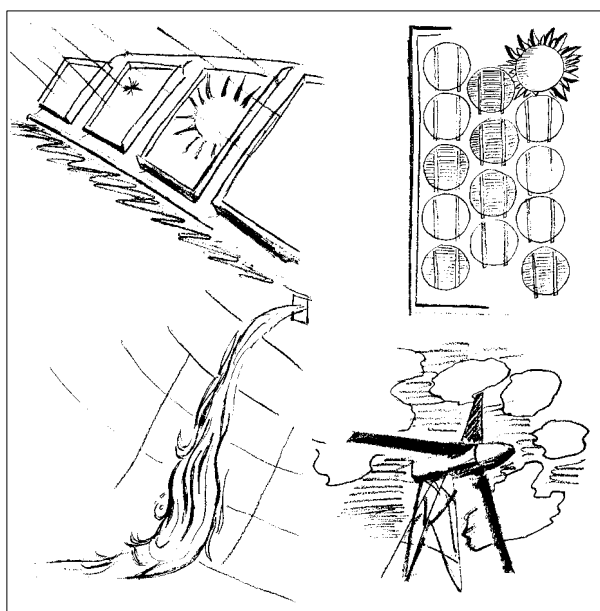


Regione MARCHE



“PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE” (linee di programmazione e di indirizzo della politica energetica regionale)



1

sommario del PEAR

1. INTRODUZIONE 4

1.1	DEFINIZIONE	4
1.2	CONTENUTI ED OBIETTIVI DEL PEAR.....	5
1.3	ARTICOLAZIONE DEL PEAR.....	7
1.4	CONTRIBUTI.....	8

2. ASPETTI CARATTERIZZANTI 10**3. GOVERNO DELLA DOMANDA DI ENERGIA..... 13**

3.1	I DECRETI SULL'EFFICIENZA ENERGETICA.....	13
3.2	INVENTARIO DELLE MISURE DI RISPARMIO ENERGETICO...	14
3.3	LE AZIONI PER IL RISPARMIO ENERGETICO IN EDILIZIA	14
3.3.1	Le misure da adottare.....	16
3.3.2	Incentivazione per il soddisfacimento dei requisiti richiesti	17
3.3.3	Elenco degli interventi.....	17
3.3.4	Modalità di valutazione degli interventi	18

4. GOVERNO DELLA OFFERTA DI ENERGIA 21

4.1	ENERGIE RINNOVABILI	21
4.1.1	Biomasse.....	22
4.1.2	Energia eolica	27
4.1.3	Energia idraulica.....	29
4.1.4	Energia solare.....	30
4.2	GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....	31
4.2.1	Obiettivi	31
4.2.2	Opzioni	33
4.2.3	Generazione distribuita e Cogenerazione	36
4.2.4	Conclusioni.....	42

5. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015..... 44

5.1	SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE	44
5.1.1	Domanda di energia nella regione Marche.....	44
5.1.2	Offerta di energia nella regione Marche.....	47
5.2	GLI SCENARI DEL FABBISOGNO AL 2015	49
5.2.1	Scenario "inerziale"	50
5.2.2	Scenario "virtuoso".....	51
5.3	LO SCENARIO AL 2015 PER L'ENERGIA ELETTRICA	52
5.3.1	Soluzioni per la copertura dei fabbisogni.....	53

6. RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI. 56

6.1	L'INVENTARIO DELLE EMISSIONI.....	56
6.2	RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI	58
6.2.1	Macrosettore 1 – Produzione di energia.....	60
6.2.2	Macrosettore 2 – Combustione non industriale	60
6.2.3	Macrosettore 3 – Combustione nell'industria	61
6.2.4	Macrosettore 7 – Trasporti su strada	62
6.2.5	Macrosettore 9 – Trattamento e smaltimento rifiuti	62
6.2.6	Macrosettore 10 – Agricoltura	63
6.2.7	Macrosettore 11 – Altre sorgenti e assorbimenti (afforestazione/riforestazione).....	64
6.2.8	Riepilogo	68

7. PRIORITA' NELLA DESTINAZIONE DELLE RISORSE 70

1. INTRODUZIONE

1.1 DEFINIZIONE

Per definire il **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)** può essere utile ricorrere alla "Relazione sullo stato di attuazione della legge 9 gennaio 1991 n. 10, recante 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".
Si ricorderà che fu proprio la legge 10/91, all'art. 5, ad introdurre lo strumento del Piano Energetico Regionale.

La relazione citata è stata presentata dal **Ministro delle Attività Produttive** al Parlamento il 24 febbraio 2004 e alla pagina 16 sotto il titolo "La pianificazione energetica regionale" riporta le seguenti considerazioni:
"La materia inquadrata dai Piani Energetici Regionali si è ampliata dai contenuti previsti dall'articolo 5 della legge n. 10/91 a tutte le competenze trasferite alle Regioni in materia di energia dal decreto legislativo n. 112/98 e dal nuovo assetto istituzionale profondamente rinnovato dalla modifica del Titolo V della Costituzione.

Il Piano Energetico Regionale è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale (ad esempio: piani per lo smaltimento dei rifiuti, piani dei trasporti, piani di sviluppo territoriale, piani di bacino per la gestione delle risorse idriche).

Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento.

Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori di energia e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale viene attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (DLgs n. 79/99 e DLgs n. 164/00).

La Pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio di sostenibilità del sistema energetico.

Il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali, come il perseguimento degli obiettivi di Kyoto, mediante una serie di misure di natura energetica e di innovazioni tecnologiche, pur nell'ambito di quanto sopra evidenziato. Il Piano Energetico Regionale diventa in tal caso Piano Energetico Ambientale Regionale.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale contiene le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nel

Piano sono rappresentate e valutate le possibili soluzioni, da quelle tradizionali a quelle basate sulle fonti alternative e rinnovabili, con attenzione agli aspetti di disponibilità nel territorio, di economicità, di potenzialità per lo sviluppo di specifiche industrie locali, di impatto ambientale sia per l'assetto del territorio sia per le emissioni.

La gestione della domanda costituisce una parte importante del piano, in quanto la facoltà di intervento della Regione, a vario titolo, è molto ampia e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le opportunità positive, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, o vincoli e condizioni, che possono venire dall'interno e dall'esterno.

Il Piano Energetico Ambientale va concertato sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori).

La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è un processo che si rende necessario sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel DLgs n. 112/98.

L'importanza della definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali è stata richiamata nel giugno 2001 nel "Protocollo d'intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas-serra nell'atmosfera" (Protocollo di Torino), che si prefigge lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali".

Nel Protocollo di Torino le Regioni individuano nella pianificazione energetica ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel campo dell'energia assumendo a livello di Regione impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall'Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori al 6,5% rispetto a quelli dei 1990)".

1.2 CONTENUTI ED OBIETTIVI DEL PEAR

Con i presupposti messi in evidenza al paragrafo precedente il PEAR prende le mosse da una attenta valutazione delle condizioni al contorno nelle quali il settore energetico regionale agisce. Tali condizioni al contorno sono determinate sostanzialmente da:

- contesto economico e politico-istituzionale sia a livello comunitario che nazionale,
- Bilancio Energetico Regionale (BER) degli ultimi decenni (a partire dal 1970),
- strumenti di pianificazione regionale e locale relativi ad altri campi, settori ed attività.

La conoscenza delle condizioni al contorno permette la elaborazione degli **scenari di evoluzione** a medio termine (**anno 2015**) di tutto il comparto energetico, al fine di fornire il **quadro di riferimento** su:

- governo della domanda di energia,

-
- governo della offerta di energia,
 - contenimento delle emissioni di gas climalteranti,
- per i soggetti pubblici e privati che intendono assumere iniziative in campo energetico.

In tale quadro di riferimento si inseriranno anche i **Piani Energetici Comunali** che i Comuni con popolazione superiore a 50000 abitanti redigono in ottemperanza all'art. 5 della legge 10/91. E si inseriranno i **Piani Energetici Provinciali** con cui le Province esercitano le competenze in materia di **"programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico"** riconosciute loro dal Dlgs 112/98.

Nella consapevolezza che gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto nel 1997 sono ora più lontani a livello mondiale, che gli effetti dell'inquinamento atmosferico sulla salute umana e sull'ambiente si aggravano, che il riscaldamento del pianeta è documentato e riconosciuto dalla grande maggioranza della comunità scientifica, che recenti direttive comunitarie definiscono ulteriormente i compiti degli Stati e delle Regioni per la riduzione dell'effetto serra e per forti innovazioni nelle politiche energetiche, **il PEAR è uno strumento organico, articolato negli obiettivi e nei contenuti, attuabile per gradi e flessibile al fine di cogliere le opportunità della strategia comunitaria.**

Tre sono gli assi principali e costitutivi del PEAR:

- **risparmio energetico** tramite un vasto sistema di azioni diffuse sul territorio e nei diversi settori del consumo, soprattutto nel terziario e nel residenziale. Strumenti attivabili: campagne di sensibilizzazione ed informazione; programmi di incentivazione agili e significativi caratterizzati da semplicità burocratica nonché da sistematicità e continuità degli interventi;
- **impiego delle energie rinnovabili** con particolare riferimento all'*energia eolica* ed alle *biomasse* di origine agro-forestale anche per la produzione di *biocarburanti*. Per quanto riguarda l'*energia solare* il suo ruolo strategico verrà sottolineato rendendone sistematico lo sfruttamento in edilizia;
- **eco-efficienza energetica** con particolare riferimento ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica ed energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera.

In generale l'impostazione del PEAR si ispira alle logiche della riduzione del prelievo di risorse naturali, dell'utilizzo innovativo delle energie rinnovabili, di una forte dose di innovazione tecnologica e gestionale soprattutto nel settore industriale.

Il Piano interviene inoltre sulla necessità di rendere equilibrato al massimo grado il settore energetico regionale agendo soprattutto sul deficit del comparto elettrico per garantire il pieno sostegno allo sviluppo economico e sociale delle Marche.

In questo senso risulta centrale il criterio della **produzione distribuita e non concentrata di energia**; il PEAR non prevede quindi il ricorso a poche grandi "macchine" di produzione energetica, che risultano per altro particolarmente esposte sotto il profilo del consenso sociale e della sicurezza.

La scelta della produzione distribuita è funzionale alla valorizzazione un aspetto peculiare della realtà marchigiana di cui il PEAR intende tener conto: le **aree industriali omogenee**. Molte delle iniziative proposte, in particolare quelle che impattano sul settore industriale, sono pertanto ritagliate su questa particolare forma organizzativa del tessuto produttivo. Si vuole così configurare un quadro che renda le aree industriali omogenee una sorta di incubatori di interventi innovativi ad alta valenza energetico-ambientale.

Da ultimo, nel PEAR si definiscono anche le **priorità nella destinazione delle risorse regionali** eventualmente disponibili.

Vista la dinamicità del quadro istituzionale (direttive europee e provvedimenti legislativi nazionali in corso di emanazione), **economico** (liberalizzazione dei mercati dell'energia, oscillazioni dei prezzi del petrolio) e **tecnologico** in materia e **al fine di monitorare i risultati conseguiti** con gli interventi proposti, **la Giunta Regionale eseguirà ogni anno la valutazione del PEAR che sottoporrà al Consiglio Regionale per l'eventuale correzione sia degli strumenti che degli obiettivi**. In questa maniera il Piano sarà effettivamente uno strumento capace di leggere l'evoluzione delle problematiche energetiche della regione e, possibilmente, di adeguarvisi.

1.3 ARTICOLAZIONE DEL PEAR

Al fine di garantire al PEAR la massima "intelligibilità" il Piano viene organizzato in documenti separati, legati da un filo logico ma leggibili separatamente, con il presente documento n. 1, "**Sommario del PEAR**," che oltre a contenere gli aspetti caratterizzanti contiene il sommario e il riepilogo di tutti gli altri.

- 1) **Sommario del PEAR** (introduzione, aspetti caratterizzanti, riepilogo degli indirizzi generali e specifici, riepilogo degli scenari al 2015)
- 2) **Contesto economico e politico-legislativo**
- 3) **Bilancio Energetico Regionale (B.E.R.)**
- 4) **Scenari di evoluzione a livello regionale** (contiene l'analisi degli indicatori energetici, le proiezioni degli scenari regionali al 2015, la situazione del comparto petrolifero, del comparto elettrico e della Rete di Trasmissione elettrica, gli indirizzi per la ricerca)
- 5) **Proposte per il governo della domanda di energia** (risparmio energetico, interventi in edilizia, trasporti)
- 6) **Proposte per il governo della offerta di energia** (energie rinnovabili, generazione elettrica, cogenerazione)
- 7) **Riduzione delle emissioni di gas climalteranti.**

1.4 CONTRIBUTI

Hanno collaborato al progetto:

STRUTTURA TECNICO-AMMINISTRATIVA REGIONE MARCHE

Direzione generale

Fabrizio Costa (Dipartimento Sviluppo Economico)

Libero Principi (Dipartimento Territorio e Ambiente)

Responsabili del Procedimento

Paola Bichiseccchi (Servizio Industria Artigianato Energia)

Antonio Minetti (P.F. Autorità Ambientale Regionale)

Coordinamento Operativo

Antonio Minetti (P.F. Autorità Ambientale Regionale)

Collaboratori:

Luciano Calvarese (Servizio Industria Artigianato Energia)

Raffaella Fontana (P.F. Autorità Ambientale Regionale)

Consulenti esterni

DIPARTIMENTO DI ENERGETICA - UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE

Coordinamento:

Fabio Polonara, Università Politecnica delle Marche, Ancona

Gianni Silvestrini, Kyoto Club, Roma

Collaboratori:

2 - Contesto economico e politico-legislativo

Francesco Corvaro, Università Politecnica delle Marche, Ancona

3 - Bilancio Energetico Regionale (B.E.R.)

Franco Marchesi, SVIM, Ancona

5 - Proposte per il governo della domanda di energia

A.R.E., Agenzia per il Risparmio Energetico, Ancona (risparmio energetico)

Paolo Principi, Università Politecnica delle Marche, Ancona (interventi in edilizia)

Ruggero Recchioni, Università Politecnica delle Marche, (risparmio energetico)

Maria Rosa Vittadini, IUAV, Venezia (trasporti)

6 - Proposte per il governo della offerta di energia

Sandro Ballelli, Università di Camerino, (impatto dell'energia eolica sulla flora)

Flavio Caresana, Università Politecnica delle Marche, Ancona (generazione distribuita)

Andrea Catorci, Università di Camerino, Camerino (impatto dell'energia eolica sulla flora)

Gabriele Comodi, Università Politecnica delle Marche, Ancona (generazione distribuita)

-
- Francesco Corvaro**, Università Politecnica delle Marche, Ancona
(trasporti)
- Carlo De Mattia, Michele Marozzini, Guidomassimo Postacchini**,
Studio nTT, Macerata (estetica degli impianti di generazione elettrica)
- Ester Foppa Pedretti**, Università Politecnica delle Marche, Ancona
(biomasse)
- Andrea Masullo**, WWF Italia, Roma (gestione dei rifiuti)
- Leonardo Pelagalli**, Università Politecnica delle Marche, Ancona
(generazione distribuita)
- Paolo Perna**, Studio Helix Associati, Macerata, (impatto dell'energia
eolica sulla fauna)
- Renato Ricci**, Università di Chieti, Pescara (eolico)
- Giovanni Riva**, Università Politecnica delle Marche, Ancona (biomasse)
- 7 - Riduzione delle emissioni di gas climalteranti
- Giorgio Passerini**, Università Politecnica delle Marche, Ancona

2. ASPETTI CARATTERIZZANTI

Nell'ambito degli obiettivi enunciati ai paragrafi precedenti e all'interno di una articolazione complessiva che pur affronta tutte le angolazioni del comparto energetico sono stati individuati alcuni **aspetti caratterizzanti** sui cui il PEAR concentra l'attenzione e suggerisce di destinare in via prioritaria le risorse a disposizione.

La scelta degli aspetti caratterizzanti deriva dall'analisi delle peculiarità del sistema marchigiano e dalla consapevolezza che esistono situazioni specifiche nelle quali gli indirizzi dell'Ente Regione possono risultare incisivi ed efficaci più che in altre. Si tratta, in altre parole, di garantire al PEAR la necessaria **concretezza**, privilegiando quegli interventi per i quali la Regione ha gli strumenti per influenzare e promuovere scelte virtuose in campo energetico e ambientale, lasciando ai margini altri interventi, pur virtuosi, sui possono essere efficaci quali altri attori (Unione Europea, Governo nazionale, investitori privati).

Tali aspetti caratterizzanti, descritti dettagliatamente nel seguito del presente documento e negli altri documenti che costituiscono il PEAR, vengono qui elencati in sintesi:

A) Risparmio energetico ed efficienza negli usi finali

- A1. Si vuole promuovere una **revisione profonda delle modalità costruttive in edilizia** con l'adozione di **tecniche di risparmio energetico, di sfruttamento dell'energia solare e di edilizia bioclimatica**. L'utilizzo di tali tecniche dovrà diventare lo stato dell'arte per tutti gli edifici nuovi e da ristrutturare attraverso l'inserimento progressivo di norme, anche cogenti, nel Regolamento Edilizio Tipo e nei Regolamenti Edilizi comunali. Tra le altre misure si segnala l'**obbligo di installare pannelli solari per la produzione di acqua calda sanitaria in tutte le nuove costruzioni**, in linea con le più avanzate esperienze delle città europee, e l'indirizzo della indicazione del consumo energetico degli immobili nelle transazioni immobiliari, attivando un meccanismo di incentivazione permanente, regolato autonomamente dal mercato, in quanto il valore dell'immobile potrà variare anche in base alla relativa prestazione energetica.
- A2. Nella convinzione che il risparmio possa costituire una "fonte energetica" in grado di dare un notevole contributo si è valutata l'entità di tale contributo. Si è però consci che la materia del risparmio energetico subirà una accelerazione dalle dimensioni ad oggi imprevedibili quando entreranno in vigore i cosiddetti "**decreti sull'efficienza energetica**" (DM 24/4/2001) con la creazione del mercato dei "titoli di efficienza energetica" (**certificati bianchi**). Tali decreti delineano un ruolo forte per le Regioni ma le modalità operative in cui tale ruolo si estrinsecherà sono oggi piuttosto vaghe e al tempo stesso ogni altra azione regionale non può prescindere

dere dalla loro realtà applicativa. In attesa della entrata in vigore dei decreti si **quantificano i potenziali di risparmio delle varie attività** lasciando alla natura flessibile ed aperta del PEAR la possibilità di adeguare gli interventi regionali in materia al momento in cui lo scenario aperto dai DM sull'efficienza energetica sarà chiarito.

- A3. Per ciò che riguarda i **trasporti** si appoggiano e sostengono gli indirizzi già presenti nello specifico piano regionale di settore. In particolare nei trasporti pubblici, a fianco dell'utilizzo del **metano**, si promuove l'impiego del **biodiesel** favorendo la stipula di accordi volontari tra i gestori del trasporto pubblico ed i fornitori di biodiesel. In aggiunta si cercherà di superare gli attuali ostacoli burocratici alla presenza di biodiesel nelle stazioni di rifornimento aperte al pubblico, con l'obiettivo di avere nel breve periodo in regione almeno 10 distributori di carburante con offerta di biodiesel. Se a questo si somma il fatto che da luglio 2004 tutto il gasolio per autotrazione in uscita dalla raffineria di Falconara contiene il 5% di biodiesel è lecito pensare alle Marche come "**regione leader nel settore dei biocombustibili**". E' inoltre possibile valutare con attenzione l'eventualità di produrre nelle Marche etanolo in bioraffinerie alimentate da diverse produzioni agricole nell'ambito di azioni dimostrative finanziabili dall'Unione Europea.

B) Sfruttamento delle energie rinnovabili

- B1. Le **biomasse di origine agro-forestale possono garantire una quota significativa del fabbisogno energetico ed offrire nuove opportunità all'agricoltura regionale**. Si tratta però di **innescare una filiera agro-energetica che permetta di concentrare in ambiti territoriali ristretti** (la valenza ambientale ed economica delle biomasse si esplica compiutamente solo se produzione ed utilizzo sono concentrati nel raggio di qualche decina di chilometri) **l'offerta di biomasse** (provenienti da colture dedicate e da residui agro-forestali) **e la relativa domanda** (per la produzione di energia elettrica e termica e per l'impiego di biocombustibili). Si cercherà di incentivare la realizzazione del circolo virtuoso che concentra nello spazio e nel tempo la domanda e l'offerta di biomasse attraverso la promozione dell'utilizzo integrato degli strumenti di pianificazione agricola (Politica Agricola Comunitaria, Piano di Sviluppo Rurale, Leggi Regionali), degli strumenti di pianificazione energetica (PEAR, certificati verdi) e di provvedimenti ad hoc (accordi quadro, accordi di programma).
- B2. L'**energia eolica** potrebbe portare un contributo non trascurabile ma sul suo sfruttamento pesano parecchi dubbi e perplessità. **Si è cercato di individuare in modo oggettivo se esistono aree vocate allo sfruttamento dell'energia eolica** sia al largo delle coste che sui rilievi della regione, **eseguendo dapprima una valutazione sistematica della risorsa vento per poi prendere in esame i vincoli che rendono non idonei alcuni siti**. Il risultato

di questa indagine sistematica è la **predisposizione di una serie di requisiti tecnici che i siti debbono possedere per poter alloggiare un impianto eolico**. La conclusione è che esistono in regione un certo numero di siti (sia off-shore che sulla terraferma) che tecnicamente sono idonei ad ospitare centrali eoliche con soddisfacente producibilità e ridotto impatto ambientale.

Tali siti, soprattutto quelli delle aree interne, quando privi di vincoli naturalistici e paesaggistici, vanno già da oggi considerati un patrimonio delle comunità locali, funzionali al loro benessere socio-economico; dei relativi investimenti e positivi effetti le stesse comunità devono poter essere protagonisti primari.

B3. Le altre fonti rinnovabili non sembrano allo stato capaci di influire significativamente, nello scenario temporale di riferimento, sul bilancio energetico regionale, vuoi per oggettiva scarsa disponibilità residua (idroelettrico) vuoi per i costi troppo elevati dell'energia prodotta allo stato dell'arte della tecnologia (solare fotovoltaico). Un accento strategico sull'impiego dell'**energia solare** è però riservato alla sua **integrazione nell'edilizia**, per la quale si rimanda agli interventi già citati, e alla modifica del regime di sostegno attraverso l'agevolazione finanziaria ai produttori fotovoltaici del conferimento in rete dell'energia prodotta.

