	≤ 0,5	> 0,5	> 0,5	> 0,5

Tab. 4.24 – Parametri addizionali [4]

Inquinanti inorganici	µg/L	Inquinanti organici	µg/L
Alluminio	≤ 200	Composti alifatici alogenati totali	10
Antimonio	≤ 5	di cui:	
Argento	≤ 10	- 1,2-dicloroetano	3
Arsenico	≤ 10	Pesticidi totali [1]	0,5
Bario	≤ 2000	di cui:	
Berillio	≤ 4	- aldrin	0,03
Boro	≤ 1000	- dieldrin	0,03
Cadmio	≤ 5	-eptacloro	0,03
Cianuri	≤ 50	-eptacloro epossido	0,03
Cromo tot.	≤ 50	Altri pesticidi individuali	0,1
Cromo VI	≤ 5	Acrilamide	0,1
Fluoruri	≤ 1500	Benzene	1
Mercurio	≤ 1	Cloruro di vinile	0,5
Nichel	≤ 20	IPA totali [2]	0,1
Nitriti	≤ 500	Benzo (a) pirene	0,01
Piombo	≤ 10		
Rame	≤ 1000		
Selenio	≤ 10		
Zinco	≤ 3000		



Facendo riferimento alla tabella 4.23, si riporta in tabella 4.25 un riassunto delle classi chimiche di appartenenza per ogni punto di misura, basandosi su rivelazioni ARPA nel periodo 2005-2012:

Tab. 4.25 – Classi chimiche di appartenenza delle stazioni di misura suddivise per i parametri di base

Codice Stazione	Conducibilità elettrica	Cloruri	Manganese	Ferro	Nitrati	Solfati	Ione Ammonio	Classe media
MVT1	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MVT48	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 4	Classe 2	Classe 1	Classe 2
MPE1	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 2
LOC313	Classe 2	Classe 2	Classe 4	Classe 3	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 2
LOC316	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 1	Classe 1
LOC319	Classe 2	Classe 2	Classe 1	Classe 1	Classe 2	Classe 2	Classe 2	Classe 2

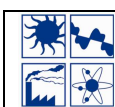
Complessivamente si può ritenere che i corpi idrici sotterranei presenti nella zona di Umbertide appartengono alla Classe 2, quindi con buone caratteristiche idrochimiche. Per quanto riguarda la tabella 4.24, i valori risultano tutti sotto la soglia.

4.9.2 Aria

Per avere un quadro completo sulle emissioni in atmosfera nel comune di Umbertide si rimanda al paragrafo 7.2 nel quale vengono stimate le emissioni di CO₂ equivalenti attraverso i fattori di emissione descritti nel paragrafo stesso.

4.9.3 Suolo

Con Deliberazione del consiglio regionale n. 395 del 13 luglio 2004 è stato approvato il Piano regionale per la bonifica delle aree inquinate della Regione Umbria e la Legge Regionale n. 14 del 21/07/04 concernente "Ripristino ambientale dei siti inquinati e disciplina del piano regionale di bonifica delle aree inquinate". Il Piano è stato predisposto da ARPA Umbria in relazione all'incarico affidatole dalla Regione Umbria. L'art. 17 comma 12 del Dlgs 22/97 prevede che le Regioni istituiscano ed aggiornino un'"Anagrafe dei siti da bonificare". L'"Anagrafe" è lo strumento amministrativo che contiene l'elenco dei siti per i quali è stato accertato il superamento dei valori di concentrazione limite accettabili di cui all'Allegato 1 del D.M. 471/99. Nella Regione dell'Umbria, alla data del 31/12/02, sono risultati presenti 24 siti per i quali i valori di concentrazione delle sostanze inquinanti, superano i limiti stabiliti dal D.M. medesimo. Attualmente, come riportato in figura 4.12, non sono presenti aree da bonificare nel Comune di Umbertide.



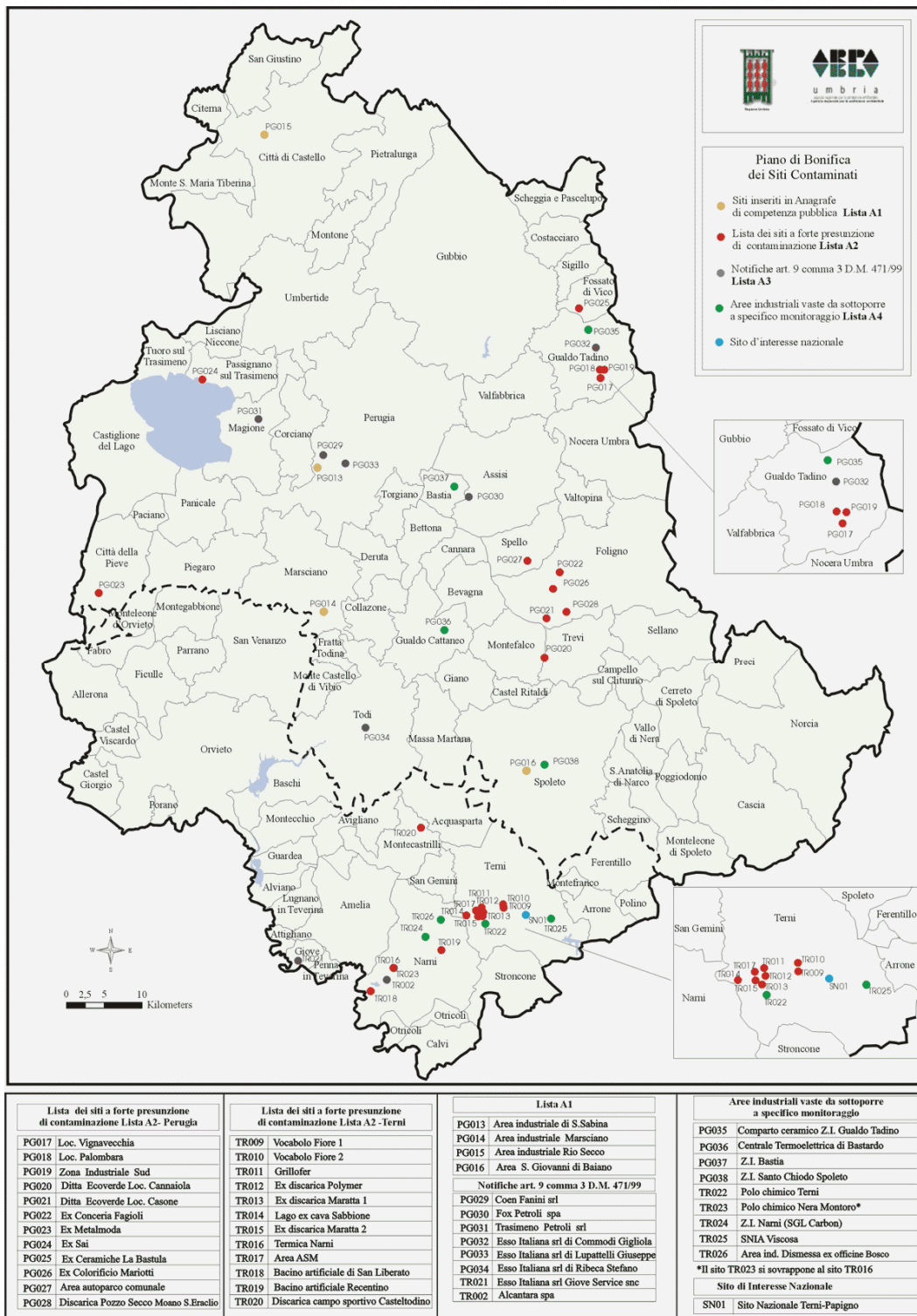
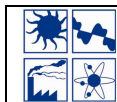


Fig. 4.12 – Mappa dei siti contaminati contenuta nel Piano regionale per la bonifica [ARPA]



4.9.4 Rumore

Al fine di garantire la salvaguardia ambientale del comune di Umbertide e di indirizzarne le azioni idonee a riportare le condizioni di inquinamento acustico al di sotto dei limiti di norma, si è proceduto all'elaborazione del Piano di Zonizzazione Acustica. L'obiettivo della riduzione dell'inquinamento acustico è perseguito, all'interno del Piano, attraverso l'armonizzazione delle esigenze di protezione dal rumore e degli aspetti inerenti alla pianificazione urbanistica e alla pianificazione dei trasporti. Inoltre, nel Piano sono poste le basi per affrontare il risanamento attraverso "strategie d'area" piuttosto che secondo una logica d'intervento puntuale. Per la zonizzazione acustica è stato necessario redigere la Relazione Tecnica, una Cartografia composta da sette tavole grafiche (scala 1:5000), riportanti la suddivisione del territorio comunale nelle 6 classi previste dal DPCM 1/3/1991 e dalla Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico n. 447/95, una Scheda Tecnica Informativa riportante l'individuazione delle aree da destinarsi, nell'ambito del territorio comunale, a manifestazioni rumorose a carattere temporaneo e infine le norme di attuazione.

4.10.5 Campi elettromagnetici

Arpa Umbria ha realizzato, in collaborazione con il Servizio Il Siter della Regione Umbria e il Comitato Regionale per le Comunicazioni, una banca dati degli impianti radiotelevisivi e di telefonia mobile presenti sul territorio regionale.

Il catasto, che raccoglie tutte le informazioni che caratterizzano un sito di sorgenti NIR a radiofrequenza, comprese quelle sulle attività di controllo strumentale effettuate, consente di acquisire indispensabili elementi di analisi sulla distribuzione e sulle caratteristiche delle sorgenti in Umbria, in un'ottica di valutazione dei livelli di esposizione della popolazione ai campi magnetici, elettrici ed elettromagnetici.

Il Comune di Umbertide contiene 44 punti di misura.

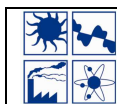
Il Comune di Umbertide non è ancora dotato di una pianificazione riguardante gli Impianti Radioelettrici di Telefonia Mobile e Trasmissione Dati, ma non sono presenti sul territorio siti particolarmente esposti.

4.10.6 Inquinamento luminoso

Il Comune di Umbertide sta ottimizzando i consumi dell'intera rete di pubblica illuminazione, procedendo alla sostituzione dei vecchi punti luce con delle nuove lampade, rispondenti alla normativa vigente che permetteranno di potenziare l'illuminazione e allo stesso tempo di ridurre i consumi energetici. Recentemente è stato effettuato un intervento all'interno del centro storico, finanziato nell'ambito del bando regionale per gli interventi di efficienza energetica nella pubblica illuminazione con fondi Por-Fesr 2007-2013. Oltre a potenziare e a migliorare dal punto di vista estetico l'illuminazione, l'intervento di riqualificazione consente al Comune di risparmiare circa 6000 euro all'anno sui consumi di energia elettrica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Piano di Classificazione Acustica, 2007
- [2] PROGETTO TEVERE Aree urbane e aree industriali. "Riqualificazione dei centri urbani rivieraschi lungo il fiume Tevere", 2011
- [3] <http://www.immobiliare.it/guida-immobiliare/Umbria/Umbertide.htm>
- [4] D.Lgs. 152/99, Allegato 1 – Monitoraggio e classificazione delle acque in funzione degli obiettivi di qualità ambientale



CAPITOLO 5
DOMANDA DI ENERGIA DEL COMUNE DI UMBERTIDE
5.1 INTRODUZIONE

In questo capitolo vengono analizzati i consumi energetici del comune di Umbertide nel periodo 2007-2012. In tabella 5.1 sono riportati i dati raccolti e analizzati, che costituiscono la base di partenza per l'estrapolazione, mediante opportune metodologie di calcolo, dei consumi nel medio e lungo periodo, al fine di ipotizzare nuovi scenari energetici e ambientali maggiormente aderenti alla situazione comunale.

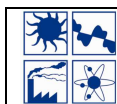
Tab. 5.1 - Dati impiegati nel calcolo dei consumi finali del Comune di Umbertide

Dati	Base territoriale	Periodo	Fonte
Energia elettrica: consumi e utenze	Comunale	2006-2013	ENEL Distribuzione spa
Metano: consumi e utenze	Comunale	2008-2012	MULTISERVICES Azienda Servizi Intercomunali S.R.L.
Prodotti petroliferi: consumi - Benzina - Gasolio per autotrazione - Gasolio agricolo - Gasolio per riscaldamento - Olio combustibile - Gpl per autotrazione - Gpl per riscaldamento	Provinciale	2007-2012	MSE - DGERM (Ministero Sviluppo Economico)
Combustibili solidi: consumi	Comunale	2006-2012	Stima metodologia ENEA
Parco veicolare	Comunale	2007-2012	ACI
Popolazione, attività economiche e industriali	Comunale Provinciale	2006-2012	ISTAT

I dati disponibili, poiché riferiti a grandezze diverse, non sono in genere espressi in unità di misura omogenee. Pertanto, al fine di poter effettuare i confronti tra i consumi delle diverse fonti energetiche, si è soliti introdurre un'unità di misura omogenea, il tep (tonnellata equivalente di petrolio), che equivale all'energia sviluppata dalla combustione di una tonnellata di petrolio; poiché il potere calorifico del petrolio grezzo è pari a 41.860 kJ/kg, un tep equivale a 41.860 MJ.

I poteri calorifici inferiori (PCI) dei diversi combustibili da considerare nella trasformazione in tep sono indicati nel Bilancio Energetico Nazionale [1], redatto dal Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale delle fonti di energia e delle risorse minerarie.

Per i consumi di energia elettrica, la Direttiva 20-20-20 e il Piano di Azione Nazionale fanno riferimento ai consumi finali e utilizzano per l'equivalente termico dell'energia elettrica il fattore di conversione $1\text{kWh}_e = 8,59 \cdot 10^{-5}$ tep.



Le conversioni impiegate sono pertanto le seguenti:

- 1 Sm³ di metano = 8,25·10⁻⁴ tep;
- 1 kWh_e = 8,59 ·10⁻⁵ tep;
- 1 t di benzina = 1,05 tep;
- 1 t di gasolio = 1,02 tep;
- 1 t di GPL = 1,1 tep;
- 1 t di olio combustibile = 0,98 tep;
- 1 t di legna = 0,25 tep.

La domanda di energia del territorio del Comune di Umbertide è analizzata suddividendola per settori, per fonti e per usi finali.

L'analisi e l'elaborazione dei dati relativi ai consumi costituiscono la base per poter effettuare il bilancio energetico del territorio comunale, che si articola nel calcolo di indicatori energetici significativi, atti a descrivere lo stato energetico del Comune ed il relativo livello di efficienza.

Nel presente paragrafo sono presi in considerazione i consumi suddivisi in:

- energia elettrica;
- gas metano;
- combustibili solidi;
- prodotti petroliferi;
- settore trasporti.

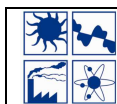
5.2 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

I dati relativi ai consumi di energia elettrica, suddivisi per settore (Agricoltura, Industria, Terziario, Residenziale) e numero di utenze sono stati forniti da ENEL Distribuzione SPA e sono relativi al periodo 2006 – 2013 (tabella 5.2); i consumi totali e le utenze totali per settore sono stati ottenuti sommando la bassa, la media e l'alta tensione (tabella 5.3).

Dai dati (tabella 5.3, figura 5.1) si evince che i consumi totali nel periodo considerato sono rimasti grossomodo costanti; l'industria, che ricopre quasi il 60% dei consumi totali (figura 5.2), ha risentito della crisi economica che ha coinvolto l'intero paese solo a cavallo del 2008-2009. Si registra una leggera crescita rispetto al consumo totale nei settori terziario, agricolo e residenziale.

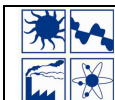
Per potere successivamente effettuare il confronto con le altre fonti, si riportano nella tabella 5.4 i consumi finali di energia elettrica in tep.

I dati forniti da ENEL distribuzione spa non contabilizzano la quota di energia elettrica autoconsumata con gli impianti fotovoltaici: tale contributo è stato calcolato nel paragrafo 6.2 e sarà aggiunto ai consumi finali di energia elettrica per settore (tabella 5.5).



Tab. 5.2 – Consumi di energia elettrica anni 2006-2013 [ENEL Distribuzione spa]

Anno	Regione	Provincia	Comune	ISTAT	Categoria Merceologica	Energia (kWh)			Clienti (n.)		
						AT	MT	BT	AT	MT	BT
2006	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	2.985.503	1.384.998	0	10	213
					INDUSTRIA	0	43.030.690	6.693.137	0	36	360
					USI DOMESTICI	0	0	16.760.639	0	0	7.325
					TERZIARIO	0	3.388.777	12.864.697	0	11	1215
					Tot Umbertide Anno 2006	0	49.404.970	37.703.471	0	57	9.113
2007	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	3.330.712	1.430.844	0	10	209
					INDUSTRIA	0	46.714.369	6.394.719	0	34	341
					USI DOMESTICI	0	0	17.057.058	0	0	7.438
					TERZIARIO	0	3.565.414	12.926.594	0	11	1167
					Tot Umbertide Anno 2007	0	53.610.495	37.809.215	0	55	9.155
2008	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	3.422.593	1.466.063	0	10	210
					INDUSTRIA	0	44.611.920	5.887.884	0	34	319
					USI DOMESTICI	0	0	17.385.235	0	0	7.536
					TERZIARIO	0	3.694.111	13.377.340	0	11	1206
					Tot Umbertide Anno 2008	0	51.728.624	38.116.522	0	55	9.271
2009	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	3.643.018	1.349.761	0	10	205
					INDUSTRIA	0	39.143.149	4.373.345	0	30	310
					USI DOMESTICI	0	0	17.639.055	0	0	7.601
					TERZIARIO	0	3.966.083	13.580.920	0	9	1209
					Tot Umbertide Anno 2009	0	46.752.250	36.943.081	0	49	9.325
2010	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	3.943.528	1.413.274	0	11	210
					INDUSTRIA	0	51.206.982	4.651.608	0	34	306
					USI DOMESTICI	0	0	17.612.409	0	0	7.516
					TERZIARIO	0	4.716.855	13.738.979	0	12	1233
					Tot Umbertide Anno 2010	0	59.867.365	37.416.270	0	57	9.265
2011	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	3.777.812	1.478.248	0	9	241
					INDUSTRIA	0	52.166.477	4.951.143	0	32	272
					USI DOMESTICI	0	0	17.505.563	0	0	7.614
					TERZIARIO	0	5.472.798	14.547.712	0	17	1.264
					Tot Umbertide Anno 2011	0	#####	38.482.666	0	58	9.391
2012	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	4.150.297	1.443.855	0	8	213
					INDUSTRIA	0	47.592.641	4.710.965	0	32	277
					USI DOMESTICI	0	0	17.401.165	0	0	7.792
					TERZIARIO	0	8.683.210	14.941.557	0	17	1.213
					Tot Umbertide Anno 2012	0	#####	38.497.542	0	57	9.495
2013	Umbria	Perugia	Umbertide	54056	AGRICOLTURA	0	4.562.277	1.526.028	0	8	207
					INDUSTRIA	0	48.902.349	4.031.093	0	41	257
					USI DOMESTICI	0	0	17.182.447	0	0	7.801
					TERZIARIO	0	6.030.984	15.127.624	0	13	1.227
					Tot Umbertide Anno 2013	0	#####	37.867.192	0	62	9.492



Tab. 5.3 – Consumi e utenze totali di energia elettrica (2006-2013) per settore

Settore	2006		2007		2008		2009	
	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti
Agricoltura	4,37	223	4,76	219	4,89	220	4,99	215
Industria	49,72	396	53,11	375	50,50	353	43,52	340
Residenziale	16,76	7325	17,06	7438	17,39	7536	17,64	7601
Terziario e trasporti	16,25	1226	16,49	1178	17,07	1217	17,55	1218
Totale	87,11	9170	91,42	9210	89,85	9326	83,70	9374
Settore	2010		2011		2012		2013	
	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti	Consumi (GWh)	N. Utenti
Agricoltura	5,36	221	5,26	250	5,59	221	6,09	215
Industria	55,86	340	57,12	304	52,30	309	52,93	298
Residenziale	17,61	7516	17,51	7614	17,40	7792	17,18	7801
Terziario e trasporti	18,46	1245	20,02	1281	23,62	1230	21,16	1240
Totale	97,28	9322	99,90	9449	98,92	9552	97,36	9554

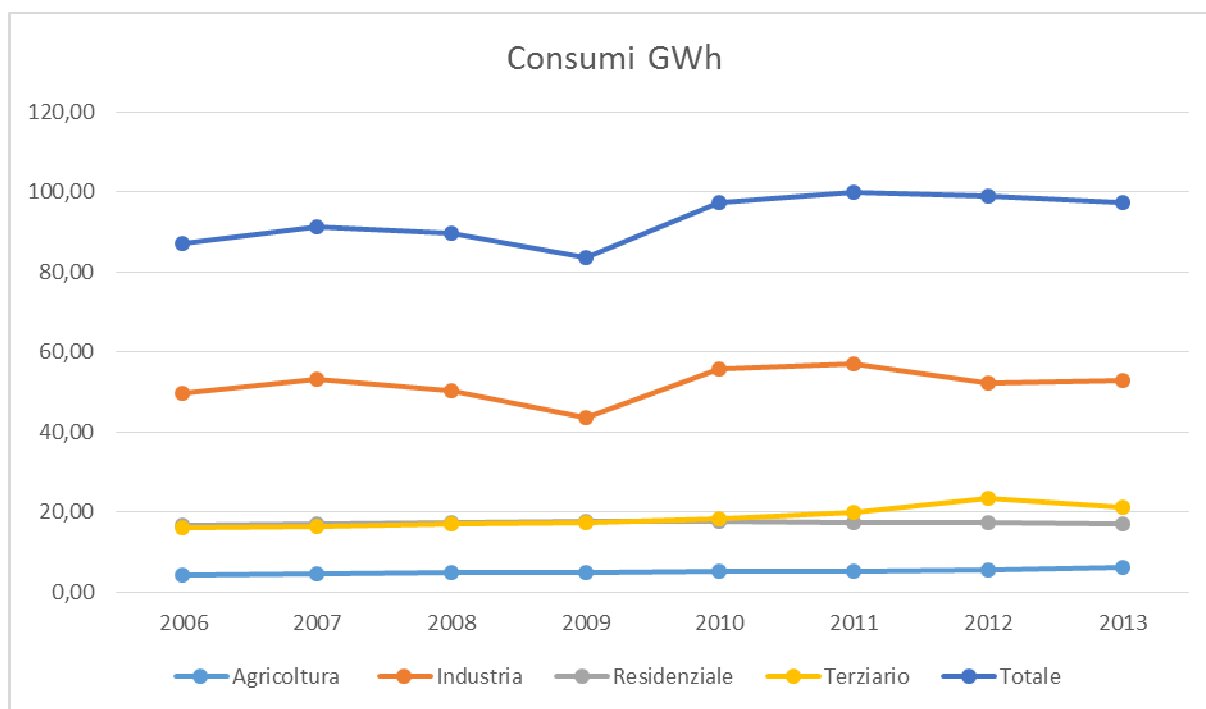


Fig. 5.1 – Andamento dei consumi di energia elettrica (2006-2013) per settore e totali

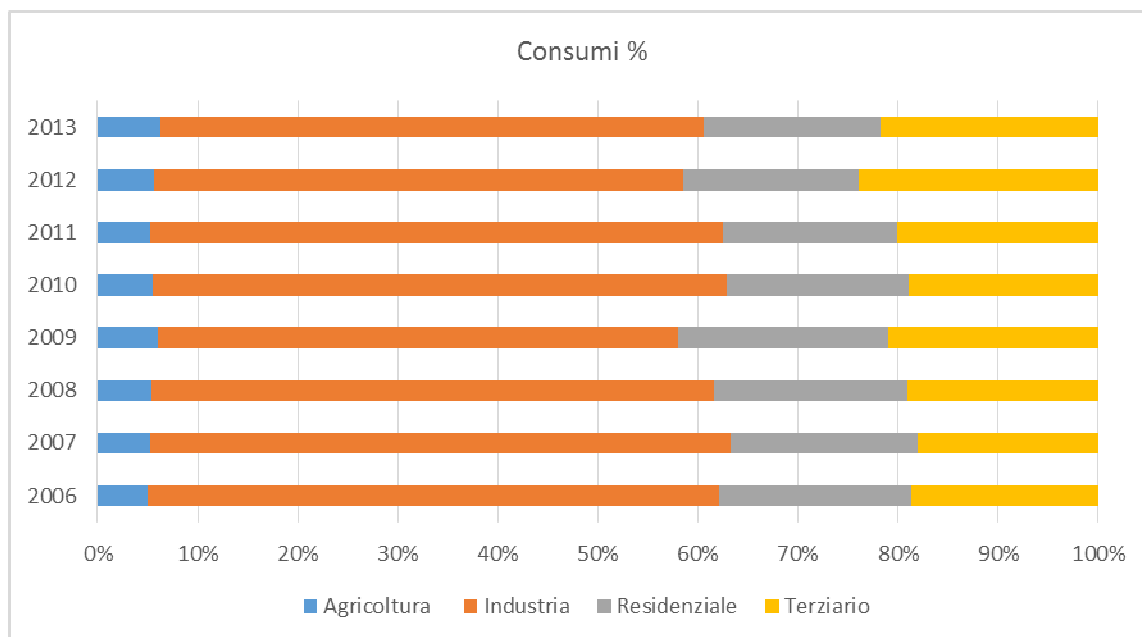


Fig. 5.2 – Andamento percentuale dei consumi di energia elettrica per settore (2006-2013)

Tab. 5.4 – Consumi finali di energia elettrica per settore dal 2006 al 2013 (tep)

Settore	Consumi (tep)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agricoltura	375	409	420	429	460	451	481	523
Industria	4271	4562	4338	3738	4798	4906	4493	4547
Residenziale	1440	1465	1493	1515	1513	1504	1495	1476
Terziario	1396	1417	1466	1507	1585	1720	2029	1818
Totale	7.483	7.853	7.718	7.189	8.357	8.581	8.498	8.363

Tab. 5.5 – Consumi finali di energia elettrica (più la quota autoconsumata) dal 2006 al 2013 (tep)

Settore	Consumi + Autoconsumi Fotovoltaico (tep)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agricoltura	375	409	420	429	460	451	481	523
Industria	4271	4562	4345	3751	4841	5090	4825	4911
Residenziale	1440	1465	1495	1517	1519	1516	1511	1493
Terziario	1396	1417	1466	1507	1585	1720	2029	1818
Totale	7.483	7.853	7.727	7.205	8.405	8.777	8.845	8.745

5.3 CONSUMI DI GAS METANO

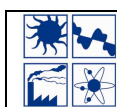
I consumi di metano sono stati forniti da MULTISERVICES - Azienda Servizi Intercomunali S.R.L e riguardano gli anni dal 2008 al 2012. In particolare sono disponibili (tabella 5.6) i consumi totali e il numero di utenze al 31 Dicembre del 2008-2009-2010-2011-2012 e i consumi suddivisi per categoria d'uso (delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas AEEG 17/07). I dati relativi al 2007 sono stati invece ottenuti in prima approssimazione mediante regressione lineare dai dati più prossimi.

