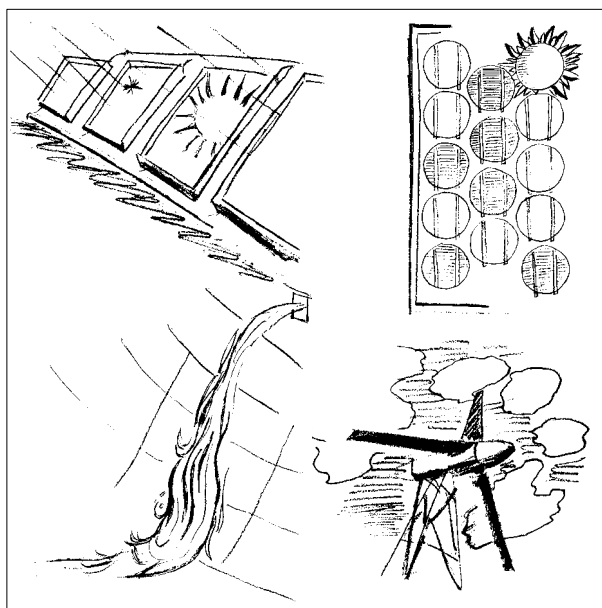


Regione MARCHE



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



**executive
summary**

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUZIONE..... | 3 |
| 1.1 DEFINIZIONE | 3 |
| 1.2 CONTENUTI ED OBIETTIVI DEL PEAR..... | 4 |
| 1.3 ARTICOLAZIONE DEL PEAR..... | 6 |
| 2. ASPETTI CARATTERIZZANTI | 7 |
| 2.1 RISPARMIO ENERGETICO ED EFFICIENZA NEGLI USI FINALI | 7 |
| 2.2 SFRUTTAMENTO DELLE ENERGIE RINNOVABILI | 8 |
| 2.3 CAPACITA' DI GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA..... | 9 |
| 3. GENERAZIONE DISTRIBUITA E COGENERAZIONE | 11 |
| 3.1 RICADUTE SUI COSTI DELL'ENERGIA | 14 |
| 4. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015..... | 17 |
| 4.1 SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE | 17 |
| 4.1.1 Domanda di energia nella regione Marche..... | 17 |
| 4.1.2 Offerta di energia nella regione Marche..... | 19 |
| 4.2 GLI SCENARI DEL FABBISOGNO ELETTRICO AL 2015 | 21 |
| 4.2.1 Soluzioni per la copertura del fabbisogno..... | 22 |
| 5. RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI. 25 | |
| 6. PRIORITA' NELLA DESTINAZIONE DELLE RISORSE | 27 |

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 del 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;
- **ecoefficienza 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 di un aspetto peculiare della realtà marchigiana di cui il PEAR intende tener conto: i **Distretti industriali**. 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 i Distretti 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 "intelleggibilità" il Piano viene organizzato in documenti separati, legati da un filo logico ma leggibili separatamente, con il documento n. 1, "**Il sommario del PEAR**," che oltre a contenere gli aspetti caratterizzanti contiene il sommario e il riepilogo di tutti gli altri.

- 1) **Il 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.**

2. ASPETTI CARATTERIZZANTI

Nell'ambito degli obiettivi enunciati ai paragrafi precedenti e all'interno di una articolazione complessiva che pure 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 quali possono essere efficaci 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:

2.1 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 difficilmente prevedibili 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 va-

ghe e al tempo stesso ogni altra azione regionale non può prescindere 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.

2.2 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 va-**

lutazione 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.

2.3 CAPACITA' 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 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. 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 ricaricano le diverse aree produttive della regione.