C) Capacità di generazione di energia elettrica

C1. **La tendenza verso il raggiungimento del pareggio** tra domanda ed offerta **nel comparto elettrico** è giudicato nel PEAR **obiettivo strategico di medio periodo**. Per il conseguimento di questo obiettivo strategico non si pongono vincoli temporali in ragione di una situazione nazionale in forte e dinamica evoluzione dagli esiti a tutt'oggi incerti. Si individuano invece nella **generazione distribuita e nella cogenerazione** le tecnologie con le quali raggiungere:

- il sostanziale pareggio di bilancio ed al tempo stesso conseguire anche:
- l'efficiente utilizzo della fonte fossile,
- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti,
- la possibilità di prezzi dell'energia competitivi per il sistema produttivo,
- una minore dipendenza dalla rete di trasmissione,
- una maggiore garanzia di affidabilità del servizio.

Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione per aree industriali omogenee**. L'obiettivo è quello di ricalcare con l'energia il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo nella regione, una sorta di "**modello marchigiano per l'energia**" nel quale gli imprenditori, insieme ad istituzioni ed Enti Locali, giochino un ruolo di produttori di energia oltre che di consumatori.

3. GOVERNO DELLA DOMANDA DI ENERGIA

3.1 I DECRETI SULL'EFFICIENZA ENERGETICA

Il risparmio energetico può essere effettivamente, al di là di ogni retorica, la "fonte" energetica più promettente; ma solo se si mettono in campo strumenti realmente efficaci e sistematici.

Il settore subirà a breve nel nostro paese una trasformazione molto profonda, le cui ricadute sono difficili da valutare al momento.

Tale trasformazione avverrà in conseguenza dell'emanazione definitiva dei D.M. 24/4/2001, i cosiddetti "**decreti sull'efficienza energetica negli usi finali**". Essi rappresentano una straordinaria opportunità per rendere finalmente strutturale l'incentivazione del risparmio energetico. Con questi decreti si affianca ad obblighi quantitativi posti a carico dei distributori di energia elettrica e gas (obblighi individuati in attuazione di quanto disposto dai D.lgs. 79/199 e 164/2000 che recepiscono le due direttive comunitarie sulla liberalizzazione del mercato elettrico e di quello del gas naturale) lo strumento dei Titoli commercializzabili di Efficienza Energetica (**TEE**, meglio conosciuti come **certificati bianchi**).

Questi titoli, emessi dall'Autorità a valle di controlli ed ispezioni finalizzati a verificare l'effettiva realizzazione di progetti di risparmio energetico da parte dei distributori o di Società operanti nel settore dei servizi energetici (**ESCO**, Energy Services Companies), hanno un duplice obiettivo:

- costituiscono un utile strumento contabile per certificare il conseguimento di un determinato quantitativo di risparmio energetico da parte di uno specifico intervento;
- possono essere scambiati attraverso contratti bilaterali o in un mercato appositamente creato a questo fine dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Al di là dell'importanza delle misure specifiche i Decreti diventano momento di cesura rispetto al passato in quanto rendono l'incentivazione del risparmio e dell'efficienza energetica fattore strutturale nelle dinamiche del settore energetico. Non più provvedimenti limitati nel tempo ma fatto certo e prolungato sul quale i protagonisti del mercato possono contare per intraprendere iniziative di largo respiro e maggiore impatto.

Il ruolo delle Regioni è sicuramente centrale nell'attuazione degli obiettivi previsti dai citati Decreti Ministeriali e al tempo stesso ogni ulteriore intervento di incentivazione messo in atto dalle Amministrazioni Locali non può che inserirsi nell'alveo scavato da questi provvedimenti.

Alla luce di ciò **ogni considerazione sul governo della domanda di energia va preceduta da una dettagliata valutazione dello stato delle cose riguardo ai citati decreti**, la cui entrata in vigore, attesa da molti mesi, sarà ormai successiva alla redazione del presente documento.

Il carattere aperto del PEAR trova qui uno dei punti nei quali la valutazione in itinere del modificarsi delle condizioni al contorno darà modo di aggiornare, modificare, correggere obiettivi e strumenti per renderli adeguati al mutare del quadro di riferimento.

3.2 INVENTARIO DELLE MISURE DI RISPARMIO ENERGETICO

Per consentire una applicazione quanto più possibile puntuale ed efficiente dei decreti viene presentato nel PEAR un **inventario sistematico delle misure di risparmio energetico attuabili in regione**. Esso costituisce informazione indispensabile per la messa a punto degli interventi previsti dai decreti ma anche per tutte le altre azioni di accompagnamento (sensibilizzazione, informazione, formazione) indispensabili in una materia in cui i comportamenti individuali sono importanti quanto l'incentivazione economica.

L'inventario delle misure attuabili, insieme alla valutazione dei potenziali tecnici di risparmio ed alla penetrazione prevedibile nell'orizzonte temporale del presente piano costituiscono dato fondamentale per disegnare uno scenario verosimile di evoluzione dei consumi al 2015.

L'indagine sistematica sui possibili risparmi energetici ha permesso di stimare che al 2015 siano complessivamente ottenibili i risparmi energetici riportati in Tabella 3.1.

Per raggiungere questo scenario "virtuoso" di contenimento dei consumi finali è necessario intraprendere una concreta politica di risparmio energetico di cui si sono individuate le azioni principali descritte nel documento n. 5 del PEAR "Governo della domanda di energia".

3.3 LE AZIONI PER IL RISPARMIO ENERGETICO IN EDILIZIA

I consumi nel settore civile sono responsabili nelle Marche per circa il 30% degli usi finali e gran parte di questi consumi sono dovuti al mantenimento delle condizioni di confort termoigrometrico all'interno dello spazio costruito (riscaldamento e condizionamento)

Il contenimento e la razionalizzazione di questi consumi è regolamentato in Italia dalla legge n. 10 del 9 gennaio 1991 che al Titolo II reca le norme per la progettazione e la realizzazione degli edifici e degli impianti tecnologici.

Tra gli altri l'art. 30, rimasto sostanzialmente inapplicato, introduce la certificazione energetica degli edifici, la quale dovrebbe diventare realtà una volta che sarà stata recepita e corredata delle norme di accompagnamento la Direttiva Europea 2002/91/CE "sul rendimento energetico nell'edilizia".

	potenziale tecnico [ktep]			coefficiente di penetrazione	risparmi ottenibili al 2015 [ktep]		
	termica	elettrica	totale		termica	elettrica	totale
RESIDENZIALE							
Lampade fluorescenti		34.2	34.2	50%		17.1	17.1
Sostituzione scaldacqua elettrici con gas	1.4		1.4	40%	0.6		0.6
Sostituzione scaldacqua a gas a camera a perta con scaldacqua a camera stagna	5.4		5.4	35%	1.9		1.9
Elettrodomestici bianchi classe A		15.3	15.3	65%		9.9	9.9
Lavatrici a doppio ingresso		10.8	10.8	20%		2.2	2.2
Lavastoviglie a doppio ingresso		6.4	6.4	20%		1.3	1.3
Riduttori di flusso	16.9		16.9	40%	6.8		6.8
Sostituzione superfici vetrate con doppi vetri	43.9		43.9	20%	8.8		8.8
Miglioramenti isolamento pareti e coperture	158.1		158.1	20%	31.6		31.6
Installazione nuove caldaie a 4 stelle	39.4		39.4	34%	13.2		13.2
Miglioramento efficienza impianti termici (escluse sostituzioni)	32.6		32.6	100%	32.6		32.6
<i>totale residenziale</i>	<i>297.7</i>	<i>66.7</i>	<i>364.4</i>	<i>35%</i>	<i>95.4</i>	<i>30.5</i>	<i>125.9</i>
TERZIARIO							
Sostituzione superfici vetrate con doppi vetri	17.2		17.2	20%	5.0		5.0
Miglioramento isolamento pareti e coperture	60.5		60.5	20%	16.5		16.5
Miglioramento efficienza impianti termici incluse sostituzioni	22.9		22.9	100%	22.9		22.9
Riduzione consumi energia elettrica		75.6	75.6	48%		33.8	33.8
<i>totale terziario</i>	<i>100.6</i>	<i>75.6</i>	<i>176.2</i>	<i>44%</i>	<i>44.5</i>	<i>33.8</i>	<i>78.3</i>
totale settore civile	398.3	142.3	540.6	38%	139.9	64.3	204.1
AGRICOLTURA							
Riduzione dei consumi di energia elettrica		5.4	5.4	45%		2.4	2.4
Riduzione dei consumi di combustibile							
totale settore agricoltura		5.4	5.4	45%		2.4	2.4
INDUSTRIA							
Riduzione dei consumi di energia elettrica		162.3	162.3	35%		56.8	56.8
Riduzione dei consumi di combustibile	31.9		31.9	100%	31.9		31.9
totale settore industria	31.9	162.3	194.2	46%	31.9	56.8	88.7
TRASPORTI							
Riduzione dei consumi di energia elettrica		9.0	9.0	45%		4.1	4.1
Riduzione dei consumi di combustibile	513.6		513.6	50%	256.8		256.8
totale settore trasporti	513.6	9.0	522.6	50%	256.8	4.1	260.9
TOTALE COMPLESSIVO	943.8	319.0	1262.9	44%	428.6	127.6	556.1

Tab. 3.1 – Riepilogo dei risparmi conseguibili

Fatta salva l'applicazione delle norme nazionali e comunitarie **c'è nel settore dell'edilizia ancora spazio per un incisivo intervento della Regione**. Essa ha infatti a disposizione alcuni **strumenti normativi** che possono permettere l'adozione di opportuni **strumenti tecnici** capaci di conseguire consistenti risparmi energetici senza pregiudicare il confort abitativo, anzi migliorandolo.

Gli **strumenti normativi** sono il **Regolamento Edilizio Tipo (RET)** ed i **Regolamenti Edilizi Comunali** mentre gli **strumenti tecnici** sono

rappresentati dall'insieme di pratiche costruttive note come **edilizia bioclimatica**.

La caratteristica principale di queste tecniche è che esse **permettono nelle nuove costruzioni sostanziali risparmi di energia** (dal 20 al 40%) **a fronte di trascurabili incrementi nei costi di costruzione** (3%).

3.3.1 Le misure da adottare

Le misure che la Regione Marche adotta in aggiunta a quelle già previste dalle vigenti norme nazionali e comunitarie puntano dunque a rendere l'edificio:

- sistema ottimizzato a scambiare con l'esterno il minimo possibile di energia,
- sistema capace di acquisire la massima energia disponibile dall'ambiente esterno nei mesi invernali, e
- sistema capace di disperdere il massimo di energia possibile in estate attraverso la ventilazione ed il raffrescamento naturale.

Ciò può essere realizzato mediante l'introduzione di:

- tecniche di Bioedilizia e di sfruttamento della energia solare, comprese misure per la ventilazione ed il raffrescamento naturali;
- pratiche di isolamento termico che impongano valori del coefficiente globale di scambio termico delle pareti più bassi di quelli legati al soddisfacimento dei limiti posti dalla legge 10/91.

Le misure da adottare impongono il **soddisfacimento di determinati requisiti da parte degli edifici nuovi e da ristrutturare**.

Pur in un ambito complessivo che tende a favorire gli interventi e gli accordi volontari tra gli operatori coinvolti, in questo settore specifico si è deciso di **rendere alcune pratiche obbligatorie**, in modo da estendere gli interventi su un vasto campione di costruzioni. Questa scelta è corroborata anche da specifiche esperienze positive al riguardo da parte di Amministrazioni Locali in Europa e in Italia, oltre che dalla consapevolezza che i benefici ottenibili superano i costi di gran lunga.

I requisiti da introdurre nei Regolamenti Edilizi verranno pertanto suddivisi in:

- **requisiti cogenti**,
- **requisiti raccomandati**, e
- **requisiti consigliati**.

Ai **requisiti raccomandati e consigliati** dettati dai Regolamenti corrisponderanno **incentivi** destinati a fare meglio accettare la raccomandazione o il consiglio ad applicare le specifiche tecniche di risparmio.

3.3.2 Incentivazione per il soddisfacimento dei requisiti richiesti

Ai **requisiti raccomandati** si faranno corrispondere **incentivi volumetrici che fanno assimilare i volumi aggiunti a volumi tecnici, ai quali concedere la caratteristica di non partecipanti alla volumetria generale**. Si evidenzia che l'incentivazione non è una regalia volumetrica, non è cioè una concessione di maggiore volumetria qualora si dimostri di applicare le tecniche bioclimatiche, ma è lo scorporo dal volume di costruzione concesso dei volumi destinati ad aumentare le prestazioni energetiche degli edifici (serre addossate, muri di Trombe, Camini solari, ecc.).

La molla a concedere tale liberalizzazione è anche il fatto che alle tecniche di assorbimento della radiazione dell'energia solare con pratiche bioclimatiche corrisponde anche una maggiore propensione dell'edificio all'illuminazione naturale e quindi al risparmio di energia elettrica per illuminazione artificiale. L'incentivazione volumetrica è riservata anche all'aumento di dimensioni legati alla introduzione di pratiche di isolamento termico spinto.

La forma di incentivazione alla applicazione dei **requisiti consigliati** è invece di **contributo economico ad esempio attraverso la riduzione o l'annullamento degli oneri di urbanizzazione** e, per un periodo di tempo commisurato al risultato energetico ottenuto, **la riduzione di tasse locali quali l'ICI o assimilate**.

Una incentivazione che si potrebbe definire indiretta, ma che è bene sottolineare, è che l'uso della architettura bioclimatica e delle tecniche di risparmio energetico come l'aumento dell'isolamento termico possono conferire un elevato valore aggiunto nell'ambito della Certificazione Energetica degli Edifici che valorizza gli edifici maggiormente propensi al risparmio energetico.

3.3.3 Elenco degli interventi

I requisiti costruttivi descritti nel seguito devono essere adottati in tutti gli edifici:

- di **nuova costruzione** nei quali è richiesto l'impianto di riscaldamento o di climatizzazione;
- per i quali viene richiesta **la ristrutturazione sia degli impianti di riscaldamento o di climatizzazione che delle strutture murarie**.

I requisiti costruttivi previsti dal PEAR sono qui soltanto riepilogati. Per una completa descrizione si rimanda al capitolo 4 del documento n. 5 del PEAR "Governo della domanda di energia".

3.3.3.1 Requisiti obbligatori

1. Orientamento dell'edificio con l'asse principale lungo la direzione est-ovest.

-
2. Locali di soggiorno posizionati sul lato sud e in seconda battuta sui lati est ed ovest.
 3. Superfici trasparenti ampliate negli orientamenti a sud e diminuite negli orientamenti a nord.
 4. Realizzare aggetti orizzontali dimensionati e posizionati in maniera tale da proiettare ombra durante il periodo estivo.
Le pareti verticali od orizzontali che costituiscono l'involucro edilizio devono possedere una trasmittanza non superiore ai valori indicati.
 5. E' obbligatorio installare impianti alimentati da collettori solari per coprire almeno il 50% del fabbisogno annuale di acqua calda sanitaria.
 6. Gli allacci per lavatrici e lavastoviglie debbono essere predisposti per gli apparecchi dotati di doppio attacco idraulico.

3.3.3.2 Requisiti raccomandati

1. Adottare sistemi a guadagno indiretto tipo serre addossate e muri di Trombe-Michel.
2. Massimizzare l'utilizzo della ventilazione naturale.

3.3.3.3 Requisiti consigliati

1. Sfalsamento dei vari piani o dei volumi dell'edificio.
2. Ottimizzare l'inerzia termica per climatizzazione.
3. Adottare impianti fotovoltaici.

3.3.4 Modalità di valutazione degli interventi

Nasce la necessità di valutare quanto l'edificio sia rispondente, con gli interventi ipotizzati nel progetto, alle caratteristiche della bioedilizia e comunque di utilizzo corretto della radiazione solare ai fini della climatizzazione.

Avendo suddiviso i requisiti in cogenti, raccomandati e consigliati e corrispondendo a questi ultimi incentivazioni di tipo economico e volumetrico, emerge la necessità di individuare una serie di regole destinate a **valutare la qualità energetico-ambientale degli edifici** analizzando le ipotesi di intervento in modo da collocare l'edificio in una scala di valutazione di merito attraverso cui definire:

- un livello **limite inferiore da raggiungere da parte di tutti gli edifici** nuovi e da ristrutturare;
- una scala di valori sulla quale attribuire eventuali incentivazioni.

A questo scopo si fa riferimento diretto al sistema di valutazione prodotto dal **Gruppo di lavoro interregionale in materia di Bioedilizia ITACA** (Istituto per la **Trasparenza l'Aggiornamento** e la **Certificazione degli Appalti**) e che si trova riassunto nel documento denominato "Protocollo Itaca". Il protocollo ITACA è stato recepito dalla Giunta della Regione Marche con le delibere n. 579 del 23 Aprile 2003 "Indirizzi per la realizzazione di interventi edilizi ecosostenibili" e n. 1138 del 2003 "Integrazione alla delibera n. 579/2003".

Nel documento è stato realizzato un meccanismo di valutazione degli edifici in materia di eco-sostenibilità capaci di caratterizzare gli stessi sotto tutti gli aspetti ambientali nel processo progettuale.

Per completare in ogni suo aspetto la caratterizzazione della eco-sostenibilità le varie esigenze sono organizzate in Aree di Valutazione le quali rappresentano strategie di ampio respiro per l'argomento di competenza. All'interno di ogni singola area sono comprese una serie di categorie di requisiti all'interno delle quali, a loro volta, si articolano i singoli requisiti.

Questi ultimi rappresentano il nucleo della valutazione e riportano l'analisi del singolo intervento, che sarà poi l'interfaccia con la progettazione e quindi la valutazione dello stesso. Ciascun requisito è riportato su una **scheda** che generalmente indica: l'Area di Valutazione alla quale il requisito fa riferimento, l'indicatore di prestazione, le strategie di riferimento e cioè la descrizione del funzionamento e della tecnologia e la scala di prestazione (scala di valutazione in punti da assegnare all'intervento di progetto).

La valutazione si basa su un "**metodo a punteggio**" che attribuisce **un punteggio all'edificio** sottoposto all'analisi, relativo alla prestazione di un modello di riferimento. Questo metodo è stato scelto fra due possibili metodologie di valutazione disponibili a livello internazionale: la prima costituita da metodi a punteggio, la seconda da eco-bilanci. All'interno della prima tipologia è stato adottato il più recente ed evoluto dei metodi che è il Green Building Challenge (GBC). Il GBC che è il risultato del lavoro di un network internazionale costituito da enti ed istituti di ricerca pubblici e privati tra cui l'Italia ha la capacità di essere adattato alle singole condizioni locali, tra le quali il clima, pur mantenendo la stessa struttura di base e la terminologia.

3.3.4.1 La scala di valutazione

Di seguito viene riportato il metodo di attribuzione dei punteggi, basato su una scala di valori che va da -2 a + 5 e nel quale **lo zero è il punteggio assegnato allo standard** di paragone, cioè all'**edificio costruito con la pratica corrente e conformemente a leggi e norme vigenti**. A livello nazionale la scala è risultata la seguente:

A seconda della prestazione qualitativa, nella scala di prestazione di ciascuna scheda di requisito si potrà assegnare il punteggio, verificando la rispondenza della proposta con la scala sopra riportata.

Si stabilisce che tutti gli edifici soggetti agli interventi di cui al presente PEAR siano considerati accettabili se gli interventi previsti consentono di conseguire la valutazione +1 o superiore.

punteggio	descrizione delle prestazioni dell'edificio
-2	Prestazione fortemente inferiore allo standard industriale ed alla pratica accettata. Corrisponde anche al punteggio attribuito ad un requisito non accettato
-1	Prestazione inferiore allo standard industriale ed alla pratica accettata
0	Prestazione minima accettata definita da leggi o regolamenti vigenti nella Regione, oppure qualora siano assenti specifici regolamenti, rappresenta la pratica comune di costruzione applicata nel territorio.
+1	Rappresenta un lieve miglioramento rispetto a quanto dettato da leggi e regolamenti vigenti
+2	Rappresenta un moderato miglioramento rispetto a quanto dettato da leggi e regolamenti vigenti
+3	Rappresenta un significativo miglioramento rispetto a quanto dettato da leggi e regolamenti vigenti. E' da considerarsi la pratica corrente migliore
+4	Rappresenta un moderato incremento rispetto alla considerarsi la pratica corrente migliore
+5	Rappresenta una prestazione considerevolmente avanzata rispetto alla pratica corrente e dotata di prerogative di carattere scientifico.

Tab. 3.2 – Scala di valutazione delle prestazioni dell'edificio secondo il progetto ITACA

4. GOVERNO DELLA OFFERTA DI ENERGIA

Un'analisi dell'offerta di energia a livello regionale che possa servire da supporto ad indicazioni sul governo del sistema deve prendere in esame i seguenti aspetti:

- energie rinnovabili;
- capacità di generazione elettrica nella regione;
- ruolo dei rifiuti nel sistema energetico.

Il **ruolo delle energie rinnovabili è considerato fondamentale** e deve essere affrontato a monte di qualsiasi altra considerazione e separatamente da quello dei rifiuti anche a rimarcare la scelta di non assimilare i rifiuti alle energie rinnovabili.

Nel valutare il contributo ottenibile dalle energie rinnovabili è necessario differenziare le fonti che, per ragioni oggettive sia tecniche sia economiche, possono fornire apporti non trascurabili al bilancio energetico regionale nell'orizzonte temporale del presente piano da quelle che invece non saranno a breve in grado di influire su di esso.

Tra le prime vanno comprese sia le **biomasse** che la **fonte eolica**, le quali saranno valutate proprio nell'ottica di individuare la possibilità di ottenere contributi sostanziali al bilancio energetico.

Tra le seconde vanno annoverate l'**energia idraulica** e l'**energia solare**. Per quanto riguarda quest'ultima, pur se non è ragionevole aspettarsi grandi apporti da qui a dieci anni, se ne riconosce la funzione strategica orientando gran parte delle misure per l'uso razionale dell'energia in edilizia verso un suo sistematico sfruttamento sia in forma passiva (edilizia bioclimatica) che attiva (integrazione dei pannelli solari piani e dei pannelli fotovoltaici).

Tra tutti gli aspetti relativi alla offerta di energia quello su cui il PEAR può influire in modo più incisivo è di certo quello che fa riferimento alla capacità **di generazione elettrica**. In questa ottica la prima questione da affrontare è quella del deficit produttivo, vero collo di bottiglia dell'intero settore energetico regionale.

Si tratta quindi di valutare preventivamente se e quando questo deficit vada colmato per poi prendere in esame come configurare la produzione elettrica in regione nel prossimo decennio, avendo già la possibilità di mettere nel conto il contributo delle energie rinnovabili.