Tab. 5.6 – Consumi di gas metano suddivisi per categoria d'uso dal 2008 al 2012 [MULTISERVICES – Azienda Servizi Intercomunali S.R.L]

Categoria d'uso	Descrizione categoria d'uso	Anno						Anno			
		2008		2009		2010		2011		2012	
		Utenze	Consumi (Sm ³)	Utenze	Consumi (Sm ³)	Utenze	Consumi (Sm ³)	Utenze	Consumi (Smc)	Utenze	Consumi (Smc)
1	uso cottura cibi	100	14.510	101	19.706	101	20.259	104	22.184	102	19.210
2	produzione ACS			1	224	2	1.049	4	1.693	3	903
3	uso cottura cibi + produzione ACS							1	170	10	4.272
4	uso tecnologico (artigianale e industriale)	28	2.740.186	29	2.583.186	29	2.839.803	29	2.097.132	31	1.544.400
5	uso condizionamento							1	276		
6	riscaldamento individuale/centralizzato	4	12.023	5	17.910	5	31.430	7	34.916	20	53.403
7	riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di ACS	5.009	3.811.630	5.091	4.350.987	5.190	4.293.049	5.261	4.195.413	5.311	4.155.920
8	riscaldamento individuale + uso cottura cibi			1	123	1	210	1	194	4	1.635
9	riscaldamento individuale + produzione ACS	616	1.642.547	630	1.638.302	635	1.619.281	640	1.645.985	622	1.534.277
10	riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di ACS	5	58.772	6	57.802	6	112.504	5	109.348	7	299.440
11	riscaldamento centralizzato + produzione ACS	24	113.941	24	123.553	24	122.765	25	153.596	35	178.837
12	uso tecnologico + riscaldamento	38	2.149.118	38	2.146.427	39	2.228.068	38	2.196.964	40	2.328.076
13	uso condizionamento + riscaldamento							2	142	3	2.652
	TOTALE	5.824	10.542.727	5.926	10.938.220	6.032	11.268.418	6.118	10.458.013	6.188	10.123.025

Le categorie d'uso, così come definite dalla delibera 17/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas [2], non sono direttamente riconducibili ai macrosettori di interesse nel PEAC (agricoltura, industria, trasporti, residenziale, terziario); per tale motivo si è reso necessario effettuare alcune ipotesi di raggruppamento delle diverse categorie. Dall'analisi della denominazione d'uso e dal confronto tra i consumi specifici, le categorie sono state raggruppate come indicato in tabella 5.7.

I consumi di metano nel settore agricolo sono stati ritenuti trascurabili, così come già ipotizzato nel PEAC del Comune di Perugia.



Tab. 5.7 – Assegnazione delle categorie d'uso ai diversi settori

Residenziale
06 - Riscaldamento individuale/centralizzato
07 - Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di ACS
08 - Riscaldamento individuale + uso cottura cibi
09 - Riscaldamento individuale + produzione ACS (per metà)
010 - Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di ACS
Industria e trasporti
04 - Uso tecnologico (artigianale e industriale)
Terziario
01 - Uso cottura cibi
02 - Produzione acqua calda sanitaria
03 - Uso cottura cibi + produzione acqua calda sanitaria
05 - Uso condizionamento
09 - Riscaldamento individuale + produzione ACS (per metà)
011 - Riscaldamento centralizzato + produzione ACS
012 - Uso tecnologico + riscaldamento

La tabella 5.8 e la figura 5.3 riportano i consumi di metano suddivisi per settore dal 2007 al 2012, mentre in tabella 5.9 e in figura 5.4 vengono riportati i rispettivi valori percentuali. I consumi del settore trasporti sono stati scorporati dal settore industriale, a partire dai dati ACI. In tabella 5.10 e 5.11 si riportano i consumi così ottenuti.

 Tab. 5.8 – Consumi di metano per settore dal 2007 al 2012 [Sm³]

Consumi (Smc)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	4.522.367	4.703.699	5.245.973	5.246.834	5.162.864	5.277.537
Industria e Trasporti	2.621.441	2.740.186	2.583.186	2.839.803	2.097.132	1.544.400
Terziario	3.029.724	3.098.843	3.109.061	3.181.782	3.198.018	3.301.089
TOTALE	10.173.532	10.542.727	10.938.220	11.268.418	10.458.013	10.123.025

Tab. 5.9 – Ripartizione percentuale dei consumi di gas metano

Consumi (%)						
Settore	2007 (%)	2008 (%)	2009 (%)	2010 (%)	2011 (%)	2012 (%)
Residenziale	44,45%	44,62%	47,96%	46,56%	49,37%	52,13%
Industria e Trasporti	25,77%	25,99%	23,62%	25,20%	20,05%	15,26%
Terziario	29,78%	29,39%	28,42%	28,24%	30,58%	32,61%



Tab. 5.10 – Consumi finali per settore gas metano dal 2007 al 2012 [Sm³]

Consumi (Smc)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	4.522.367	4.703.699	5.245.973	5.246.834	5.162.864	5.277.537
Industria	2.319.295	2.386.364	2.152.909	2.353.344	1.583.476	982.797
Terziario	3.029.724	3.098.843	3.109.061	3.181.782	3.198.018	3.301.089
Trasporti	302.147	353.822	430.277	486.459	513.656	561.603
TOTALE	10.173.532	10.542.727	10.938.220	11.268.418	10.458.013	10.123.025

Tab. 5.11 – Ripartizione percentuale dei consumi finali di gas metano

Consumi (%)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	44,45%	44,62%	47,96%	46,56%	49,37%	52,13%
Industria	22,80%	22,64%	19,68%	20,88%	15,14%	9,71%
Terziario	29,78%	29,39%	28,42%	28,24%	30,58%	32,61%
Trasporti	2,97%	3,36%	3,93%	4,32%	4,91%	5,55%

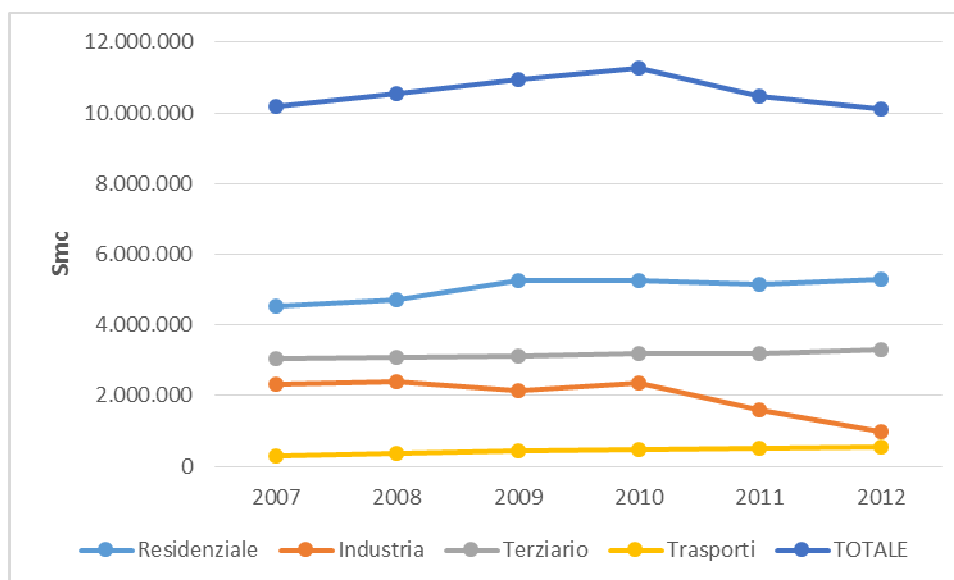


Fig. 5.3 - Andamento dei consumi di metano per settore dal 2007 al 2012

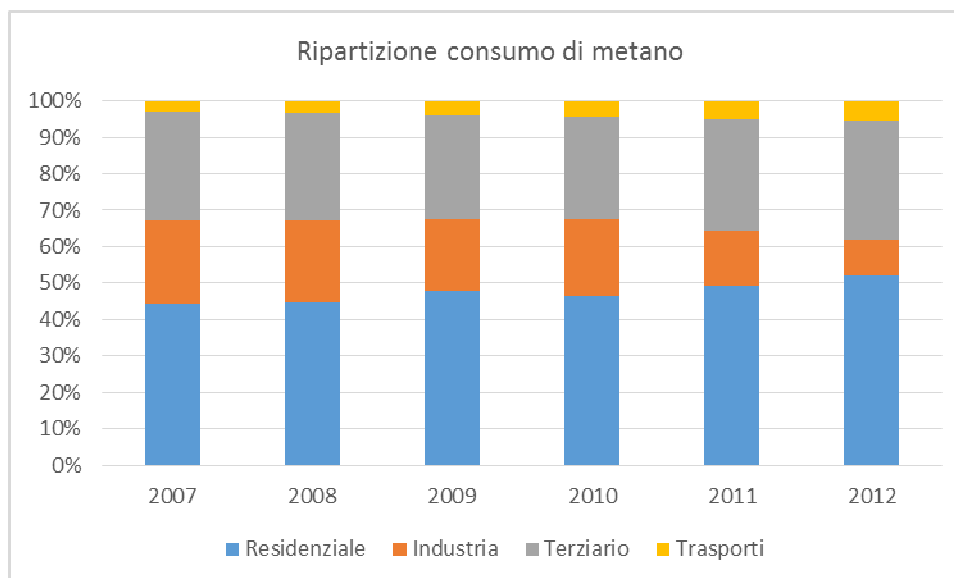


Fig. 5.4 – Ripartizione percentuale dei consumi finali di gas metano per settore

Si può osservare dalla figura 5.3 che i consumi totali di metano aumentano fino al 2010, poi cominciano a diminuire; lo stesso andamento si riscontra nel settore industriale che subisce un marcato calo dei consumi.

Ai fini del confronto con le altre fonti si riportano infine i consumi finali di metano in tep (tabella 5.12).

Tab. 5.12 – Consumi finali di gas metano per settore in tep dal 2006 al 2012

Consumi (tep)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	3.731	3.881	4.328	4.329	4.259	4.354
Industria	1.913	1.969	1.776	1.942	1.306	811
Terziario	2.500	2.557	2.565	2.625	2.638	2.723
Trasporti	249	292	355	401	424	463
TOTALE	8.393	8.698	9.024	9.296	8.628	8.351

4.4 CONSUMI DI COMBUSTIBILI SOLIDI

Per stimare il consumo di combustibili solidi (legna da ardere e assimilati) all'interno del territorio comunale e supponendo che la totalità dei consumi avvenga a carico del settore residenziale, è stato utilizzato uno studio eseguito dall'ENEA nel 1999 *I consumi Energetici nel settore Residenziale in Italia nel 1999* [3].

Tale analisi si basa su un'indagine telefonica effettuata su un campione di 6000 famiglie distribuite in maniera proporzionale nelle varie Regioni, in modo da ottenere stime affidabili: per le Regioni di dimensioni più limitate (Umbria insieme a Valle D'Aosta, Trentino Alto Adige, Molise e Basilicata) è stata posta una numerosità campionaria minima di 100 unità, in modo da avere un errore empirico non superiore al 10%.

L'impiego di combustibili solidi è caratterizzato da un'elevata dipendenza dalla morfologia e dal clima del territorio, presentando quindi una forte differenziazione a livello geografico e regionale. L'Umbria, la Sardegna, l'Abruzzo e il Trentino Alto Adige sono le Regioni che presentano una percentuale più elevata di nuclei familiari che fanno uso di combustibili solidi nelle loro abitazioni, con il 40% e oltre (per l'Umbria il 47,4%), mentre la Sicilia e la Liguria sono le Regioni con la percentuale minore (inferiore al 15%).

Da tale studio si evince che il consumo regionale medio per abitazioni occupate da persone residenti è di 3,75 t/anno, contro una media nazionale di 3,07. Occorre sottolineare che esiste anche uno studio più recente condotto da APAT e ARPA Lombardia nel 2008 *Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia* [4], che conferma a livello nazionale quanto stimato dall'indagine precedente sull'uso della legna in ambito domestico.

Dal momento che i consumi di legna sono forniti per aree geografiche, non è stato però possibile determinare un valore significativo del consumo medio per famiglia specifico per la Regione Umbria.

In Umbria, in base ai dati ISTAT riportati nel Censimento generale della popolazione e delle abitazioni [5], la legna come combustibile per riscaldamento è impiegata nel 27,4% delle abitazioni occupate da persone residenti.

Anche per quanto concerne la determinazione delle abitazioni occupate da persone residenti si è dovuto ricorrere ad una stima, in quanto il dato ufficiale a livello comunale non è stato fornito dai distributori locali; pertanto, la valutazione del consumo annuo di combustibili solidi (tabella 5.13 e figura 5.5) è stata effettuata applicando l'equazione 5.1:

$$CS_n = F_n * \frac{A_{2001}}{F_{2001}} * 0,274 * 3,75 \quad (5.1)$$

dove:

CS_n: consumo di combustibili solidi nel Comune di Umbertide nell'anno n (2006-2012);

F_n: famiglie residenti nel Comune di Umbertide nell'anno n (dati ISTAT [6]);

A₂₀₀₁: abitazioni occupate da residenti nella provincia di Perugia nell'anno 2001 [5];

F₂₀₀₁: famiglie residenti (incluse le convivenze) nel Comune di Perugia nell'anno 2001 [5].

Tab. 5.13 – Consumi finali di combustibili solidi

Anno	Famiglie residenti	Consumo di legna (ton)	Consumo di legna (tep)
2006	6.170	6.299	1.575
2007	6.276	6.407	1.602
2008	6.341	6.473	1.618
2009	6.355	6.488	1.622
2010	6.417	6.551	1.638
2011	6.480	6.615	1.654
2012	6.513	6.649	1.662

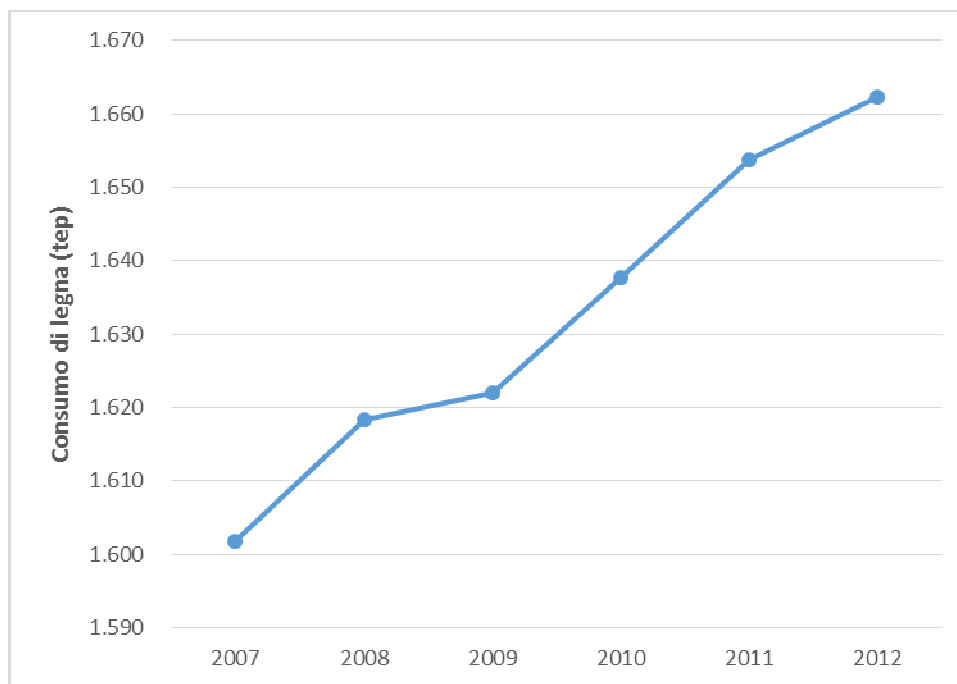


Fig. 5.5 - Andamento dei consumi di combustibili solidi (tep)

5.5 CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI NEI SETTORI AGRICOLTURA, INDUSTRIA, TERZIARIO E RESIDENZIALE

I consumi finali di prodotti petroliferi nel Comune di Umbertide sono stati calcolati a partire dai dati di vendita provinciale forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, suddivisi nelle seguenti categorie:

- gasolio per riscaldamento;
- GPL per riscaldamento;
- gasolio agricolo;
- olio combustibile.

Sono stati presi in considerazione i dati del periodo 2007–2012, assumendo che le quantità di prodotti petroliferi vendute all'interno del territorio comunale coincidano con quelle effettivamente consumate.

Gasolio e GPL da riscaldamento

Per le quantità di gasolio e GPL da riscaldamento è stato adottato lo stesso procedimento seguito nella stesura del PEAC di Perugia, ovvero, la stima dei dati comunali è stata effettuata considerando il rapporto tra i consumi comunali e provinciali di metano, ipotizzando che lo stesso rapporto valga anche per gasolio e GPL; tali consumi sono quindi stati ripartiti tra i settori residenziale, industria e terziario con le stesse percentuali medie annue dei consumi comunali di gas naturale.

I risultati ottenuti sono riportati nelle tabelle 5.14 e 5.15; dalla figura 5.6 si può osservare come i consumi di gasolio da riscaldamento diminuiscano notevolmente dal 2007 al 2012; anche i consumi GPL da riscaldamento diminuiscono ma non così sensibilmente (figura 5.7).

Tab. 5.14: Stima dei consumi comunali di gasolio e GPL da riscaldamento (ton)

Consumi Gasolio da riscaldamento (ton)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	56,60	37,07	32,47	22,39	22,84	27,29
Industria	32,81	21,59	15,99	12,12	9,28	7,99
Terziario	37,92	24,42	19,24	13,58	14,15	17,07
TOTALE	127,34	83,08	67,69	48,08	46,27	52,35
Consumi GPL (ton)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	189,61	199,25	211,03	204,59	205,36	209,70
Industria	109,91	116,08	103,92	110,73	83,41	61,37
Terziario	127,03	131,27	125,07	124,07	127,20	131,17
TOTALE	426,54	446,60	440,02	439,38	415,97	402,23

Tab. 5.15: Stima dei consumi comunali di gasolio e GPL da riscaldamento (tep)

Consumi Gasolio da riscaldamento (tep)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	57,74	37,81	33,11	22,83	23,30	27,84
Industria	33,47	22,03	16,31	12,36	9,46	8,15
Terziario	38,68	24,91	19,63	13,85	14,43	17,41
TOTALE	129,88	84,74	69,05	49,04	47,20	53,40
Consumi GPL (tep)						
Settore	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residenziale	208,57	219,18	232,14	225,05	225,89	230,67
Industria	120,90	127,69	114,31	121,80	91,76	67,50
Terziario	139,73	144,40	137,58	136,47	139,92	144,28
TOTALE	469,20	491,26	484,02	483,32	457,57	442,45

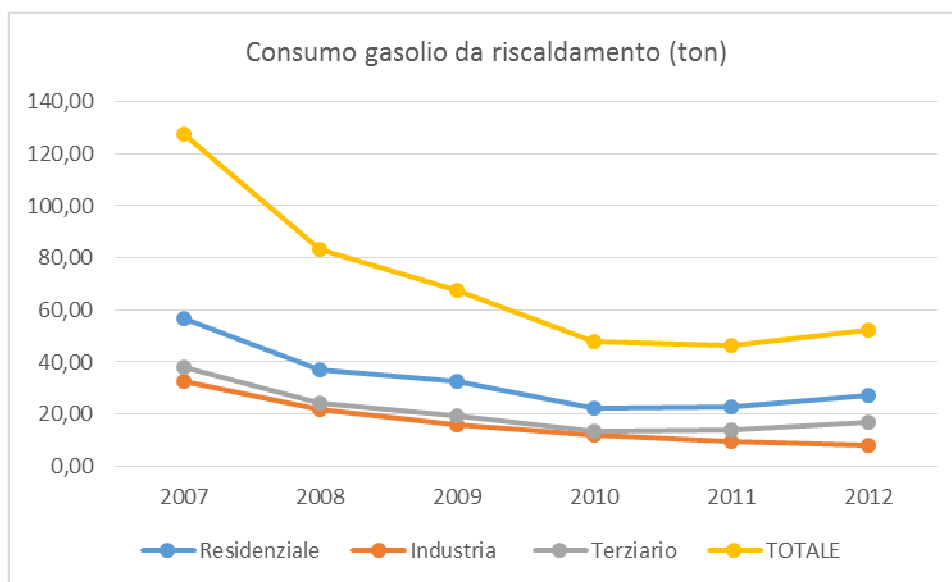


Fig. 5.6 - Andamento dei consumi di gasolio da riscaldamento (ton)

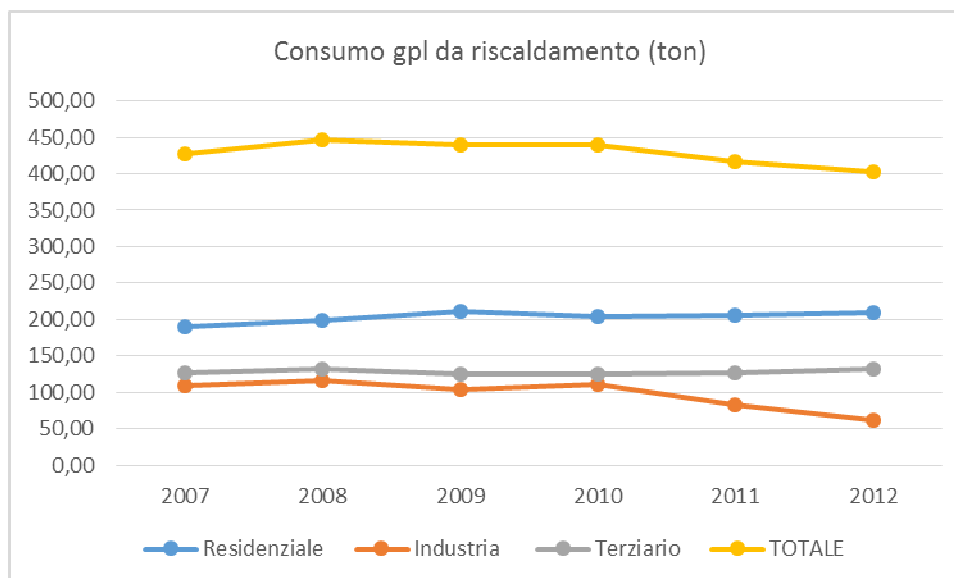


Fig. 5.7 - Andamento dei consumi di GPL da riscaldamento (ton)

Gasolio agricolo

I consumi di gasolio nel settore agricolo sono stati determinati seguendo la stessa metodologia adottata nella versione aggiornata del PEAC di Perugia (Vendite = Consumi); in particolare, i risultati sono stati ricavati dai dati provinciali (tabella 5.16), moltiplicandoli per il rapporto tra Superficie Agricola Utilizzata (SAU) comunale e provinciale [7] (tabella 5.17).

Si riportano i consumi di gasolio agricolo stimati a livello comunale espressi in tonnellate e in tep nella tabella 5.18 e l'andamento negli anni nella figura 5.8; anche i consumi di gasolio agricolo presentano un andamento decrescente.

Tab. 5.16 – Vendite di gasolio agricolo provincia di Perugia dal 2006 al 2012 [Min. Sviluppo Economico]

GASOLIO AGRICOLO PROVINCIA DI PERUGIA (ton)						
Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite	31.112	25.045	23.363	21.736	22.556	20.306

Tab. 5.17 – Superficie Agricola Utilizzata (SAU) comunale e provinciale [3]

Superficie Agricola Utilizzata (SAU)		
	Totale (Ha)	di cui aziende agricole a conduzione familiare (Ha)
Provincia di Perugia	280.530	197.510
Comune di Umbertide	7.647	4.622
$(SAU)_{PG}/(SAU)_{Umbertide}$	0,027	

Tab. 5.18 – Consumi di gasolio agricolo comune di Umbertide dal 2007 al 2012

GASOLIO AGRICOLO COMUNE DI UMBERTIDE						
Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumi (ton)	848,09	682,71	636,86	592,51	614,86	553,53
Consumi (tep)	865,05	696,36	649,60	604,36	627,16	564,60



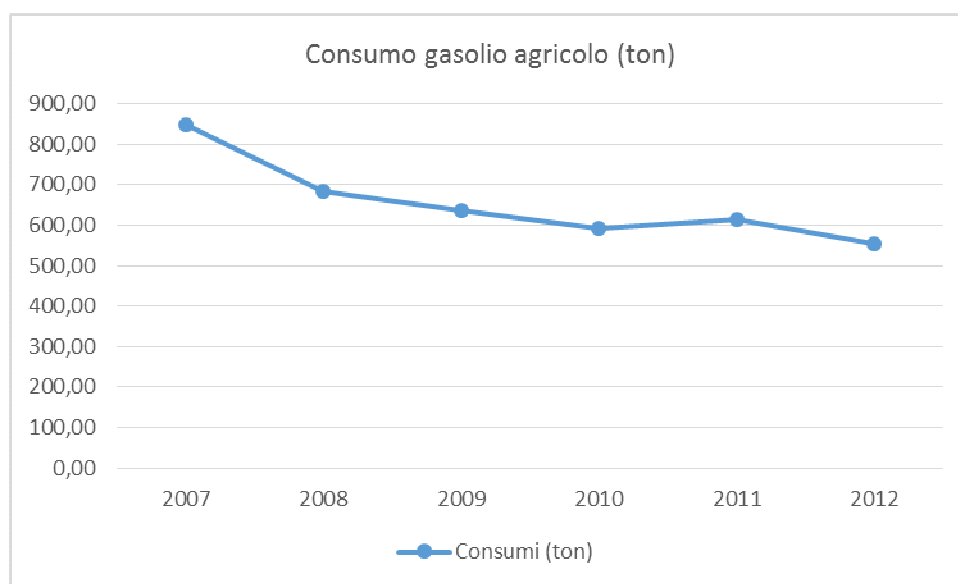


Fig. 5.8 – Andamento dei consumi di gasolio agricolo dal 2007 al 2012

Olio Combustibile

I consumi di olio combustibile sono stati attribuiti interamente al settore industria e sono stati calcolati secondo la metodologia adottata per il gasolio e il GPL da riscaldamento, così come nella stesura del PEAC di Perugia, facendo riferimento ai dati provinciali (tabella 5.19 e 5.20). In figura 5.9 si può osservare una sensibile decrescita dei consumi del periodo di riferimento.

Tab. 5.19 – Vendite provinciali di olio combustibile (ton) [Ministero dello Sviluppo Economico]

OLIO COMBUSTIBILE PROVINCIA DI PERUGIA (ton)						
Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite (ton)	13.180	8.699	5.173	3.994	3.195	1.511

Tab. 5.20 – Consumi stimati di olio combustibile nel comune di Umbertide

OLIO COMBUSTIBILE COMUNE DI UMBERTIDE						
Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumi (ton)	142,25	105,39	87,33	66,35	45,95	27,45
Consumi (tep)	139,41	103,29	85,59	65,02	45,03	26,90

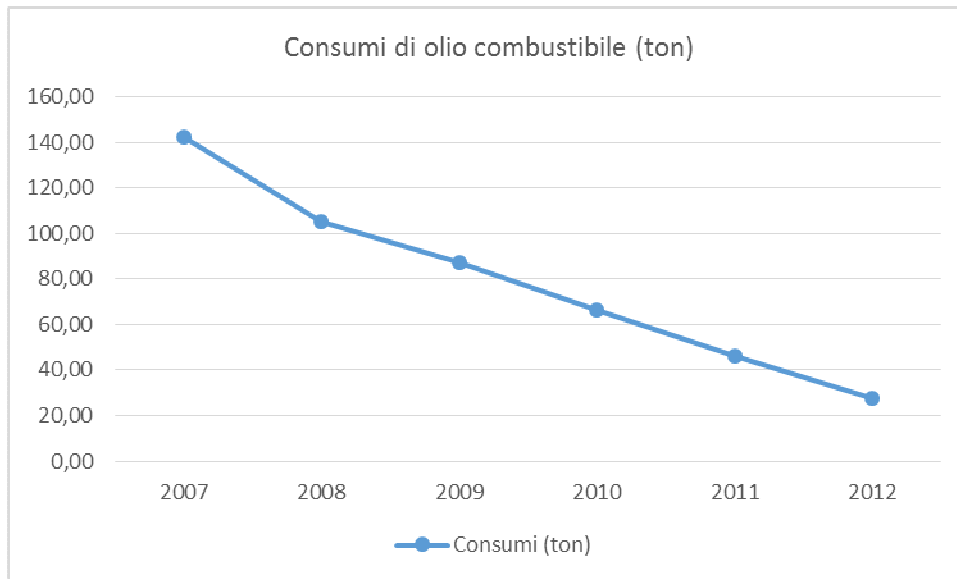


Fig. 5.9 – Andamento dei consumi di olio combustibile dal 2007 al 2012 nel settore industriale

5.6 CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI

Nella tabella 5.21 si riporta l'evoluzione del parco veicoli circolanti nel Comune di Umbertide per il periodo 2007-2012 (dati ACI).