Per ciò che attiene il **ruolo energetico dei rifiuti**, è opportuno individuare l'eventuale contributo nel contesto del Piano triennale di Gestione dei Rifiuti.

4.1 ENERGIE RINNOVABILI

La materia delle energie rinnovabili viene modificata dalla emanazione (avvenuta il 19 dicembre 2003) del Decreto legislativo n. 387 che recepisce

la Direttiva Europea 2001/77/CE "sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Ogni azione della Regione al riguardo deve naturalmente tener conto del quadro disegnato dal decreto, anche se ciò non è del tutto possibile al momento in quanto per parecchi aspetti esso rimanda alla emanazione di norme e provvedimenti successivi.

La Direttiva fissa gli obiettivi indicativi nazionali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2010, che per **l'Italia sono pari al 22-25%** (a seconda degli scenari) **del consumo lordo di elettricità**.

Una prima importante conseguenza di questo impegno è che se **le Marche vogliono dare un contributo sostanziale** al suo rispetto **debbono promuovere opportunamente** la produzione e l'impiego di **biomasse** e lo sfruttamento della **fonte eolica**.

Molti sono gli aspetti del Decreto legislativo che potranno modificare, si spera in meglio, il quadro attuale e favorire lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Tra questi è doveroso citare

- l'incremento annuale della quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili a carico di ciascun produttore (art. 4);
- la nomina commissione esperti biomasse (art. 5);
- l'emanazione di norme specifiche per impianti di potenza inferiore a 20 kW (art. 6);
- la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative; l'autorizzazione è rilasciata dalla Regione a seguito di procedimento unico (art. 12);
- la predisposizione di linee guida per l'inserimento delle fonti rinnovabili nel paesaggio (art. 12);
- lo svolgimento di campagne nazionali di comunicazione e informazione (art. 15);
- l'istituzione di un "Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia" (art. 16).

E' auspicabile che questi aspetti concorrano a breve, all'interno del quadro di riferimento disegnato da questo PEAR, ad una reale promozione delle energie rinnovabili.

Un cenno particolare merita l'art. 7, il quale, visto l'elevato potenziale sfruttabile ed i costi assai elevati, individua i criteri specifici di incentivazione della **produzione di energia elettrica da fonte solare**.

La definizione di tali incentivi è demandata ad un provvedimento specifico da emanarsi entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto.

4.1.1 Biomasse

Tra le diverse fonti rinnovabili, le biomasse rappresentano una delle opzioni più concrete in termini di potenziale energetico e di sviluppo tecnologico. In aggiunta, potrebbero contribuire fattivamente al rilancio delle atti-

vità agricole, forestali e zootecniche che nella regione rappresentano - da sempre - un importante tassello dell'economia locale ed elemento prioritario di conservazione del territorio.

Questa importante fonte rinnovabile si presta anche per favorire la diversificazione produttiva di una pluralità di soggetti imprenditoriali e per conseguire finalità di stretto carattere ambientale (come le quelle di *afforestazione/riforestazione* considerate nell'ambito del protocollo di Kyoto).

In termini generali, le biomasse possono essere classificate in dipendenza del tipo di origine e di utilizzo dei prodotti energetici finali (Tabella 4.1). Più particolare si distinguono:

- biomasse residuali o dedicate di origine agro - forestale da destinare alla produzione di combustibili solidi (materiale sfuso, legna da ardere in ciocchi, cippato, pellet ecc.) idonei per impianti termici di piccola, media e grande taglia (potenze termiche massime di 50-100 MW e minime di pochi kW);
- biomasse residuali solide non eccessivamente umide (<50-60% di contenuto d'acqua sul tal quale) derivanti da processi industriali e/o da raccolta differenziata di materiali residuali (esempio: legno di recupero, vinacce, sansa ecc.) per la produzione, attraverso processi termochimici, di calore e/o elettricità;
- biomasse residuali solide umide (>60-70%; esempio: cascami della lavorazione delle produzioni orticole e fruttifere, fanghi di depurazione dell'industria alimentare, deiezioni animali, residui dell'industria saccarifera ecc.) da avviare a processi di fermentazione anaerobica per la produzione di biogas da destinare alla generazione di elettricità con eventuale recupero del calore;
- biomasse idonee per la produzione di biocombustibili liquidi, come a esempio quelli sostitutivi del gasolio e della benzina (biodiesel ed E-TBE).

Le biomasse, quindi, sono molteplici e si prestano per diverse applicazioni e forme di recupero energetico.

Si tratta perciò di **innescare una filiera agro-energetica che permetta di concentrare in ambiti territoriali ristretti** (la valenza ambientale ed economica delle biomasse si esplica compiutamente solo se produzione ed utilizzo sono concentrati nel raggio di qualche decina di chilometri) **l'offerta di biomasse** (provenienti da colture dedicate e da residui agro-forestali) **e la relativa domanda** (per la produzione di energia elettrica e termica e per l'impiego di biocombustibili).

<i>Tipo di biomassa o prodotto derivato</i>	<i>Esistenza di studi pregressi</i>	<i>Concretezza dell'applicazione</i>	<i>Tipologia di applicazione</i>
Residui agricoli e forestali	si	si	Produzione di EE e ET su piccola/media scala
Colture dedicate	no	si	Come sopra
Biomasse residuali industriali	si	si	Come sopra
Biomasse residuali umide	no	si	Come sopra
Biodiesel	no	si	Trazione; produzione di ET

Tab. 4.1 – Sintesi delle possibilità applicative delle biomasse che si ritengono di interesse per il PEAR (EE: energia elettrica; ET: energia termica)

Si cercherà di incentivare la realizzazione del circolo virtuoso che concentra nello spazio e nel tempo la domanda e l'offerta di biomasse attraverso la promozione dell'utilizzo integrato degli strumenti di pianificazione agricola (Politica Agricola Comunitaria, Piano di Sviluppo Rurale, Leggi Regionali), degli strumenti di pianificazione energetica (PEAR, certificati verdi) e di provvedimenti ad hoc (accordi quadro, accordi di programma).

Per promuovere l'impiego del **biodiesel** si favorirà la stipula di accordi volontari tra i gestori del trasporto pubblico ed i fornitori di biodiesel. In aggiunta si cercherà di superare gli attuali ostacoli burocratici alla presenza di biodiesel nelle stazioni di rifornimento aperte al pubblico, con l'obiettivo di avere nel breve periodo in regione almeno 10 distributori di carburante con offerta di biodiesel.

Se a questo si somma il fatto che da luglio 2004 tutto il gasolio per autotrazione in uscita dalla raffineria di Falconara contiene il 5% di biodiesel è lecito pensare alle Marche come "**regione leader nel settore dei biocombustibili**". E' inoltre possibile valutare con attenzione l'eventualità di produrre nelle Marche etanolo in bioraffinerie alimentate da diverse produzioni agricole nell'ambito di azioni dimostrative finanziabili dall'Unione Europea.

Le misure discusse nel documento n. 6 del PEAR "Governo della offerta di energia" sono sintetizzate nella Tabella 2.2 dove vengono distinte le misure operative da quelle di supporto e dimostrative.

Inoltre vengono stimati, in termini prudenziali, anche i relativi risparmi energetici e di CO₂ emessa. Come evidente i risultati conseguibili con gli interventi qui previsti sono di tutto rispetto e raggiungono (considerando sia le iniziative diffuse sul territorio, sia quelle pilota) complessivamente circa 0.16 Mtep/anno e oltre 480 000 ton/anno rispettivamente di risparmio energetico e di emissione evitata di CO₂.

<i>Azione</i>	<i>Interventi</i>	<i>Investimenti</i> [€ x 1.000]	<i>Risparmio potenziale</i> [tep/anno]	<i>Emissioni evitate¹</i> [ton CO ₂ eq/anno]
Diffusione di centrali elettriche o cogenerative a biomassa (potenza lorda > 8 MW _e)	Controllo di progetti specifici proposti da terzi e sviluppo della informazione pubblica sulle filiere agro-energetiche. Facilitazione per l'inserimento di almeno centrali per complessivi 30 MW _e (immediati) e 60 MW _e al 2015 opportunamente dislocate sul territorio regionale. Facilitazione per l'accorpamento delle attuali autorizzazioni in un'unica unità.	150	90000	280000
Promozione di accordi e programmi quadro nel settore delle foreste demaniali	Sviluppo di una normativa regionale per regolamentare la destinazione energetica dei residui derivanti dalla manutenzione dei boschi demaniali e da azioni previste dall'applicazione delle normative per gli investimenti di miglioramento della superficie boschiva (strade tagliafuoco e strade forestali). Controllo degli accordi e dei programmi quadro mirati al reimpiego energetico dei residui.	30	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi
Promozione delle coltivazioni legnose a rapido accrescimento (SRF)	Estensione del regolamento CE 1257/99 (Misura H) alle coltivazioni energetiche.	60 ²	2300 ³	6800
Diffusione di piccole caldaie per biomasse solide	Misura per l'incentivazione di impianti di riscaldamento individuali a biomasse con elevate caratteristiche energetico - ambientali	3000 ⁴	3700 ⁵	11000
Promozione della diffusione di bio-combustibili solidi standard e di servizi sul territorio	Misura per l'incentivazione di impianti per la produzione di cippato di legno, di pellet e per la formazione di servizi per la fornitura di calore da biomasse	1000	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi

Tab. 4.2a – Energia da biomasse: sintesi degli interventi idonei per la realtà operativa e valutazione delle relative ricadute e costi.

¹ Si considera una emissione media evitata di circa 3 kg di CO₂ per kg di combustibile fossile risparmiato. In realtà questi fattori fluttuano in dipendenza del tipo di intervento suggerito.

² Non comprende ovviamente gli incentivi riservati agli agricoltori.

³ Nell'ipotesi di un investimento iniziale di 500 ha a SRF.

⁴ Nell'ipotesi di un contributo di circa 150 €/kW di potenza termica installata.

⁵ Nell'ipotesi di interessare un migliaio di unità.

<i>Azione</i>	<i>Interventi</i>	<i>Investimenti</i> [€ x 1.000]	<i>Risparmio potenziale</i> [tep/anno]	<i>Emissioni evitate⁶</i> [ton CO ₂ eq/anno]
Recupero energetico di scarti legnosi a livello industriale	Misura per l'ammodernamento di impianti esistenti o l'installazione di nuovi presso industrie con elevati fabbisogni energetici. Sviluppo della co-generazione con tecnologia ORC (cicli Rankine a fluido organico).	3200	11000 ⁷	33000
Promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di girasole alto oleico. Diffusione sistematica dell'utilizzo delle miscele al 5% di biodiesel.	Sviluppo delle indicazioni tecnico-operative per l'inserimento nelle rotazioni delle colture energetiche in base al concetto di eco-condizionalità definito nella PAC. Azioni informative per la corretta applicazione delle pratiche colturali e delle varietà da utilizzare. Azioni informative di carattere generale.	700	35000	105000
Promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di seminativi di interesse per la combustione.	Sviluppo delle indicazioni tecnico-operative per l'inserimento nelle rotazioni delle colture energetiche in base al concetto di eco-condizionalità definito nella PAC. Azioni informative per la corretta applicazione delle pratiche colturali e delle varietà da utilizzare. Azioni informative di carattere generale.	400	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel trasporto pubblico	Eventi informativi e pubblicazioni mirate alla diffusione di miscele al 25%.	100	2000	6000
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel settore del riscaldamento	Eventi informativi e pubblicazioni mirate alla diffusione di miscele al 50%.	200	10000	30000
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nell'autotrazione	Sviluppo di un programma sperimentale mirato all'apertura di 10 colonnine per la distribuzione pubblica di miscele al 25% e azioni informative	170	5000 ⁸	15000
	totali	9010	159000	486800

Tab. 4.2b – Energia da biomasse: sintesi degli interventi idonei per la realtà operativa e valutazione delle relative ricadute e costi.

4.1.2 Energia eolica

⁶ Si considera una emissione media evitata di circa 3 kg di CO₂ per kg di combustibile fossile risparmiato. In realtà questi fattori fluttuano in dipendenza del tipo di intervento suggerito.

⁷ Nell'ipotesi di realizzare, in una fase iniziale, circa 10 unità recuperando il 30% dell'attuale potenziale stimato di biomasse industriali.

⁸ Nell'ipotesi di installare 10 colonnine dedicate alla distribuzione di miscela gasolio/biodiesel in altrettanti distributori regionali.

In considerazione delle molteplici perplessità che accompagnano lo sfruttamento della fonte eolica ma nella consapevolezza che da essa può derivare un contributo non trascurabile è stata realizzata una valutazione sistematica della potenzialità eolica del territorio marchigiano.

Le Marche sono caratterizzate da una orografia particolarmente complessa e da tutta una serie di aree protette e/o soggette a salvaguardia delle caratteristiche floristiche e faunistiche, che rendono particolarmente difficile l'inserimento di siti di produzione eolica. Non di minore importanza risultano inoltre le fragilità idrogeologiche di alcune aree del territorio e la salvaguardia delle radici storiche e culturali delle popolazioni marchigiane. E' ovvio quindi che solo se vi sono realmente delle condizioni anemologiche che consentono uno sfruttamento energetico adeguato della risorsa eolica ha senso approfondire lo studio.

Si è dunque proceduto acquisendo i dati delle stazioni meteorologiche dell'ASSAM (61 stazioni) e dell'Aeronautica Militare (5 stazioni); sono stati richiesti, inoltre, i dati delle centraline anemometriche installate da società private nel territorio marchigiano; alla richiesta hanno risposto Anemon, Fattorie del Vento e Gamesa Eolica Italia. Grazie all'analisi dei dati forniti è stato possibile stimare che la **velocità media annua del vento nelle Marche, a 10 metri da terra, è superiore a 5 m/s soltanto in siti posti a quote maggiori di 900-1000 metri**, ed a queste altitudini le caratteristiche del vento (stabilità, frequenza e direzione) **sono tali da consentire, da un punto di vista energetico, un corretto inserimento delle turbine eoliche.**

Infatti ipotizzando l'uso di turbine di varie potenze, da 660 a 2200 kW, si è stimata una **produzione annua potenziale compresa fra 2 e 4 GWh di energia elettrica per ogni MW installato**, riuscendo a far operare le turbine ad un coefficiente di utilizzo di circa 0.2 (rapporto fra l'energia prodotta dalla turbina e quella che la stessa avrebbe prodotto se avesse operato sempre alla potenza nominale).

Per avere una conferma sulla potenzialità eolica desunta dai dati sperimentali sono state analizzate le mappe del vento del territorio nazionale messe a disposizione dal CESI nell'Aprile del 2004; il confronto ha messo alla luce una buona ventosità della porzione montana ed alto collinare del territorio marchigiano, ed in particolare le province di Pesaro e Macerata sembrano quelle più idonee ad installazioni eoliche. Per ottenere un dettaglio maggiore delle risorse eoliche territoriali si sono modellizzate alcune porzioni di territorio mediante un modello di calcolo numerico e con l'ausilio dei dati sperimentali delle stazioni citate in precedenza.

L'analisi energetica del territorio è stata completata con un approccio ambientale, che chiama in gioco il volume di territorio occupato dalle turbine eoliche e cerca di massimizzare il rapporto fra l'energia prodotta dalla turbina ed il volume di territorio occupato; tale approccio fa sì che si eviti l'utilizzo di turbine di grosse dimensioni in quei siti che non presentano caratteristiche tali da garantirne un corretto inserimento. A tale rapporto, denominato **energia specifica annua per unità di volume, si è assegnato**

un valore minimo 0.3 [kWhanno/(m³)], tale valore minimo deve essere garantito, meglio se superato, affinché l'installazione possa soddisfare ai requisiti minimi di compatibilità energetico-ambientale.

Un'analisi simile è stata eseguita anche per la valutazione delle risorse **eoliche off-shore**; in questo caso sono state utilizzate le rilevazioni anemometriche delle stazioni ENI disseminate nell'Adriatico Settentrionale e Centrale.

La velocità media annua a 65 metri slm (quota a cui è in genere posizionata la navicella di una turbina off-shore) **è pari a circa 4.7 m/s**, e dall'analisi delle caratteristiche del vento è possibile stimare in **circa 0.9 GWh anno per MW installato la quantità di energia** che può essere prodotta mediante questa tipologia impiantistica (inferiore alla metà dell'energia prodotta da una turbina eolica posta a quote superiori a 900 metri)

Il coefficiente di utilizzo in questo caso scende a circa 0.1 e ciò fa ritenere meno economicamente plausibile la realizzazione dell'impianto (tale coefficiente dovrebbe essere maggiore di 0.2); **lo sfruttamento dell'energia eolica in impianti off-shore risulta però tecnicamente possibile** ma chi intendesse procedere in tal senso **dovrà installare impianti di taglia superiore a 100 MW** e dotati di turbine da 2 a 3 MW cadauna, ossia con rotori di diametro compreso fra 75 e 100 metri, per un'altezza totale fuori acqua variabile fra 95 e 125 metri.

Per la definizione dei suggerimenti tecnici da inserire nelle future linee guida regionali è stata anche valutata la possibilità di limitare ad un valore predefinito l'apporto eolico della Regione.

Sulla base anche delle scelte operate dalle Regioni limitrofe per la salvaguardia del territorio e per un corretto sfruttamento della risorsa eolica, **la Regione Marche fissa in 160 MW la potenza massima installabile sul suo territorio nell'ambito temporale di questo PEAR** (fatta salva la possibilità di rivedere il limite se le mutate condizioni al contorno e l'evoluzione tecnologica modificassero il quadro attuale).

Tale potenza complessiva potrà essere raggiunta mediante una soluzione che preveda:

- 120 MW mediante impianti di media potenza: non più di 15 aerogeneratori per impianto e non più di un impianto nello stesso sito
- 40 MW mediante **un singolo impianto di potenza da realizzare in un'area non significativa dal punto di vista paesistico-ambientale** selezionata dalla Regione Marche dopo un'attenta concertazione con l'ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento) e con le popolazioni locali, e dopo che la stessa Regione abbia acquisito le autorizzazioni necessarie dai proprietari dei terreni.

Tale iniziativa dovrà consentire la realizzazione di un bando di gara per la presentazione di progetti che tengano conto non solo dell'impianto ma anche, e soprattutto, del territorio e delle popolazioni locali; dal progetto dovrà così scaturire l'insieme di iniziative che

possano migliorare il livello di vita delle popolazioni locali ed incrementare l'interesse complessivo per la località sede dell'impianto.

L'insieme delle informazioni elaborate ha permesso di definire una **serie di raccomandazione che possono essere utilizzate come linee guida** per la valutazione, la progettazione e l'installazione di impianti eolici in territorio marchigiano, sia sulla terraferma che off-shore.

4.1.3 Energia idraulica

La produzione di energia idroelettrica nell'ultimo triennio ha oscillato tra i 300 e i 400 GWh/anno che costituiscono praticamente la totalità dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile in regione.

Gli interventi regionali di cofinanziamento (L.R. 32/99) della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno riguardato negli ultimi anni essenzialmente impianti **idroelettrici**, con una producibilità che, quando gli interventi saranno tutti operativi, si avvicinerà ai 40 GWh/anno, pari all'1% dell'attuale deficit regionale.

Difficilmente ulteriori interventi potranno garantire quote significative di copertura dei fabbisogni di energia elettrica in quanto gran parte dei siti potenzialmente utilizzabili sono sfruttati, tuttavia la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili può ancora aumentare in modo significativo negli anni più prossimi grazie a questo tipo di fonte.

Poiché si ritiene che, di norma, non esistano le condizioni per la realizzazione di nuovi sbarramenti ed invasi di grandi dimensioni sulle aste fluviali, la capacità residua andrà rintracciata nello sfruttamento a fini idroelettrici delle traverse esistenti, dei salti degli acquedotti e dei salti dei consorzi di bonifica e su siti in cui le potenze installabili sono caratteristiche degli impianti MiniHydro (<3MW).

Si stima che attualmente il potenziale tecnico ancora da sfruttare, senza prendere in considerazione impianti di grande taglia, sia di alcune decine di GWh/anno.

Non si tratta di percentuali considerevoli di copertura del fabbisogno elettrico ma le emissioni di anidride carbonica che essi permettono di evitare consigliano di ammettere tutti gli interventi di sfruttamento della fonte idroelettrica al beneficio dei finanziamenti pubblici che nel prossimo futuro incentiveranno l'utilizzo delle energie rinnovabili.

In ogni caso gli impianti dovrebbero essere realizzati rispettando le seguenti linee guida:

- sono in linea di principio da evitare nuovi grandi impianti di taglia superiore ai 10 MW, mentre è ammissibile l'ammodernamento di tutti quelli esistenti;
- dovrà essere attentamente valutato il rapporto numerico delle traverse esistenti in un tratto, evitando lungo l'asta fluviale la concentrazione

-
- ne di opere trasversali che diminuirebbe la naturalità dell'ecosistema;
 - andrà garantita nel tempo l'efficienza dei sistemi di passaggio biologici (scale di risalita dei pesci, etc.);
 - andrà garantita nel tempo l'efficienza dei sistemi di passaggio del trasporto solido sia in sospensione che di fondo (sghiaiatori, etc.);
 - andrà garantita una manutenzione puntuale e frequente (controllo geometrico e vegetazionale delle sezioni, comprese le arginature) nell'intorno che risente degli effetti dell'opera;
 - andrà garantito il Minimo Deflusso Vitale (DMV) considerando il sistema fiume in un ambito significativo;
 - andrà effettuata una valutazione costi/benefici anche in rapporto al danno ambientale dell'opera.

E' comunque auspicabile che si realizzi in tempi brevi un **censimento completo delle derivazioni**, al fine di creare una banca dati regionale per la programmazione e la gestione delle opere.

4.1.4 Energia solare

Si è detto che l'art. 7 del Decreto legislativo 387/2003, visto l'elevato potenziale sfruttabile ed i costi assai elevati, individua i criteri specifici di incentivazione della **produzione di energia elettrica da fonte solare**.

La definizione di tali incentivi è demandata ad un provvedimento specifico da emanarsi entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto. I criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare, contenuti nel futuro decreto, stabiliscono tra l'altro:

- i requisiti dei soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione;
- i requisiti tecnici minimi dei componenti e degli impianti;
- le condizioni per la cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi;
- le modalità per la determinazione dell'entità dell'incentivazione. Per l'elettricità prodotta mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevedono una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio;
- un obiettivo della potenza nominale da installare;
- il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione;
- se sia possibile l'utilizzo dei certificati verdi.

La novità principale risiede nell'introduzione del concetto di **incentivazione in conto energia (feed-in tariff)** invece di quella in conto capitale usata finora; la prima a differenza dell'altra non incide minimamente sul bilancio dello stato e dovrà permettere una valorizzazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici tale da garantire un rientro dell'investimento in tempi ragionevoli e generare i seguenti vantaggi:

- superamento di parte del carico burocratico;
- linearità nello sviluppo del mercato;
- bancabilità/certezza del finanziamento e della messa in atto del progetto;

-
- omogeneità delle regole a livello nazionale;
 - superamento/abolizione del vincolo rappresentato dall'approvazione tecnica del progetto;
 - trasferimento dell'onere dei finanziamenti dal bilancio dello Stato alla bolletta elettrica.

La scelta dei criteri che regoleranno il sistema di incentivazione "in conto energia" risulterà fondamentale per lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia. Si pensi soltanto alla combinazione dell'importo e della durata della tariffa incentivante: un valore di 0.90 €/kWh per 10 anni permetterebbe un'equa remunerazione dei costi di investimento e manutenzione ed allo stesso tempo garantirebbe la possibilità di ricorrere al sistema creditizio per il project financing, mentre un valore di 0.60 €/kWh per 20 anni aumenterebbe il tempo di ritorno dell'investimento e non consentirebbe il finanziamento da parte delle banche di una parte significativa del costo del sistema.

Al di là delle incognite legate ai tempi e alle modalità di attuazione di questi provvedimenti, **il PEAR propone di affiancare le misure di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare attraverso:**

- **l'agevolazione dell'integrazione del fotovoltaico negli edifici** (per realizzare i cosiddetti sistemi BIPV – Building Integration Photo-Voltaics) nell'ambito delle misure per il risparmio energetico in edilizia;
- **l'assegnazione della priorità nella destinazione di eventuali risorse** economiche di origine regionale a questo tipo di impianti.

4.2 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

4.2.1 Obiettivi

Se la legislazione italiana prossima ventura prevederà che lo Stato e le Regioni garantiscano un "*adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche*", allora le Marche possono considerarsi già rispondenti al requisito in quanto il surplus in termini di produzione di derivati petroliferi (raffineria API) compensa il deficit relativo alla produzione di energia elettrica, con il risultato che **la regione registra un sostanziale pareggio di bilancio** e si pone quindi a pieno titolo tra le regioni che contribuiscono alla uniforme distribuzione degli oneri (ambientali e sociali) conseguenti alla presenza sul territorio delle infrastrutture energetiche.

Se però si esamina il comparto elettrico il deficit produttivo di circa il 50% prevedibile sul medio periodo comporta una serie di riflessioni sulla opportunità di prevedere un incremento della potenza installata e, soprattutto, sulla qualità e sulla quantità delle nuove installazioni. A favore delle istanze che invocano il **raggiungimento del pareggio elettrico** regione per regione vengono prodotti questi argomenti:

- sono notevolmente ridotte le perdite per trasmissione, che raggiungono percentuali ragguardevoli quando l'energia elettrica viene utilizzata a di-

verse centinaia di chilometri dal luogo di produzione (come nel caso delle Marche...);

- si creano le condizioni per un mercato dell'energia elettrica caratterizzato da prezzi bassi uniformemente distribuiti, laddove le zone con scarsa capacità di generazione rischiano di scaricare sul sistema produttivo costi dell'energia troppo alti (con una conseguente perdita di competitività del territorio che a lungo termine può produrre disimpegni da parte delle imprese e quindi impatto negativo sul tessuto economico e sociale);
- si riducono sostanzialmente i rischi di interruzione del servizio;
- nuove installazioni di ultima generazione permettono di eliminare centrali di vecchia generazione (meno efficienti) e quindi hanno anche una ricaduta positiva in termini di minori emissioni di gas climalteranti.

La oggettiva importanza di tutte le motivazioni elencate permette di affermare che **la tendenza verso il raggiungimento del pareggio elettrico è un obiettivo strategico del PEAR.**

Non esiste però una soluzione univoca su

- **come, e**
- **quando**

perseguire questo obiettivo strategico. Si tenterà pertanto in questa sede un'analisi critica della situazione attuale al fine di fornire alcune linee prioritarie di intervento, nella consapevolezza che la natura intrinseca del PEAR di strumento flessibile ed aggiornabile ("in progress") permetterà le eventuali correzioni di rotta che le contingenze esterne dovessero dettare. Una premessa doverosa a quanto segue è che pur nella scelta strategica di favorire al massimo il ricorso alle energie rinnovabili (di cui si dirà più avanti) una quota sostanziale di energia elettrica sarà, nel medio periodo, ancora prodotta con combustibili fossili, per cui diventa requisito fondamentale ricercare i modi di sfruttamento più efficienti.

L'analisi critica della situazione attuale impone che si considerino le seguenti situazioni di fatto:

- Il passaggio dal mercato in monopolio al mercato libero non è, e non poteva essere, privo di ritardi, incertezze, passi falsi. Una delle principali incertezze riguarda le modalità per garantire la qualità del servizio. In regime monopolistico era l'ENEL che si faceva carico di questo problema gestendo in modo opportuno la potenza disponibile, le riserve, le situazioni di emergenza. Nel mercato libero al livello di organizzazione attuale non è ancora definito univocamente chi abbia il diritto e il dovere di intervenire sulle scelte dei diversi operatori privati (qual è la centrale che va spenta, e che quindi non produce più reddito, quando non c'è richiesta in rete?) al fine di conciliare l'apertura del mercato con la garanzia della qualità del servizio. Il black out di settembre 2003 è un esempio di tale situazione, che rende incerto il quadro per gli investimenti in nuove centrali di grande potenza per le quali il rischio di essere fuori mercato già al momento della entrata in funzione diventa tangibile.
- La richiesta pressante che si leva da più parti circa l'aumento di potenza installata è condivisibile, ma solo in parte visto che:

-
- a seguito dell'approvazione del DL 55/2002 "Sblocca centrali" sono state autorizzate (e in molti casi sono già partiti i lavori per la costruzione di) centrali per oltre 13 000 MWe di potenza installata. La progressiva entrata in funzione di queste centrali allontanerà il temuto "**rischio black out**" che rimane, in buona sostanza, presente solo per il 2004 e forse per il 2005.
 - è difficile prevedere che i nuovi impianti italiani a gas naturale possano, appena entrati in funzione e per alcuni anni, generare elettricità a prezzi più bassi di quelli che, nel mercato unico europeo, possono offrire le centrali nucleari e a carbone francesi e tedesche, già ampiamente ammortizzate. Questo per dire che i circa 10 000 MWe attuali di importazione non cesseranno nel breve periodo, rendendo meno immediata la necessità di raggiungere l'indipendenza generativa. Si aggiunga che la struttura "summer-peak" dei consumi elettrici, ormai consolidata in Italia per la penetrazione del condizionamento dell'aria, non si riscontra nel Nord Europa, né si avrà nel breve periodo, lasciando a quei sistemi ampia riserva di potenza da smaltire a prezzi bassi proprio in estate quando da noi è più necessaria.

Queste considerazioni non sovvertono l'assunto che sia opportuno per il sistema Italia e anche per le singole regioni raggiungere il pareggio elettrico, per tutte le ragioni viste più sopra.

Fanno unicamente propendere per la scelta di **perseguire la tendenza al pareggio di bilancio elettrico nel medio periodo** anziché nell'immediato, dando il tempo per scelte più oculate sulle modalità ottimali di generazione, sia in termini ambientali che economici.

4.2.2 Opzioni

Prima di giungere alle indicazioni del PEAR corre l'obbligo, per completezza di informazione, di citare la posizione del GRTN, così come espressa nel "**piano di sviluppo GRTN per il triennio 2004-2006**", presentato nel gennaio 2004 e recentemente approvato dal MAP.

Nel capitolo **Indicazioni per l'ubicazione di nuova capacità produttiva**, il GRTN individua nella **fascia adriatica: Marche - Abruzzo settentrionale - Umbria meridionale** una delle "aree geografiche dove - in relazione alle caratteristiche della Rete attuale e programmata e al fabbisogno di potenza nazionale e regionale nel prossimo decennio - è maggiormente auspicabile che venga installata ulteriore potenza rispetto a quella che al momento risulta già autorizzata". Quando parla di "ulteriore potenza" il GRTN si riferisce a "centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MWt, da collegare di norma alla reti a 380 kV e 220 kV".

Se si esamina sulla cartina del Centro Italia (Fig. 4.1) la situazione delle centrali comprendente anche gli impianti autorizzati in Romagna, in Abruzzo e in Molise si vede che l'isolamento delle Marche sarà tra poco meno drammatico e può lasciare quindi il tempo per giungere a soluzioni più meditate ed articolate.

Un aspetto fondamentale è, in ogni caso, l'**efficienza della rete elettrica**. A questo proposito il soggetto gestore (GRTN) sta per inviare anche alla nostra regione il quadro sistematico del programma di razionalizzazione e miglioramento, che verrà sottoposto a VAS – Valutazione Ambientale Strategica - come già in corso in altre regioni e nel rispetto di un Accordo di Programma in materia tra Ministero dell’Ambiente e GRTN. Il raggiungimento di un accordo tra ente locale e gestore della rete sulla configurazione del sistema di trasmissione e distribuzione è presupposto basilare per ogni scelta nella pianificazione.

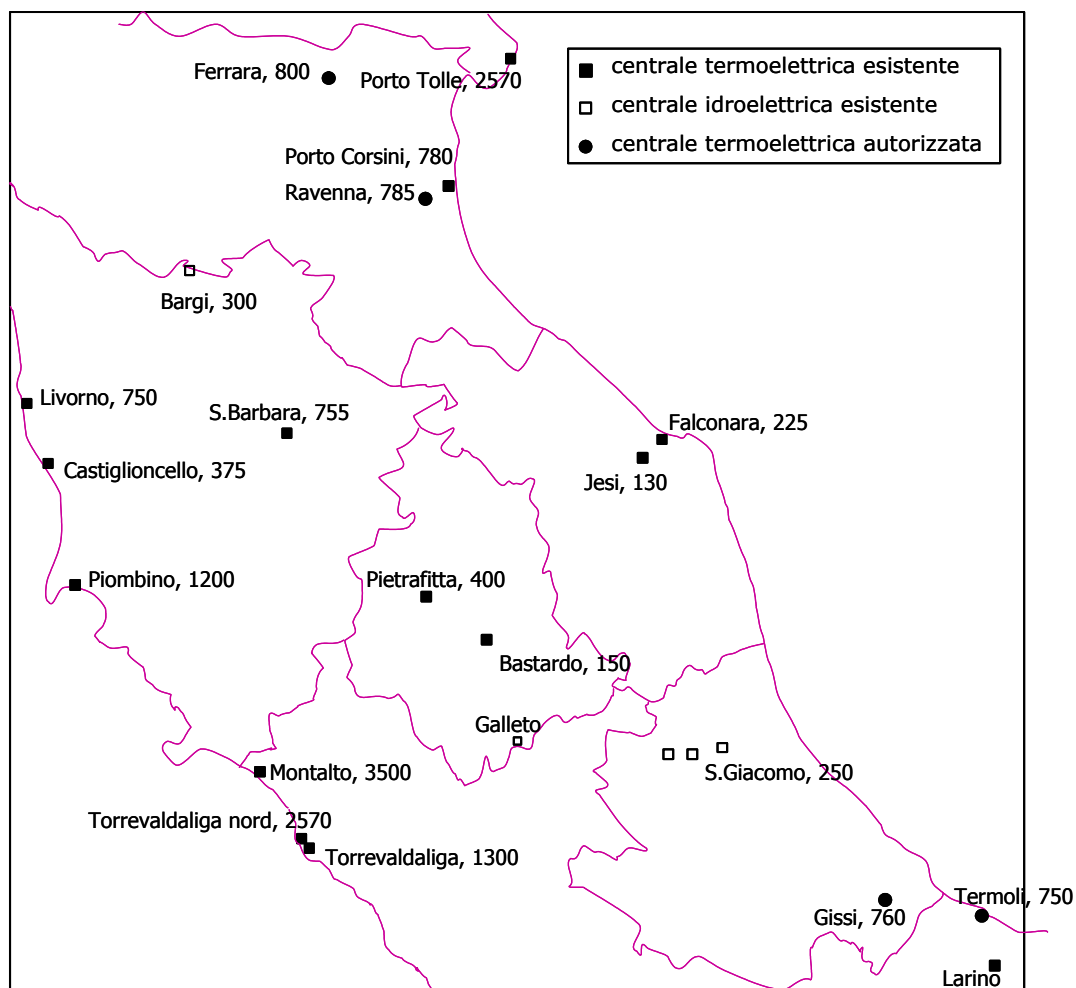


Fig. 4.1 – Situazione del parco di generazione elettrica in Centro Italia

Venendo ad una conclusione, in generale la scelta è ristretta tra due possibili soluzioni che però individuano anche un indirizzo strategico di lungo periodo con importanti ricadute sul sistema nel suo complesso; le due possibili soluzioni riguardano in particolare la taglia delle centrali, distinguendo tra:

- **centrali a ciclo combinato di taglia medio-grande** (da 400 MWe in su), e
- **centrali di taglia piccola e medio-piccola** (da alcuni MWe a poche decine di MWe), la cosiddetta **generazione distribuita**.

A **favore delle centrali di taglia medio-grande** vengono addotte le seguenti motivazioni:

- centrali di questa taglia sono oggi considerate investimenti a buona redditività, per cui non è difficile prevedere che la regione potrebbe essere dotata di questa infrastruttura in tempi brevi, risolvendo molti dei problemi di isolamento attuali;
- con una sola centrale di questo tipo, aggiunta alla capacità di generazione esistente, sarebbe possibile coprire una quota consistente della domanda regionale, fino ad avvicinare in maniera sostanziale il pareggio del bilancio elettrico;
- i moderni cicli combinati raggiungono rendimenti prossimi al 60% e consentono un efficiente sfruttamento del combustibile fossile. Se una nuova centrale di questo tipo consente anche la dismissione di centrali di tecnologia più datata si può prevedere anche una consistente riduzione nella emissione di gas climalteranti;
- aumentano le prospettive di ottenere prezzi dell'energia realmente competitive per il sistema produttivo;
- verrebbe superata la marginalità marchigiana rispetto alla rete di trasmissione e diminuirebbero i rischi di sospensione del servizio.

Le ragioni **contro** le centrali di taglia medio grande sono le seguenti:

- non esiste, in regione, nessun insediamento, industriale e/o civile, capace di sfruttare pienamente l'enorme quantità di calore di scarto proveniente da centrali di questo tipo, e quindi cade la possibilità di utilizzarle in cogenerazione per sfruttare in modo ottimale il potenziale energetico del combustibile fossile;
- per quanto ridotto, l'impatto ambientale di una centrale di media taglia non è del tutto trascurabile. Esiste infatti ancora un certo dibattito sull'impatto da polveri sottili (PM2.5 e PM0.5) connesso con questi impianti. Va detto che questi timori sono stati recentemente molto ridimensionati,

Dall'altro lato le motivazioni a **favore** della **generazione distribuita in cogenerazione** sono:

- la distribuzione delle centrali sul territorio permette di scegliere taglie ottimizzate per l'utilizzo congiunto di energia elettrica e di energia termica il che costituisce al momento la tecnologia più efficiente di sfruttamento della fonte fossile, con conseguente riduzione nelle emissioni di gas climalteranti;
- si possono creare le condizioni per l'utilizzo delle biomasse disponibili in loco come combustibile, favorendo la creazione del circolo virtuoso di offerta e domanda di biomasse;
- le ridotte necessità di trasporto dell'energia elettrica comporterebbero minori perdite nella rete di trasmissione e di distribuzione, nonché minori necessità di potenziamento ed accrescimento della rete ad alta tensione (l'opposizione delle comunità coinvolte nella realizzazione di nuovi elettrodotti è sempre più forte);
- si creerebbero le condizioni per una consistente sicurezza nell'approvvigionamento elettrico;
- distribuire la capacità di generazione significherebbe anche distribuire e, di conseguenza, diluire l'impatto da emissioni in atmosfera;

-
- il sistema imprenditoriale marchigiano potrebbe cogliere l'opportunità per divenire, insieme alle istituzioni e agli enti locali, attore protagonista nel mercato libero dell'energia;
 - si creerebbe occupazione qualificata e diffusa sul territorio per la progettazione, la realizzazione, la gestione e la manutenzione degli impianti;
 - si comincerebbero a creare i presupposti infrastrutturali per l'utilizzo delle celle a combustibile alimentate ad idrogeno quando tale tecnologia diverrà matura per lo sfruttamento industriale.

Contro la generazione distribuita si portano queste motivazioni:

- la micro- e mini-generazione distribuita non assicura l'ottimale sfruttamento della fonte fossile se non si accoppia opportunamente l'utilizzo di energia elettrica e calore;
- troppe centrali di piccola e piccolissima taglia non permettono un controllo puntuale delle emissioni inquinanti da parte degli enti preposti;
- lo sfruttamento dell'energia termica prodotto dalla centrale non sempre è di facile implementazione. Quando si tratti di infrastrutturare ex-novo reti di riscaldamento i costi potrebbero diventare proibitivi;
- Non esistono certezze sulla economicità di queste iniziative che potrebbero non trovare proponenti se non si creano idonei presupposti politico-economici.

Se le molte argomentazioni tecniche a favore della generazione distribuita ne incoraggiano l'adozione diffusa, tuttavia le perplessità esistenti, soprattutto di tipo economico, rendono difficile prevedere una capillare diffusione della tecnologia in assenza di opportune condizioni politico-economiche, che si valutano nel seguito.

4.2.3 Generazione distribuita e Cogenerazione

La cartina delle Marche su cui sono sovrapposte le potenze elettriche installate Distretto per Distretto dà un'idea immediata di come i consumi di elettricità in regione siano distribuiti su molti poli che in più di un caso riscalcano le diverse aree produttive della regione.

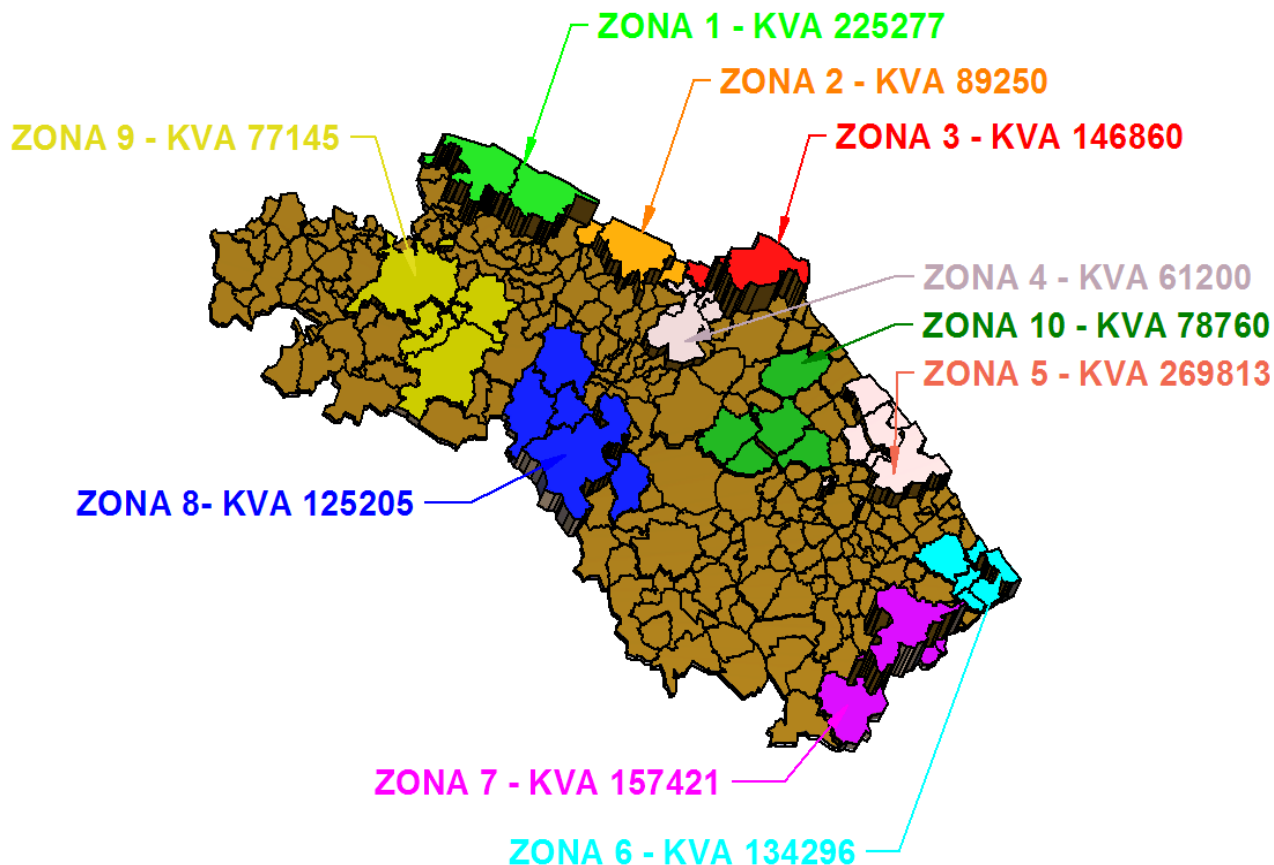


Fig. 4.2 – Potenze elettriche installate nei principali distretti marchigiani

E' dall'analisi di questa carta, e dalla immediata percezione che non esistono solo 1 o 2 centri di consumo dell'energia elettrica, che è nata l'idea della generazione diffusa come strumento ottimale per il conseguimento del pareggio elettrico nelle Marche.

Quanto alle tipologie impiantistiche più idonee rispetto alle varie aree distrettuali è possibile riconoscere in via generale **tre classi di taglia**, che, **in mix opportuno, possono tutte contribuire a realizzare il modello di generazione distribuita proposto**:

- **1-5 MWe** per le applicazioni classiche di **trigenerazione**, dove sia necessaria **energia elettrica, calore** in inverno e **condizionamento dell'aria** in estate (**ospedali, centri commerciali, centri direzionali**);
- **5-20 MWe** per le applicazioni al **servizio di un singolo stabilimento industriale** (o di un piccolo gruppo di stabilimenti contigui) con necessità contemporanee di energia elettrica e di calore di processo;
- **20-100 MWe** per le **applicazioni di area industriale omogenea** con la centrale elettrica collegata ad una rete di teleriscaldamento con funzione di distribuire anche calore di processo.