Tab. 5.21 – Veicoli per categoria circolanti dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide [ACI]

ANNO	AUTOBUS	AUTOCARRI TRASPORTO MERCI	AUTOVEICOLI SPECIALI / SPECIFICI	AUTOVETTURE	MOTOCARRE QUADRICICLI TRASPORTO MERCI	MOTOCICLI	MOTOVEICOLI E QUADRICICLI SPECIALI / SPECIFICI	RIMORCHI E SEMIRIMORCHI SPECIALI / SPECIFICI	RIMORCHI E SEMIRIMORCHI TRASPORTO MERCI	TRATTORI STRADALI O MOTRIGI	TOTALE
2007	18	1.153	171	10.887	75	1.274	17	223	47	17	13.882
2008	19	1.178	168	11.094	77	1.337	19	220	48	16	14.176
2009	17	1.176	170	11.172	73	1.391	18	10	27	13	14.067
2010	19	1.205	169	11.344	72	1.479	24	9	23	11	14.355
2011	19	1.218	166	11.420	69	1.513	25	10	23	11	14.474
2012	18	1.187	159	11.426	67	1.556	27	9	23	12	14.484

Analizzando i dati, si evidenzia una continua crescita nel periodo considerato, con un incremento lineare fino al 2008, seguito da una flessione nel 2009 e una successiva ripresa nel 2010 (figura 5.10).

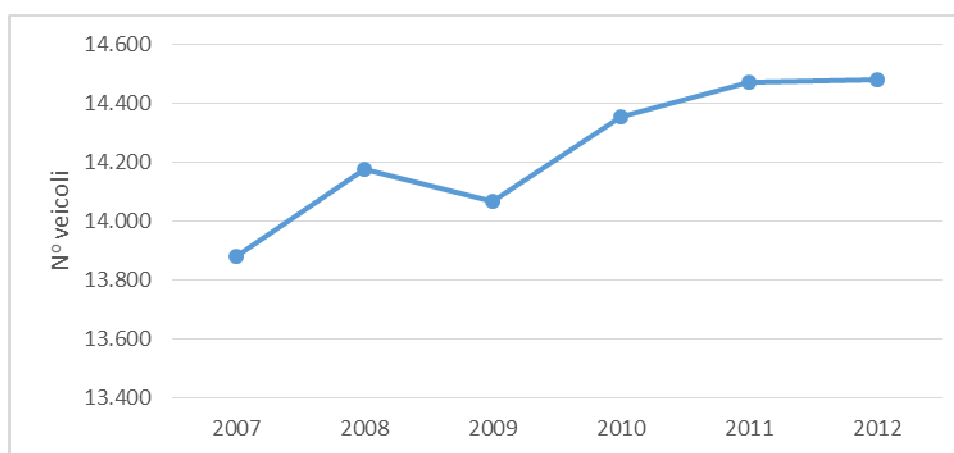


Fig. 5.10 — Andamento del numero di veicoli totali dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide

Nella tabella 5.22 si riportano i veicoli circolanti nel comune di Umbertide per gli anni 2007-2012, suddivisi per tipologia di alimentazione (benzina, gasolio, benzina/gasolio, benzina/metano) e per tipologia di mezzo (autoveicoli, autocarri, autobus, motocicli, motocarri). Ai fini del calcolo dei consumi, è stata formulata l'ipotesi che i veicoli con doppia alimentazione (benzina/metano e benzina/GPL) possano essere considerati rispettivamente come veicoli a metano o a GPL.

Per poter suddividere i veicoli circolanti in base alla tipologia di alimentazione, i dati sono stati scalati in maniera proporzionale con quelli provinciali (unici dati a disposizione forniti dall'ACI), rispettando le percentuali annuali.

Tab. 5.22 – Veicoli suddivisi per tipologia e per alimentazione circolanti dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide [ACI]

2007						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6111	70	80	1274	0	7535
GPL	298	6	0	0	0	304
Gasolio	4145	1259	12	0	18	5435
Metano	331	5	0	0	0	337
TOTALE	10887	1341	92	1274	18	13612
2008						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	6022	68	82	1337	0	7.510
GPL	288	6	0	0	0	294
Gasolio	4404	1279	14	0	19	5.715
Metano	379	8	0	0	0	388
TOTALE	11.094	1.362	96	1.337	19	13.908
2009						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5782	67	77	1391	0	7318
GPL	352	7	0	0	0	358
Gasolio	4588	1271	14	0	17	5890
Metano	450	13	0	0	0	463
TOTALE	11172	1359	91	1391	17	14030
2010						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5638	65	81	1479	0	7263
GPL	417	9	0	0	0	426
Gasolio	4800	1291	15	0	19	6125
Metano	488	20	0	0	0	508
TOTALE	11344	1385	96	1479	19	14323
2011						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5517	63	79	1513	0	7172
GPL	425	10	0	0	0	435
Gasolio	4964	1300	15	0	19	6298
Metano	514	21	0	0	0	535
TOTALE	11420	1395	94	1513	19	14441
2012						
	Autovetture	Autocarri merci	Motocarri	Motocicli	Autobus	TOTALE
Benzina	5379	61	78	1556	0	7074
GPL	464	11	0	0	0	475
Gasolio	5021	1263	16	0	18	6317
Metano	562	23	0	0	0	585
TOTALE	11426	1358	94	1556	18	14452

Dalla figura 5.11 si può osservare che tutte le tipologie di veicoli sono aumentati dal 2007 al 2012 con l'unica eccezione degli autobus, mentre in figura 5.12 si può notare che i veicoli a benzina sono diminuiti mentre sono aumentati quelli a gasolio, metano e GPL.

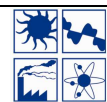




Fig. 5.11 - Andamento del numero di veicoli totali suddivisi per categorie dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide

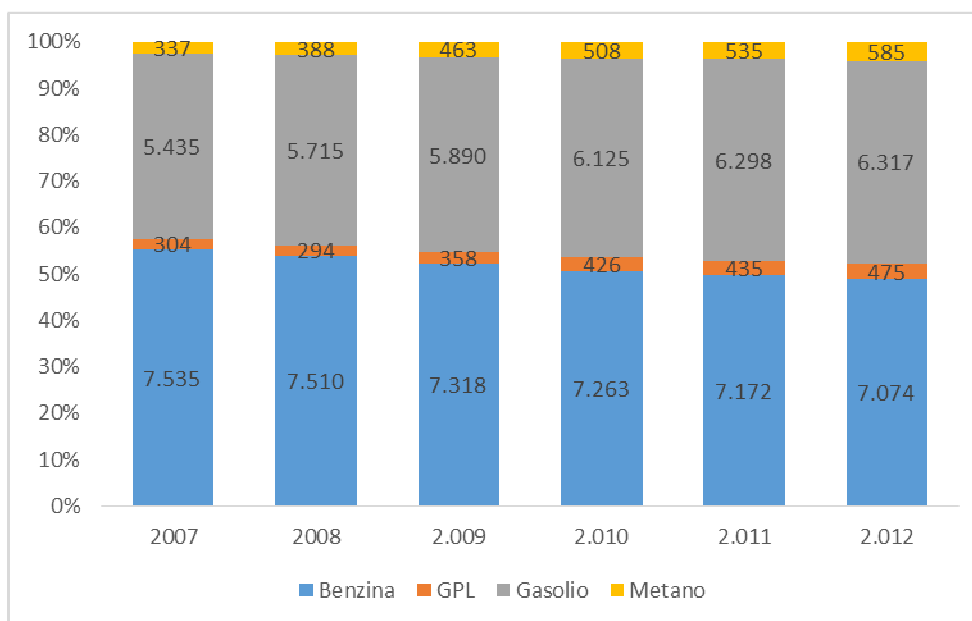


Fig. 5.12 - Andamento del numero di veicoli totali suddivisi per alimentazione dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide

Metodologia di stima dei consumi dal 2007 al 2012

I consumi totali di prodotti petroliferi nel Comune di Umbertide sono calcolati a partire dai dati di vendita provinciale forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico [8] e il rapporto tra auto equivalenti di Comune e Provincia.

Una volta determinato il parco auto, le auto equivalenti possono essere calcolate applicando opportuni coefficienti di conversione forniti dall'ENEA. In particolare, sono stati applicati i coefficienti mostrati in tabella 5.23, aggiornati nel 2008.

Tab. 5.23 - Coefficienti di conversione dei veicoli in auto equivalenti [ENEA 2007-2008]

Coefficienti di conversione	
Coefficiente di conversione degli autocarri in auto equivalenti	4
Coefficiente di conversione dei motoveicoli in auto equivalenti	0,15
Coefficiente di conversione degli autobus in auto equivalenti	15
Coefficiente di conversione dei ciclomotori in auto equivalenti	0,15
Coefficiente di conversione dei motocarri in auto equivalenti	0,15

In tabella 5.24 si riportano le auto equivalenti del Comune di Umbertide e della Provincia di Perugia. Sono stati presi in considerazione i dati di vendita provinciale del periodo 2007-2012, assumendo che le quantità di prodotti petroliferi vendute all'interno del territorio comunale coincidano con quelle effettivamente consumate; in tabella 5.25 sono riportati i valori provinciali dei consumi (in tonnellate) nel periodo 2007-2012.

Tab. 5.24 - Auto equivalenti del Comune di Umbertide e della Provincia di Perugia

Veicoli equivalenti - coefficienti ENEA 2008					
	Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano
Comune di Umbertide	2007	6596	9453	321	353
	2008	6509	9805	312	413
	2009	6271	9931	379	502
	2010	6131	10251	453	568
	2011	6009	10451	466	599
	2012	5867	10344	507	655
Provincia di Perugia	Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano
	2007	272088	381967	12974	14734
	2008	267878	406690	12490	17835
	2009	257468	415471	15287	21672
	2010	246735	421863	18216	24208
	2011	242988	435358	18811	27112
2012	238180	437295	20608	29693	

Tab. 5.25 – Vendite totali di prodotti petroliferi nella Provincia di Perugia (ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Benzina (ton)	119793	114238	109552	100766	94001	77673
Gasolio (ton)	386044	325389	317384	316227	310767	268013
GPL (ton)	9705	9640	10304	12382	12591	14223

I dati relativi ai consumi della Provincia di Perugia sono stati scalati a livello comunale, valutando i rapporti fra gli autoveicoli equivalenti circolanti tra Provincia e Comune. In tabella 5.26 si riportano i consumi dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti, suddivisi per tipologie, ed espressi in tonnellate e in tep.

Dalla figura 5.13 si osserva che nell'arco di tempo considerato si è assistito ad una diminuzione di consumi totali di prodotti petroliferi nei trasporti.

Sia per la Provincia che per il Comune, non sono disponibili i consumi di metano per autotrazione, per questo motivo, questi ultimi sono stati calcolati a partire dai veicoli equivalenti, ipotizzando un consumo medio di 14 km/m³ e una percorrenza media di 12000 km/anno, in linea con la media nazionale. In tabella 5.27 e in figura 5.14 si riportano i consumi di metano nel settore dei trasporti.

Tab. 5.26 – Consumi dei prodotti petroliferi nel Comune di Umbertide espressi in tonnellate e tep.

Consumi di prodotti petroliferi - Coefficienti ENEA 2008				
Anno	Benzina (ton)	Gasolio (ton)	GPL (ton)	Totale (ton)
2007	2.904	9.554	240	12.698
2008	2.776	7.845	241	10.861
2009	2.668	7.586	255	10.510
2010	2.504	7.684	308	10.496
2011	2.324	7.460	312	10.096
2012	1.913	6.340	350	8.603
Anno	Benzina (tep)	Gasolio (tep)	GPL (tep)	Totale (tep)
2007	3049	9745	265	13058
2008	2915	8002	265	11181
2009	2802	7738	281	10821
2010	2629	7838	339	10806
2011	2441	7609	343	10393
2012	2009	6467	385	8861

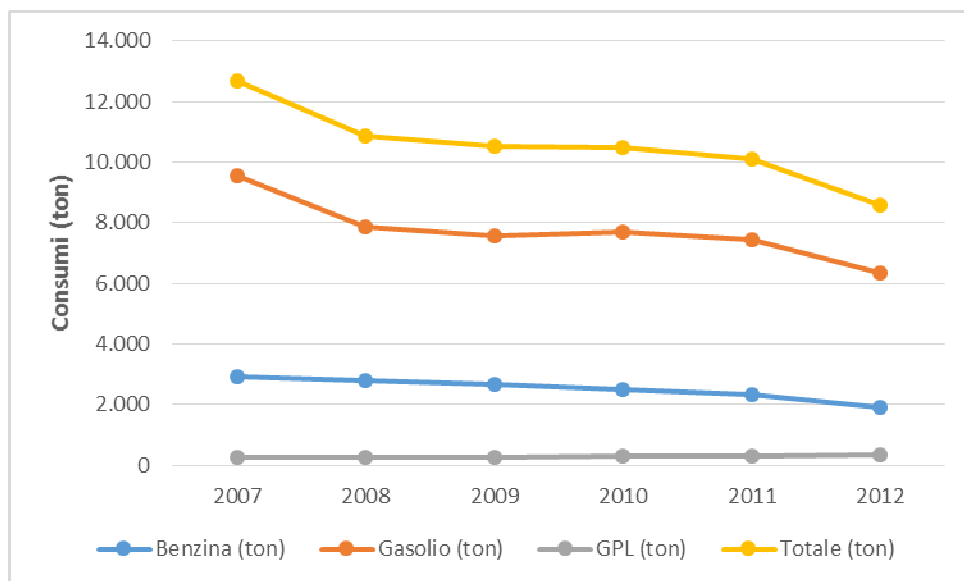


Fig. 5.13 - Consumi dei prodotti petroliferi (ton) nel Comune di Umbertide nel periodo 2007-2012 calcolati con i coefficienti ENEA 2008.

Tab. 5.27 – Stima dei consumi di metano nel settore dei trasporti

Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Veicoli equivalenti a metano	353	413	502	568	599	655
Consumi Comune (m³)	302.147	353.822	430.277	486.459	513.656	561.603
Consumi Comune (tep) ENEA 2008	249	292	355	401	424	463

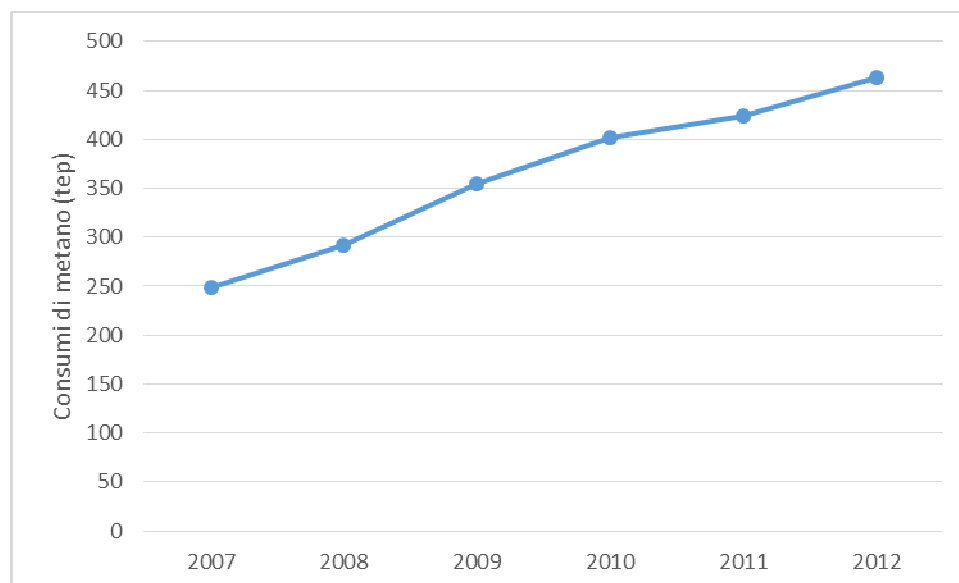


Fig. 5.14 – Consumi di metano (tep) per il settore dei trasporti, nel Comune di Umbertide nel periodo 2007-2012 calcolati con i coefficienti ENEA 2008

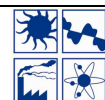
5.7 CONSUMI TOTALI FINALI PER SETTORE E PER FONTE

La tabella 5.28 mostra il riepilogo dei consumi finali in tep per fonti e per settori dal 2007 al 2012 nel Comune di Umbertide.

Si riporta inoltre la ripartizione percentuale per fonti e per settori (tabella 5.29 e 5.30, figura 5.15 e 5.16). I consumi finali totali diminuiscono negli anni, ma si ripartiscono sempre con percentuali medie simili, rispetto al consumo totale.

Tab. 5.28 – Consumi finali totali per fonte e per settore (tep) nel comune di Umbertide

Settore	Combustibili Solidi	Prodotti petroliferi	Metano	Energia elettrica	Totale
2007					
Agricoltura	-	865	-	409	1.274
Industria	-	294	1.913	4.562	6.769
Terziario	-	178	2.500	1.417	4.095
Trasporti	-	13.058	249	-	13.307
Residenziale	1.602	266	3.731	1.465	7.064
TOTALE	1.602	14.662	8.392	7.853	32.509
2008					
Agricoltura	-	696	-	420	1.116
Industria	-	253	1.969	4.345	6.567
Terziario	-	169	2.557	1.466	4.192
Trasporti	-	11.181	292	-	11.473
Residenziale	1.618	257	3.881	1.495	7.251
TOTALE	1.618	12.557	8.698	7.726	30.599
2009					
Agricoltura	-	650	-	429	1.079
Industria	-	216	1.776	3.751	5.743
Terziario	-	157	2.565	1.507	4.229
Trasporti	-	10.821	355	-	11.176
Residenziale	1.622	265	4.328	1.517	7.732
TOTALE	1.622	12.109	9.024	7.204	29.959
2010					
Agricoltura	-	604	-	460	1.064
Industria	-	199	1.942	4.841	6.982
Terziario	-	150	2.625	1.585	4.360
Trasporti	-	10.806	401	-	11.207
Residenziale	1.638	248	4.329	1.519	7.734
TOTALE	1.638	12.008	9.297	8.405	31.347
2011					
Agricoltura	-	627	-	451	1.078
Industria	-	146	1.306	5.090	6.542
Terziario	-	154	2.638	1.720	4.513
Trasporti	-	10.393	424	-	10.817
Residenziale	1.654	249	4.259	1.516	7.679
TOTALE	1.654	11.570	8.628	8.777	30.629
2012					
Agricoltura	-	565	-	481	1.046
Industria	-	103	811	4.825	5.739
Terziario	-	162	2.723	2.029	4.914
Trasporti	-	8.861	463	-	9.324
Residenziale	1.662	259	4.354	1.511	7.785
TOTALE	1.662	9.948	8.351	8.846	28.808



Tab. 5.29 - Ripartizione percentuale per fonti dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

Fonti	Combustibili solidi (%)	Prodotti Petroliferi (%)	Metano (%)	Energia Elettrica (%)
2007	5%	45%	26%	24%
2008	5%	41%	28%	25%
2009	5%	40%	30%	24%
2010	5%	38%	30%	27%
2011	5%	38%	28%	29%
2012	6%	35%	29%	31%

Tab. 5.30 - Ripartizione percentuale per settore dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

Anni	Agricoltura (%)	Industria (%)	Terziario (%)	Trasporti (%)	Residenziale (%)
2007	4%	21%	13%	41%	22%
2008	4%	21%	14%	37%	24%
2009	4%	19%	14%	37%	26%
2010	3%	22%	14%	36%	25%
2011	4%	21%	15%	35%	25%
2012	4%	20%	17%	32%	27%

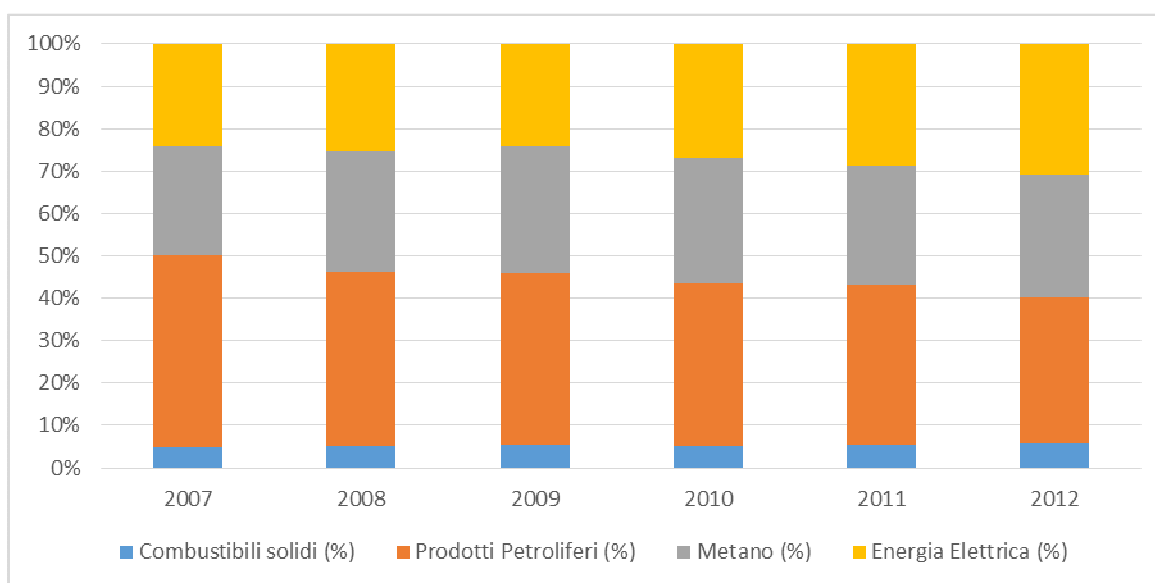


Fig. 5.15 - Ripartizione percentuale per fonti dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

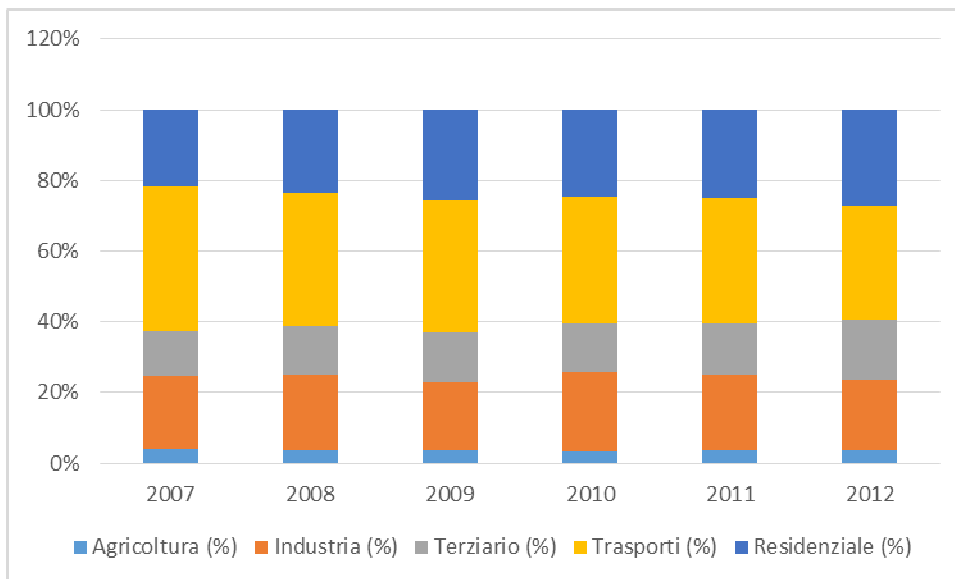


Fig. 5.16 - Ripartizione percentuale per settore dei consumi finali totali dal 2007 al 2012

I consumi totali seguono un andamento decrescente (figura 5.17): tale andamento rispecchia la crisi economica che ha colpito l'intero paese a partire dal 2008.

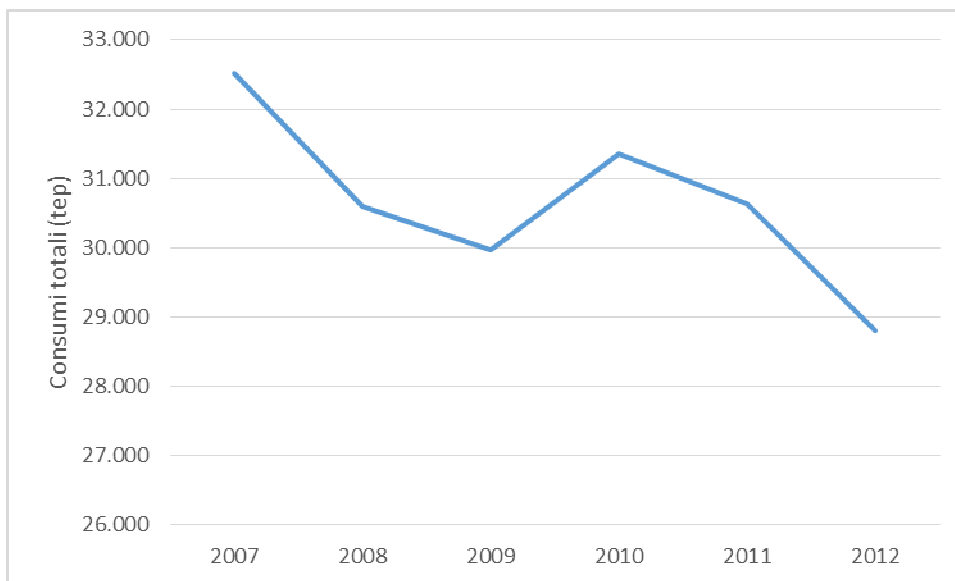


Fig. 5.17 – Andamento dei consumi totali finali dal 2007 al 2012

Nelle figure 5.18 e 5.19 si può osservare l'andamento dei consumi finali suddivisi rispettivamente, per fonte e per settore.