Nell'ultimo caso si situa, al limite superiore di potenza, la centrale cogenerativa di Jesi (Sadam, 130 MWe) che attualmente viene utilizzata in cogenera-

zione solo nel breve periodo della campagna saccarifera mentre il calore di scarto potrebbe essere utilizzato in un periodo molto più ampio se venisse adeguatamente infrastrutturata con una rete di teleriscaldamento l'area industriale jesina e la stessa città di Jesi.

Si ribadisce che tutti **i valori di potenza sono puramente indicativi e non fanno riferimento ad una particolare tecnologia**, che andrà invece scelta volta per volta in base alle specifiche esigenze del caso in esame.

Il Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio nel documento "Il piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra 2003-2010" **prevede di supportare finanziariamente interventi di produzione distribuita di energia elettrica in cogenerazione per una potenzialità complessiva di 12000 MW entro il 2008 (per le Marche significherebbero all'incirca 360 MW).**

Ciò perché **questa tecnologia viene definita "strumento efficace per l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni"**. Un primo provvedimento, dotato di circa 37 milioni di euro, è in corso di preparazione al MATT.

Se questa è una indicazione di tendenza a livello nazionale, **a livello comunitario un'indicazione simile viene dalla Direttiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio emessa l'11 febbraio 2004 e intesa a **"promuovere la cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia"**. Questa Direttiva sarà recepita, probabilmente entro il 2005, dal Governo nazionale, che dovrà anche definire operativamente i modi per la promozione delle iniziative.

Se queste sono, al momento, solo indicazioni di tendenza, **esistono già provvedimenti pronti ad entrare in vigore che potranno imprimere la spinta necessaria all'avvio di interventi sul territorio da parte degli attori del mercato energetico**. Si tratta:

- della **legge sul riordino del settore energetico** (legge 239 del 23 agosto 2004, già nota come Ddl Marzano), **approvata dal Parlamento il 30 luglio 2004**; il comma 71 dell'art. 1 della legge recita così: *"Hanno diritto alla emissione dei **certificati verdi** previsti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e l'energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno ovvero con celle a combustibile nonché l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento"*;
- dei **decreti sull'efficienza energetica, che entreranno in vigore il 1° gennaio 2005**, i quali comprendono gli impianti di cogenerazione tra le attività ammesse alla emissione dei **"titoli di efficienza energetica" (certificati bianchi)**;

-
- dell'adozione della **Direttiva 2003/87/EC** sull'**Emission Trading** per lo "scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità". Anche questa Direttiva avrà effetto a cominciare dal 2005.

L'approvazione della legge sul riordino del settore energetico, avvenuta il 30 luglio 2004, **costituisce il tassello più evidente di questo quadro**, perché permette la vendita a certificati verdi di parte dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento. **Ciò avrà ripercussioni assai importanti su tutto il settore, dalle dimensioni ad oggi imprevedibili ma sicuramente di grande impatto.**

Per gli ultimi due provvedimenti elencati, che cominceranno a dispiegare i primi effetti a partire dal 2005, è invece già possibile fare alcune valutazioni economiche, pur se di larga massima.

Per ciò che attiene l'impatto dei **decreti sull'efficienza energetica**, è stato calcolato dal FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) il **tempo di ritorno dell'investimento per un piccolo impianto di teleriscaldamento a cogenerazione:**

- **allo stato attuale** è di quasi **12 anni**;
- con l'entrata in vigore dei **certificati bianchi**, valutati all'incirca 150 €/tep, tale limite temporale diventa di **8 anni**.

Secondo la Direttiva sull'**Emission Trading**, invece, gli impianti industriali operanti nei settori della generazione termoelettrica, della raffinazione del petrolio e della produzione e lavorazione dei metalli ferrosi, del vetro, del cemento, della ceramica e della carta (che coprono il 46% delle emissioni nella UE) possono ottemperare agli obblighi di riduzione delle emissioni migliorando la propria efficienza o acquistando permessi da altri operatori. Si prevede che **si creerà un mercato di "titoli di emissione" il cui valore sarà compreso**, secondo le ultime stime, **tra 7 e 25 euro per tonnellata di anidride carbonica non emessa.**

L'efficienza degli impianti di cogenerazione permetterà ai loro gestori di emettere questo tipo di titoli e quindi di creare un ulteriore canale di remunerazione per gli investimenti nel settore. Secondo i calcoli di questo PE-AR (Tab. 4.2 del documento 7 "Riduzione delle emissioni di gas climalteranti") la diffusione degli impianti di cogenerazione al 2015 potrà contribuire ad una riduzione di emissioni pari a 499 kton CO₂eq all'anno. Con i titoli di emissioni valorizzati tra 7 e 25 euro per tonnellata non emessa ne risulterebbe un **introito annuo per il sistema degli impianti di cogenerazione nelle Marche oscillante tra 3.5 e 12.5 milioni di euro.**

Si ponga attenzione al fatto che questi diversi incentivi tendenzialmente non si escludono l'un l'altro ed è quindi verosimile che molti di essi potranno sommarsi, fino a rendere economiche molte tipologie e molte taglie oggi antieconomiche.

Questi semplici calcoli servono a dimostrare che l'avvio di una seria politica di promozione della cogenerazione **potrà avere ricadute economiche assai rilevanti, se solo il sistema sarà in grado di approfittar-**

ne. Perché il sistema possa approfittarne è necessario che il PEAR crei gli indirizzi all'interno dei quali gli investitori pubblici e privati, con il consenso degli enti locali, possano adeguatamente dispiegare le loro potenzialità imprenditoriali.

Una considerazione importante al riguardo è che **il livello degli investimenti necessario per questi interventi è perfettamente compatibile con le dimensioni e le capacità degli investitori pubblici e privati operanti sul territorio marchigiano.**

E' evidente che **se le buone intenzioni sulla promozione della cogenerazione espresse ai diversi livelli dovessero rimanere pura teoria e se contestualmente non fossero rimossi gli altri ostacoli normativi che oggi impediscono la diffusione della tecnologia**, tutto il quadro disegnato dal PEAR sul fabbisogno elettrico perderebbe un contributo sostanziale. Per mantenere l'obiettivo strategico del pareggio tendenziale sarebbe necessario rivedere metodi e strumenti. Questa è la ragione principale per cui **si ritiene necessario eseguire ogni anno la verifica in itinere del PEAR.**

Quanto alle ricadute che questo tipo di strategia provocherà sui costi dell'energia per il sistema produttivo occorre premettere che il **PEAR è un documento di indirizzo ad orizzonte decennale e come tale cerca di precorrere i tempi.** Intende cioè preparare il terreno per consentire al sistema marchigiano di affrontare il mercato dell'energia da posizioni più vantaggiose rispetto a quello che, **con maggior probabilità**, sarà lo scenario dominante.

Lo scenario prefigurato dal PEAR **non è quello esistente al momento di elaborazione del Piano, ma solo quello più probabile** alla luce delle intenzioni e delle tendenze (politiche, economiche, ambientali) esternate a livello comunitario e nazionale.

Questa premessa è necessaria per affermare che qualsiasi indicazione numerica circa i costi dell'energia e le ricadute sul sistema delle imprese va presa con estrema cautela.

Nel recente passato sono stati calcolati e confrontati i costi industriali dell'energia elettrica prodotta da centrali a ciclo combinato standard e centrali a ciclo combinato di taglia medio-piccola operanti in cogenerazione. Lo studio è stato effettuato dai ricercatori dello IEFE (Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente, Università Bocconi, Milano) e pubblicato in De Paoli, Lorenzoni, Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, FrancoAngeli. Esso è stato utilizzato anche nell'ambito delle scelte per il Piano Energetico Ambientale della Provincia di Bologna (QualEnergia, gennaio 2004).

La Figura 4.3 mette a confronto **i costi industriali per la produzione di energia elettrica** in centesimi di euro per kWh prodotto, senza considerare i costi esterni ambientali. Si vede che al massimo la differenza supera di poco il centesimo di euro.

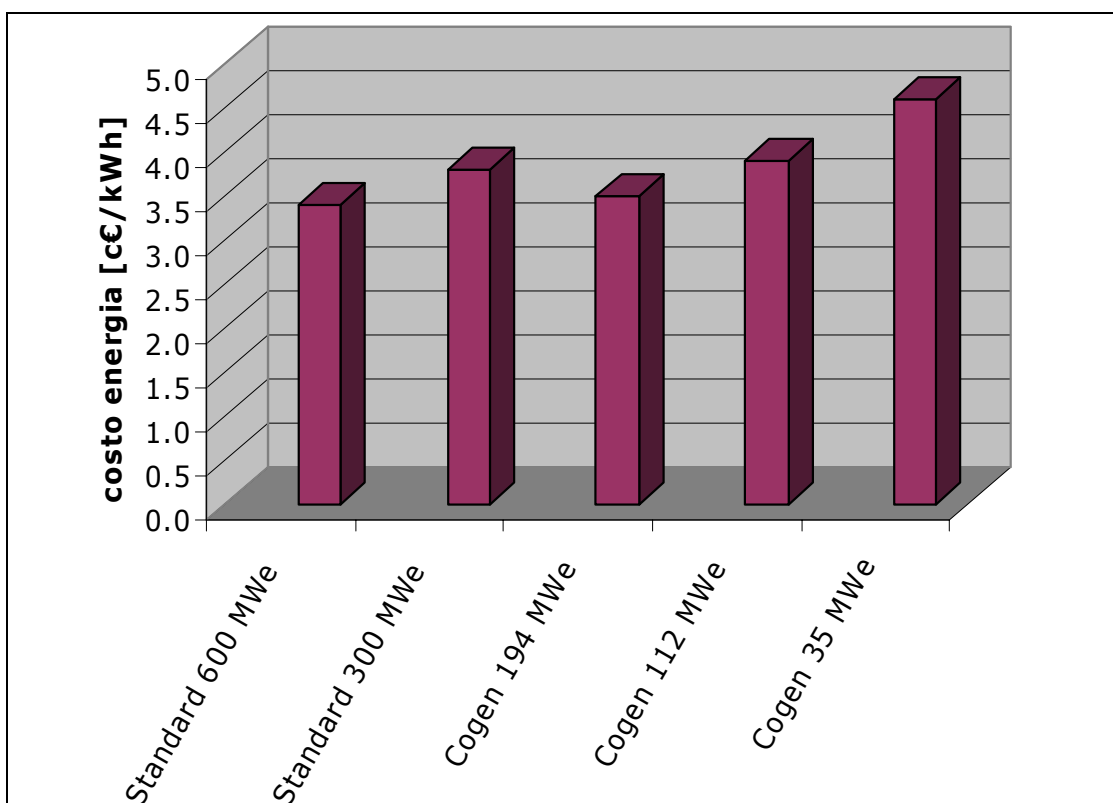


Fig. 4.3 – Costo di produzione dell'energia elettrica senza considerare i costi esterni ambientali

Appena poi si introduce una prima ipotesi di inclusione dei costi esterni ambientali (come tenderà a fare dal prossimo anno la Direttiva Europea sull'Emission Trading) la differenza cala fino a 0.6 centesimi di euro, come si vede nella Figura 4.4.

La conclusione è che i costi tipici di produzione di energia elettrica per impianti standard e per impianti di cogenerazione di taglia media sono del tutto confrontabili.

Questa affermazione è supportata dal fatto che qui si tratta di costi industriali la cui ripercussione sul sistema produttivo dipende anche dalle modalità di gestione del mercato elettrico locale. **La valenza della scelta della cogenerazione distribuita è proprio quella di poter essere gestita dalle forze imprenditoriali locali** (private e pubbliche) con una ulteriore ricaduta positiva sul sistema economico nel territorio.

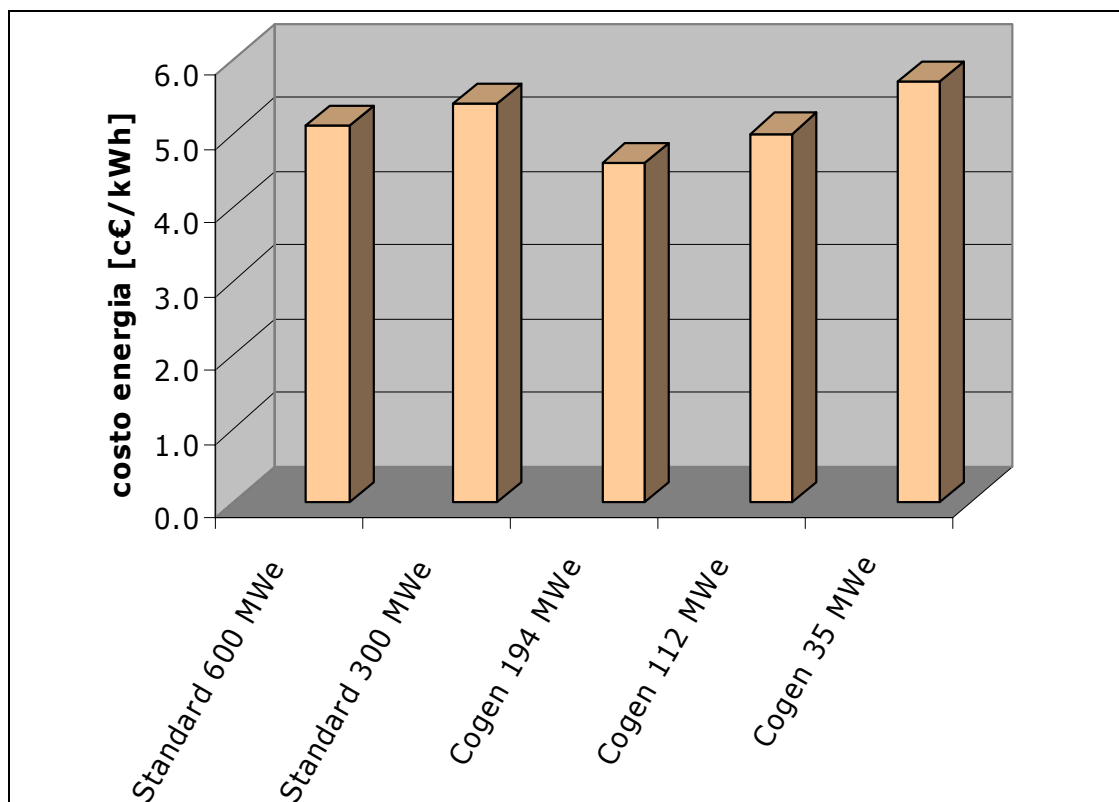


Fig. 4.4 – Costo di produzione dell'energia elettrica **includendo** i costi esterni ambientali

I presupposti perché tutto ciò si realizzi non esistono ancora; sono soltanto in via di costituzione. **La scelta strategica di puntare sulla tecnologia più efficiente, più rispettosa dell'ambiente e più accettabile dalle comunità locali non è priva del rischio di insuccesso.** Di qui la necessità di una verifica annuale della fattibilità degli obiettivi proposti e la eventuale correzione degli strumenti da adottare.

4.2.4 Conclusioni

In definitiva, la Regione Marche, attraverso lo strumento del PEAR, definisce come **tecnologia prioritaria** per il conseguimento del pareggio di bilancio **la produzione elettrica da generazione distribuita e cogenerazione.**

Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione per aree industriali omogenee.**

Ricade sotto questa strategia anche la promozione degli interventi tesi a rintracciare un percorso fattibile per lo sfruttamento in **teleriscaldamento** dell'energia termica di scarto proveniente dalle esistenti centrali a ciclo combinato di Falconara (API) e Jesi (Sadam). Ciò potrà rendere più agevole lo sviluppo di azioni concertate e coerenti in attuazione del Protocollo

d'intesa con API per lo sviluppo del **polo energetico-ambientale di Falconara**.

Lo stesso polo energetico-ambientale di Falconara ha recentemente visto la riattivazione come "**impianto di emergenza**" della **Centrale ENEL di Camerata Picena**. La centrale turbogas (104 MW elettrici a fronte di una potenza termica complessiva di 500 MW) utilizza una tecnologia manifestamente obsoleta ed il suo esercizio è giustificato solo nei momenti di massima richiesta della rete, quantificati dalla stessa ENEL in circa 100 ore/anno. **Vista l'elevata concentrazione nell'area di impianti di generazione elettrica non si intravede, allo stato, nessuna possibile diversa utilizzazione della infrastruttura, né l'insediamento di nuove centrali a combustibili fossili nell'area.**

La conclusione da trarre riguardo al tema della **generazione elettrica** in regione è quindi la caratterizzazione del PEAR sulle seguenti **due priorità**:

- il **raggiungimento nell'orizzonte temporale del presente piano (2015) di una chiara tendenza al pareggio** tra la domanda e l'offerta di energia elettrica;
- tale tendenza al pareggio va conseguito con il **ricorso prioritario** alle tecnologie della **generazione distribuita, della cogenerazione e della trigenerazione**.

5. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015

5.1 SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE

5.1.1 Domanda di energia nella regione Marche

L'analisi del Bilancio Energetico Regionale (BER), il quale è parte integrante del PEAR, consente di trarre alcune indicazioni di grande utilità per disegnare lo scenario di evoluzione regionale al 2015. Nella sua **versione attuale il BER riporta i dati completi fino al 2002** compreso, mentre è aggiornato al 2003 per la sola parte relativa all'energia elettrica.

Partendo dall'esame storico della **domanda di energia (usi finali)** per settore di utilizzo, rappresentato alla Figura 5.1, si evince chiaramente che i trasporti sono, storicamente, il settore più energivoro della Regione (circa il 40% dei consumi) seguito dal settore civile (circa il 30%) e dall'industria (circa il 25%).

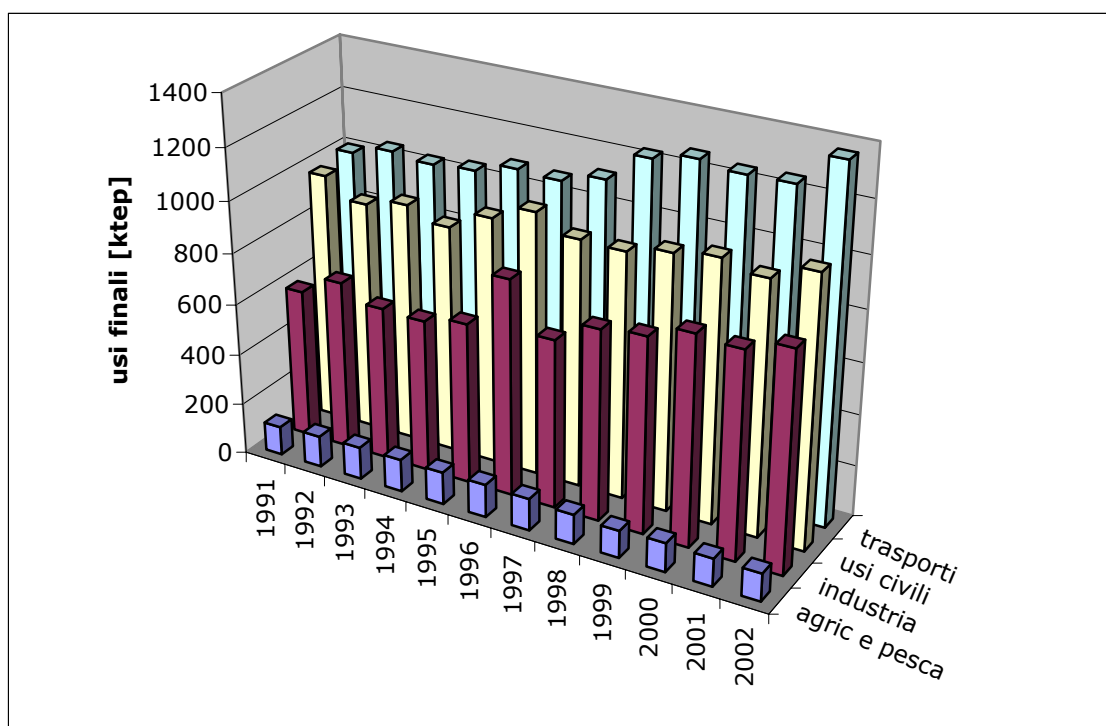


Fig. 5.1 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per settore di utilizzo

L'analisi dei consumi per fonte di energia (Fig. 5.2) evidenzia il perdurante predominio dei prodotti petroliferi (oltre il 40% dei consumi) e dei combustibili gassosi (quasi il 40%).

Per dare un riferimento concreto è opportuno passare ai valori assoluti, per i quali si riportano i dati riassuntivi riferiti al 2002 (Tab. 5.1).

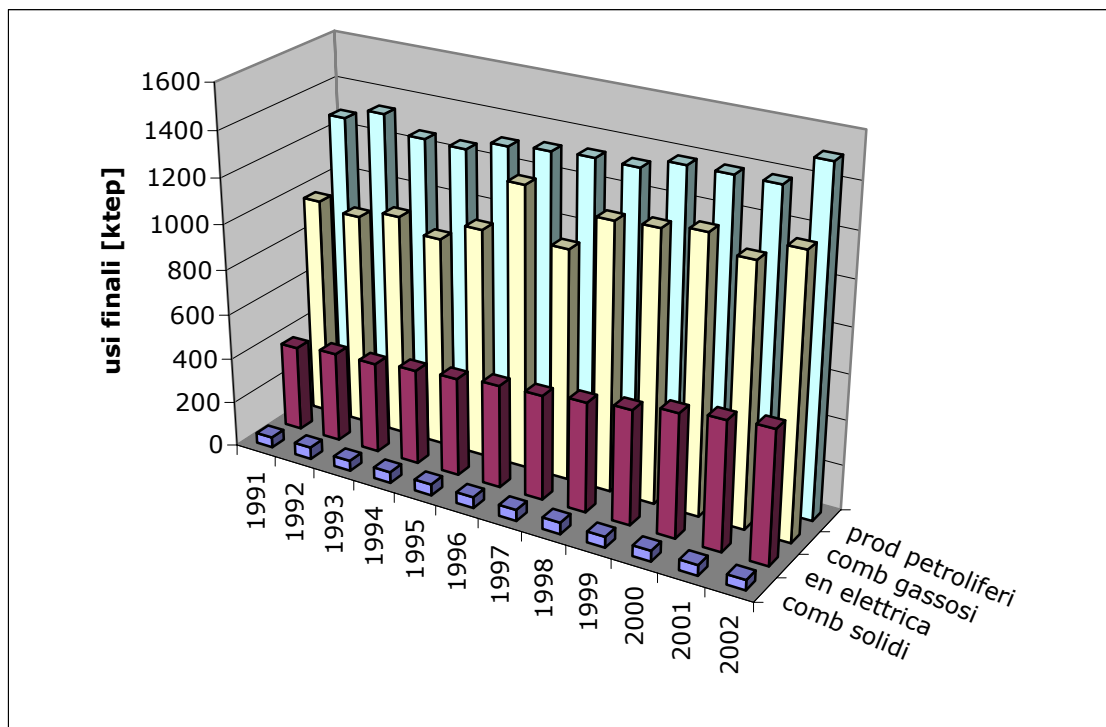


Fig. 5.2 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per fonte

	combust. solidi [ktep]	prodotti petroliferi [ktep]	combust. gassosi [ktep]	energia elettrica [ktep]	TOTALE [ktep]
agricoltura e pesca	0.0	99.2	0.0	9.0	108.2
industria	22.1	48.1	483.4	296.8	850.4
trasporti	0.0	1182.4	168.3	17.3	1368.0
civile	22.7	179.3	579.2	263.6	1044.8
TOTALE	44.8	1509.0	1230.9	586.7	3371.4

Tab. 5.1 - Consumi finali nelle Marche per settore e per fonte - anno **2002**

Se si esaminano più in dettaglio i tassi di crescita (Tab. 5.2) si vede che, a parte il caso marginale di agricoltura e pesca, industria e trasporti hanno conosciuto un trend crescente compreso tra il 2 e il 3% annuo, mentre il settore civile è cresciuto meno dell'1%.

	solidi			petroliferi			gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %	1991 ktep	2002 ktep	Δ %
agric. e pesca	0	0	0.0	105	99	-0.6	2	0	-	6	9	3.8	113	108	-0.5
industria	23	22	-0.4	58	48	-1.7	335	483	3.4	170	297	5.2	586	850	3.4
trasporti	0	0	0.0	922	1182	2.3	68	168	8.6	13	17	2.3	1003	1367	2.9
civile	23	23	-0.1	195	179	-0.8	567	579	0.2	191	264	3.0	976	1045	0.6
TOTALE	46	45	-0.3	1280	1508	1.5	972	1230	2.2	380	587	4.0	2678	3369	2.1

Tab. 5.2 - Tassi di crescita degli usi finali nelle Marche per settore e per fonte (i delta sono annuali)

Nel dominio del tempo è comunque assai significativo l'incremento medio del 4.0% annuo subito dall'energia elettrica. Questo incremento è dovuto soprattutto alla crescita dei consumi nell'industria (5.2%) ma anche il settore civile ha visto crescere i consumi elettrici di più (3%) di quanto non siano cresciuti i consumi delle altre fonti.

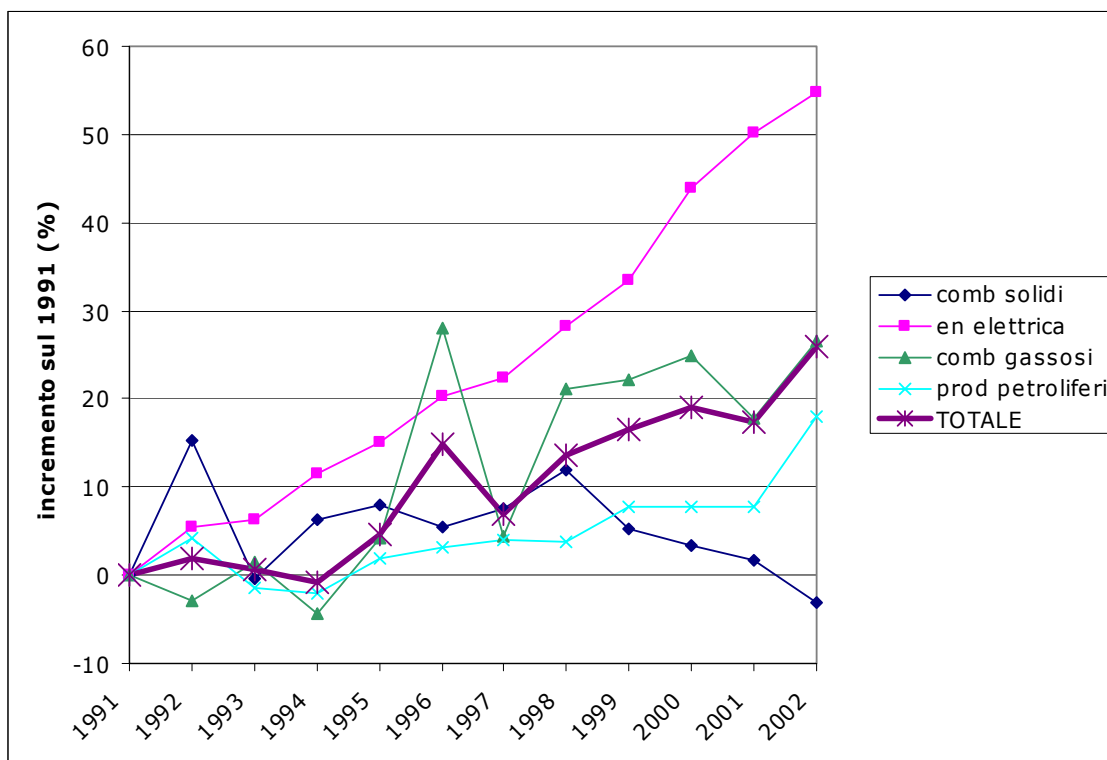


Fig. 5.3 - Tassi di crescita degli usi finali nelle Marche per fonte (base: 1991)

Se ai consumi finali si aggiungono le perdite di trasformazione e distribuzione e le quantità consumate per impieghi non energetici si ottengono le disponibilità lorde per fonte di energia al 2001, riportate in Tabella 5.3

	combustibili solidi [ktep]	prodotti petroliferi [ktep]	combustibili gassosi [ktep]	energia elettrica [ktep]	TOTALE [ktep]
consumi finali	44.8	1509.0	1230.9	586.7	3371.4
perdite	102.0	27.0	23.6	1065.2	1217.8
combustibili raffineria	0.0	133.4	0.0	0.0	133.4
usi non energetici	0.0	323.9	0.0	0.0	323.9
TOTALE	146.8	1992.3	1254.5	1651.9	5045.5

Tab. 5.3 - Disponibilità lorde per fonte nelle Marche - anno **2002**

Il valore elevato di perdite nella casella dell'energia elettrica è sostanzialmente dovuto alle perdite di trasformazione. Nella redazione dei bilanci energetici l'energia elettrica viene infatti valorizzata 860 kcal/kWh quando si tratta di consumi finali e 2200 kcal/kWh quando si tratta di produzione. Ciò vien fatto per tenere conto, convenzionalmente, delle perdite di trasformazione caratteristiche soprattutto della generazione termoelettrica. E' verosimile che nel prossimo futuro, quando il parco nazionale sarà costituito in

buona parte da centrali di ultima generazione, più efficienti, questo parametro convenzionale potrà essere abbassato.

A fronte di una superficie che rappresenta il 3.2% del territorio nazionale, di una popolazione che rappresenta il 2.5% della popolazione nazionale (fonte ISTAT), di un PIL che rappresenta il 2.6% del Prodotto Interno Lordo italiano (fonte DPEFR Regione Marche) i consumi finali di energia rappresentano il 2.3% (per i dati nazionali fonte ENEA) del totale nazionale, a rappresentare una intensità energetica regionale inferiore a quella media del contesto italiano.

La stessa constatazione si può ricavare esaminando gli indicatori che misurano l'efficienza energetica di un sistema economico.

5.1.2 Offerta di energia nella regione Marche

Sul piano dell'offerta le Marche si caratterizzano per tre peculiarità:

- 1) una importante produzione di energia primaria, gas naturale, proveniente quasi totalmente dai pozzi off-shore e, in piccola parte, da alcuni pozzi in terraferma; questa produzione ha garantito per tutti gli anni 90 alla Regione un bilancio positivo in termini di energia prodotta rispetto a quella consumata. Negli ultimi anni la quantità di gas naturale estratta è venuta diminuendo, ma rimane comunque su valori di grande rilievo. La Figura 5.4 mostra che su un piano puramente quantitativo produzione di energia primaria e consumi lordi si equivalgono nell'arco del decennio. Le riserve stimate garantiscono una produzione di oltre un decennio ai tassi attuali di emungimento. Contribuiscono alla produzione anche un certo numero di giacimenti isolati situati in terraferma: la quantità di gas naturale estratta finora e quella che si prevede di estrarre fino all'esaurimento dei pozzi è assolutamente marginale, tanto da non giustificare in alcun modo la realizzazione di strutture fisse di trasporto: alcuni di questi pozzi sono sfruttati per produrre energia elettrica in loco mediante centrali mobili montate su skid; altri, addirittura, impiegano carri bombolai per il trasporto del gas estratto. Esistono anche alcuni pozzi attualmente non sfruttati, ma le riserve stimate non superano l'1% di quelle estraibili in mare aperto. In generale i valori di producibilità elettrica dell'insieme di questi pozzi sono dell'ordine di alcune decine di GWh per anno, pari a circa lo 0.5% del consumo regionale. Il tutto in un orizzonte temporale di sfruttamento dell'ordine di un decennio.

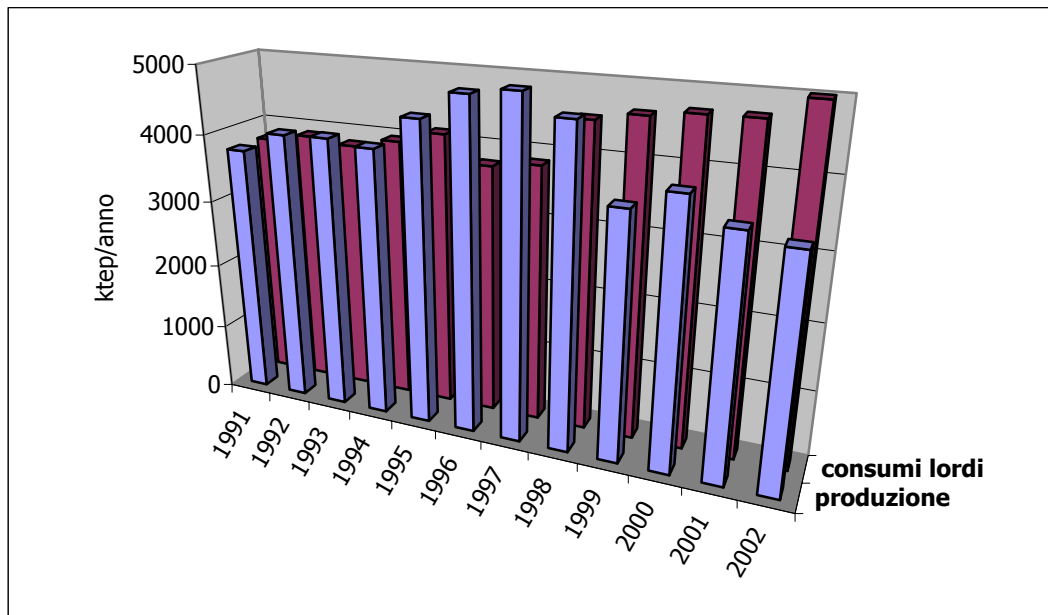


Fig. 5.4 – Confronto fra la produzione regionale di gas naturale ed i consumi energetici lordi

- 2) Un flusso notevole di petrolio greggio in entrata (per la raffineria di Falconara) ed un altrettanto notevole flusso di prodotti petroliferi derivati esportati verso le regioni contigue. La Figura 5.5 mostra che il flusso destinato all'esportazione si colloca tra il 49% e il 57% nel decennio preso in esame.

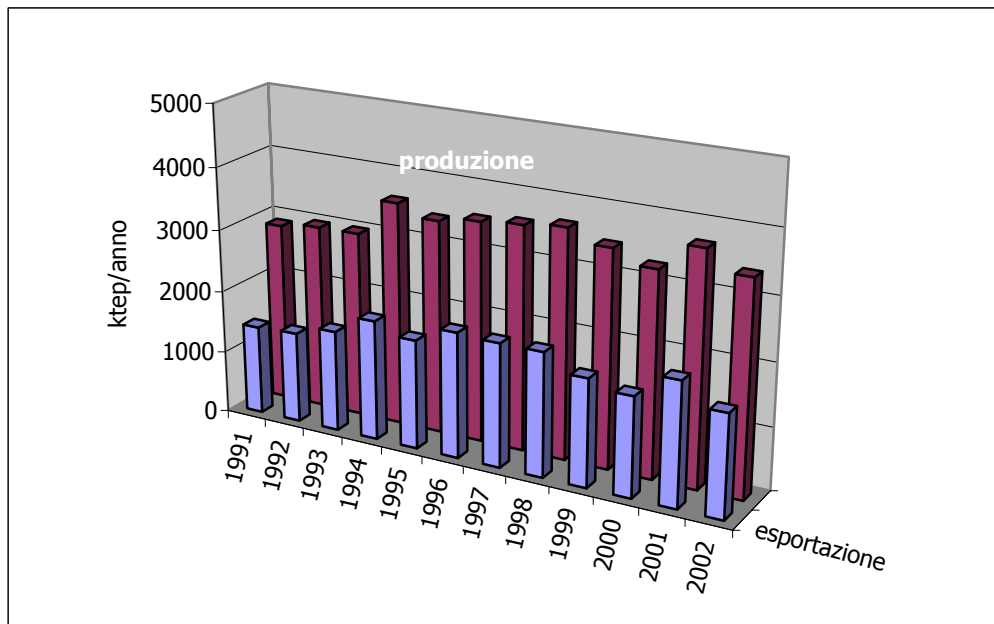


Fig. 5.5 – Produzione regionale complessiva di derivati petroliferi e quota riservata alle esportazioni

- 3) Un considerevole sbilancio tra produzione e consumo di energia elettrica che viene solo in parte colmato a partire dal 2001 con l'entrata in funzione della centrale IGCC di Falconara (API) e della centrale a ciclo combinato di Jesi (SADAM). La Figura 5.6 mostra il confronto esteso

all'ultimo decennio, ma l'aspetto complessivo dell'energia elettrica, con le criticità connesse anche con i problemi della rete di distribuzione verranno trattati in un capitolo apposito nel seguito.

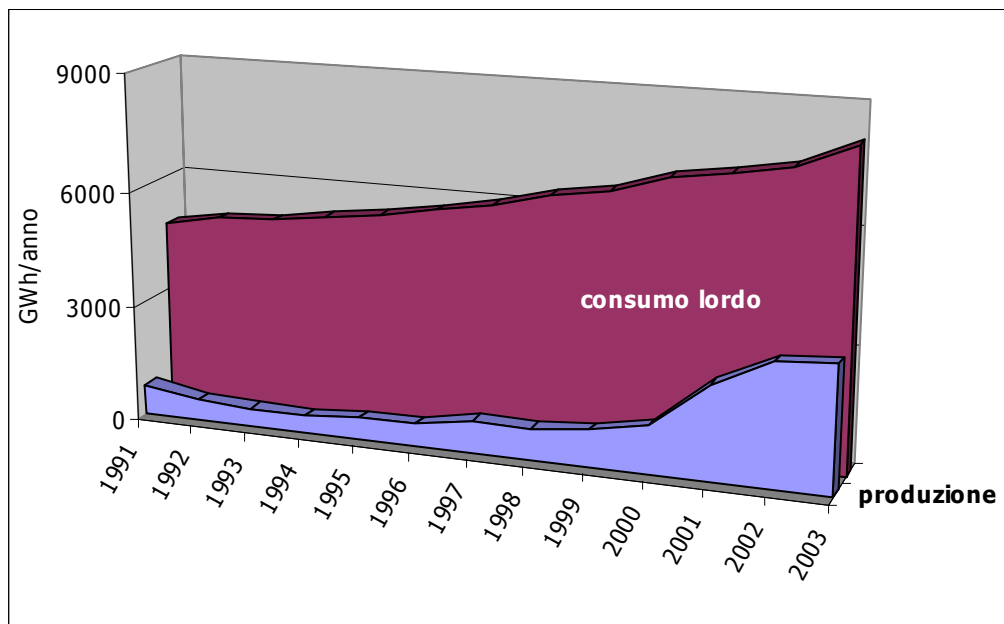


Fig. 5.6 – Confronto fra la produzione regionale di energia elettrica e il consumo interno lordo

E' controverso se la produzione di gas naturale off-shore possa essere inserita tra le quote pertinenti ai bilanci energetici regionali, tanto che il Ministero delle Attività Produttive la considera sganciata dalla Regione in cui il gas estratto fa il suo ingresso in terraferma.

Le altre due caratteristiche peculiari influenzano invece ogni considerazione circa il riequilibrio interno tra produzione e consumo che viene indicato come obiettivo prioritario tra quelli riportati dalla legge 23 agosto 2004 n. 239 sul riordino del settore energetico. La legge individua infatti come aspetto che deve essere garantito congiuntamente da Stato e Regioni: *"l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, avendo come obiettivo almeno l'equilibrio fra domanda e offerta di energia a livello regionale, prevedendo eventuali misure di compensazione e riequilibrio ambientale e territoriale qualora le esigenze connesse alle attività strategiche richiedano concentrazioni territoriali"*.

5.2 GLI SCENARI DEL FABBISOGNO AL 2015

Per la valutazione dei fabbisogni di energia e delle possibili coperture da oggi al 2015 si sono utilizzati due scenari che verosimilmente accolgono all'interno della loro forbice ogni possibile evoluzione del quadro energetico marchigiano.

Il primo scenario, "inerziale", è in buona sostanza la prosecuzione dell'andamento tendenziale del quadro relativo al decennio scorso. Il secon-

do scenario, che si definirà "virtuoso", ha come presupposto l'ottenimento di tutte le misure di contenimento dei consumi ampiamente descritte nel documento sul governo della domanda di energia.

5.2.1 Scenario "inerziale"

Lo scenario "inerziale" prende a riferimento un andamento del contesto economico, sociale e tecnologico analogo a quello vissuto negli anni '90, da "business as usual", e tiene conto delle seguenti variabili per definire i tassi di variazione attesi per i consumi finali relativi alle singoli fonti ed ai singoli settori di utilizzo:

- consumi energetici per fonte e per impiego nel decennio precedente;
- parametri macroeconomici nazionali e regionali;
- parametri demografici;
- dati strutturali (edilizia, trasporti, etc.);
- intensità energetiche per settore e per fonte e consumi specifici.

La metodologia usata ricalca quella impiegata dall'ENEA per analoghe proiezioni. Nello specifico si è ipotizzato che il PIL regionale cresca di un tasso annuo costante pari al 2.5% (contro il 2% medio annuo che ha caratterizzato la crescita del PIL regionale negli anni '90), che non vi sia crescita demografica ma che vi sia un aumento nel numero delle famiglie.

Negli anni '90 ad una crescita media del PIL regionale pari al 2% annuo ha corrisposto un incremento medio del 4% per i consumi complessivi di energia elettrica. Per il prossimo decennio, e solo per i consumi industriali di energia elettrica, si è mantenuto un tasso di crescita del 3.5% anche in presenza di una crescita del PIL più sostenuta per tener conto del fisiologico miglioramento nelle tecnologie e nelle efficienze.

Per gli altri consumi industriali si è assegnata un'elasticità pari al 60%, considerando quindi un incremento annuo dell'1.5% ai consumi industriali da altre fonti.

Nel settore dei trasporti si attribuisce una crescita "inerziale" sostenuta (2% annuo) sia ai combustibili gassosi che ai combustibili liquidi i quali, in valore assoluto, costituiscono già il maggior contributo unitario a tutto il bilancio energetico regionale.

Il settore civile, che ingloba il terziario e il residenziale per i quali sono ipotizzabili tassi di crescita leggermente diversi, contribuisce alla crescita dei consumi con un aumento del 2% di energia elettrica, dovuto soprattutto alla sempre più diffusa penetrazione del condizionamento dell'aria, e dell'1% dei combustibili gassosi.

Il risultato finale dello scenario "inerziale" è riportato nella Tabella 5.4.

	combustibili solidi			prodotti petroliferi			combustibili gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)
agric. e pesca	0	0	0.0	99	99	0.0	0	0	0.0	9	11	2.0	108	110	0.2
industria	22	26	1.5	48	57	1.5	483	577	1.5	297	449	3.5	850	1110	2.2
trasporti	0	0	0.0	1182	1499	2.0	168	213	2.0	17	19	1.0	1367	1731	1.8
civile	23	23	0.0	179	202	1.0	579	652	1.0	264	335	2.0	1045	1212	1.2
TOTALE	45	49	0.7	1508	1689	1.6	1230	1443	1.2	587	814	2.5	3369	4163	1.6

Tab. 5.4 – Proiezione dei consumi finali regionali al 2015 scenario “inerziale” (i delta sono annuali)

5.2.2 Scenario “virtuoso”

Lo scenario “virtuoso” è essenzialmente basato sull’analisi della domanda di energia e dei possibili interventi per il suo governo già ampiamente descritti nel documento n. 4 del PEAR “Governo della domanda di energia”.

In estrema sintesi da quegli interventi è possibile attendersi, nella migliore delle ipotesi, i risultati riportati nella seguente Tabella 5.5.

	energia termica		energia elettrica	
	[tep]	[ktep]	[GWh]	
agricoltura e pesca	-	2.4	27.9	
industria	31.9	56.8	660.5	
trasporti	256.8	4.1	47.7	
civile	139.9	64.3	747.7	
interventi in edilizia	66.2			
TOTALE	494.8	127.6	1483.8	

Tab. 5.5 – Riepilogo dei possibili risparmi energetici al 2015

Tutti i risparmi sopra elencati sono stati sottratti ai consumi finali dello scenario “inerziale” per ottenere lo scenario “virtuoso”. Il risultato finale dello scenario “virtuoso” è riportato nella Tabella 5.6.

	combustibili solidi			prodotti petroliferi			combustibili gassosi			energia elettrica			TOTALE		
	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)	2002 [ktep]	2015 [ktep]	Δ (%)
agric. e pesca	0	0	0.0	99	99	0.0	0	0	0.0	0.0	9	0.0	108	108	0.0
industria	22	26	1.5	48	55	1.1	483	547	1.0	3.7	392	2.2	850	1020	1.4
trasporti	0	0	0.0	1182	1262	0.5	168	193	1.1	-1.4	15	-1.0	1367	1470	0.6
civile	23	23	0.0	179	182	0.1	579	466	-1.7	0.6	271	0.2	1045	942	-0.8
TOTALE	45	49	0.8	1508	1598	0.5	1230	1206	-0.2	2.2	687	1.2	3369	3539	0.4

Tab. 5.6 – Proiezione dei consumi finali regionali al 2015 scenario “virtuoso”(i delta sono annuali)

Valutando i delta annuali dello scenario “virtuoso” rispetto allo scenario “inerziale” si vede che gli interventi proposti provocano un calo del con-

sumo di energia all'incirca pari all'1% annuo, in linea con quanto auspicato dalla proposta di Direttiva Europea "sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici".