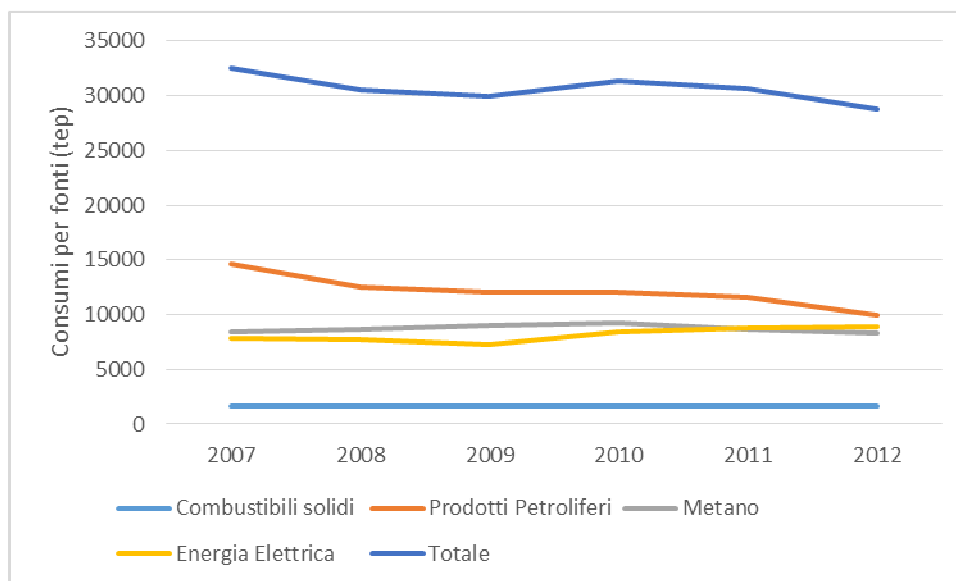


Fig. 5.18 - Andamento per fonti dei consumi finali dal 2007 al 2012

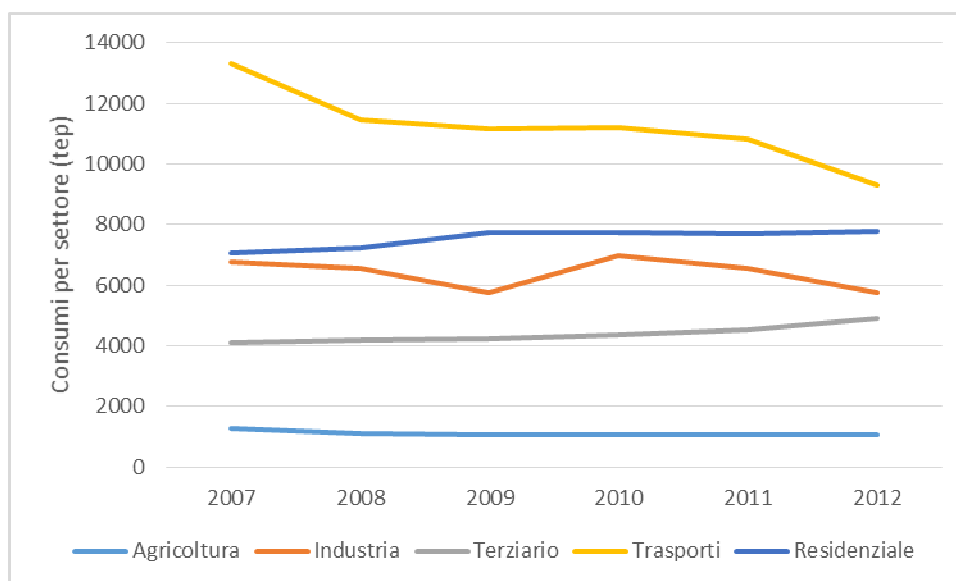


Fig. 5.19 - Andamento per settore dei consumi finali dal 2007 al 2012

Il consumo energetico pro-capite è definito come il rapporto tra il consumo totale nel territorio comunale ed il totale dei residenti nel territorio stesso; nella tabella 5.31 è riportato il consumo annuale pro-capite nel Comune di Umbertide e in Italia [10]: Umbertide presenta valori inferiori rispetto alla media nazionale.

Tab. 5.31 – Consumo energetico totale pro-capite dal 2007 al 2012

Anni	Abitanti	Consumi finali tot (tep)	Pro-capite Umbertide (tep/ab)	Pro-capite Italia (tep/ab)
2007	16332	32509	1,99	2,35
2008	16659	30599	1,84	2,24
2009	16763	29959	1,79	2,13
2010	16890	31347	1,86	2,15
2011	16480	30629	1,86	-
2012	16628	28808	1,73	-

L'andamento dei consumi energetici per abitante è rappresentato in figura 5.20: si sottolinea come i consumi pro-capite presentino un andamento decrescente, in linea con la tendenza nazionale.

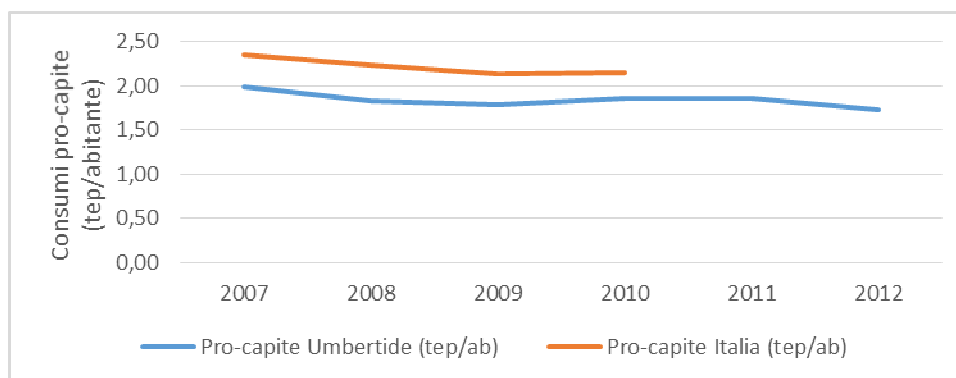


Fig. 5.20 – Andamento dei consumi finali pro capite dal 2007 al 2012

Risulta di particolare interesse anche la valutazione del consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente (tabella 5.32 e figura 5.23).

Tab. 5.32 – Consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente dal 2007 al 2012

Anni	Auto equivalenti	Consumi trasporti	Prodotti petroliferi/auto eq.
2007	16722	14514	0,87
2008	17038	12432	0,73
2009	17083	12125	0,71
2010	17403	12201	0,70
2011	17524	11769	0,67
2012	17373	10211	0,59

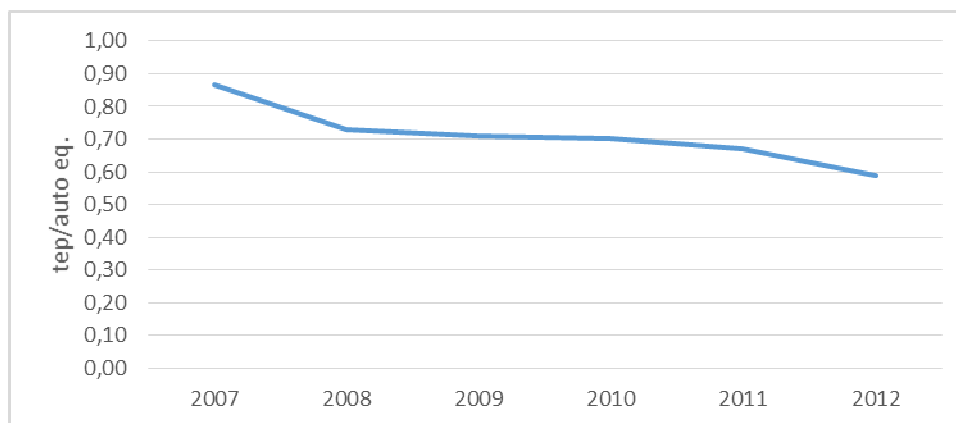


Fig. 5.21 – Andamento dei consumi di prodotti petroliferi per auto equivalente dal 2007 al 2012

In tabella 5.33 si riporta infine il numero di auto equivalenti per abitante:

Tab. 5.33 - Auto equivalenti per abitante

Anni	Auto equivalenti	Abitanti	Auto eq./ab
2007	16722	16332	1,02
2008	17038	16659	1,02
2009	17083	16763	1,02
2010	17403	16890	1,03
2011	17524	16480	1,06
2012	17373	16628	1,04

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministero delle Attività Produttive, Direzione generale delle fonti di energia e delle risorse minerarie, Bilancio Energetico Nazionale 2000, 2001.
- [2] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, Delibera n. 229/2012/R/gas Disposizioni per la Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale
- [3] V.Gerardi, G.Perrella, I Consumi Energetici di Biomasse nel Settore Residenziale in Italia nel 1999, ENEA, 2001
- [4] APAT-ARPA Lombardia, Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia, 2008
- [5] ISTAT, 14° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni, 2001
- [6] <http://www.comuni-italiani.it/054/027/statistiche/recenti.html>
- [7] ISTAT, 5° Censimento Generale dell'Agricoltura, 2000.
- [8] <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/venditeprovinciali.asp>
- [9] <http://www.energia.enea.it/politiche-e-strategie-1/politiche-e-strategie-nelle-regioni/sistemi-informativi-energetici-regionali/bilanci-energetici-regionali/i-ber-2005-2008.aspx>
- [10] <http://www.energia.enea.it/it/dati/int01b.htm>

CAPITOLO 6
OFFERTA DI ENERGIA DEL COMUNE DI UMBERTIDE
6.1 INTRODUZIONE

Conoscere l'offerta di energia nel territorio comunale è importante per poter effettuare un bilancio energetico comunale.

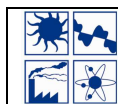
Sul territorio del comune di Umbertide non sono presenti impianti per la produzione di energia da combustibili fossili, pertanto, l'unica offerta di energia è proveniente da fonti energetiche rinnovabili. È stata dunque effettuata una ricognizione degli impianti presenti sul territorio comunale al fine di determinare l'offerta energetica da inserire a bilancio.

È necessario esprimere la domanda e l'offerta di energia nella stessa unità di misura, il tep (tonnellata equivalente di petrolio), così, anche per l'offerta di energia, come per la domanda, si è fatto riferimento alla Direttiva 20-20-20 e al Piano di Azione Nazionale, che utilizzano per l'equivalente termico dell'energia elettrica il fattore di conversione $1 \text{ kWhe} = 8,59 \times 10^{-5} \text{ tep}$.

Le fonti da cui sono tratte le informazioni e i dati analizzati nel seguito sono riportati in tabella 6.1.

Tab. 6.1 - Dati impiegati nel calcolo dell'offerta energetica del Comune di Umbertide.

Dati	Base territoriale	Periodo	Fonte
Eolico	-	-	-
Solare termico	Comunale	2010 - 2012	Stima
Solare fotovoltaico	Comunale	2006 - 2013	GSE (Gestore dei Servizi Energetici)
Green Procurement	Comunale	2006 - 2012	CEV – Global Power
Idroelettrico	Comunale	2008 - 2012	Comune di Umbertide
Cogenerazione	Comunale	2013	CogenLab srl
Biomasse	-	-	-
Geotermico a bassa entalpia	Comunale	-	Comune di Umbertide
Caldaie a legna/pellet	Comunale	2006 - 2012	Stima metodologia ENEA

6.2 SOLARE FOTOVOLTAICO


Il GSE, nell'ambito delle attività previste dall'art. 40 del D.Lgs. 28/2011 di monitoraggio delle fonti rinnovabili, ha realizzato un sistema informativo geografico "ATLASOLE" contenente dati e informazioni sugli impianti fotovoltaici che hanno fatto richiesta di incentivo mediante il Conto Energia (CE). Atlasole consente la consultazione interattiva degli impianti fotovoltaici, aggregati su base comunale, provinciale, regionale, raggruppati per classi di potenza e per numerosità in funzione della base amministrativa prescelta dall'utilizzatore.

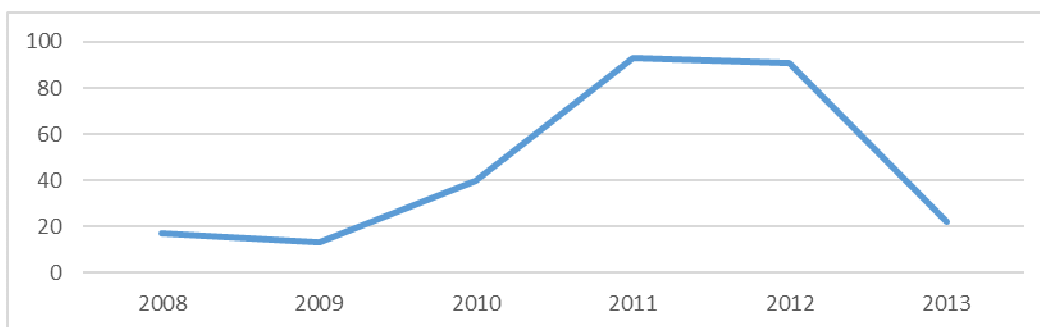


Fig. 6.1 – Numero impianti entrati in esercizio nei rispettivi anni nel comune di Umbertide [GSE]

Dalla figura 6.1 si osserva un incremento notevole del numero di impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 2008, grazie soprattutto agli incentivi del Conto Energia. Nella figura 6.2, 6.3 e nella tabella 6.2 si riportano il numero di impianti fotovoltaici installati suddivisi in base alla taglia e la potenza installata.

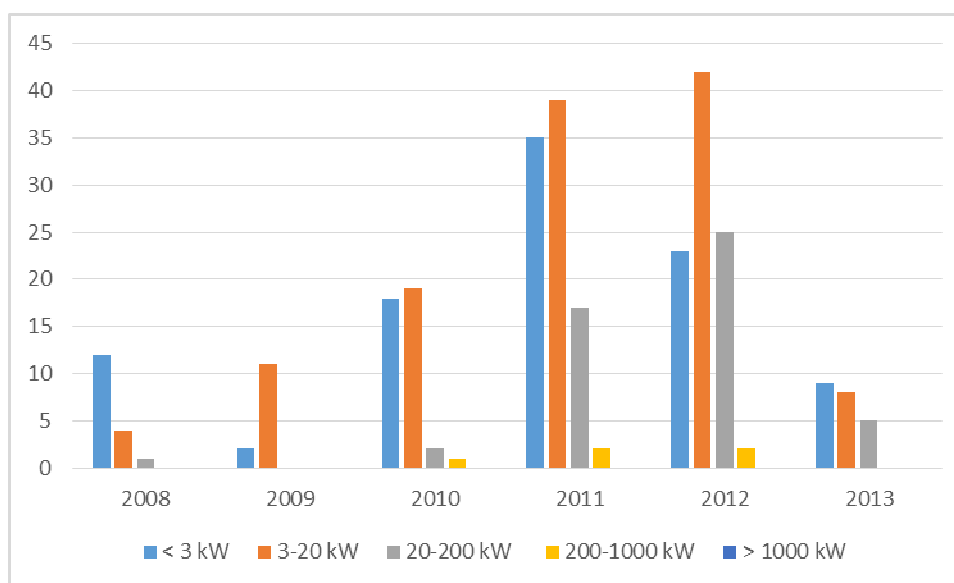


Fig. 6.2 – Numero di installazione fotovoltaiche [GSE]

Tab. 6.2 – Numero di installazioni fotovoltaiche [GSE]

Numero di istallazioni annuali	Anno					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Classi di potenza						
< 3 kW	12	2	18	35	23	9
3-20 kW	4	11	19	39	42	8
20-200 kW	1	0	2	17	25	5
200-1000 kW	0	0	1	2	2	0
> 1000 kW	0	0	0	0	0	0

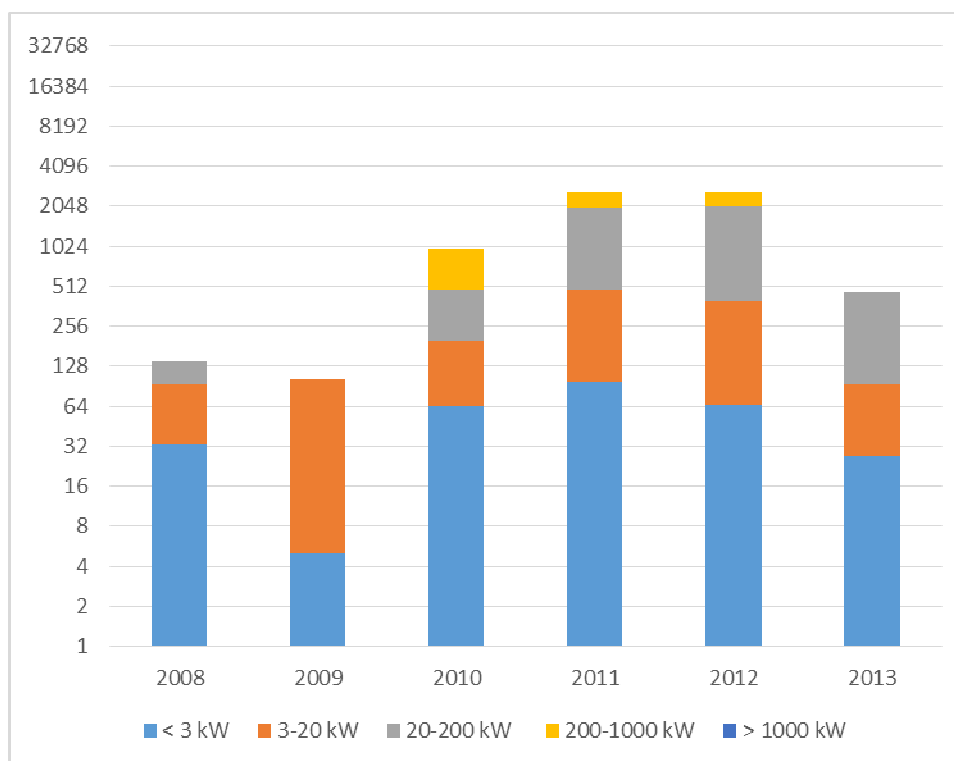


Fig. 6.3 – Potenza installata annualmente dal 2008 al 2013 [GSE]

Dal sito internet dell'ENEA [1], è possibile calcolare la radiazione solare incidente nel luogo di interesse; con l'inserimento dei seguenti dati di input: condizioni di inclinazione (Tilt) pari a circa 15°, orientamento (azimut) dei pannelli solari a sud est (o sud ovest) e coefficiente di riflessione del suolo pari a 0,2, si ottiene un valore della radiazione globale annua di 1320 kWh/m². Ne consegue che la produzione media annua è di 1240 kWh/kW di picco di potenza installata; tale valore è in linea con i dati statistici della producibilità noti per il territorio comunale.

Attraverso la tecnologia del fotovoltaico, solo parte dell'energia elettrica prodotta viene autoconsumata dal proprietario dell'impianto, mentre l'eccedenza viene immessa in rete. Per valutare tali contributi risulta opportuno effettuare una suddivisione degli impianti in base alla modalità di connessione alla rete elettrica. Le modalità previste dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sono sostanzialmente due: lo scambio sul posto e il ritiro dedicato (sostituita poi dalla tariffa omnicomprensiva).

In base a quanto descritto nei vari Conti Energia, si riporta la seguente suddivisione (P = potenza di picco):

- I Conto Energia (non sono presenti impianti con il primo conto sul Comune di Umbertide):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>20 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- II Conto Energia (tabella 6.3):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- III Conto Energia (tabella 6.4):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- IV Conto Energia (tabella 6.5):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano il Ritiro Dedicato (RD).
- V Conto Energia (tabella 6.6):
 - Impianti con P<20 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P<200 kW sfruttano lo Scambio Sul Posto (SSP);
 - Impianti con P>200 kW sfruttano la Tariffa Omnicomprensiva (TO).

Tab. 6.3 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, II Conto Energia

2		2008		2009		2010		2011		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	SSP
	Privato	93,91	116,45	103,36	128,17	189,06	234,43	137,80	170,87	
	TOTALE	93,91	116,45	103,36	128,17	189,06	234,43	137,80	170,87	
20<P<200	Comunale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	SSP
	Privato	45,90	56,92	0,00	0,00	284,06	352,23	785,12	973,55	
	TOTALE	45,90	56,92	0,00	0,00	284,06	352,23	785,12	973,55	
P>200	Comunale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	RD
	Privato	0,00	0,00	0,00	0,00	496,80	616,03	0,00	0,00	
	TOTALE	0,00	0,00	0,00	0,00	496,80	616,03	0,00	0,00	

Tab. 6.4 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, III Conto Energia

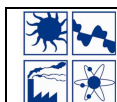
3		2011		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0	0,0	SSP
	Privato	88,4	109,7	
	TOTALE	88,4	109,7	
20<P<200	Comunale	0	0,0	SSP
	Privato	30,2	37,5	
	TOTALE	30,2	37,5	
P>200	Comunale	0	0,0	RD
	Privato	0	0,0	
	TOTALE	0	0	

Tab. 6.5 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, IV Conto Energia

4		2011		2012		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0	0,0	0	0,0	SSP
	Privato	258,8	320,9	322,9	400,4	
	TOTALE	258,8	320,9	322,9	400,4	
20<P<200	Comunale	0	0,0	0	0,0	SSP
	Privato	701,8	870,3	1615,4	2003,0	
	TOTALE	701,8	870,3	1615,4	2003,0	
P>200	Comunale	0	0,0	0	0,0	RD
	Privato	601,4	745,8	542,3	672,5	
	TOTALE	601,4	745,8	542,3	672,5	

Tab. 6.6 – Potenza installata annualmente ed energia prodotta a seconda della modalità di connessione alla rete elettrica, V Conto Energia

5		2012		2013		Modalità di connessione alla rete elettrica
		P [kW]	E [MWh]	P [kW]	E [MWh]	
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP



	Privato	68,6	85,0	93,3	115,6	
	TOTALE	68,6	85,0	93,3	115,6	
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	SSP
	Privato	40,0	49,6	368,3	456,7	
	TOTALE	40,0	49,6	368,3	456,7	
P>200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	TO
	Privato	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TOTALE	0,0	0,0	0,0	0,0	

La produzione di energia elettrica compensa, in parte (per la quota di autoconsumo), i consumi quando avviene lo scambio sul posto; nel caso di vendita, non c'è contributo alla diminuzione dei consumi, pertanto, la quota di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici da mettere a bilancio va depurata dalla quota di autoconsumo già in qualche modo conteggiata nella voce consumi in quanto responsabile della riduzione del tasso di crescita della domanda.

Nella valutazione dei consumi elettrici relativi al territorio comunale riportata nel paragrafo 5.2 non sono stati conteggiati quelli effettuati in regime di scambio sul posto. Infatti, solamente la parte degli utenti che in regime di vendita immettono in rete tutta la loro produzione e che consumano prelevando dalla rete hanno i loro consumi contabilizzati in bolletta per intero. Per gli impianti allacciati in regime di scambio sul posto occorre introdurre delle ipotesi finalizzate allo scorporo della quota di autoconsumo. Per tali impianti è ragionevole ipotizzare che il dimensionamento sia stato effettuato sulla base del fabbisogno di energia elettrica in modo da massimizzare il vantaggio apportato dal regime di scambio sul posto.

Per stimare le percentuali di energia immessa in rete e autoconsumata, si fa riferimento a quelle stimate per il PEAC di Perugia.

Per gli impianti di potenza compresa tra 20 kW e 200 kW si ipotizza che l'utenza sia di tipo industriale/terziario e che l'energia immessa in rete è pari al 27% mentre il 73% è la quota di autoconsumo.

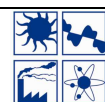
Per gli impianti di potenza inferiore a 20 kW si ipotizza invece che l'utenza sia di tipo residenziale e che l'energia immessa in rete sia pari al 44% mentre il 56% è la quota di autoconsumo (tabella 6.7).

Ai fini del bilancio energetico, la quota in autoconsumo va considerata sia nella domanda che nell'offerta di energia, mentre la quota immessa costituisce soltanto un contributo all'offerta (tabella 6.8, 6.9).

Ai fini del confronto con le altre fonti si riportano in tabella 6.10 i consumi finali di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e la produzione stessa in tep.

Tab. 6.7 – Energia elettrica prodotta in regime di scambio sul posto (MWh)

SSP [MWh]		2008			2009			2010		
		Tot	Autoconsumo	Immessa	Tot	Autoconsumo	Immessa	Tot	Autoconsumo	Immessa
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	116,4	65,2	51,2	128,2	71,8	56,4	234,4	131,3	103,2
	TOTALE	116,4	65,2	51,2	128,2	71,8	56,4	234,4	131,3	103,2
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	56,9	41,5	15,4	0,0	0,0	0,0	352,2	257,1	95,1



	TOTALE	56,9	41,5	15,4	0,0	0,0	0,0	352,2	257,1	95,1
SSP [MWh]	2011			2012			2013			
	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	Tot	Autoconsumo	Imnessa	
P<20	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	601,5	336,8	264,6	485,4	271,8	213,6	115,6	64,8	50,9
	TOTALE	601,5	336,8	264,6	485,4	271,8	213,6	115,6	64,8	50,9
20<P<200	Comunale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Privato	1881,3	1373,4	508,0	2052,6	1498,4	554,2	456,7	333,4	123,3
	TOTALE	1881,3	1373,4	508,0	2052,6	1498,4	554,2	456,7	333,4	123,3

Tab. 6.8 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica per ogni anno di installazione (MWh)

Autoconsumi	Scambio sul posto [MWh]		
	Anno	Comunale	Privato
2008	0,00	106,76	106,76
2009	0,00	71,77	71,77
2010	0,00	388,41	388,41
2011	0,00	1710,18	1710,18
2012	0,00	1770,25	1770,25
2013	0,00	398,14	398,14

Produzione	Scambio sul posto [MWh]			Ritiro dedicato / Tariffa omnicomprensiva [MWh]			TOTALE [MWh]		
	Anno	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato
2008	0,00	173,36	173,36	0,00	0,00	0,00	0,00	173,36	173,36
2009	0,00	128,17	128,17	0,00	0,00	0,00	0,00	128,17	128,17
2010	0,00	586,67	586,67	0,00	616,03	616,03	0,00	1202,70	1202,70
2011	0,00	2482,78	2482,78	0,00	745,76	745,76	0,00	3228,54	3228,54
2012	0,00	2538,04	2538,04	0,00	672,50	672,50	0,00	3210,55	3210,55
2013	0,00	572,33	572,33	0,00	0,00	0,00	0,00	572,33	572,33

Tab. 6.9 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica cumulati da includere nel bilancio (MWh)

Autoconsumi	Scambio sul posto cumulato [MWh]		
	Anno	Comunale	Privato
2008	0,00	106,76	106,76
2009	0,00	178,53	178,53
2010	0,00	566,95	566,95
2011	0,00	2277,13	2277,13
2012	0,00	4047,38	4047,38



		2013			0,00	4445,52	4445,52			
Produzione Cumulata	Scambio sul posto [MWh]			Ritiro dedicato / Tariffa omnicomprendiva [MWh]			TOTALE [MWh]			
	Anno	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2008	0,00	173,36	173,36	0,00	0,00	0	0,00	173,36	173,36	
2009	0,00	301,53	301,53	0,00	0,00	0	0,00	301,53	301,53	
2010	0,00	888,20	888,20	0,00	616,03	616,032	0,00	1504,23	1504,23	
2011	0,00	3370,98	3370,98	0,00	1361,79	1361,79	0,00	4732,77	4732,77	
2012	0,00	5909,02	5909,02	0,00	2034,29	2034,29	0,00	7943,32	7943,32	
2013	0,00	6481,36	6481,36	0,00	2034,29	2034,29	0,00	8515,65	8515,65	

Tab. 6.10 – Autoconsumi e produzione di energia elettrica in tep

Anno	Autoconsumi [tep]			Produzione totale [tep]			Produzione netta [tep]		
	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE	Comunale	Privato	TOTALE
2008	0,0	9,2	9,2	0,0	14,9	14,9	0,0	5,7	5,7
2009	0,0	15,3	15,3	0,0	25,9	25,9	0,0	10,6	10,6
2010	0,0	48,7	48,7	0,0	129,2	129,2	0,0	80,5	80,5
2011	0,0	195,6	195,6	0,0	406,5	406,5	0,0	210,9	210,9
2012	0,0	347,7	347,7	0,0	682,3	682,3	0,0	334,7	334,7
2013	0,0	381,9	381,9	0,0	731,5	731,5	0,0	349,6	349,6

Dal momento che la quota di autoconsumo va aggiunta nei dati dei consumi di energia elettrica, si è considerato che gli impianti con potenza inferiore ai 3 kW sono da conteggiare nel settore residenziale mentre quelli con potenza superiore sono da includere nel settore industriale (tabella 6.11)

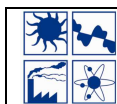
Tab. 6.11 – Quota di autoconsumi di energia elettrica in tep da considerare nella domanda di energia elettrica

Anno	Residenziale	Industriale	TOTALE
2008	1,97	7,20	9,17
2009	2,27	13,06	15,34
2010	6,13	42,57	48,70
2011	12,00	183,61	195,61
2012	15,89	331,78	347,67
2013	17,49	364,38	381,87

6.3 SOLARE TERMICO

Il Comune di Umbertide ha dotato nel corso degli anni alcuni edifici pubblici, di pannelli solari termici con per la produzione di acqua calda sanitaria (Scuola Pierantonio, Istituto di Istruzione Superiore Leonardo da Vinci, Piscina Comunale Via Morandi).

Per poter stimare i m² complessivi di impianti solari termici installati nel territorio comunale, si è effettuato una proporzione con quelli presenti nel comune di Perugia al 2010. In base al rapporto tra il numero di abitanti dei due comuni di 1:10: si ottengono 695 m² di impianti. Tenendo conto del fatto che nonostante la radiazione solare globale media annua su superficie orizzontale nel Comune di Umbertide sia pari a 1.444 kWh/m² [2] e che l'efficienza del pannello solare sia alta, pari a circa 0,9, non si può



comunque prescindere dal considerare l'efficienza complessiva dell'impianto, nonché le perdite notturne, per cui si è scelto di adottare per l'efficienza complessiva un valore di poco superiore a 0,4; quindi si può ipotizzare una producibilità media di 600 kWh/m², ottenendo una produzione di energia termica pari a 377 MWh che corrispondono a 32,4 tep.

Per la stima della produzione di energia termica negli anni successivi al 2010, si può procedere allo stesso modo, rapportando al Comune di Umbertide l'incremento di metri quadrati di impianti installati utilizzato nel PEAC del comune di Perugia.

In tabella 6.12 si riportano i dati così ottenuti fino al 2012.

Tab. 6.12 – Stima produzione di energia termica nel Comune di Umbertide

Stima solare termico - Comune di Umbertide			
Anno	Mq impianti	MWh di energia termica prodotta	Tep risparmiate
2010	629	377,2	32,4
2011	780	468,0	40,2
2012	931	558,8	48,0

Lo sfruttamento dell'energia solare termica, soprattutto per la produzione di acqua calda sanitaria, si traduce in un minor consumo di metano, gasolio e GPL da riscaldamento; tale risparmio risulta dunque già ricompreso nei consumi finali allo stato attuale.

6.4 IDROELETTRICO

Nel territorio comunale è presente una centrale idroelettrica che sfrutta l'acqua corrente del Tevere in corrispondenza di un vecchio mulino in località Mola-Casanova. La conclusione dei lavori per la sua realizzazione è avvenuta il 16/09/2004 ma è entrata in esercizio solo nel Settembre 2005 in seguito all'allaccio alla rete Enel MT.

Le opere realizzate per la centrale idroelettrica sono costituite da uno sbarramento, da uno scolmatore, da un'opera di presa con canale di adduzione, da un fabbricato macchine e dalla cabina elettrica. L'impianto è dimensionato per lo sfruttamento di della portata massima di 15 mc/sec e un salto massimo di 5,5 m, da queste caratteristiche ne deriva una producibilità media annua di 2.820.000 KWh.



Fig. 6.4 – Centrale idroelettrica di Umbertide, località Mola-Casanova

L'impianto è costituito da due turbine KAPLAN ad asse verticale con portata massima rispettivamente di 5,0 mc/sec e 10,0 mc/sec e potenze rese all'asse rispettivamente di 235 KW e 436 KW. In tabella 6.13, sono riportati i dati tecnici nominali della centrale idroelettrica mentre in tabella 6.14 è riportata la produzione di energia elettrica annua media secondo i dati del Comune di Umbertide nel periodo 2008-2012 (KWh-Tep).

Tab. 6.13 – Dati tecnici della centrale idroelettrica

Portata massima derivata	15 mc/sec.
Salto massimo	5.5 mt.
Portata media	7.7 mc/sec.
Salto medio	5.2 mt.
Potenza nominale	392 kW.
Potenza massima effettiva	635 kW.
Energia media prodotta in 8.760 ore di esercizio annuo (rendimento 0.82) $7.7 \times 5.2 \times 9.81 \times 0.82 \times 8600 =$	2.820.000 KWh

Tab. 6.14 – Produzione di energia elettrica da includere nel bilancio (KWh-Tep)

Produzione					
Anno	2008	2009	2010	2011	2012
KWh	2.018.000	2.714.000	3.019.000	2.081.000	1.575.000
Tep	173,35	233,13	259,33	178,76	135,29

6.5 CONSUMO DI LEGNA NEL RISCALDAMENTO DOMESTICO

Nel paragrafo 5.4 è stata condotta una stima per il consumo di legna da ardere e assimilati all'interno del Comune di Umbertide. Nell'ipotesi che la biomassa sia interamente proveniente dal territorio comunale e che pertanto non esistano costi energetici aggiuntivi dovuti al trasporto di tale combustibile, si stima l'energia termica prodotta in tep.

Lo sfruttamento dell'energia termica da tale combustibile si traduce in un minor consumo di metano, gasolio e GPL da riscaldamento; tale risparmio risulta dunque già ricompreso nei consumi finali allo stato attuale.

6.6 GREEN PROCUREMENT - CERTIFICATI VERDI

Il Comune di Umbertide dal 2006 è socio del consorzio CEV, ed acquista "energia verde", cioè energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, per coprire in parte o completamente il proprio fabbisogno. In tabella 6.15 si riportano i dati delle forniture acquistate dal comune, ed i relativi tep risparmiati.

Tab. 6.15 – Acquisti di energia verde del Comune di Umbertide (KWh-Tep)

Anno	Fornitura energia elettrica kWh	Energia da fonti rinnovabili %	Fornitura da fonti rinnovabili kWh	Fornitura da fonti rinnovabili tep
2006	2349910	30	704973	60,56
2007	2519390	30	755817	64,92
2008	2545889	30	763767	65,61
2009	2675875	100	2675875	229,86
2010	2974987	100	2974987	255,55
2011	3338092	100	3338092	286,74
2012	3304408	100	3304408	283,85

6.7 COGENERAZIONE, BIOMASSE, EOLICO, GEOTERMICO

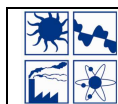
La produzione di energia da eolico e biomasse risulta al 2012 assente sul territorio comunale.

Al cospetto della centrale idroelettrica di Mola-Casanova è presente un piccolo impianto geotermico a bassa entalpia utilizzato per il riscaldamento del CEA (Centro di Esperienza Ambientale). Vista l'esigua potenza dell'impianto, il risparmio che si ottiene su tutto il territorio del comune è modesto, per cui non è considerato nel bilancio energetico.

Per quanto riguarda la cogenerazione, il 23 Giugno 2013 è stato inaugurato l'impianto di trigenerazione dell'Istituto Prosperius Tiberino realizzato da CogenLab Srl. L'intervento ha previsto la realizzazione di un sistema rigenerativo a servizio principalmente dell'Istituto Prosperius, struttura già asservita da un impianto di cogenerazione alimentato a gas metano di rete. L'impianto è in grado di produrre a pieno carico 232 KWh elettrici e contemporaneamente 369 kWh termici.

Complessivamente l'impianto ha una produzione di energia elettrica annua stimata dichiarata di 1.322.258 kWh equivalenti a 113,6 tep, ed una produzione termica annua stimata dichiarata di 1.755.354 kWh equivalenti a 150,8 tep. Dato che questi dati non sono riferiti al periodo di bilancio energetico 2007 – 2012, saranno comunque tenuti presenti nella proposta di interventi futuri.

6.8 PRODUZIONE FINALE TOTALE



La tabella 6.16 mostra il riepilogo della produzione di energia da fonti rinnovabili finali in tep dal 2007 nel Comune di Umbertide; si riporta inoltre il valore della domanda e dell'offerta di energia complessiva anno per anno e la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Tab. 6.16– Riepilogo domanda ed offerta di energia per il territorio del Comune di Umbertide nel periodo 2007-2012 (tep)

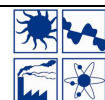
Fonte	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Eolico	-	-	-	-	-	-
Solare termico				32,4	40,2	48
Solare fotovoltaico	-	14,9	25,9	129,2	406,5	682,3
Idroelettrico	-	173,4	233,1	259,3	178,8	135,3
Cogenerazione	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-
Geotermico a bassa entalpia	-	-	-	-	-	-
Caldaie a legna/pellet	1.602	1618,30	1621,90	1637,70	1653,80	1662,20
Acquisti Energia Verde	65	65,60	229,86	255,55	286,74	283,85
OFFERTA TOTALE	1667	1872	2111	2314	2566	2812
DOMANDA TOTALE	32509	30599	29959	31347	30629	28808
PENETRAZIONE FER	5,1%	6,1%	7,0%	7,4%	8,4%	9,8%

Si evidenzia come l'offerta di energia ricopre al 2012 solo il 9,8% della domanda complessiva. Un importante contributo al raggiungimento di questo obiettivo è stato fornito dal recente incremento di impianti solari fotovoltaici.

BIBLIOGRAFIA

[1] <http://www.solaritaly.enea.it/CalcRggmmIncl/Calcola1.php?Calcolo3=Nuovo+calcolo>

[2] Atlante solare della radiazione italiana, ENEA



CAPITOLO 7

STIMA DELLE EMISSIONI DIRETTE DEL COMUNE DI UMBERTIDE

7.1 INTRODUZIONE

Nella stima delle emissioni in atmosfera rivestono un'importanza fondamentale i fattori di emissione tipici dei principali gas serra, ossia CO₂, CH₄ e N₂O relativi alle diverse fonti.

Sono state considerate le sole fonti di emissione di tipo energetico, che sono responsabili di quasi il 90% del totale di gas serra emessi e sulle quali, pertanto, è possibile intervenire con azioni mirate da parte di enti e autorità locali.

Tra le fonti non energetiche di emissione si è tenuto conto del settore smaltimento dei rifiuti che contribuisce in buona parte alla quota di metano. Non sono state calcolate le emissioni da fonti non energetiche legate a particolari processi industriali, peraltro non elevate considerando le attività economiche presenti sul territorio comunale e sulle quali l'azione delle autorità locali risulta comunque limitata.

La valutazione delle emissioni in atmosfera legate ai consumi di energia è stata effettuata per settori:

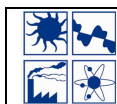
- agricoltura
- residenziale;
- industria e artigianato;
- terziario;
- trasporti;
- smaltimento dei rifiuti.

Sono state calcolate le sole emissioni dirette, ovvero quelle associate all'uso finale dell'energia e legate pertanto al funzionamento dei dispositivi che impiegano i diversi vettori energetici; non sono quindi contemplate le applicazioni elettriche, che sono causa di sole emissioni indirette.

Le emissioni indirette (cioè legate ai processi di estrazione, lavorazione e trasporto dei combustibili) e materiali (cioè legate alla costruzione dei dispositivi) non sono state considerate per le seguenti motivazioni:

- possono non interessare il territorio comunale in quanto prodotte all'esterno;
- se interessano il territorio comunale sono comunque già computate nelle emissioni associate ai settori industria, artigianato e terziario.

Le emissioni sono espresse in termini di tonnellate di CO₂ equivalente, che rappresenta il contributo totale all'effetto serra dei gas serra emessi (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆), valutato come se l'unico gas serra fosse la CO₂.



7.2 STIMA EMISSIONI DI CO₂ EQUIVALENTE

Per la stima delle emissioni dovute ai combustibili solidi, prodotti petroliferi (olio combustibile, gasolio, benzina e GPL) e metano, sono stati utilizzati i fattori di emissione IPPC dal documento “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” [1].

Per le emissioni legate all'utilizzo di energia elettrica, è stato utilizzato un fattore di emissione convenzionale pari a 0,5 tCO₂/MWh [2].

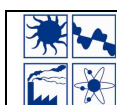
Per quanto concerne i rifiuti, il coefficiente di emissione utilizzato è stato sviluppato da Ecometrica, basandosi su fattori di emissione predefiniti dal rapporto IPCC del 2006, Smith et al 2001 e EPA 2008 [3]. Una parte rilevante (oltre il 60%) dei rifiuti nel Comune di Umbertide è raccolta in maniera differenziata. Tuttavia, il riciclato per raccolta differenziata si suppone non produttore di gas serra diretti in quanto all'atto della loro lavorazione industriale le emissioni sono computate nel settore industriale. Attualmente non si procede ad incenerimento di rifiuti all'interno del comune, pertanto, la produzione di gas serra diretta si riduce a quella di metano dai rifiuti in discarica.

In tabella 7.1 si riportano le emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti.

Nella figura 7.1 si riporta l'andamento delle emissioni di CO₂ equivalenti totali nel periodo 2007-2012 e si nota una tendenza decrescente (dovuta principalmente alla crisi che ha coinvolto l'intero paese).

Dalla figura 7.2 si evince che i trasporti rappresentano il settore maggiormente incisivo (insieme al settore residenziale e industriale) sulle emissioni totali di CO₂ equivalenti; dalla figura 7.3 si può osservare che i consumi di energia elettrica insieme al gasolio, costituiscono le sorgenti che producono le maggiori quantità di CO₂ equivalenti.

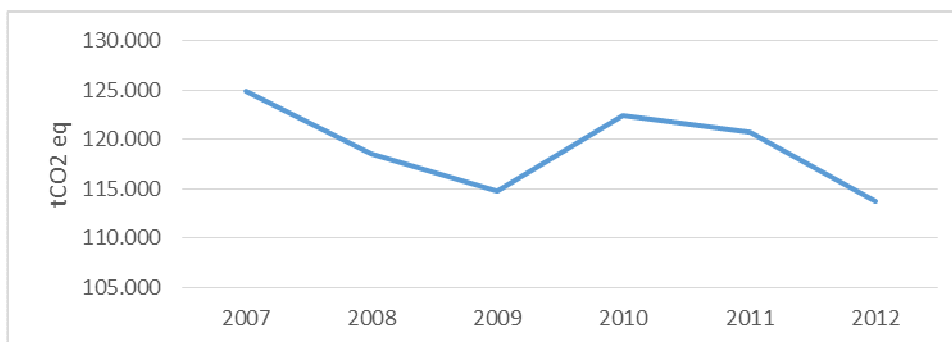
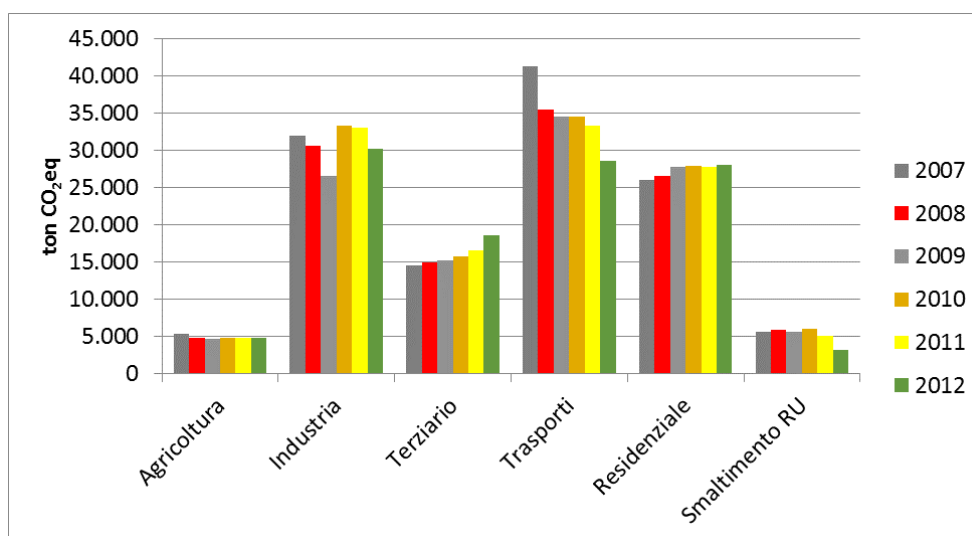
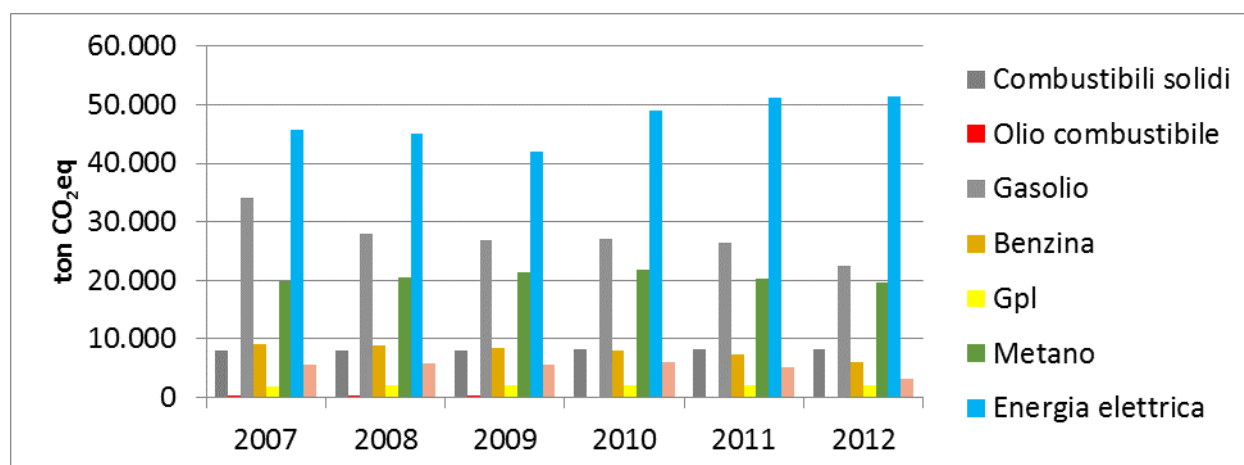
Tuttavia, le emissioni dovute ai consumi di energia elettrica devono essere scorporate, in quanto la loro produzione è considerata come delocalizzata e dunque non incidente direttamente sul territorio comunale (tabella 7.2 e figura 7.4 e 7.5).



Tab. 7.1 - Emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Energia Elettrica	Rifiuti	Totale
2007									
Agricoltura			3.007			-	2.381		5.388
Industria		453	104		320	4.497	26.555		31.929
Terziario			121		370	5.884	8.246		14.620
Trasporti			30.753	9.229	714	615	-		41.310
Residenziale	8.016		180		552	8.783	8.529		26.060
Smaltimento RU								5.605	5.605
TOTALE	8.016	453	34.166	9.229	1.956	19.778	45.710	5.605	124.912
2008									
Agricoltura			2.421			-	2.445		4.866
Industria		336	69		338	4.628	25.292		30.663
Terziario			78		382	6.018	8.533		15.011
Trasporti			25.252	8.821	714	721	-		35.509
Residenziale	8.098		118		580	9.135	8.702		26.633
Smaltimento RU								5.911	5.911
TOTALE	8.098	336	27.938	8.821	2.015	20.502	44.972	5.911	118.592
2009									
Agricoltura			2.258			-	2.497		4.755
Industria		278	51		303	4.175	21.834		26.640
Terziario			61		364	6.038	8.772		15.235
Trasporti			24.419	8.480	758	876	-		34.534
Residenziale	8.116		103		614	10.188	8.832		27.853
Smaltimento RU								5.695	5.695
TOTALE	8.116	278	26.893	8.480	2.039	21.277	41.934	5.695	114.713
2010									
Agricoltura			2.101			-	2.678		4.779
Industria		211	39		322	4.565	28.176		33.313
Terziario			43		361	6.179	9.226		15.810
Trasporti			24.734	7.958	914	990	-		34.597
Residenziale	8.195		71		596	10.190	8.842		27.894
Smaltimento RU								6.024	6.024
TOTALE	8.195	211	26.989	7.958	2.194	21.924	48.921	6.024	122.416
2011									
Agricoltura			2.180			-	2.625		4.806
Industria		146	30		243	3.070	29.627		33.116
Terziario			45		370	6.211	10.012		16.638
Trasporti			24.013	7.387	925	1.046	-		33.372
Residenziale	8.276		73		598	10.027	8.824		27.797
Smaltimento RU								5.080	5.080
TOTALE	8.276	146	26.341	7.387	2.136	20.354	51.088	5.080	120.809
2012									
Agricoltura			1.963			-	2.800		4.763
Industria		87	25		179	1.906	28.085		30.283
Terziario			54		382	6.411	11.810		18.657
Trasporti			20.409	6.081	1.039	1.143	-		28.671
Residenziale	8.318		87		611	10.249	8.795		28.059
Smaltimento RU								3.237	3.237
TOTALE	8.318	87	22.538	6.081	2.210	19.709	51.490	3.237	113.671




 Fig. 7.1 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente totali

 Fig. 7.2 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore

 Fig. 7.3 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte

Tab. 7.2 - Emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t) (senza contributo energia elettrica)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Rifiuti	Totale
2007								
Agricoltura			3.007			-		3.007
Industria		453	104		320	4.497		5.374
Terziario			121		370	5.884		6.374
Trasporti			30.753	9.229	714	615		41.310
Residenziale	8.016		180		552	8.783		17.531
Smaltimento RU							5.605	5.605
TOTALE	8.016	453	34.166	9.229	1.956	19.778	5.605	79.202
2008								
Agricoltura			2.421			-		2.421
Industria		336	69		338	4.628		5.371
Terziario			78		382	6.018		6.478
Trasporti			25.252	8.821	714	721		35.509
Residenziale	8.098		118		580	9.135		17.931
Smaltimento RU							5.911	5.911
TOTALE	8.098	336	27.938	8.821	2.015	20.502	5.911	73.620
2009								
Agricoltura			2.258			-		2.258
Industria		278	51		303	4.175		4.806
Terziario			61		364	6.038		6.463
Trasporti			24.419	8.480	758	876		34.534
Residenziale	8.116		103		614	10.188		19.022
Smaltimento RU							5.695	5.695
TOTALE	8.116	278	26.893	8.480	2.039	21.277	5.695	72.779
2010								
Agricoltura			2.101			-		2.101
Industria		211	39		322	4.565		5.137
Terziario			43		361	6.179		6.584
Trasporti			24.734	7.958	914	990		34.597
Residenziale	8.195		71		596	10.190		19.052
Smaltimento RU							6.024	6.024
TOTALE	8.195	211	26.989	7.958	2.194	21.924	6.024	73.494
2011								
Agricoltura			2.180			-		2.180
Industria		146	30		243	3.070		3.489
Terziario			45		370	6.211		6.626
Trasporti			24.013	7.387	925	1.046		33.372
Residenziale	8.276		73		598	10.027		18.973
Smaltimento RU							5.080	5.080
TOTALE	8.276	146	26.341	7.387	2.136	20.354	5.080	69.720
2012								
Agricoltura			1.963			-		1.963
Industria		87	25		179	1.906		2.198
Terziario			54		382	6.411		6.847
Trasporti			20.409	6.081	1.039	1.143		28.671
Residenziale	8.318		87		611	10.249		19.264
Smaltimento RU							3.237	3.237
TOTALE	8.318	87	22.538	6.081	2.210	19.709	3.237	62.181

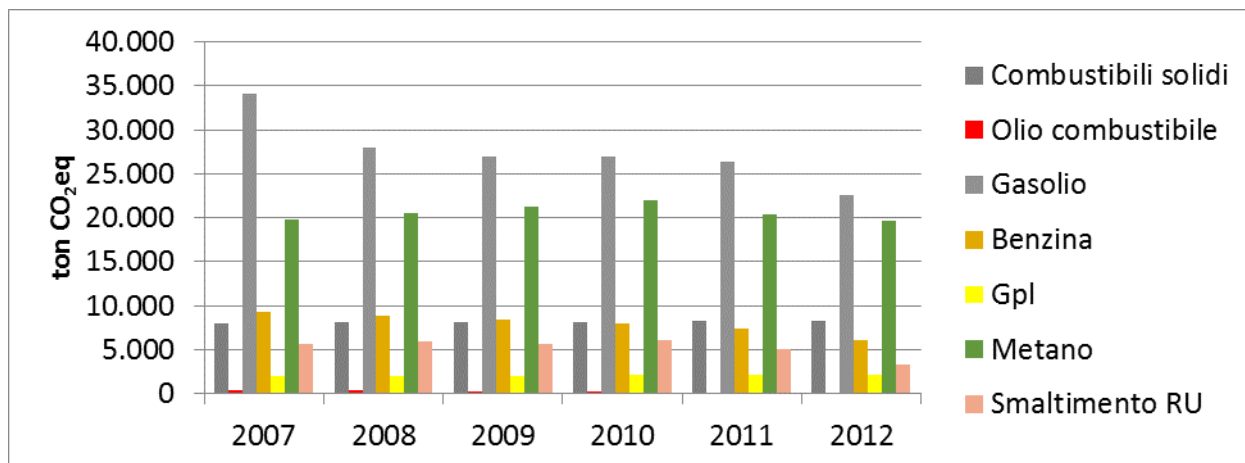


Fig. 7.4 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte (senza contributo energia elettrica)

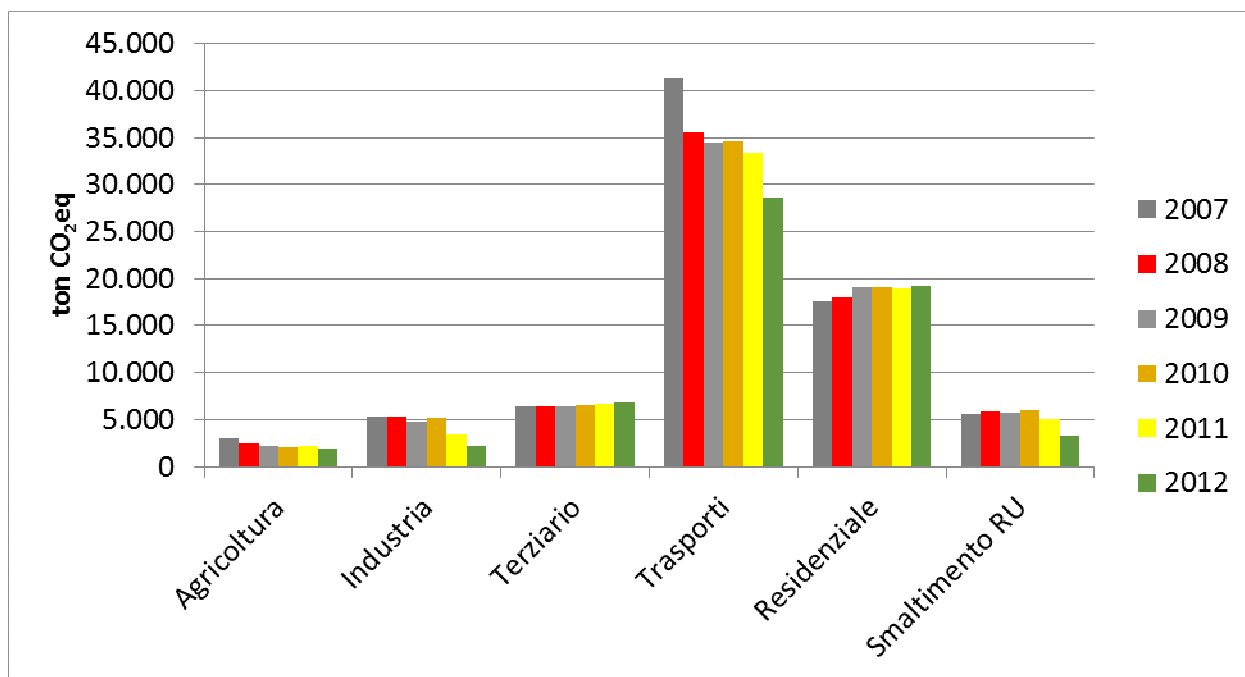


Fig. 7.5 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore (senza contributo energia elettrica)

BIBLIOGRAFIA

- [1] IPCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006
 [2] ISPRA Rapporti - N. 135/2011 "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂. Fonti rinnovabili e impianti soggetti a ETS" o http://www.bre.co.uk/filelibrary/SAP/2009/SAP-2009_9-90.pdf
 [3] <http://www.carbonneutralcalculator.com/Carbon%20Offset%20Factors.pdf>

CAPITOLO 8

SCENARI ENERGETICI FUTURI DEL COMUNE DI UMBERTIDE

8.1 INTRODUZIONE

Nel presente capitolo vengono esaminati i consumi energetici previsti nel breve e nel medio termine nel territorio del Comune di Umbertide, suddivisi per settori, per fonti e per usi finali.