Naturalmente lo scenario "virtuoso" costituisce un obiettivo che può essere raggiunto solo attraverso il dispiegamento di adeguate risorse umane ed economiche.

5.3 LO SCENARIO AL 2015 PER L'ENERGIA ELETTRICA

Ripetendo da questi presupposti lo schema logico che ha portato a definire le proiezioni al 2015 si ottiene, per i consumi finali elettrici, il quadro riportato in Tabella 5.7 relativo agli scenari "inerziale" e "virtuoso".

Una **piccola differenza nelle variazioni annuali** è dovuta al fatto che **per i soli consumi di energia elettrica è stato possibile prendere a riferimento l'anno 2003 anziché l'anno 2002** preso a riferimenti per i consumi complessivi (e quindi anche per l'energia elettrica) nel paragrafo precedente.

	1991 [GWh]	2003 [GWh]	scenario "inerziale"		scenario "virtuoso"	
			2015 [GWh]	Δ annuale (%)	2015 [GWh]	Δ annuale (%)
agricoltura e pesca	71	110	133	1.6	105	-0.4
industria	1971	3600	5218	3.1	4558	2.0
trasporti	154	210	223	0.5	175	-1.5
civile	2215	3192	3893	1.7	3145	-0.1
TOTALE	4411	7112	9467	2.4	7983	1.0

Tab. 5.7 – Proiezione dei consumi elettrici finali regionali al 2015
scenari "inerziale" e "virtuoso"

Le proiezioni sulle disponibilità lorde, su cui vanno basate tutte le considerazioni sulla copertura dei fabbisogni, sono state calcolate sommando ai consumi finali le perdite e vengono riportate in Tabella 5.8 e, graficamente, in Figura 5.7.

	1991 [GWh]	2003 [GWh]	2015 "inerziale" [GWh]	2015 "virtuoso" [GWh]
consumi elettrici finali	4411	7112	9467	7983
perdite per trasmissione e distribuzione	360	718	800	720
TOTALE	4771	7830	10267	8703

Tab. 5.8 – Proiezione dei fabbisogni lordi di energia elettrica al 2015
scenari "inerziale" e "virtuoso"

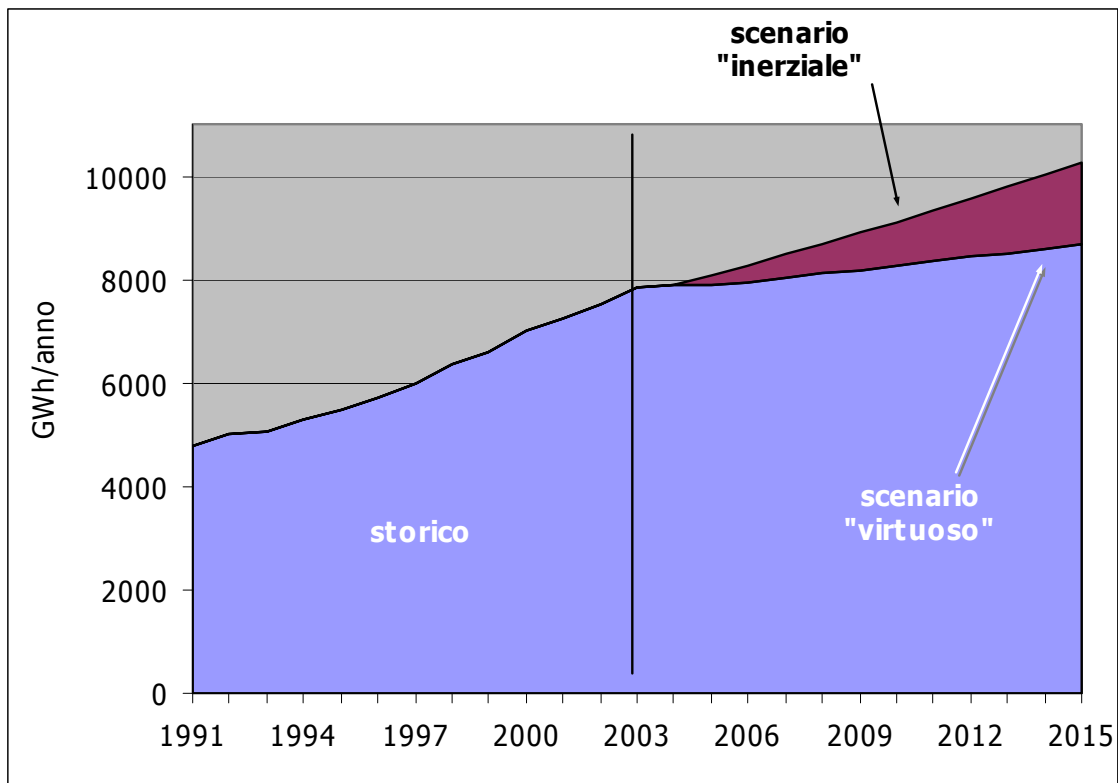


Fig. 5.7 – Proiezioni sulle disponibilità lorde necessarie al 2015 secondo gli scenari "inerziale" e "guidato"

Si tenga presente che nel calcolo delle **disponibilità lorde** complessive in ktep al settore elettrico erano state imputate anche le perdite energetiche per la trasformazione da combustibili fossili ad energia elettrica. Qui si sono considerate invece solamente le perdite di trasmissione e distribuzione.

5.3.1 Soluzioni per la copertura dei fabbisogni

La valutazione dell'offerta regionale di energia elettrica non può che prendere le mosse dalla situazione attuale, che però non è correttamente dipinta dal bilancio energetico in quanto quest'ultimo non può ancora mettere in conto i contributi delle centrali turbogas di Falconara (API) e Jesi (SADAM)

Per proiettare la situazione attuale al 2015 occorre pertanto aggiungere alla produzione congiunta di idroelettrico e termoelettrico del 2000 (prima dell'entrata in funzione delle due turbogas CIP 6/92) la producibilità attesa a pieno regime dalle due centrali (2000 GWh/anno per la centrale di Falconara e 1000 GWh/anno per la centrale di Jesi); questa situazione è rappresentata dalla Tabella 5.9 e nella Figura 5.8.

Secondo questi scenari il deficit elettrico regionale da qui al 2015 oscillerà tra il 46 e il 59%.

anno	produzione elettrica al 2000 [GWh]	produzione attesa dalle centrali di Falconara e Jesi [GWh]	fabbisogno lordo secondo lo scenario "inerziale"		fabbisogno lordo secondo lo scenario "virtuoso"	
			[GWh]	deficit (%)	[GWh]	deficit (%)
2004	1254	3000	7890	46	7870	46
2005	1254	3000	8080	47	7879	46
2006	1254	3000	8275	49	7955	47
2207	1254	3000	8474	50	8032	47
2008	1254	3000	8679	51	8110	48
2009	1254	3000	8888	52	8188	48
2010	1254	3000	9103	53	8267	49
2011	1254	3000	9322	54	8347	49
2012	1254	3000	9547	55	8428	50
2013	1254	3000	9777	56	8510	50
2014	1254	3000	10013	58	8592	50
2015	1254	3000	10267	59	8703	51

Tab. 5.9 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

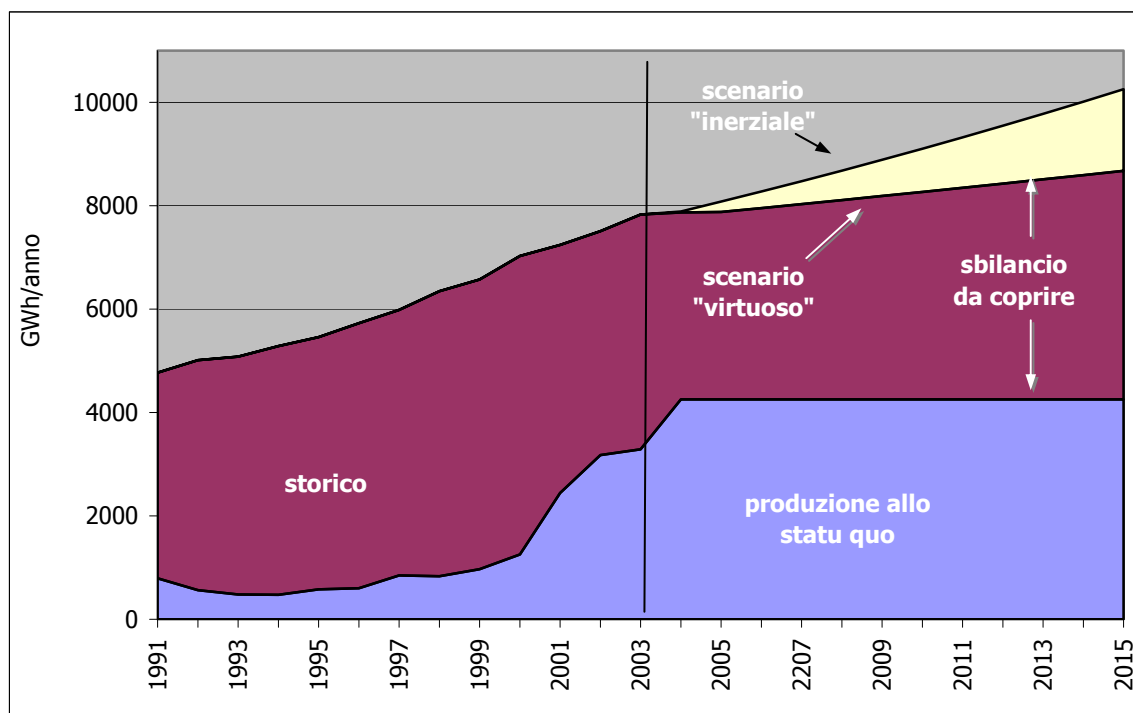


Fig. 5.8 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

Mettendo in conto tutti gli interventi di risparmio presentati al documento 5 del PEAR "Governo della domanda di energia" e tutti gli interventi di adeguamento della offerta presentati nel documento 6 del PEAR "Governo della offerta di energia" **è possibile delineare uno scenario compatibilmente indirizzato verso l'azzeramento tendenziale del deficit elettrico al 2015.**

Questo quadro, unito al permanere del surplus nel comparto dei prodotti petroliferi, mette le Marche in una posizione del tutto compatibile con il contesto energetico nazionale. E ciò in un quadro connotato da un forte impegno nella realizzazione di consistenti risparmi energetici, nell'impiego delle fonti rinnovabili di energia e nello sfruttamento razionale dei combustibili fossili, strumenti tutti indispensabili per attemperare all'obiettivo di ridurre le emissioni di gas climalteranti.

6. RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI

6.1 L'INVENTARIO DELLE EMISSIONI

Per studiare le emissioni di origine antropica di gas serra è stata applicata la metodologia Corinair che consiste nel valutare, per ciascun processo o azione o produzione, un indicatore di emissione (es. consumo di combustibile o quantità di prodotto o numero di capi allevati) ed un fattore di emissione (es. tonn di CO₂ per tonn di combustibile bruciato o tonn CO₂ per tonn di prodotto).

Moltiplicando ciascuno degli indicatori per ciascuno dei fattori di emissione si ottiene una stima abbastanza accurata delle emissioni in un dato periodo di tempo, all'interno di un certo territorio. La metodologia Corinair comprende alcune migliaia di processi ma, per nostra fortuna, solo una parte di essi rappresenta una fonte emissiva non trascurabile di gas serra. Ad esempio, la raffinazione del petrolio in sé è una fonte emissiva diffusa ragguardevole di diversi composti ma trascurabile per quello che riguarda i gas serra. Allo stesso tempo, la combustione relativa ai processi di raffinazione è fonte di gas serra.

La metodologia Corinair comprende 11 Macrosettori a loro volta divisi in settori e sottosettori che, a loro volta, possono essere ulteriormente divisi in classi. Per evitare il calcolo di tutte le emissioni a livello regionale per ciascun singolo settore o sottosettore abbiamo utilizzato una banca dati sulle emissioni al 1990 elaborata dall'APAT. Pur non conoscendo informazioni dettagliate sulla metodologia applicata e sulla precisione dei risultati, tale banca dati è stata utilizzata per effettuare una sorta di "screening" delle varie fonti emissive in modo da focalizzare l'attenzione sulle principali. Ad ogni modo, non sono state trascurate, in linea di principio, quelle fonti emissive i cui trend di crescita dal 1990 giustificavano particolare attenzione (es. Aeroporto di Falconara).

In generale, i macrosettori a maggiore impatto per la CO₂ sono risultati essere: produzione di energia elettrica, trasporti stradali, combustione nel terziario e pubblica amministrazione (riscaldamento) e, in misura minore, combustione nei processi produttivi. I settori a maggior impatto per il CH₄ sono risultati essere: trattamento e stoccaggio dei rifiuti, allevamento ed estrazione e distribuzione di gas naturale. Infine, i settori a maggior impatto per l'N₂O sono risultati essere quello dell'allevamento e, più in generale, il macrosettore dell'agricoltura.

I settori aventi emissioni di gas serra quasi trascurabili o trascurabili nel computo totale sono quello della raffinazione (che non comprende la relativa combustione per i forni di processo), quello dell'uso di solventi e quello delle altre sorgenti mobili (nonostante l'incremento di voli su Falconara). Il macrosettore "Natura" non è stato considerato, poiché le sue emissioni sono abbastanza costanti nel tempo e, comunque, non può essere sede di interventi se non per quello che riguarda il settore "cambiamenti nello stock

di Carbonio" che comprende piantumazione, crescita vegetale, abbattimenti ecc.

L'inventario delle emissioni di CO2 dal 1990/91 ad oggi così realizzato ha permesso di compilare la seguente tabella riassuntiva:

	CO2 2002	CH4 2002	N2O 2002	CO2 EQ 2002	CO2 1990	CH4 1990	N2O 1990	CO2 EQ 1990
M1 Elettricità	4054.9			4054.9	2862.0			2862.0
M2 Usi Civili	1899.7	0.10	0.18	1955.4	2025.1	0.29	0.23	2101.2
M2 -Agricoltura	194.5	0.03	0.04	206.5	211.2	0.04	0.04	223.9
M3 - Processi produttivi	1362.8	0.07	0.09	1392.0	1048.3	0.06	0.08	1073.1
M5 Tutto		9.95		308.6		8.11		251.5
M7 -Trasporti Stradali	2817.5			2817.5	2067.3			2067.3
M8 - Pesca	109.4	0.01	0.00	110.0	114.3	0.01	0.00	114.9
M8 -Aeroporti	21.0	0.01	0.00	21.5	7.0	0.00	0	7.2
M9 - Ciclo dei rifiuti	5.9	30.22		943.4	0	38.81	0	1203.2
M10 - Coltivazioni Fertilizzate	0	0.00	0.93	275.8	ND	ND	ND (0.93)	ND (275.8)
M10 - Pascoli	0	0.00	0.16	45.9		0	0.19	55.4
M10 - Allevamenti		9.56	2.63	1075.9		14.84	4.46	1779.1
TOTALE Macrosettori considerati	10465.7	49.95	4.03	13207.4	8335.2	62.16	5.92	12014.7
Aumento 2002/1990 (%)	25.6	-19.6	-31.9	9.9				

Tab. 6.1 – Riepilogo dell'inventario delle emissioni di gas climalteranti nelle Marche

Il computo generale delle emissioni di gas serra ad oggi ed al 1990/91 può essere commentato per punti come segue.

- È avvenuto un aumento intorno al 28% delle emissioni di Anidride Carbonica. L'aumento è imputabile al generale aumento nei consumi di combustibile ed è stato mitigato parzialmente dalla diminuzione del consumo di combustibili a più alto impatto (combustibili solidi, oli pesanti e gasolio) con passaggio a combustibili a minore impatto (gas naturale).
- È avvenuta una diminuzione intorno al 20% delle emissioni di Metano. Questa diminuzione andrebbe meglio verificata, per quanto riguarda il macrosettore relativo ai rifiuti, applicando la procedura IPCC che prevede il computo preciso della frazione organica, della sua capacità emissiva (in funzione del Paese o area geografica) e del recupero di biogas piuttosto che la procedura Corinair basata sui termini "discarica controllata" e "discarica non controllata". La diminuzione del Metano emesso, a fronte di un aumento dei rifiuti stoccati, deriva dall'aver assunto al 1990 discariche tutte non controllate e al 2000-02 discariche controllate per il 50%.

- È avvenuta una diminuzione intorno al 30% delle emissioni di Protossido di Azoto. Tale diminuzione è imputabile alla diminuzione dei capi di bestiame da allevamento.

6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI

È oggettivamente difficile disaggregare a livello regionale gli obiettivi previsti dal "Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra" sia perché si tratta di materia solo in piccola parte riconducibile a variabili controllabili dall'Ente Locale, sia perché se è vero per un verso che il settore energetico gioca in assoluto un ruolo di primaria importanza nella produzione dell'anidride carbonica, nonché negli effetti generati sui cambiamenti climatici ad essa correlati, è pur tuttavia doveroso rimarcare il contributo non secondario di altri settori non energetici, quali la zootecnia, talune produzioni e processi industriali, i rifiuti, ecc.

Per prima cosa si cercherà, con tutte le cautele del caso circa l'approssimazione insita in questi calcoli, di valutare l'andamento tendenziale delle emissioni di gas serra al 2015 nel caso che nessuno degli interventi proposti nel PEAR venga attuato. Per il calcolo si parte dalle emissioni al 2002 riportate nella precedente Tabella 6.1. Le voci riguardanti le emissioni da impieghi energetici vengono incrementate di un fattore annuo che riprende l'incremento annuo previsto nello scenario "inerziale" dei consumi finali regionali (Tabella 6.1 del documento n. 4 del PEAR "Scenari di evoluzione a livello regionale"). Per tutti gli altri settori il delta considerato è lo stesso usato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il quale stima che le emissioni nazionali passeranno dalle 546.8 Mton CO₂eq/anno del 2000 alle 579.7 Mton CO₂eq/anno del 2010, con un incremento medio annuo dello 0.6%.

Macrosettori	2002 [kton CO ₂ eq/anno]	delta annuo	2015 [kton CO ₂ eq/anno]
M1 Elettricità	4054.9	2.5	5589.7
M2 Usi Civili	1955.4	1.2	2283.4
M2 -Agricoltura	206.5	0.2	211.9
M3 - Processi produttivi	1392	2.2	1847.1
M5 Tutto	308.6	0.6	333.6
M7 -Trasporti Stradali	2817.5	1.8	3552.9
M8 - Pesca	110	0.2	112.9
M8 -Aeroporti	21.5	0.6	23.2
M9 - Ciclo dei rifiuti	943.4	0.6	1019.7
10- Coltivazioni Fertilizzate	275.8	0.6	298.1
M10 - Pascoli	45.9	0.6	49.6
M10 -Allevamenti	1075.9	0.6	1162.9
TOTALE	13207.4		16485.1

Tab. 6.2 – Stima delle emissioni di gas serra nelle Marche al 2015 secondo lo scenario "inerziale"

Occorre poi calcolare l'obiettivo di emissioni al 2015 per verificare se gli interventi proposti consentono di conseguirlo. Il protocollo di Kyoto stabi-

lisce per l'Italia una riduzione del 6.5% rispetto ai livelli del 1990, da raggiungere tra il 2008 e il 2012. Trasportando questo dato alle Marche e partendo da un valore di emissioni al 1990 di 12 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente si ottiene un obiettivo di 11.2 milioni di tonnellate.

Si tratta di un livello indicativo anche a causa dello sfasamento temporale tra lo scenario del PEAR, al 2015, e l'orizzonte del protocollo di Kyoto, fissato tra il 2008 e il 2012. Pur se indicativo, raggiungere questo obiettivo è estremamente significativo, perché segnale di una tendenza cui si assegna grande importanza. La Tab. 6.3 riporta la sintesi del confronto tra scenario tendenziale e scenario obiettivo.

	1990	2002	2015	
			inerziale	obiettivo indicativo (-6.5% rispetto al 1990)
emissione gas serra [kton CO ₂ eq/anno]	12000	13200	16500	11200
riduzione da conseguire [kton CO ₂ eq/anno]			5300	

Tab. 6.3 – Riduzione delle emissioni di gas serra nelle Marche per il rispetto dell'obiettivo nazionale di Kyoto (-6.5% rispetto al 1990)

L'obiettivo è dunque quello di ridurre le emissioni di gas serra nella regione Marche di circa 5 milioni di tonnellate all'anno. Si ribadisce che si tratta di un valore puramente indicativo, anche in virtù del fatto che Il "Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra" prevede di raggiungere l'obiettivo nazionale facendo ampio ricorso ad interventi transnazionali in cooperazione sia con i Paesi sviluppati (Joint Implementation, JI) sia con i Paesi in via di sviluppo (Clean Development Mechanism, CDM).

E' comunque possibile quantificare il contributo alla riduzione delle emissioni che può essere portato da tutte le misure messe in cantiere da questo PEAR, al fine di fornire una utile informazione da aggiungere a quelle provenienti da tutte le altre misure di riduzione avviate sia a livello regionale che a livello nazionale.

Le scelte ipotizzate nel presente Piano hanno una qualche ricaduta su quasi tutti i Macrosettori, ma è evidente che è più direttamente quantificabile l'apporto nei seguenti settori:

- M1 – Produzione di energia e trasformazione combustibili
- M2 – Combustione non industriale
- M3 – Combustione nell'industria
- M7 – Trasporto su strada

Il contributo relativo al settore:

- M9 – Trattamento e smaltimento dei rifiuti
- andrà valutato in sede di Piano triennale di Gestione dei Rifiuti.

Per altri settori, meno direttamente influenzati dal PEAR, si tenterà comunque di fornire, almeno in linea di principio, un possibile approccio quantitativo:

M10 - Agricoltura

M11 - Altre sorgenti e assorbimenti (afforestazione e riforestazione)

6.2.1 Macrosettore 1 – Produzione di energia

La riduzione delle emissioni nel comparto della produzione di energia elettrica è sostanzialmente dovuto a 4 fattori:

- riduzione dei consumi
- miglioramento dell'efficienza delle tecnologie di generazione elettrica
- impiego di fonti rinnovabili
- maggiore ricorso alla cogenerazione e alla trigenerazione

Nel presente caso il miglioramento dell'efficienza delle tecnologie di generazione elettrica non viene contabilizzato in quanto il PEAR non contempla, nella versione corrente, l'introduzione di nuove centrali elettriche tradizionali ma solo di quelle in cogenerazione.

	producibilità [GWh]	riduzione emissioni [ton CO ₂ /GWh]	riduzione emissioni [kton CO ₂ eq]
riduzione dei consumi	1484	540*	801
fonti rinnovabili	757	540*	409
cogenerazione e trigenerazione	1850	270**	499
TOTALE			1709

Tab. 6.4 – Riduzione delle emissioni rispetto allo scenario tendenziale per effetto delle misure previste nel PEAR (* stima)

*stima

**secondo l'ENEA un impianto di cogenerazione permette di ridurre le emissioni di 1.1÷1.6 ton CO₂eq per kWe installato, a seconda che si tratti di impianti civili o industriali. Trasportando questo dato ai valori di producibilità previsti per gli impianti di cogenerazione al paragrafo 3.4.3 del documento n. 6 del PEAR "Governo della offerta di energia" si ottiene il valore indicato.