I dati relativi ai consumi comunali analizzati nei precedenti capitoli vengono impiegati per la previsione di due scenari energetici futuri prescelti:

- breve termine: anno 2020;
- medio termine: anno 2025.

Le procedure impiegate per la previsione degli scenari energetici futuri sono riportate di seguito:

- A) metodologia ENEA descritta nella “Guida per la pianificazione energetica comunale”;
- B) estrapolazione dei dati relativi ai consumi futuri mediante regressione lineare;
- C) metodologia PEAC Comune di Perugia.

I dati elaborati sono tutti espressi in tonnellate equivalenti di petrolio (tep).

8.2 METODOLOGIA ENEA

La metodologia ENEA fornisce un algoritmo per il calcolo dei consumi di energia $E(\Delta T)$ dopo un periodo di tempo ΔT in funzione dei consumi degli anni precedenti (8.1):

$$E(\Delta T) = E_a + [(E_{a-1} - E_{a-3})/3] \times \Delta T + \{[(E_{a-1} - E_{a-3}) - (E_{a-4} - E_{a-6})]/6\} \times \Delta T^2 \quad (8.1)$$

in cui:

$E(\Delta T)$ = consumi stimati dopo un periodo di tempo (anni) ΔT ;

E_a = consumo attuale;

E_{a-1} = consumo dell'anno precedente quello attuale;

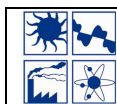
E_{a-3} = consumo del terzo anno precedente quello attuale;

E_{a-4} = consumo del quarto anno precedente quello attuale;

E_{a-6} = consumo del sesto anno precedente quello attuale;

ΔT = periodo di tempo nel quale si vuol fare la previsione (anni).

La metodologia ENEA è applicata ad intervalli di tempo regolari di 1 anno, a partire dal 2013 fino al 2025, utilizzando per i primi anni i dati reali e per i successivi solo dati stimati (tabella 8.1). In questo modo è possibile determinare l'andamento dei consumi futuri nel periodo 2010 – 2025 (figura 8.1).



Tab. 8.1 - Stima dei consumi di energia (tep) del Comune di Umbertide per gli anni 2020 e 2025 con applicazione della metodologia ENEA

Settore	Combustibili Solidi	Prodotti petroliferi	Metano	Energia elettrica	Totale
2020					
Agricoltura	-	583	-	522	1.105
Industria	-	-30	-1.125	5.533	4.379
Terziario	-	198	2.903	2.862	5.963
Trasporti	-	6.134	516	-	6.650
Residenziale	1.698	274	3.966	1.462	7.399
TOTALE	1.698	7.158	6.260	10.379	25.495
2025					
Agricoltura	-	604	-	518	1.122
Industria	-	-21	-1.169	5.421	4.232
Terziario	-	203	2.896	2.872	5.971
Trasporti	-	6.164	497	-	6.661
Residenziale	1.694	277	3.885	1.454	7.310
TOTALE	1.694	7.227	6.109	10.266	25.296

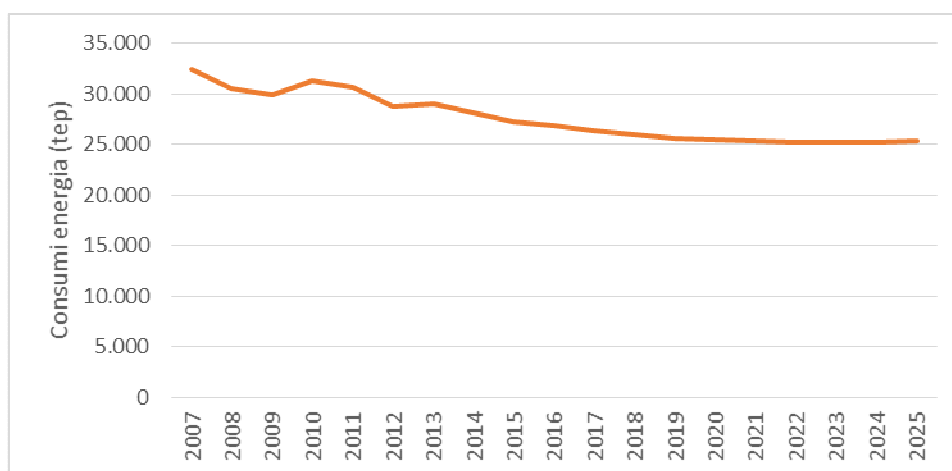


Fig. 8.1 – Andamento dei consumi (tep) del Comune di Umbertide per gli anni 2020 e 2025 con applicazione metodologia ENEA

Dalla figura 8.1 e dalla tabella 8.1 si evince che i consumi di energia seguirebbero un trend decrescente a causa dell'influenza della crisi economica che ha coinvolto il paese.

8.3 METODOLOGIA “REGRESSIONE LINEARE”

La seconda metodologia di previsione dei consumi energetici futuri applicata ai dati disponibili prevede il calcolo mediante regressione lineare. In questo modo la stima viene proiettata fino all'anno 2025 (figura 8.2 e tabella 8.2).

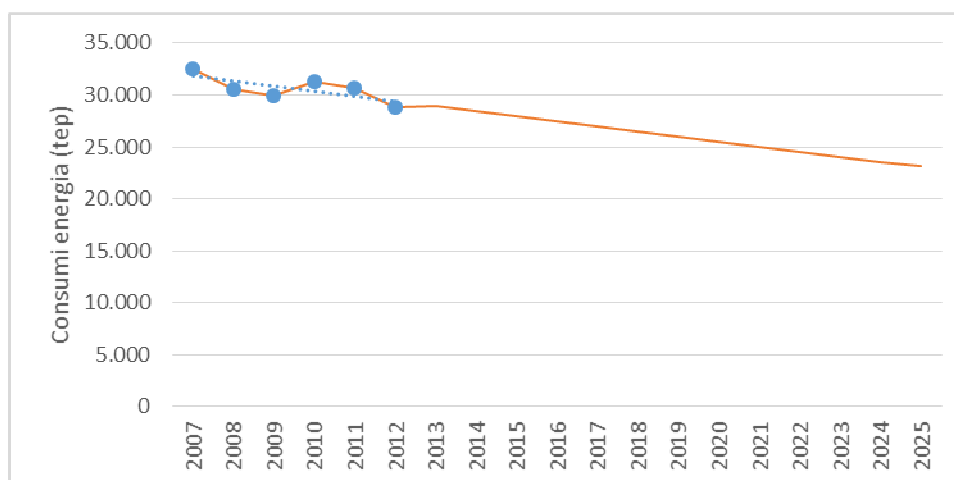


Fig. 8.2 – Andamento dei consumi energetici (tep) del Comune di Umbertide fino al 2025 con applicazione metodologia “regressione lineare”

Tab. 8.2 –Consumi energetici (tep) del Comune di Umbertide fino al 2025 con applicazione metodologia “regressione lineare”

Anno	Consumi energia (tep)
2007	32.509
2008	30.599
2009	29.959
2010	31.347
2011	30.629
2012	28.808
2013	28938,8
2014	28452,2
2015	27965,6
2016	27479
2017	26992,4
2018	26505,8
2019	26019,2
2020	25532,6
2021	25046
2022	24559,4
2023	24072,8
2024	23586,2
2025	23099,6

Dalla figura 8.2 si osserva come i consumi seguono un trend sensibilmente decrescente, sempre a causa dell’influenza della crisi che ha coinvolto il paese, evidenziando un risultato ancor più pessimistico di quello ottenuto con la metodologia precedente.

8.4 METODOLOGIA PEAC COMUNE PERUGIA

La stima dei consumi negli scenari futuri per il Comune di Perugia [1] è stata ottenuta sempre attraverso una regressione lineare, ma utilizzando i dati di un periodo più ampio (dal 1995 al 2009); applicando la metodologia sopra descritta su questi dati, si evidenzia un andamento crescente dei consumi: in ultima analisi, si ritiene, questo scenario il più cautelativo e a partire dal medesimo si discuteranno gli interventi del successivo capitolo 9.

Analizzando gli andamenti dei consumi energetici totali del Comune di Perugia (nel rispettivo PEAC) e del Comune di Umbertide nel periodo sovrapponibile, si può osservare che il rapporto medio negli anni tra i consumi del Comune di Umbertide e quello di Perugia è del 10,6%

Per poter quindi stimare i consumi al 2020 e 2025 del Comune di Umbertide, sarà utilizzata la stessa retta interpolatrice ricavata nel PEAC del Comune di Perugia, ma scalata sui consumi del Comune di Umbertide (figura 8.3).

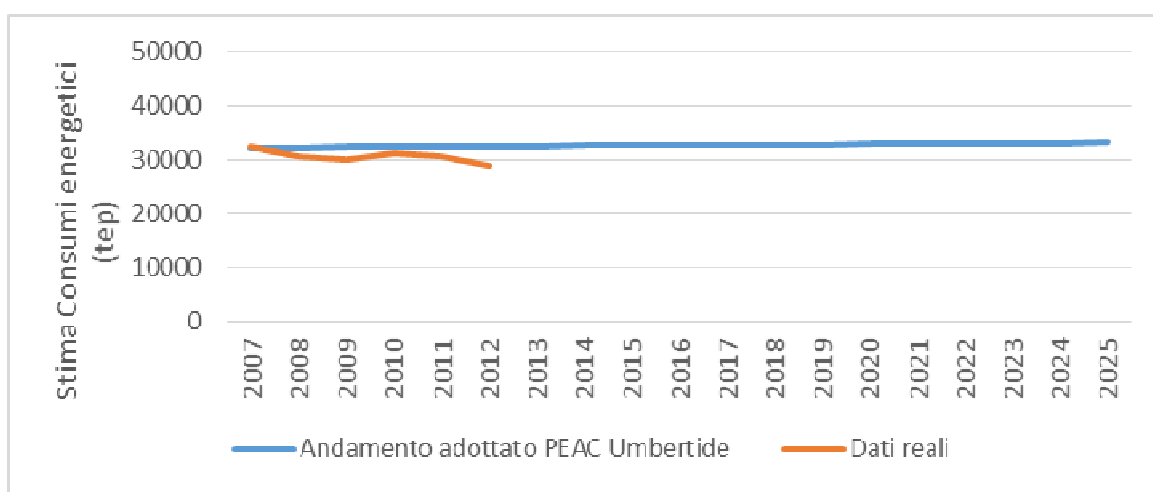


Fig. 8.3 – Andamento dei consumi di energia (tep) del Comune di Umbertide fino al 2025 assumendo un andamento analogo al PEAC di Perugia

Nella tabella 8.3 si riporta la stima dei consumi in tep del Comune di Umbertide per gli anni 2020 e 2025: la suddivisione per fonti è stata fatta rispettando le percentuali medie ricavate nel periodo 2007-2012.

Tab. 8.3 - Stima dei consumi di energia (tep) del Comune di Umbertide per gli anni 2020 e 2025 assumendo un andamento analogo al PEAC di Perugia

Settore	Combustibili Solidi	Prodotti petroliferi	Metano	Energia elettrica	Totale
2020					
Agricoltura	-	715	-	475	1190
Industria	-	215	1727	4908	6850
Terziario	-	174	2797	1748	4719
Trasporti	-	11616	393	-	12009
Residenziale	1755	277	4462	1616	8110
TOTALE	1755	12996	9380	8747	32878
2025					
Agricoltura	-	720	-	479	1200
Industria	-	217	1741	4948	6906
Terziario	-	175	2820	1762	4757
Trasporti	-	11711	396	-	12108
Residenziale	1769	279	4499	1630	8176
TOTALE	1769	13102	9457	8819	33147

Secondo questa stima, ci si aspetta per il 2020 un aumento dei consumi totali del 14% rispetto al 2012, e del 15% al 2025.

8.5 STIMA DELLA CRESCITA DEMOGRAFICA E CRESCITA DELLE AUTO EQUIVALENTI

La stima della popolazione ed del numero di auto equivalenti, sono state effettuate mediante regressioni a partire dai dati disponibili nel periodo 2007 – 2012.

In figura 8.4 sono riportati gli andamenti delle auto equivalenti, suddivisi per categoria di alimentazione, fino al 2025: le auto a benzina decresceranno a favore di quelle a gasolio, metano e GPL (tabella 8.3):

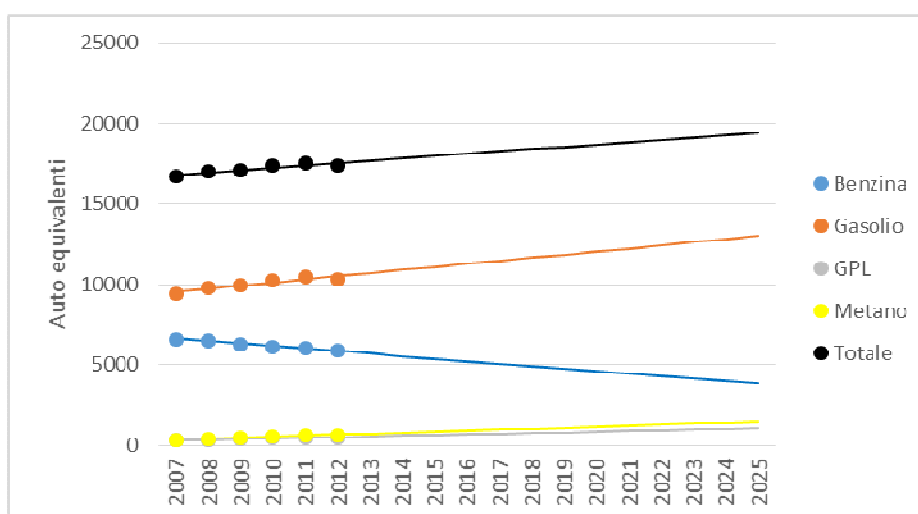


Fig. 8.4 – Andamento delle auto equivalenti del Comune di Umbertide fino al 2025 con metodologia “regressione lineare”

Tab. 8.4 – Auto equivalenti nel Comune di Umbertide nel 2020 e nel 2025 con metodologia “regressione lineare”

Anno	Benzina	Gasolio	GPL	Metano	Totale
2020	4645	12053	846	1156	18700
2025	3890	13012	1056	1462	19420

Nella figura 8.5 è riportato l'andamento delle popolazione fino al 2025: nel 2020 la popolazione ammonterà a 16868 abitanti (+1,4% rispetto al 2012) e nel 2025 a 17229 (+3,6% rispetto al 2012).

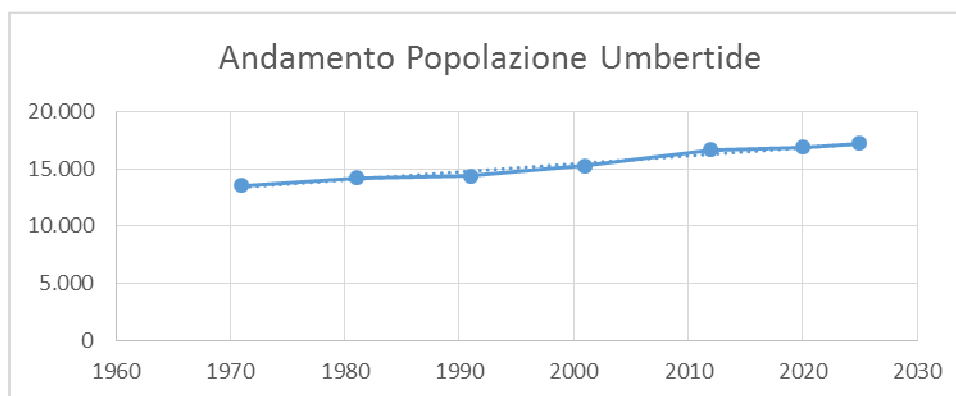


Fig. 8.5 – Andamento della popolazione del Comune di Umbertide fino al 2025 con metodologia “regressione esponenziale”

È interessante valutare i consumi pro capite e i consumi nel settore dei trasporti per auto equivalente:

Tab. 8.5 – Consumi energetici pro-capite nel Comune di Umbertide nel 2012, 2020 e 2025

Anno	Abitanti	Consumi (tep)	Consumi pro-capite (tep/ab)
2012	16.628	28.808	1,73
2020	16.868	32.878	1,95
2025	17.229	33.147	1,92

Dalla tabella 8.5 si evince che i consumi energetici totali aumenteranno in maniera più accentuata rispetto alla crescita della popolazione. In tabella 8.6 si riporta il consumo di prodotti petroliferi per auto equivalente.

Tab. 8.6 – Consumi di prodotti petroliferi per auto equivalente nel Comune di Umbertide: 2012, 2020 e 2025

Anno	Auto equivalenti totali	Consumi trasporti (tep)	Consumi per auto equivalente (tep/auto eq)
2012	17373	9.324	0,54
2020	18700	12.009	0,64
2025	19420	12108	0,62

8.6 STIMA DELLE EMISSIONI: SCENARIO 0

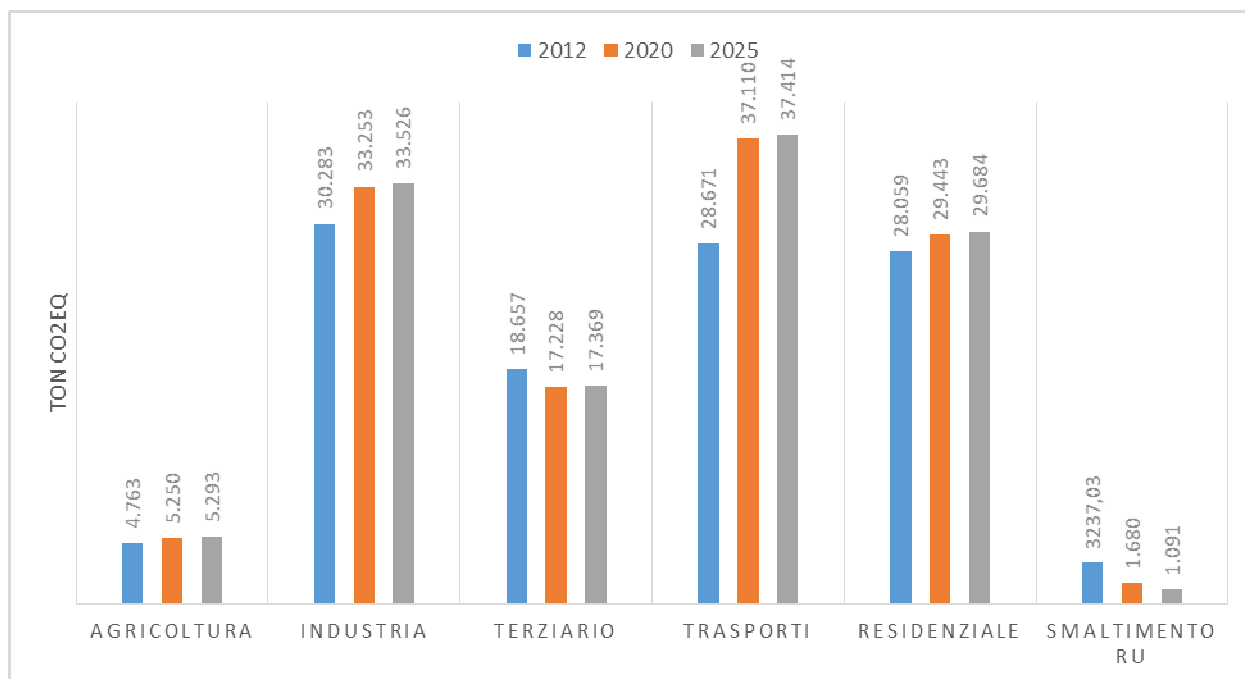
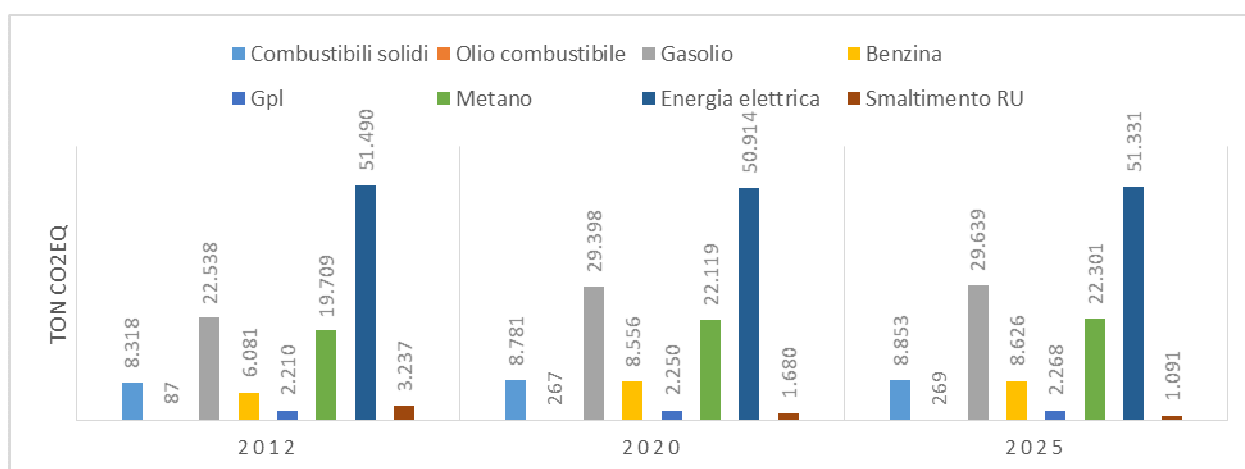
A partire dai dati stimati al 2020 e al 2025 si possono calcolare le emissioni di gas climalteranti espresse in termini di tonnellate equivalenti di CO₂, utilizzando gli stessi fattori di emissioni e le stesse ipotesi descritti nei paragrafi 7.1 e 7.2.

La tendenza risulta crescente fino al 2025, analogamente a quella dei consumi; si sottolinea che in tale scenario non si tiene conto delle scadenze legislative imposte a livello internazionale, comunitario, nazionale e degli interventi di pianificazione energetica che saranno previsti nel capitolo 9.

In tabella 8.7 sono riportati i valori suddivisi per fonte e settori: analizzando i dati nel dettaglio si può osservare che i trasporti costituiscono il settore con maggiore impatto (figura 8.6), mentre l'energia elettrica e il gasolio rappresentano la fonte che influenzano maggiormente le emissioni (figura 8.7).

Tab. 8.7 – Stima emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Energia Elettrica	Rifiuti	Totale
2020									
Agricoltura	-	-	2.484	-	-	-	2.766		5.250
Industria	-	267	56	-	304	4.060	28.567		33.253
Terziario	-	-	71	-	399	6.585	10.173		17.228
Trasporti	-	-	26.674	8.556	910	971	-		37.110
Residenziale	8.781	-	112	-	637	10.504	9.409		29.443
Smaltimento RU								1.680	1.680
TOTALE	8.781	267	29.398	8.556	2.250	22.119	50.914	1.680	123.965
2025									
Agricoltura	-	-	2.505	-	-	-	2.789		5.293
Industria	-	269	57	-	306	4.093	28.800		33.526
Terziario	-	-	72	-	403	6.639	10.256		17.369
Trasporti	-	-	26.892	8.626	917	978	-		37.414
Residenziale	8.853	-	113	-	642	10.590	9.486		29.684
Smaltimento RU								1.091	1.091
TOTALE	8.853	269	29.639	8.626	2.268	22.301	51.331	1.091	124.376


 Fig. 8.6 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore

 Fig. 8.7 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte

Si deve escludere dal calcolo delle emissioni la quota parte relativa all'energia elettrica poiché, come già spiegato nel precedente capitolo, gli impianti di produzione risultano delocalizzati rispetto al territorio comunale, ovvero non ricadono al suo interno, pertanto, le emissioni ad essi associate non sono considerate (tabella 8.8 e figura 8.8 e 8.9).

Tab. 8.8 – Stima emissioni di CO₂ equivalente per tutti i settori e fonti (t)

Settore	Comb. Solidi	Olio Comb.	Gasolio	Benzina	Gpl	Metano	Rifiuti	Totale
2020								
Agricoltura	-	-	2.484	-	-	-		2.484
Industria	-	267	56	-	304	4.060		4.687
Terziario	-	-	71	-	399	6.585		7.055
Trasporti	-	-	26.674	8.556	910	971		37.110
Residenziale	8.781	-	112	-	637	10.504		20.034
Smaltimento RU							1.680	1.680
TOTALE	8.781	267	29.398	8.556	2.250	22.119	1.680	73.051
2025								
Agricoltura	-	-	2.505	-	-	-		2.505
Industria	-	269	57	-	306	4.093		4.725
Terziario	-	-	72	-	403	6.639		7.113
Trasporti	-	-	26.892	8.626	917	978		37.414
Residenziale	8.853	-	113	-	642	10.590		20.198
Smaltimento RU							1.091	1.091
TOTALE	8.853	269	29.639	8.626	2.268	22.301	1.091	73.046

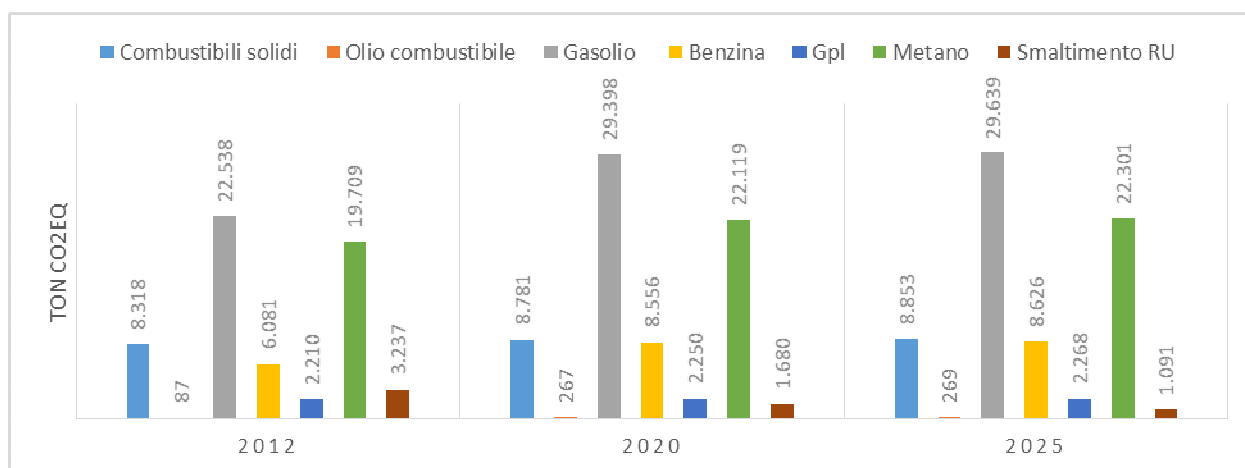


Fig. 8.8 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per fonte

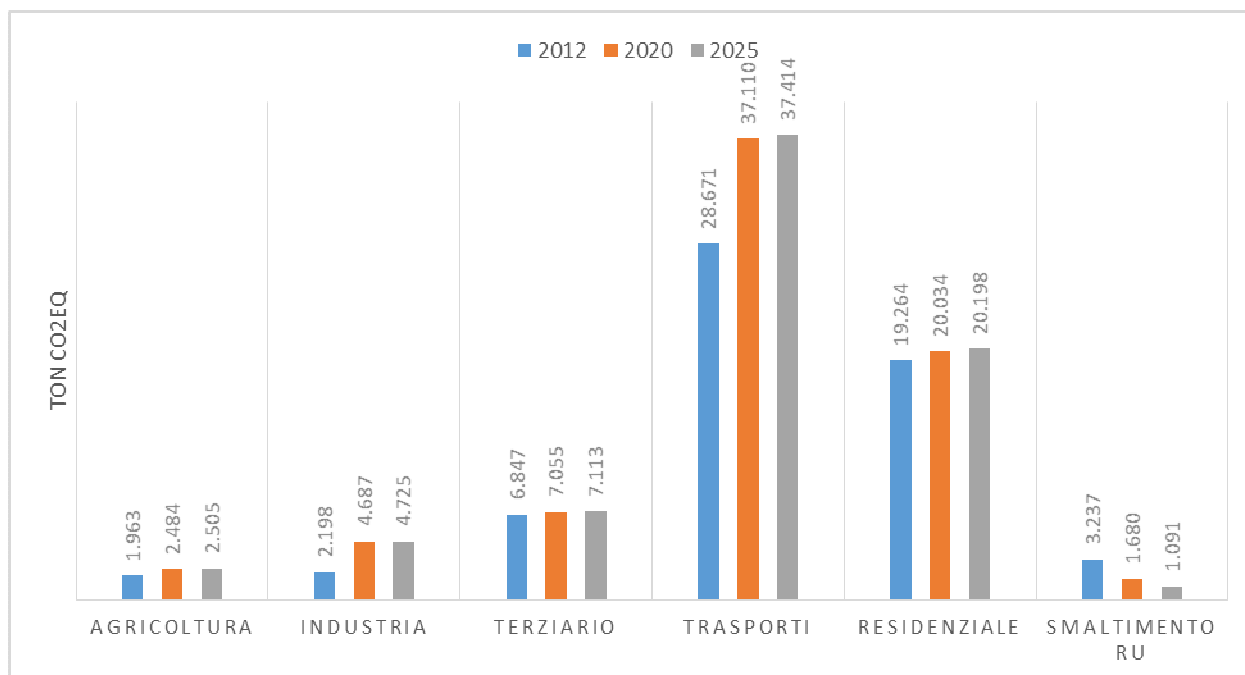


Fig. 8.9 – Andamento emissioni di CO₂ equivalente per settore

BIBLIOGRAFIA

[1] Piano Energetico e Ambientale del Comune di Perugia, 2012.

CAPITOLO 9

PROPOSTA DI INTERVENTI NEL COMUNE DI UMBERTIDE

9.1 INTRODUZIONE

L'analisi effettuata nei precedenti capitoli permette di fotografare il territorio comunale da un punto di vista energetico e ambientale; nel presente capitolo vengono individuati ed esaminati tutti i possibili interventi realizzabili nel Comune, al fine di ottimizzare i consumi energetici e minimizzare gli effetti ambientali sul territorio.

La Direttiva 2009/28/CE [1] del Parlamento Europeo sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, definisce per l'Unione Europea il raggiungimento entro il 2020 di tre obiettivi:

1. 20% di produzione di energia da fonti rinnovabili, sul consumo di energia complessivo della Comunità;
2. miglioramento dell'efficienza energetica del 20%;
3. emissioni di gas climalteranti, ridotte del 20%.

In Italia, la parte della Direttiva che riguarda le fonti rinnovabili è stata recepita attraverso il DM 15 Marzo 2012 (Burden Sharing) [2], che fissa la metodologia seguita per la ripartizione tra le Regioni e le Province autonome degli obiettivi intermedi e finali di sviluppo delle fonti rinnovabili; per l'Umbria la quota di produzione energetica da fonti rinnovabili è il 13,7% al 2020.

9.2 IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI

Nel territorio comunale, al 2013 (tabella 9.1), sono stati installati impianti per una potenza complessiva di circa 7 MW e una produzione totale di circa 8,5 MWh (731,5 tep).

Tab. 9.1 – Potenza installata per km² [GSE]

2013	Italia	Umbria	Provincia di Perugia	Comune di Umbertide
kW totali	17.271.695	438.656	312.648	6.867
km ²	301.340	8.456	6.334	200
kW/km ²	57,3	51,9	49,4	34,0

La densità di potenza per superficie nel Comune di Umbertide è sensibilmente inferiore a quella nazionale, regionale e provinciale.

In queste condizioni si può affermare che nel territorio comunale, la presenza di impianti fotovoltaici può ancora penetrare efficacemente.



Si può ipotizzare che in futuro (al 2025) potrebbero essere installati impianti fino a raggiungere una densità pari a quella della Provincia di Perugia (49,4 kW/km²). A tale scopo andrebbero installati ulteriori 3013 kW di impianti fotovoltaici, ipotizzando, ad esempio, 300 kW di impianti all'anno, per 10 anni. Ci si aspetta quindi una produzione totale cumulata pari a 11120 MWh/anno al 2020, corrispondenti a 955 tep; e una produzione totale cumulata al 2025 pari a 12980 MWh/anno, corrispondenti a 1115 tep.

9.3 IDROELETTRICO

Sul territorio comunale, al momento è presente solo l'impianto idroelettrico di Mola-Casanova descritto nel capitolo 6. Con una potenza massima effettiva di 635 kW, che produce mediamente in un anno 2820000 kWh per 8760 ore di esercizio e un rendimento di 0,82 (242,2 tep), si ottengono 1410 ton di emissioni di CO₂ equivalente evitate.

Se venisse realizzato un ulteriore impianto da 1 MW, ipotizzando cautelativamente una media di 4000 ore di funzionamento annuo, si otterrebbe una producibilità di 4000000 kWh corrispondenti a 343,6 tep e a 2000 ton di emissioni di CO₂ equivalente evitate.

9.4 EOLICO

All'interno del sito dell'RSE (Ricerca Sistema Energetico) è pubblicato l' "Atlante Eolico Italiano" [3]: un supporto on-line nato per fornire strumenti di analisi necessari alla ricerca e all'installazione di impianti eolici e minieolici.

La mappa del vento, affiancata ai dati sulla producibilità specifica, permette una prima analisi dettagliata delle caratteristiche eoliche di un territorio, offrendo la possibilità ad installatori, progettisti ed enti locali di ottimizzare le scelte di collocamento dei nuovi impianti eolici.

Dalla lettura della mappa (figura 9.1) si può osservare come quasi tutto il comune di Umbertide presenti una velocità media a 25 m s.l.t. pari a 3-4 m/s; tali valori di velocità risultano poco interessanti ai fini della installazione di eventuali impianti eolici di grossa taglia. Sono comunque presenti sul territorio alcune zone spot in cui la velocità è più alta e di conseguenza la producibilità è migliore. Potrebbero essere condotti studi di approfondimento in dette località, con la finalità di valutare l'effettiva potenzialità di eventuali impianti.

Salendo di quota, a 50 m s.l.t., dove la velocità media è stimata sopra i 5 m/s (figura 9.2), la situazione risulta migliore da un punto di vista impiantistico. Escludendo indagini future su siti specifici, che potrebbero far emergere zone di maggior convenienza, attualmente non è possibile effettuare ulteriori valutazioni.

In ogni caso, potrebbe essere promossa sul territorio anche l'installazione di impianti di piccola taglia come micro e mini eolico.

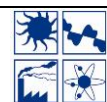




Fig. 9.1 – Estratto dall’atlante eolico [RSE] velocità media a 25m s.l.t.

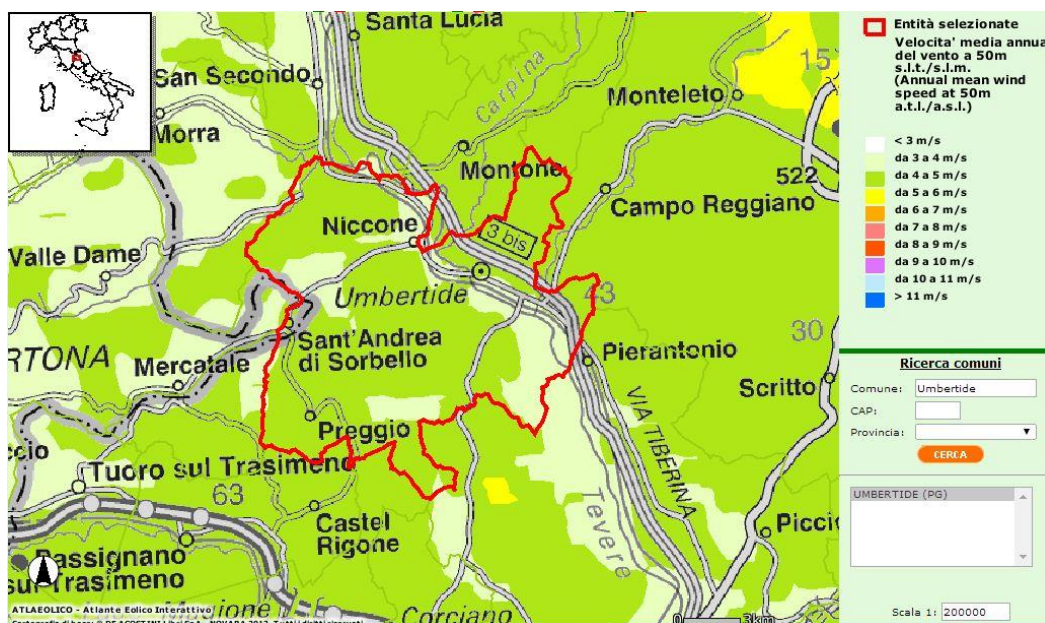


Fig. 9.2 – Estratto dall’atlante eolico [RSE] velocità media a 50m s.l.t.

9.5 GEOTERMICO

Lo sfruttamento della risorsa geotermica comporta la localizzazione e la caratterizzazione della risorsa che può essere estratta a costi competitivi. Il rendimento globale degli impianti di generazione di elettricità da fonte geotermica varia dal 10 al 17%, come conseguenza della bassa temperatura del fluido geotermico (inferiore a 250 °C) e al contenuto di gas non condensabili nel vapore.



La regione Umbria, in particolare nella zona occidentale del territorio, a ovest del fiume Tevere, ha evidenziato buone possibilità di sfruttamento della geotermia per la produzione di energia e per altri utilizzi, compreso quello termale. Per disporre di un quadro conoscitivo completo e aggiornato di tutto il territorio regionale, la Regione stessa ha attuato nel corso del 2012 un progetto per lo "Studio delle potenzialità geotermiche e geotermali dell'Umbria", in collaborazione con i Dipartimenti di Scienze della Terra delle Università di Perugia e di Pisa.

Sulla base dei dati geologici, geochimici e geofisici disponibili e dei risultati delle modellazioni numeriche, è stata svolta una valutazione preliminare del potenziale geotermico teorico delle aree di maggior interesse.

Le aree che hanno mostrato le potenzialità geotermiche più interessanti e dove la coltivazione della risorsa per fini geotermoelettrici potrebbe essere economicamente sostenibile, sono il campo di Torre Alfina e il vicino sistema termale di Castel Viscardo, per i quali la valutazione del potenziale geotermico si attesta rispettivamente sui 65 MegaWatt e 25 MegaWatt elettrici.

Le aree di Umbertide e Tavernelle hanno mostrato valori preliminari del potenziale geotermico molto interessanti (20 e 45 MW elettrici), anche se si tratta di aree per le quali sono necessari ulteriori studi di approfondimento.

In tabella 9.2 si riporta il resoconto dello studio condotto; si può osservare che per il Comune di Umbertide il potenziale è di 20 MW elettrici e 610 MW termici a cui corrispondono 31200 tep e 244000 tep stimati.

Tab 9.2 – Potenziale geotermico della Regione Umbria

Areas	Torre Alfina	Castel Viscardo	Umbertide	Tavernelle	Parrano	TOT
Geot. Potential (MWe)	65	25	20	45		155
Saved Tep/yr	101400	39000	31200	70200		241800
Saved CO₂ emiss. (Tons)	294060	113100	90480	203580		701220
Geot. Potential (Mwt)	1140	630	610	1140	180	3700
Saved Tep/yr	456000	252000	244000	456000	72000	1480000
Saved CO₂ emiss. (Tons)	1322400	730800	707600	1322400	208800	4292000

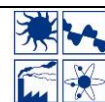
Per quanto concerne la geotermia a bassa entalpia, non è ad oggi possibile reperire informazioni di dettaglio; essendo comunque esigua la potenza installata presso eventuali impianti sul territorio, si considera tale contributo trascurabile ai fini del bilancio energetico.

Si ipotizza tra gli interventi futuri, la possibilità di sfruttamento della risorsa energetica, fino all'annullamento delle emissioni future previste al 2020. Tendendo conto di tutti gli interventi descritti in questo capitolo, per annullare le emissioni al 2020 nel territorio, basterebbe realizzare un impianto geotermico da 2,47 MW elettrici e 75,5 MW termici per un totale di 34078,9 tep, cioè il 12,4% del potenziale stimato, nello studio citato in questo paragrafo.

9.6 SOLARE TERMICO

Gli impianti solari costituiscono una tecnologia arrivata a piena maturazione. Il settore di applicazione principale risulta essere quello degli impianti per la produzione di acqua calda sanitaria e/o per il contributo al riscaldamento nelle abitazioni private, dove i risparmi energetici arrivano al 50-80 % per la preparazione di acqua calda e del 20-40 % per la domanda complessiva di calore.

Gli impianti solari termici presentano numerosi vantaggi: non comportano emissioni locali di gas serra, non presentano influenze in campo elettromagnetico, sono silenziosi, migliorano la classe energetica delle abitazioni e possono essere facilmente integrati con gli impianti esistenti.



Nel Comune di Umbertide, la superficie teoricamente a disposizione per l'installazione dei sistemi termici solari è quella di copertura di tutti gli edifici situati nel territorio comunale, ad eccezione di centri storici e di edifici di particolare interesse storico-artistico. Le Norme tecniche di attuazione del Piano Regolatore Generale devono identificare i vincoli alla possibilità di installazione di impianti solari termici.

Potenzialmente, ipotizzando l'obiettivo ambizioso di soddisfare il fabbisogno di acqua calda per usi sanitari degli abitanti del Comune di Umbertide del 30% nel 2020 e del 40% entro il 2025 attraverso collettori solari, si dovranno installare rispettivamente 5060 m² e 6892 m² di pannelli sul territorio comunale, con l'ipotesi di copertura del fabbisogno attraverso 1 m² di collettori solari termici a persona. Ipotizzando una producibilità di 600 kWh/m², si avrebbe una produzione annua pari a circa 3036,3 MWh/anno nel 2020 e 4135 MWh/anno nel 2025 corrispondenti rispettivamente a 260,8 tep e 355,2 tep.

9.7 RIFIUTI

Attualmente, le possibili modalità di smaltimento dei RSU sono orientate verso la raccolta differenziata, il riciclo del materiale ed il recupero di materie prime ed energia (termovalorizzazione). Nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti [4] sono descritti i principali obiettivi della pianificazione regionale:

- *contenimento della produzione di rifiuti*, attraverso la promozione di modelli comportamentali degli utenti volti ad aumentare la consapevolezza rispetto al problema della riduzione dei rifiuti alla fonte e anche attraverso la promozione di buone pratiche da parte del mondo della produzione;
- *aumento recupero materia*, individuando criteri e modalità organizzative da proporre ai gestori per garantire l'implementazione di servizi volti al conseguimento di elevati obiettivi di recupero;
- *potenziamento del sistema impiantistico, volto a minimizzare la quantità di rifiuti in discarica e recuperare materia ed energia*, individuando le tipologie di trattamento ammissibili lasciando aperta la possibilità di realizzazioni di impianti caratterizzati da contenuto innovativo, purché questi rispondano ai necessari requisiti di affidabilità tecnico gestionale, di economicità e di tutela ambientale.

Nell'ambito degli studi che hanno portato alla definizione della proposta di Piano, sono stati approfonditi i diversi sistemi di trattamento/smaltimento dei rifiuti sviluppando scenari a carattere ambientale, economico ed organizzativo, tenendo nella debita attenzione soprattutto le caratteristiche del territorio umbro e dell'impiantistica esistente.

Le soluzioni impiantistiche da individuare per il trattamento finale del rifiuto dovranno fornire garanzie in ordine ai seguenti aspetti:

- tutela ambientale e della salute: gli impianti dovranno dimostrare la possibilità di garantire i più alti livelli di prestazioni ambientali al fine di contenere gli impatti associati alla loro realizzazione e gestione;
- affidabilità e continuità di esercizio da dimostrarsi attraverso esperienze realizzative e gestionali di impianti aventi caratteristiche dimensionali analoghe a quelle che saranno previste per il contesto regionale;
- economicità: le tariffe di accesso dovranno garantire la complessiva sostenibilità economica del sistema di gestione e risultare confrontabili, per lo specifico segmento di trattamento, con quelle derivanti dall'applicazione dei sistemi di trattamento consolidati nel nostro paese.

Un adeguato e trasparente sistema di monitoraggio, con diffusione delle informazioni in tempo reale, nonché il coinvolgimento attivo delle popolazioni che vivono nelle vicinanze degli impianti, dovrà permettere di eliminare quell'allarme sociale che spesso viene alimentato dalla mancanza di esatte conoscenze in merito alla puntuale gestione di servizi ed impianti. Per quanto attiene il primario obiettivo di contenimento del fabbisogno di discarica, si deve evidenziare come i trattamenti diversificati cui



possono essere assoggettati i diversi flussi di rifiuti danno oggi oggettive possibilità di recupero di materiali che, solo qualche anno fa, venivano avviati a smaltimento in discarica; si pensi ad esempio agli impianti di recupero delle scorie da trattamento termico o agli impianti di recupero di rifiuti inerti da materiali provenienti dallo spazzamento stradale.

Esistono diverse tecnologie per il recupero energetico dai RSU ciascuna con un differente stadio di sviluppo ed affidabilità:

- recupero attraverso l'incenerimento dei rifiuti (con o senza un pretrattamento di selezione);
- separazione della frazione a più elevato potere calorifico per utilizzarla come combustibile alternativo (CDR, Combustibile Derivato dai Rifiuti);
- trattamento termochimico (pirolisi e/o gassificazione) dei RSU tal quali o di RDF per la produzione di combustibili gassosi o liquidi;
- digestione anaerobica della frazione putrescibile dei RSU in un reattore per l'ottenimento di biogas;
- estrazione di biogas da discarica controllata.

La distinzione sulle modalità di recupero di energia può essere assunta come base per identificare due tecnologie nell'ambito dei trattamenti termici con recupero energetico: la combustione totale (tipica degli inceneritori) e la combustione parziale (comune ai processi di gassificazione e pirolisi).

Dalla figura 9.3 si evince che il territorio comunale è potenzialmente idoneo alla localizzazione di impianti di gestione del rifiuto (compreso un impianto di termovalorizzazione dei rifiuti).

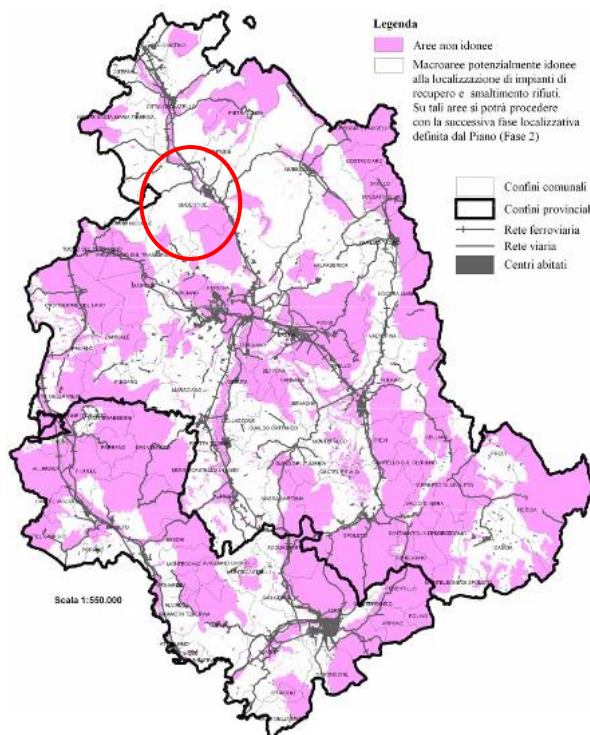


Fig. 9.3 – Aree non idonee e potenzialmente idonee alla localizzazione di impianti di gestione dei rifiuti tipo A4 (centri di rottamazione), B (impianti o termovalorizzazione rifiuti, raggruppamento e depositi preliminari di rifiuti pericolosi), C (impianti di discarica), D (impianti di trattamento), E (impianti di trattamento biologico) [5]

Nel comune di Umbertide si può in linea teorica ipotizzare la realizzazione di un impianto di termovalorizzazione dei rifiuti non differenziati. Prevedendo una produzione annua di rifiuti indifferenziati pari a 2500 t e ipotizzando un PCI pari a 62802 kJ/kg, si ottiene un'energia teorica in ingresso all'impianto pari a circa 4361 MWh/anno. Ipotizzando un rendimento elettrico pari a 0,20 e un rendimento termico pari a 0,50, si può calcolare l'energia elettrica e termica recuperabile (rispettivamente pari a 872 MWh_e e 2180 MWh_t). La potenza elettrica e la potenza termica dell'impianto, considerando 6000 ore/anno di funzionamento, sono rispettivamente pari a 145 kW_e e 363 kW_t; complessivamente si ottiene una produzione di circa 262 tep.

9.8 COGENERAZIONE

Un impianto di cogenerazione è destinato alla produzione combinata di energia elettrica e termica, ottimizzando termodinamicamente l'impiego di un combustibile.

Per la produzione combinata di energia elettrica e calore si possono impiegare diversi motori primi: turbine a vapore, turbine a gas e motori a combustione interna.

I valori di rendimento medi in potenza elettrica, se riferiti al combustibile bruciato, nel campo della piccola cogenerazione sono compresi nei seguenti ambiti: turbina a vapore 18-20%, turbogas 23-33%, motori alternativi 32-40%. Considerando, invece, il rendimento globale del sistema (energia termica ed energia elettrica prodotta rispetto a quella introdotta come combustibile) si ottiene: turbina a vapore 80-90%, turbogas 70-85%, motori alternativi 65-90%.

Sono stati proposti recentemente i cosiddetti sistemi di trigenerazione, in grado di garantire la produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera; quest'ultima è ottenuta grazie all'impiego di macchine frigorifere ad assorbimento, che sono alimentate da energia termica.

L'incremento della presenza della cogenerazione può avvenire soprattutto nella realizzazione di impianti collegati a piccole reti di teleriscaldamento a servizio di utenze pubbliche quali ospedali, scuole, impianti sportivi, uffici pubblici, aziende particolari come, ad esempio, salumifici e mattatoi, oltre che con sistemi di microcogenerazione.

Nel territorio del comune di Umbertide si può ipotizzare di installare, entro il 2020, 1,13 MW di potenza (in rapporto ai 60 MW producibili in Umbria come previsto dal Piano Energetico Regionale [5] considerando una proporzionalità diretta con il rapporto tra il numero di abitanti Comune/Regione). Per quanto concerne gli impianti di mini-cogenerazione, potendo beneficiare di maggiori incentivi, si può supporre che la potenza impiantabile sia pari a 0,80 MW. Considerando che si ottengono 4 MWh all'anno per ogni kW installato, l'energia producibile è pari a 3152 MWh all'anno, corrispondente a circa 270,8 tep. Considerando che sul territorio è già presente (al 2013) un impianto, come descritto nel paragrafo 6.7, con una potenzialità di 232 kW elettrici e 369 kW termici, per coprire i restanti 530 kW rimanenti secondo l'ipotesi effettuata, potrebbe bastare un solo ulteriore impianto da realizzare.

9.9 BIOMASSE

L'impiego delle biomasse a fini energetici può essere vantaggioso quando queste si presentano concentrate nello spazio e disponibili con sufficiente continuità nell'arco dell'anno, mentre una eccessiva dispersione sul territorio e una troppo concentrata stagionalità dei raccolti rendono più difficili ed onerosi la raccolta, il trasporto e lo stoccaggio.

In realtà le biomasse non sono illimitate quantitativamente ma, per ogni specie vegetale utilizzata, la disponibilità trova un tetto nella superficie ad essa destinata, nonché in vincoli climatici ed ambientali che tendono a limitare in ogni regione le specie che possono crescere convenientemente e con modalità economicamente vantaggiose. Una intensa attività di studio e sperimentazione è in atto, allo scopo di



individuare le colture che si adattano maggiormente alle diverse condizioni climatiche e che sono in grado di produrre quantitativi elevati di sostanza secca, nonché di studiare le tecniche di raccolta, trasporto e stoccaggio ottimali. Oltre alle foreste esistenti, si potrebbero ottenere nuove superfici boschive convenzionali, sfruttando una parte del territorio non destinato all'agricoltura perché troppo poco produttivo. Inoltre, potrebbero essere piantati boschi cedui e colture erbacee a precipuo uso energetico, riconvertendo parte dei terreni lasciati attualmente incolti nel rispetto delle direttive comunitarie emanate con riferimento al problema delle eccedenze agricole. Da qui si avvia la filiera completa che, passando per i diversi processi di conversione energetica, porta alla produzione di combustibili di diversa natura (gas, oli, carboni), utilizzabili per la generazione di energia elettrica o termica.

L'impiego energetico delle biomasse sotto forma di legna da ardere, cippati (legno sminuzzato), pellet (pastiglie di legno macinato e pressato), gusci e scarti di lavorazione, ecc. presenta una indiscutibile rilevanza ambientale: oltre agli effetti positivi sul contenimento delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera, la loro utilizzazione rappresenta spesso una buona soluzione a problemi come l'eliminazione dei rifiuti, specialmente se solidi.

Il costo unitario della potenza installata è fortemente variabile a seconda del tipo di impianto realizzato per la produzione di calore per uso riscaldamento e/o cogenerazione (energia termica ed elettrica). Pertanto, le tecnologie usate per lo sfruttamento delle biomasse si possono distinguere in:

1. stufe e termocamini per riscaldamento domestico;
2. caldaie di taglia adeguata per la produzione centralizzata di calore;
3. impianti per la produzione combinata di energia termica ed elettrica con relativa rete di teleriscaldamento.

Si precisa inoltre che i costi di investimento e i tempi di ammortamento dipendono dall'uso delle tecnologie sopra richiamate, dal tempo di utilizzo degli impianti e dalla presenza competitiva di biomasse sul mercato.

Nel territorio comunale, l'uso della biomassa per impianti di sola produzione di calore per riscaldamento domestico, quindi termocamini e stufe è già ben avviata.

I dati regionali indicano la potenzialità di sfruttamento delle biomasse in cogenerazione pari a 14 MW elettrici, oppure l'utilizzo ai fini della produzione di solo calore pari a 120 MW termici come previsto nel Piano Energetico Regionale [5]. Tali valori, in rapporto alle superfici Comune/Regione, si traducono nella possibilità per il Comune di realizzare teoricamente impianti di cogenerazione a biomassa per 330 kW elettrici e di installare stufe e caldaie per complessivi 2,84 MW termici.

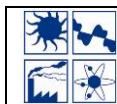
Considerando per gli impianti di cogenerazione una producibilità di energia elettrica annua di circa 4 MWhe/kWe installato contemporaneamente a una producibilità di energia termica pari a 4,5 MWht/kWe installato, la produzione di energia elettrica se si installassero 330kW di elettrico risulterebbe pari a 1326 MWh elettrici e 1491 MWh termici all'anno, per un totale di circa 242 tep.

A tale dato va aggiunto il contributo relativo all'energia termica producibile in stufe e caldaie (4,5 MWht/kWt) che risulta pari a 12782 MWht (1212 tep); complessivamente si possono produrre 15599 MWh all'anno (1454 tep).