Va puntualizzato che queste riduzioni, effettive rispetto allo scenario inerziale, sono controbilanciate dall'aumento, tendenzialmente piuttosto elevato, dei consumi elettrici. Questo è uno dei motivi che rendono praticamente impossibile per l'Italia il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto senza il ricorso alle misure JI e CDM.

6.2.2 Macrosettore 2 – Combustione non industriale

La riduzione delle emissioni negli **usi civili** è stata valutata suddividendo i contributi dovuti agli interventi di risparmio energetico e quelli ottenibili con l'applicazione generalizzate delle tecniche di edilizia bioclimatica, descritti e quantificati nel documento n. 5 del PEAR "Governo della domanda di energia". In entrambi i casi il combustibile considerato è il gas naturale.

	risparmio conseguibile [ktep/anno]	riduzione emissioni [kton CO2/ktep]	riduzione emissioni [kton CO2eq/anno]
riduzione dei consumi	136.4	2.64*	360
interventi in edilizia	66.2	2.64*	175
TOTALE			535

Tab. 6.5 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di risparmio energetico previste nel PEAR

*Coefficiente di emissione per gas naturale: 2640 ton CO2eq per ktep, (fonte: "Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra")

C'è poi un capitolo di riduzione delle emissioni derivante dalla promozione dell'**impiego di biomasse e di biodiesel** così come illustrata nel capitolo 3 del documento n. 6 del PEAR "Governo della offerta di energia".

	riduzione emissioni [kton CO2eq/anno]
Promozione delle coltivazioni legnose a rapido accrescimento (SRF)	7
Diffusione di piccole caldaie per biomasse solide	11
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel settore del riscaldamento	30
TOTALE	48

Tab. 6.6 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di promozione delle biomasse e del biodiesel

6.2.3 Macrosettore 3 – Combustione nell'industria

La riduzione delle emissioni dovuta alla combustione nell'industria è stata valutata introducendo i contributi dovuti agli interventi di risparmio energetico, descritti e quantificati nel documento n. 6 del PEAR "Governo della domanda di energia". Il combustibile considerato è il gas naturale.

	risparmio conseguibile [ktep/anno]	riduzione emissioni [kton CO2/ktep]	riduzione emissioni [kton CO2eq/anno]
riduzione dei consumi	31.9	2.64*	84
TOTALE			84

Tab. 6.7 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di risparmio energetico previste nel PEAR

*Coefficiente di emissione per gas naturale: 2640 ton CO2eq per ktep, (fonte: "Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra")

C'è poi un capitolo di riduzione delle emissioni derivante dalla promozione dell'**impiego di biomasse** così come illustrata nel capitolo 3 del documento n. 6 del PEAR "Governo della offerta di energia".

	riduzione emissioni [kton CO ₂ eq/anno]
Recupero energetico di scarti legnosi a livello industriale	33
TOTALE	33

Tab. 6.8 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di promozione delle biomasse

6.2.4 Macrosettore 7 – Trasporti su strada

La riduzione delle emissioni dovuta ai trasporti su strada è stata valutata introducendo i contributi dovuti agli interventi di risparmio energetico, descritti e quantificati nel documento n. 5 del PEAR "Governare l'offerta di energia". Il combustibile considerato è un mix di combustibili liquidi e gassosi per il quale si è scelto un coefficiente di emissione pari a 3 [kton CO₂eq/ktep].

	risparmio conseguibile [ktep]	riduzione emissioni [kton CO ₂ /ktep]	riduzione emissioni [kton CO ₂ eq/anno]
riduzione dei consumi	257	3	770
TOTALE			770

Tab. 6.9 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di risparmio energetico previste nel PEAR

C'è poi un consistente capitolo di riduzione delle emissioni derivante dalla promozione dell'**impiego di biodiesel** così come illustrata nel capitolo 3 del documento n. 6 del PEAR "Governare l'offerta di energia".

	riduzione emissioni [kton CO ₂ eq/anno]
Promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di girasole alto oleico. Diffusione sistematica dell'utilizzo delle miscele al 5% di biodiesel.	105
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel trasporto pubblico	6
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nell'autotrazione	15
TOTALE	136

Tab. 6.10 – Riduzione delle emissioni per effetto delle misure di promozione delle biomasse

6.2.5 Macrosettore 9 – Trattamento e smaltimento rifiuti

Il contributo relativo a questo settore andrà valutato in sede di Piano triennale di Gestione dei Rifiuti.

6.2.6 Macrosettore 10 – Agricoltura

Il settore agricolo è responsabile per oltre il 10% delle emissioni climateranti da imputare, in buona parte, al settore zootecnico. Conseguentemente, si ritiene di notevole interesse – viste le ambizioni ambientali dell'agricoltura regionale - analizzare il problema al fine di individuare delle azioni specifiche che potrebbero portare, con investimenti limitati, a un sensibile contributo al contenimento delle emissioni di CO₂.

In termini generali, la formazione delle emissioni del settore è dovuta sostanzialmente alle emissioni in metano (CH₄) proprie delle allevamenti e di protossido di azoto (N₂O) derivanti dalla coltivazione del suolo agricolo. Conseguentemente, la loro riduzione potrebbe essere ottenuta intervenendo nella gestione delle tecniche agricole e, in modo particolare, sullo stoccaggio delle deiezioni animali. In tal modo, l'obiettivo potrebbe essere conseguito attraverso un miglioramento delle tecniche in uso e senza ricorrere alla riduzione delle produzioni (a esempio: capi di bestiame) che, da altri punti di vista, dovrebbero essere potenziate per migliorare il presidio delle zone interne.

6.2.6.1 Emissioni di protossido di azoto

Si tratta di ridurre le emissioni soprattutto mediante la razionalizzazione dell'utilizzo dei fertilizzanti. A tal fine è essenziale:

- una insistente opera di divulgazione;
- l'adozione di codici di buona pratica agricola (l'Italia ha redatto, secondo quanto previsto dalla direttiva 679/91, un "Codice di buona pratica agricola per la protezione delle acque dai nitrati" adottato con Decreto Ministeriale n. 86 del 19/4/99)
- l'utilizzo di formulazioni a rilascio controllato.

Con l'insieme di queste misure si potrebbe conseguire una riduzione dell'uso di fertilizzanti del 5% per il 2010 rispetto al 1990 con un abbattimento stimato, a livello regionale, di almeno 15 [kton CO₂eq/anno].

L'intervento proposto andrebbe anche a ridurre altre importanti problematiche ambientali, quali l'inquinamento delle falde acquifere e del mare.

6.2.6.2 Emissioni di metano

Il principale intervento suggerito consiste nella copertura delle vasche di stoccaggio dei reflui in forma liquida e l'invio del biogas prodotto a impianti di combustione o cogenerazione. Gli interventi potrebbero interessare principalmente gli allevamenti avicoli e suini.

Nell'ipotesi di agire sul 40% dei capi suini e avicoli, si otterrebbero riduzioni di emissioni dell'ordine delle 90 [kton CO₂eq/anno]. Si tratta quindi di quantitativi importanti.

In questa direzione si segnala che la direttiva 96/61/EC (*Integrated Pollution Prevention and Control, IPPC*) prevede l'introduzione di processi

autorizzativi basati sull'adozione della migliore tecnologia disponibile per gli allevamenti avicoli con più di 40000 capi e quelli suini con più di 2000 unità (oltre i 30 kg) o di 750 scrofe.

azione	interventi e/o finalità	investimenti [€ x 1000]	emissioni evitate [kton CO2eq/anno]
Messa a punto e diffusione di linee guida sull'utilizzo dei fertilizzanti	Preparazione di linee guida per un corretto uso dei fertilizzanti e per l'introduzione di buone tecniche colturali finalizzate al contenimento delle emissioni climalteranti Diffusione, azioni di divulgazione e assistenza tecnica. Monitoraggio dei risultati.	500	15
Contenimento delle emissioni di CH ₄ e di NH ₃ degli allevamenti: programma generale	Preparazione di linee guida per la corretta gestione dei reflui negli allevamenti finalizzata al contenimento delle emissioni climalteranti. Diffusione, azioni di divulgazione e assistenza tecnica. Monitoraggio dei risultati.	2500	90
Azione dimostrativa: azienda a ridotte emissioni di gas serra	Scelta di una azienda zootecnica ove applicare, a scopo dimostrativo, le più moderne tecniche di contenimento delle emissioni climalteranti anche attraverso l'inserimento di un co-generatore per l'impiego del biogas recuperato dallo stoccaggio. Diffusione e azioni di divulgazione.	1200	2
Totali		4200	107

Tab. 6.11 - Riduzione delle emissioni climalteranti del settore agricolo.

Considerando l'importanza degli allevamenti avicoli a livello di regione, si ritiene che sia di interesse anche intervenire, a scopi dimostrativi, su un allevamento di questo tipo al fine di meglio pilotare la diffusione delle buone pratiche.

Per gli interventi strutturali relativi agli impianti esistenti, parte degli incentivi finanziari potrebbero essere reperiti all'interno dei Piani di Sviluppo Rurale (PSR) finanziati dal FEOGA.

6.2.7 Macrosettore 11 – Altre sorgenti e assorbimenti (afforestazione/riforestazione)

Le iniziative di ampliamento delle superfici arboree costituiscono per l'Italia una delle misure principali per rispettare gli obiettivi di riduzione delle

emissioni di gas serra entro il periodo 2008-2012. Le superfici arboree si comportano infatti come "assorbitori" (*sinks*) netti di emissioni.

I programmi di espansione, migliore gestione del parco forestale e gli interventi che possono consentire un significativo assorbimento delle emissioni, sono definiti nella delibera CIPE del 19/12/2002 – n.123/2002 (*Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*, legge 120/2002) della quale si riportano le valutazioni più salienti (dati di assorbimento delle emissioni riferiti al periodo 2008-12).

"(omissis).....potenziale nazionale massimo di assorbimento di carbonio..(omissis)... pari a 10.2 Mt CO_{2eq}, come riportato nella tab. 6..;

Interventi	Assorbimento [Mton CO _{2eq}]	Investimento Pubblico 2004/2012 [M€]
Art 3.4 del Prot. di Kyoto: Gestione forestale	4.1	10
Art 3.4: Terre agricole, pascoli, rivegetazione	0.1	4
Art 3.3: Riforestazione naturale	3.0	6
Art 3.3: Afforestazione e Riforestazione (vecchi impianti)	1.0	6
Art 3.3: Afforestazione e Riforestazione (nuovi impianti)	1.0	200
Art 3.3: Afforestazione e Riforestazione (nuovi impianti) su aree soggette a dissesto idrogeologico (Legge 183/89)	1.0	300
Totale	10.2	526

Tab 6.12 - Potenziale nazionale di assorbimento di carbonio.
(da Tabella 6 - Delibera CIPE 19/12/2002).

I quantitativi di gas serra (CO₂) potenzialmente assorbiti con interventi di tipo forestale, derivano da valutazioni e stime su emissioni, assorbimento lordo e netto e *stock* del carbonio organico dell'intera superficie forestale (o comunque alberata) italiana, elaborate in recenti studi (S. Federici & R. Valentini, "*Stima degli assorbimenti di CO₂ delle foreste italiane*", 2002) e inserite nella "*Terza Comunicazione sui Cambiamenti Climatici*" fornita dal governo Italiano all'UNFCCC.

Benché non sia ancora iniziato un programma attuativo, un recente Decreto interministeriale, firmato dal ministro dell'Ambiente e ora al vaglio dei Dicasteri dell'Economia e delle Politiche Agricole, intende garantire un contributo di 11.25 M€ (15% delle risorse attribuite con la legge 120/2002) per iniziative relative alla forestazione. Il provvedimento prevede:

- un finanziamento di 2.25 M€ per il completamento dell'*Inventario Forestale Nazionale* e del *Registro Nazionale dei Serbatoi di Carbonio Agro-Forestali*;
- il co-finanziamento (9 M€) di *progetti pilota di forestazione e riforestazione*, con priorità per l'uso di specie autoctone nelle zone marginali, nelle aree industriali dismesse e nelle aree urbane degradate.

I progetti delle amministrazioni pubbliche possono essere co-finanziati nella misura massima del 50%, mentre quelli delle imprese possono essere co-finanziati fino al 25% dei costi dell'investimento. L'erogazione dei contributi è affidata alla Cassa Depositi e Prestiti.

6.2.7.1 Considerazioni relative a biomasse non nazionali

Ulteriori possibilità di utilizzare nuove fonti di biomassa derivanti da misure di riforestazione potrebbero essere legate ai cosiddetti *meccanismi flessibili*, cui, secondo la menzionata Delibera CIPE, l'Italia farà ricorso per raggiungere i propri obiettivi di riduzione:

- progetti JI (*Joint Implementation*; in collaborazione con Paesi dell'Est Europa): 2-5 Mton CO₂eq;
- progetti CDM (*Clean Development Mechanism*; in collaborazione con Paesi in via di sviluppo): 3-5 Mton CO₂eq.

Allo stato attuale i progetti sviluppati nell'ambito dei meccanismi flessibili producono permessi di emissione che possono essere utilizzati dai Paesi industrializzati per far fronte ai propri impegni di riduzione delle emissioni di gas serra in accordo al Protocollo di Kyoto.

Secondo la proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio per la modifica del sistema di scambio delle quote di emissioni nella Comunità (COM 2003 - 403), i permessi di emissione relativi ai meccanismi flessibili devono seguire un percorso di accordo tra i governi dei Paesi industrializzati (*Annex B*) e gli altri Paesi con cui si possono avviare progetti di cooperazione. In particolare, accordi per sviluppare progetti di *afforestazione/forestazione* potrebbero prevedere anche la fornitura della biomassa derivante dagli interventi, cosicché nel computo complessivo si avrebbe una riduzione corrispondente alle emissioni di fonti fossili sostituite con biomassa.

6.2.7.2 Azioni programmabili per la regione Marche

L'applicazione a livello regionale degli stessi criteri considerati dalla Delibera CIPE 123 porta a valutare, nel periodo 2008-12, un potenziale di assorbimento di circa 0.112 Mton CO₂eq. In dettaglio:

- 0.058 Mton attraverso la gestione dei circa 160000 ha di boschi;
- 0.045 Mton con i "vecchi impianti", cioè gli imboschimenti o i rimboschimenti effettuati con il Regolamento 2080/92 e i precedenti, oltre che le riforestazioni naturali dovute all'effetto delle politiche di riduzione della superficie agro-pastorale e delle politiche di protezione dell'ambiente (valutati nel complesso in circa 2500 ha);
- 0.009 Mt con i nuovi impianti che verranno realizzati nel periodo 2003-2008 su superficie agricola e su aree soggette a dissesto idrogeologico (Legge 183/89) e che interesseranno nella Regione circa 2600 ha.

Si ritiene che il raggiungimento di questi obiettivi richieda opportune azioni di programmazione e di monitoraggio, in modo da rendere più efficiente il collegamento tra gli Enti regionali e quelli nazionali operativi su queste tematiche.

Si ritiene di interesse anche sviluppare delle forme di assistenza tecnica per le imprese regionali che intendano avvalersi degli incentivi nazionali e dei meccanismi flessibili. Il servizio dovrà inoltre fornire un contributo a livello nazionale nell'ambito degli studi mirati alla determinazione delle capacità di assorbimento dei diversi interventi.

Il complesso delle azioni previste è riassunto nella Tabella 6.13 dove si evince, per il periodo 2008-12, un potenziale di neutralizzazione di quasi 118000 ton CO₂eq.

azione	interventi e/o finalità	investimenti [€ x 1000]	emissioni evitate nel periodo 2008-12 [kton CO ₂ eq/anno]
Applicazione delle azioni previste nella Tabella 6 della delibera CIPE n. 123	Interventi finalizzati a <ul style="list-style-type: none"> • gestione forestale (160000 ha); • valutazione degli effetti indotti dall'applicazione del Regolamento 2080/92 e della riforestazione naturale (nel complesso circa 2500 ha); • realizzazione di nuovi impianti nel periodo 2003-8 su superficie agricola e su aree soggette a dissesto idrogeologico (Legge 183/89; nel complesso circa 2600 ha); • sviluppo di un servizio di assistenza tecnica. 	800*	112
Sviluppo di progetti e studi nazionali e progetti internazionali (JI-CDM)	Istituzione di un servizio di assistenza per le imprese che intendono avvalersi degli aiuti nazionali e dei meccanismi flessibili. Il servizio dovrà fornire un contributo nell'ambito degli studi che sono programmati a livello nazionale per la determinazione dei <i>sink</i> di carbonio.	700**	6***
Totali		1500	118

Tab. 6.13 – Riduzione delle emissioni attraverso l'applicazione delle misure forestali previste dall'accordo di Kyoto

* Si includono in questa valutazione le sole azioni di assistenza e accompagnamento.

** Relativamente al periodo 2004-2012.

*** Si conta di sviluppare quattro progetti internazionali (2006-12). Le ricadute dei progetti nazionali vengono comprese nella voce relativa agli interventi previsti dal CIPE.

6.2.8 Riepilogo

Il riepilogo degli effetti producibili da tutte le misure di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, sia quelle direttamente collegate al settore energetico sia quelle collaterali, porta a costruire la Tabella 6.14:

azioni	riduzione emissioni [kton CO ₂ eq/anno]
MACROSETTORE 1 – PRODUZIONE DI ENERGIA	
nuova configurazione del comparto elettrico	1709
MACROSETTORE 2 – COMBUSTIONE NON INDUSTRIALE	
riduzione dei consumi ed interventi in edilizia	535
promozione dell'impiego di biomasse e di biodiesel	48
MACROSETTORE 3 – COMBUSTIONE NELL'INDUSTRIA	
riduzione dei consumi	84
promozione dell'impiego di biomasse	34
MACROSETTORE 7 – TRASPORTO SU STRADA	
riduzione dei consumi	770
promozione dell'impiego di biodiesel	136
MACROSETTORE 9 – TRATTAMENTO E SMALTIMENTO RIFIUTI	
(da valutare nell'ambito del Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti)	
MACROSETTORE 10 – AGRICOLTURA	
uso fertilizzanti, allevamento, azioni dimostrative	107
MACROSETTORE 11 – AFFORESTAZIONE/RIFORESTAZIONE	
azioni previste nella delibera CIPE2002 più JI e CDM	118
TOTALE	3541

Tab. 6.14 – Riepilogo della riduzione di emissioni di gas climalteranti al 2015 risultante dalle azioni proposte nel presente PEAR

A fronte di un **obiettivo di riduzione di 5.3 milioni di tonnellate** all'anno di CO₂ equivalente le azioni proposte (se opportunamente messe in atto) consentiranno di ridurre le emissioni di una quantità pari a **circa 3.5 milioni di tonnellate**.

La differenza necessaria a raggiungere l'obiettivo stimato andrà realizzata attraverso le azioni del Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti.

Pur se indicativo, il conseguimento del risultato di abbattimento delle emissioni è un forte segnale di come gli interventi suggeriti da questo PEAR, in abbinamento a quelli da realizzare tramite il Piano settoriale sopra citato, siano decisamente caratterizzati sul versante ambientale, e ciò senza penalizzare le esigenze di sviluppo economico e sociale che abbisognano di un quadro energetico chiaro e definito.

Va rilevato che questo risultato, anche se assai significativo, potrebbe non essere più sufficiente per gli anni tra il 2015 e il 2020. La consapevolezza che per invertire la tendenza al riscaldamento globale e alle mutazioni climatiche occorrerà accentuare le politiche di controllo delle emissioni porta all'attuale processo di ripensamento del protocollo di Kyoto ed è prevedibile che per il 2020 servirà raggiungere un livello di riduzione delle emissioni rispetto al 1990 pari al 20%.

Questo obiettivo non potrà essere raggiunto se non ricorrendo alle politiche di riduzione transnazionali (Joint Implementation e Clean Development Mechanism). Ma a livello regionale sarà sicuramente necessario incrementare le misure di risparmio energetico e per l'uso razionale delle risorse fossili e, soprattutto, sarà necessario adottare politiche ancora più incisive per lo sfruttamento delle energie rinnovabili: biomasse, eolico e fotovoltaico, il quale ultimo dovrebbe diventare finalmente competitivo a partire proprio dal 2015.

7. PRIORITA' NELLA DESTINAZIONE DELLE RISORSE

Nel scegliere le priorità per la destinazione delle risorse disponibili si suddividono gli interventi considerati "virtuosi", e quindi ammessi dal PEAR, in due categorie:

- **interventi auto-sostentanti**, perché già economici di per sé o in possesso di sistemi di incentivazione nazionali e/o comunitari (es.: certificati verdi e certificati bianchi) che ne consentono l'attuazione o la realizzazione a prescindere dal sostegno economico della Regione (es.: energia eolica);
- **interventi da sostenere**, perché i costi attuali, anche in presenza di incentivazioni provenienti da altri canali, non ne consentono l'attuazione o la realizzazione nella scala prevista ed auspicabile.

Tra le iniziative che fanno parte della seconda categoria e che quindi vanno **ammessi in via prioritaria** al beneficio delle **risorse** eventualmente **disponibili** da parte della Regione Marche ricadono:

- misure per la creazione **di filiere territoriali delle biomasse e del biodiesel** provenienti da colture dedicate e da residui agro-forestali;
- **promozione dell'energia solare**, termica e fotovoltaica, e **dei sistemi solari attivi e passivi in edilizia**;
- incentivazione del **risparmio energetico**;
- ricerca nel campo delle **energie rinnovabili** e dell'**idrogeno**;
- diffusione della cultura energetico-ambientale.

Nel campo del risparmio energetico occorre dare priorità:

- agli interventi con forme contrattuali che prevedono costi nulli a carico dei clienti e forme di remunerazione delle ESCO attraverso una quota parte dei risparmi conseguiti dai progetti oggetto del contratto;
- a forme innovative di fiscalità che rendano vantaggiosi gli interventi finalizzati al risparmio energetico.