9.10 SETTORE TRASPORTI

Il settore dei trasporti riveste notevole importanza dal punto di vista energetico, ambientale e della vivibilità delle città. Dall'analisi svolta nei precedenti capitoli, si evince che in questo settore emergono diverse criticità, tra le quali, principalmente, si annoverano le seguenti:

- solo il 6,5% dei veicoli sono alimentati a GPL e metano;
- il numero di veicoli equivalenti per abitante è attualmente maggiore di 1.



Il Comune di Umbertide potrebbe predisporre un Piano generale dei trasporti o un Piano urbano del traffico finalizzato a:

- diminuire le emissioni di inquinanti, limitando il traffico o utilizzando veicoli più recenti che presentano costi energetici inferiori e tecnologie tradizionali a più alta efficienza e quindi a minor impatto ambientale (motori di pari prestazioni hanno ridotto nel tempo le emissioni inquinanti del 25-30%);
- contenere il numero di vetture, migliorando l'accessibilità pedonale;
- incrementare il numero di persone che si muovono a piedi, con bici o trasporti pubblici, intervenendo con la realizzazione di idonee infrastrutture, di mezzi pubblici tecnologicamente avanzati, poco inquinanti e confortevoli e sistemi tariffari competitivi;
- aumentare il numero di vetture a metano; la combustione più efficiente consente di raggiungere buone prestazioni, bassi consumi, ridotte emissioni ed assenza quasi completa di residui carboniosi all'interno del motore e rumorosità contenuta. (conseguentemente si dovrebbe anche provvedere ad aumentare il numero di distributori di metano nel territorio comunale);
- diffusione della "mobilità condivisa":
 - il Car sharing, che consiste nell'uso collettivo di un parco veicoli tra persone: è prevista una tariffa fissa di associazione più una quota proporzionale al tempo di uso e alla percorrenza e sono anche previsti parcheggi attrezzati dove vengono effettuate le operazioni di prelievo e riconsegna dei veicoli;
 - il Car pooling, è la condivisione fra più persone (solitamente lavoratori di una stessa azienda o più aziende situate nella medesima zona) di un veicolo per compiere un medesimo tragitto-itinerario, con l'obiettivo di diminuire il numero delle vetture circolanti.

I principali benefici in campo ambientale si possono così riassumere:

- significativa riduzione del traffico;
- il parco auto viene frequentemente rinnovato e segue pertanto le evoluzioni tecnologiche nel campo della riduzione dei consumi e dell'inquinamento;
- in molti casi il parco automobili di un servizio di car sharing è costituito per buona parte da veicoli alternativi (auto elettriche, a metano, ecc.);
- Il vantaggio per i singoli individui è economico, in quanto è possibile ridurre l'impiego della propria autovettura, o addirittura evitarne l'acquisto;
- introduzione di auto elettriche: dal punto di vista ambientale, i veicoli elettrici autonomi generano emissioni nulle a livello locale; numerosi studi evidenziano che anche le emissioni immesse nell'atmosfera per produrre l'energia elettrica necessaria a ricaricare le batterie possono risultare inferiori a quelle prodotte dai motori.

Nel Decreto del Burden Sharing si riporta quanto indicato dalla Direttiva 2009/28/CE che, all'Art. 3, comma 4, stabilisce che "Ogni Stato membro assicura che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato membro". Secondo la Direttiva, la quota dei consumi per trasporti su cui calcolare la quota del 10% è ottenuta come somma del consumo di benzina, diesel e biocarburanti per il trasporto su strada e ferrovia e del consumo di energia elettrica nei trasporti via terra. Tenuto conto che nel Comune di Umbertide il consumo di energia nel settore dei trasporti nel 2020 sarà pari, secondo le previsioni di questo documento (paragrafo 7.4), a 12009 tep/anno, il relativo 10%, sempre nel 2020, dovrà essere consumato da fonti rinnovabili, ovvero 1201 tep/anno.

Tale obiettivo dipende da strategie a livello nazionale più che a livello locale (Comuni) e dovrebbe realizzarsi attraverso azioni sui produttori di carburanti; in sede di pianificazione si è ragionevolmente ipotizzato di considerare il raggiungimento della metà dell'obiettivo della Direttiva, ipotizzando quindi che il 5% dei consumi complessivi nel settore dei trasporti, pari a 600,5 tep/anno, sarà ricoperto nel 2020 da fonti rinnovabili.



9.11 SETTORE RISPARMIO ENERGETICO EDILIZIO

Si possono individuare numerosi interventi di risparmio energetico nel campo edilizio che farebbero risparmiare e portare l'edificio ad una classe energetica più elevata; di seguito si riportano i provvedimenti principali:

- isolamento termico degli edifici: impiego di materiali trasparenti e opachi negli edifici nell'edilizia esistente e in quella di nuova costruzione, con idonee caratteristiche e modifiche volte al risparmio energetico. In particolare, tali materiali influenzano i maggiori o minori costi energetici ed economici in termini di riscaldamento, raffrescamento e illuminazione. Le superfici trasparenti generalmente costituiscono il punto debole dell'involucro edilizio in condizioni sia estive che invernali; d'altro canto, però, contribuiscono in maniera decisiva all'illuminazione degli spazi interni, consentendo un notevole risparmio energetico in termini di impianto di illuminazione artificiale.

Nel capitolo 4 sono stati analizzati gli edifici presenti nel Comune di Umbertide. Si può prevedere per il 2020 e per il 2025 di effettuare degli interventi sull'involucro edilizio, riqualificando rispettivamente il 20% e il 30% degli edifici obsoleti (nel 1976 fu emanata la prima legge sul risparmio energetico degli edifici, la L. 373 del 1976, che tentava di limitare i consumi energetici in edilizia e che imponeva limiti alla dispersione termica degli involucri).

- La superficie totale disponibile residenziale e produttiva è rispettivamente pari a 692303 m² e 362433 m²; tale dato si traduce in una pari superficie sia di pavimenti che di soffitti; le pareti laterali esterne, si ipotizzano essere pari a 4 volte il valore del pavimento, mentre il materiale trasparente (infissi) è 1/8 della superficie del pavimento. Nelle tabelle 9.3 e 9.4 sono riportati sinteticamente i risultati:

Tab. 9.3 – Superfici opache e trasparenti totali a disposizione nel settore residenziale e produttivo

Settore	Residenziale (m ²)	Produttiva (m ²)
Pavimento (sup. opaca)	692303	362433
Soffitto (sup. opaca)	692303	362433
Parete laterale totale	2769212	1449732
Infissi (sup. trasparente)	86538	45304
Parete laterale (sup opaca)	2682674	1404428

Tab. 9.4 – Superfici opache e trasparenti nel settore residenziale e produttivo su cui si effettueranno interventi

	2020		2025	
	Residenziale (m ²)	Produttiva (m ²)	Residenziale (m ²)	Produttiva (m ²)
Pavimento (sup. opaca)	138461	72487	207691	108730
Soffitto (sup. opaca)	138461	72487	207691	108730
Parete laterale	553842	289946	830764	434920
Infissi (sup. trasparente)	17308	9061	25961	13591
Parete laterale (sup opaca)	536535	280886	804802	421328



La sostituzione di un vetro semplice (4 mm) con un vetro camera basso-emissivo diminuisce la trasmittanza da 5,0 a 1,8 W/m²K. Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la diminuzione della trasmittanza (3,2 W/m²K)
- per la superficie totale dei vetri,
- per l'emissione media dei generatori (186 gCO₂/kWh)
- per la variazione di temperatura interno-esterno (22 K)
- per le ore all'anno in cui funziona l'impianto di riscaldamento (8 x 183 → dove 8 sono le ore/giorno medie di funzionamento dell'impianto di riscaldamento e 183 sono i giorni/anno durante i quali si può tenere acceso l'impianto secondo i limiti di esercizio imposti dal DPR n° 412 /1993 in base alla zona climatica di appartenenza; Umbertide è in zona climatica E)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep (1/2,38 tep/tCO₂ → tale valore è stato ricavato attraverso una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Per quanto riguarda i materiali opachi, la trasmittanza termica può essere assunta per il soffitto pari a 2,1 W/m²K in assenza di intervento e 0,30 W/m²K in presenza dell'intervento, per il pavimento 1,6 W/m²K in assenza e 0,33 W/m²K in presenza, per le pareti laterali 1,6 W/m²K in presenza e 0,33 W/m²K in assenza. Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la diminuzione della trasmittanza di ogni superficie,
- per la corrispondente area,
- per l'emissione media dei generatori,
- per la variazione di temperatura interno-esterno,
- per le ore all'anno in cui funziona l'impianto di riscaldamento,
- per il coefficiente di utilizzo,
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep.

Nella tabella 9.5 si riportano i risultati ottenuti dalle valutazioni effettuate:

Tab. 9.5 – Energia termica risparmiata (tep)

	2020		2025	
	Residenziale (tep)	Produttiva (tep)	Residenziale (tep)	Produttiva (tep)
Sup. opache	1392,5	729,0	2088,8	1093,5
Sup. trasparenti	69,7	36,5	104,6	54,7
TOTALE	1462,3	765,5	2193,4	1148,3

➤ Impiego di dispositivi e apparecchiature ad alta efficienza energetica:

- la sostituzione delle vecchie lampade ad incandescenza con quelle fluorescenti compatte, o a led: ad esempio per illuminare un ambiente di 20 mq con 150 lux utilizzando tre lampade fluorescenti compatte elettroniche da 20 W invece che tre incandescenti da 100 W, permette di risparmiare circa 80 € all'anno;
- sostituzione di vecchi elettrodomestici con nuovi appartenenti ad una classe energetica elevata: il consumo degli elettrodomestici equivale a circa il 75% della domanda di energia elettrica delle famiglie. Nel settore terziario un notevole peso sui consumi elettrici è costituito dalle apparecchiature per ufficio che rappresentano una quota significativa del consumo totale di energia elettrica.
- un altro intervento prevedibile è l'introduzione dell'uso di pompe di calore per la climatizzazione: si tratta di un sistema in grado di trasferire calore da un ambiente a temperatura più bassa ad un altro a temperatura più alta; la pompa di calore reversibile può



produrre in estate raffrescamento ed in inverno riscaldamento; rappresenta pertanto un mezzo per migliorare il livello di comfort e può costituire un utile strumento per conseguire significativi risparmi energetici, economici e ambientali.

Ipotizzando di avere pompe di calore con SPF pari a 3,5, per ogni kWh termico prodotto con tale tecnologia, se ne spendono 1/3,5 elettrici. Ricordando che per produrre un kWh elettrico vengono emessi nell'aria circa 500 g di anidride carbonica, per ottenere il kWh termico dalla pompa di calore, si producono in atmosfera: $500/3.5 = 143 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$. Se si tiene conto che per produrre un kWh termico con un generatore costruito con tecnologie all'avanguardia si emettono circa $186 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$, con le pompe di calore si ottiene una riduzione di **43 gCO_{2eq}/kWh**.

È' ragionevole supporre una potenzialità di installazione pari a 150 nuove caldaie ad alta efficienza all'anno (scalando il valore da quello del PEAC di Perugia, attraverso il rapporto esistente tra abitanti nei due comuni).

Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la potenza media della caldaia (20 kW)
- per le ore di accensione medie annue (8 x 183)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per l'emissione media dei generatori (43 gCO₂/kWh)
- per il numero di generatori all'anno (150)
- per il numero di anni (10 anni per il 2020 e 15 anni per il 2025)
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep (1/2,38 tep/tCO₂ → tale valore è stato ricavato facendo una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Si ottiene dunque un risparmio di energia pari a 396 tep per il 2020 e 594 tep per il 2025.

- un intervento realizzabile nel territorio comunale, consiste nella sostituzione delle vecchie caldaie con i modelli ad alta efficienza e a basse emissioni di inquinanti, per effetto del miglioramento del processo di combustione.

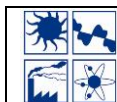
È' ragionevole supporre una potenzialità di installazione pari a 150 nuove caldaie ad alta efficienza all'anno (scalando il valore da quello del PEAC di Perugia, attraverso il rapporto esistente tra abitanti nei due comuni).

Il risparmio potenziale si ottiene moltiplicando:

- la potenza media della caldaia (20 kW)
- per le ore di accensione medie annue (8 x 183)
- per il coefficiente di utilizzo (0,5)
- per l'emissione media dei generatori (51 gCO₂/kWh)
- per il numero di generatori all'anno (170)
- per il numero di anni (10 anni per il 2020 e 15 anni per il 2025)
- per il fattore di conversione da tCO₂ a tep (1/2,38 tep/tCO₂ → tale valore è stato ricavato facendo una media pesata dei fattori di emissione dei combustibili utilizzati per il riscaldamento).

Si ottiene dunque un risparmio di energia pari a 469,6 tep per il 2020 e 704,4 tep per il 2025.

- Introduzione di bioedilizia e bioarchitettura: si mette in relazione l'uomo con il clima del luogo naturale che lo circonda e gli edifici devono essere concepiti limitando al massimo l'impatto sull'ambiente circostante; un esempio di intervento sono i tetti verdi (copertura di un edificio sul quale sia stata aggiunta una finitura con verde estensivo) che hanno un maggior potere coibente, diminuendo così i consumi energetici sia nel periodo invernale che nei mesi estivi e inoltre contribuiscono a diminuire l'inquinamento atmosferico (sia per fotosintesi che per la filtrazione di polveri nell'aria) e acustico.



La realizzazione di interventi di edilizia bioclimatica nel territorio comunale possono essere incentivati negli edifici di nuova costruzione.

9.12 CERTIFICATI VERDI

Il Comune di Umbertide acquista già “energia verde” dal 2006, come riportato nel paragrafo 6.6. Si può ipotizzare di mantenere costante in futuro al 2020 e 2025, l’acquisto di energia come negli ultimi anni di bilancio; quindi circa 3200 MWh/anno corrispondenti a 275 tep e 1600 tCO₂ evitate.

9.13 ANALISI DEI CONSUMI TOTALI

I consumi totali di energia previsti per il 2020 e per il 2025 sono rispettivamente pari a 32878 tep e 33147 tep. Considerando le azioni proposte nei due precedenti paragrafi (risparmio energetico negli edifici e trasporti), si può ipotizzare una riduzione dei consumi stimati riportati nella tabella 9.6, nell’ipotesi in cui tali azioni si realizzassero.

Tab. 9.6 - Potenziale di risparmio energetico nel Comune di Umbertide (tep)

	2020	2025
Consumi totali	32878,0	33147,0
Involucro edilizio	2227,8	3341,7
Introduzione pompe di calore	396,0	593,9
Sostituzione caldaie	469,6	704,4
Consumi finali	29784,6	28507,0

In tabella 9.7 è riportato l’insieme delle potenzialità della produzione di energia da fonti rinnovabili nel territorio comunale al 2020 e 2025. Da notare il significativo contributo dello sfruttamento del potenziale geotermico.

Tab. 9.7 - Potenziale di produzione di energia da fonti rinnovabili nel Comune di Umbertide (tep)

	2020	2025
Solare fotovoltaico	955,2	1115,0
Idroelettrico	343,6	343,6
Eolico	0,0	0,0
Geotermico	34078,9	34078,9
Solare termico	260,8	355,2
Rifiuti (termovalorizzatore)	262,2	262,2
Cogenerazione	270,8	270,8
Biomasse	1453,8	1453,8
Trasporti	600,5	600,5
Certificati verdi	275,0	275,0
TOTALE	38500,8	38754,9

Ipotizzando di realizzare tutti gli interventi sintetizzati in tabella 9,7, al 2020 la quota di energia ricoperta da fonti rinnovabili è pari al 129,3% della domanda totale depurata dagli interventi sugli edifici, mentre al 2025 è il 135,9%. Entrambe le quote sono naturalmente ben al di sopra della percentuale prevista come target UE (13,7%); se non si considera la risorsa geotermica, la quota di energia ricoperta da fonti rinnovabili è pari al 14,8% della domanda totale depurata dagli interventi sugli edifici, mentre al 2025 è il 16,4%.

9.14 STIMA DELLE EMISSIONI FUTURE (SCENARI 0, 1, 2, 3, 4)

Dalle stime effettuate e dalla ricognizione sulla situazione attuale nel territorio del Comune di Umbertide, possono essere ragionevolmente ipotizzati gli scenari riportati di seguito:

Scenario 0: è lo scenario di riferimento e prevede che non vengano effettuati interventi volti alla riduzione delle emissioni nel Comune di Umbertide; ci si riferisce a tale scenario per valutare i benefici e la riduzione delle emissioni legati agli interventi previsti. Questo scenario è stato già esposto nel paragrafo 8.6.

Scenario 1: scenario perseguito dalla Comunità Europea, il cosiddetto 20-20-20 che determina una riduzione delle emissioni di gas serra del 10% rispetto ai valori dell'anno 2005, con una quota per l'Italia che raggiunge il 13%; come previsto dalla Comunità Europea; il calcolo della riduzione è riferito alle attività non appartenenti ai settori dell'Emission Trading System (impianti termoelettrici, raffinerie, cementerie, ecc...), in quanto nessuna di tali attività è presente all'interno del territorio comunale. Avendo però a disposizione i dati al 2007, si farà riferimento a questo anno anziché al 2005. Ciò significa che al 2020 si devono avere 112421 tCO₂eq/anno.

Scenario 2: gli interventi di riduzione delle emissioni sono volti a stabilizzare le emissioni di CO₂ ai livelli dell'anno 2010, pertanto, le tonnellate di CO₂ equivalenti rimangono fisse all'anno 2010 e cioè pari a 122416 tCO₂eq/anno.

Scenario 3: o "scenario Patto dei Sindaci", con il quale si intende diminuire del 20% i livelli di emissioni rispetto a quelli rilevati nell'anno 1990 o nel primo anno dopo il 1990 per il quale si hanno dati disponibili: in questo caso il 2007. Al 2020 si dovranno avere 99930 tCO₂eq/anno.

Scenario 4: è uno scenario teorico, che prevede la massima riduzione potenziale, mettendo in atto tutti gli interventi possibili previsti. Come ipotizzato nel paragrafo 9.5, si intende azzerare le emissioni al 2020 sfruttando il potenziale geotermico.

Per poter effettuare la stima delle tonnellate totali di CO₂ equivalenti risparmiate, si sono applicati i coefficienti riportati nella seconda colonna della tabella 9.8, ottenuti attraverso le modalità descritte nel PEAC di Perugia; nelle ultime due colonne si riportano le tCO₂ equivalenti evitate nel 2020 e 2025, ipotizzando di realizzare tutti gli interventi descritti nei paragrafi precedenti.



Tab. 9.8 – Emissioni evitate Scenario 4

	Risparmio unitario CO ₂ tCO ₂ /tep	tep		tCO ₂ eq.	
		2020	2025	2020	2025
Solare fotovoltaico	5,8	955,2	1115,0	5559,2	6489,0
Idroelettrico	5,8	343,6	343,6	1999,8	1999,8
Eolico	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Geotermico (alta entalpia)	2,9	34078,9	34078,9	98828,8	98828,8
Solare termico	2,2	260,8	355,2	573,8	781,4
Rifiuti (termovalorizzatore)	7,4	262,2	262,2	1940,6	1940,6
Cogenerazione	2,1	270,8	270,8	568,6	568,6
Biomasse (elettrico)	5,8	113,9	113,9	660,4	660,4
Biomasse (termico)	2,2	1340,0	1340,0	2947,9	2947,9
Trasporti	3,1	600,5	600,5	1861,4	1861,4
Involucro edilizio	2,4	2227,8	3341,7	5346,6	8020,0
Introduzione pompe di calore	2,4	396,0	593,9	950,3	1425,4
Sostituzione caldaie	2,4	469,6	704,4	1127,1	1690,6
Certificati Verdi	5,8	275,0	275,0	1600,5	1600,5
TOTALE		41594,3	43395,1	123965,0	128814,4

Nell'ipotesi ideale che vengano realizzate tutte le azioni previste, verrebbero annullate le emissioni di CO₂ equivalente al 2020.

9.15 CONFRONTO TRA I DIVERSI SCENARI E SCELTA DEI POSSIBILI INTERVENTI

Nel paragrafo 8.6 vengono stimate le emissioni totali in assenza di interventi (Scenario 0), che risultano pari a 123965 tCO₂ equivalenti al 2020 e 124376 tCO₂ equivalenti al 2025; in tabella 9.9 vengono riassunti i risultati dei quattro scenari ipotizzati e la loro riduzione percentuale rispetto allo scenario di riferimento (Scenario 0).

 Tab. 9.9 – Emissioni totali nel 2020 nei diversi Scenari (tCO₂ equivalenti)

	2020	Differenza con Scenario 0	Differenza con Scenario 0 (%)
Scenario 0	123965	0	0
Scenario 1	112421	11544	-9,31%
Scenario 2	122416	1549	-1,25%
Scenario 3	99930	24035	-19,39%
Scenario 4	0	123965	-100,00%

Nelle figure 9.4 e 9.5 vengono riportati graficamente i risultati relativi ai diversi scenari analizzati.



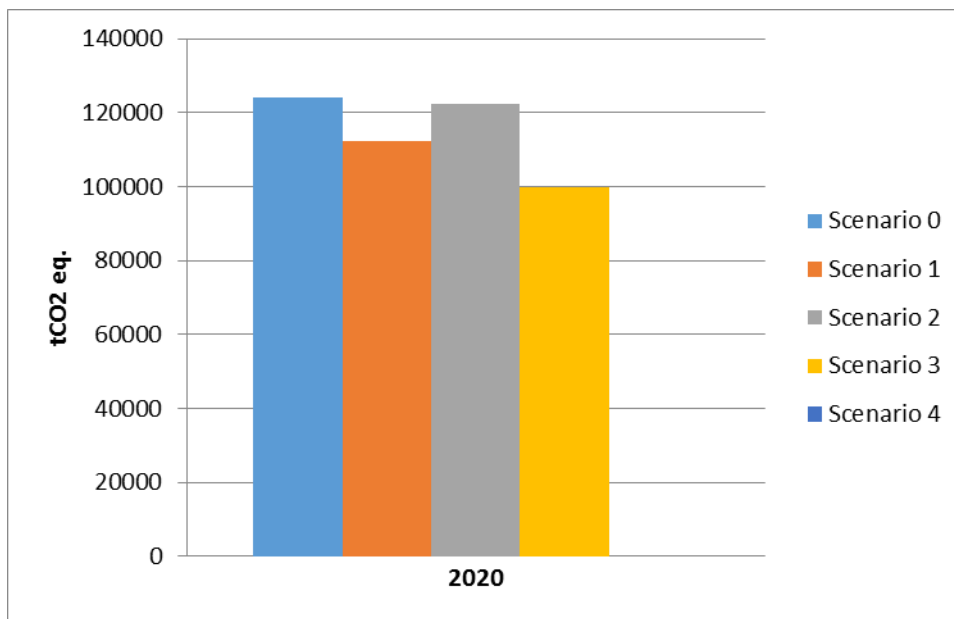


Fig. 9.4 – Confronto tra le emissioni negli scenari analizzati nel 2020

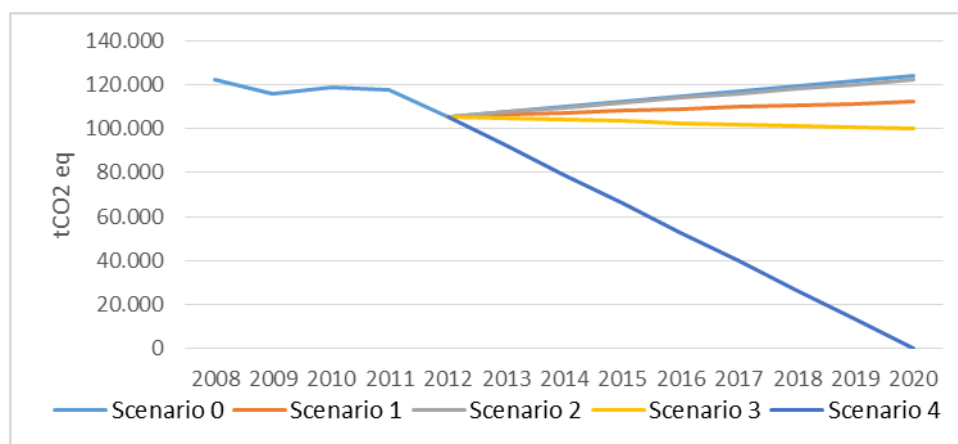


Fig. 9.5 – Confronto tra gli andamenti delle emissioni negli scenari analizzati

Per il raggiungimento delle quote di emissione riportate in tabella 9.9, dovranno essere adottati diversi interventi in base all’obiettivo da raggiungere.

Di seguito sono suggeriti gli interventi che sembrano avere maggiori probabilità di essere attuati al variare dello scenario scelto.

Scenario 0: Prevede che non vengano effettuati interventi.

Scenario 1: Per ottenere un risparmio di 11544 tCO₂ equivalenti, bisognerebbe realizzare gli impianti fotovoltaici previsti, effettuare circa la metà degli interventi sull'involucro edilizio, introdurre caldaie di nuova generazione e pompe di calore, continuare ad acquistare energia verde (risparmio previsto 30209,6 tep corrispondenti a 11910 tCO₂ equivalenti). Ciò significherebbe ricoprire i consumi totali dello scenario 0 di una quota pari al 9,8% e le emissioni previste del 9,6%.

Scenario 2: Per ottenere un risparmio di 1549 tCO₂ equivalenti, basterebbe realizzare una parte degli impianti fotovoltaici previsti; se fossero installati tutti quelli ipotizzati si otterrebbe un risparmio di 955,2 tep corrispondenti a 5559,2 tCO₂ equivalenti. Ciò significherebbe ricoprire i consumi totali dello scenario 0 di una quota pari al 2,9% e le emissioni previste del 4,5%.

Scenario 3: Per ottenere un risparmio di 24035 tCO₂ equivalenti, andrebbero effettuati tutti gli interventi previsti ad eccezione del geotermico. Si otterrebbe un risparmio di 7515,2 tep corrispondenti a 25136 tCO₂ equivalenti. Ciò significherebbe ricoprire i consumi totali dello scenario 0 di una quota pari al 22,9% e le emissioni previste del 20,3%.

Scenario 4: Prevede di mettere in atto tutti gli interventi possibili, con un risparmio di 41594 tep corrispondenti a 123965 tCO₂ equivalenti. Ciò significherebbe ricoprire i consumi totali per il 126,5%, abbattendo così le emissioni al 2020 del 100%. Si tratta naturalmente di uno scenario puramente ipotetico, in cui il contributo della risorsa geotermica risulta preponderante; se si escludesse quest'ultima, l'insieme degli interventi porterebbero a una riduzione delle emissioni pari a 25136 tCO₂ equivalenti; che ricoprirebbero i consumi totali dello scenario 0 di una quota pari al 22,9%.

BIBLIOGRAFIA

- [1] DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- [2] Ministero dello sviluppo economico, *Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili* (c.d. Burden Sharing), D.M. 15 Marzo 2012, Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2012
- [3] <http://atlanteoelico.rse-web.it/viewer.htm>
- [4] Regione Umbria, *Piano Regionale per la Gestione dei Rifiuti*, 2009
- [5] Regione Umbria, *Piano Energetico Regionale*, 2004
- [6] Soldani M., *Strumenti e metodi per la pianificazione energetica locale: il caso del comune di Umbertide*, 2013
- [7] M. Benini – ERSE: *“Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione di auto elettriche: uno scenario al 2030”*, luglio 2010. G. Riva, I. M. Gianinoni, C. Caruso – ERSE: *“Scenari di mobilità connessi alla diffusione dei veicoli PEV/PHEV”*, febbraio 2010