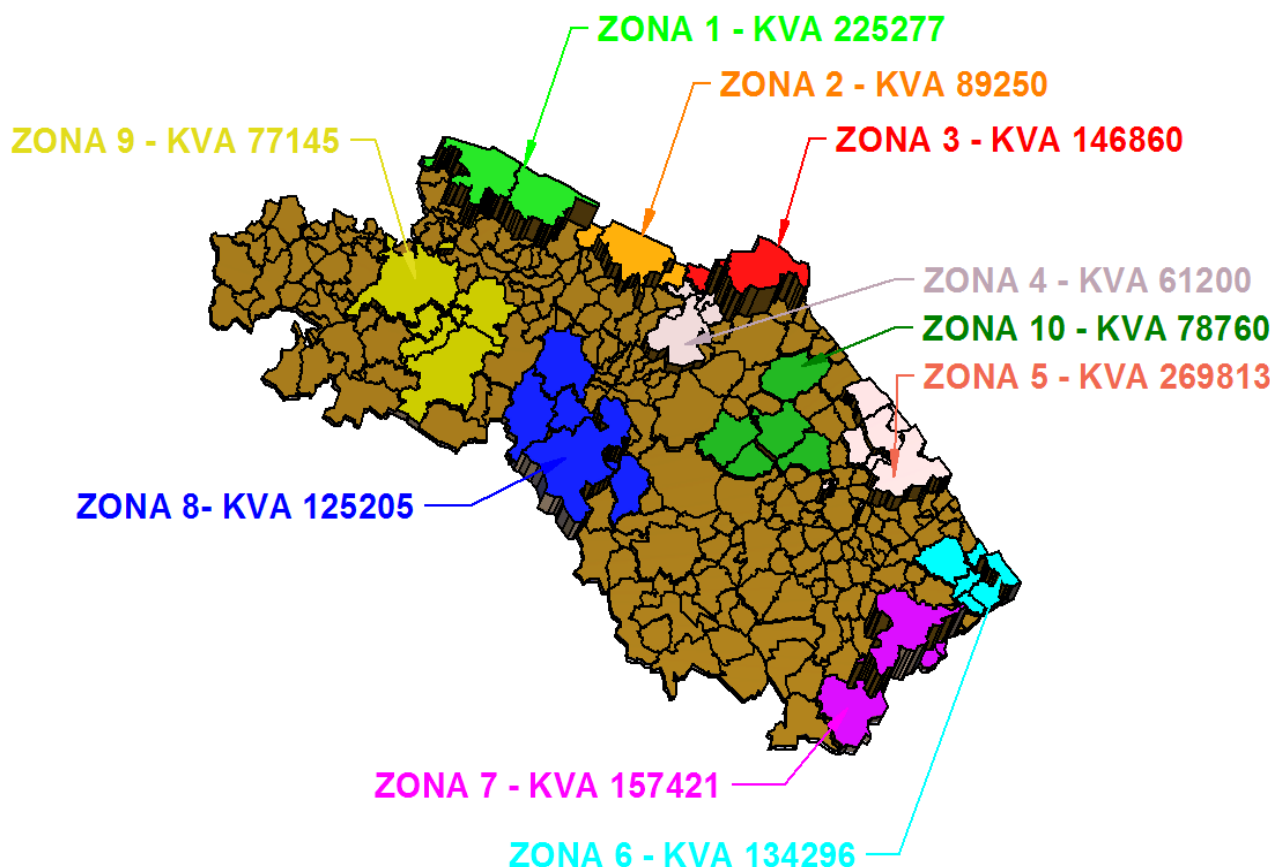


Fig. 3.1 – Potenze elettriche installate nei principali distretti marchigiani

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.

Se si aggiunge il fatto che centrali di taglia medio-piccola possono permettere:

- lo sfruttamento ottimale del potenziale energetico del combustibile fossile attraverso la cogenerazione,
- la riduzione delle criticità della rete di trasmissione e quindi maggiore affidabilità del servizio,
- l'intervento in qualità di produttori di energia elettrica da parte degli imprenditori, insieme ad istituzioni ed Enti Locali,

ecco che nasce l'idea del "**modello marchigiano per l'energia**" a ricalcare il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo nella regione.

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 cogenerazione 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 PEAR (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 approfittarne.** 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.**

3.1 RICADUTE SUI COSTI DELL'ENERGIA

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 3.2 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.

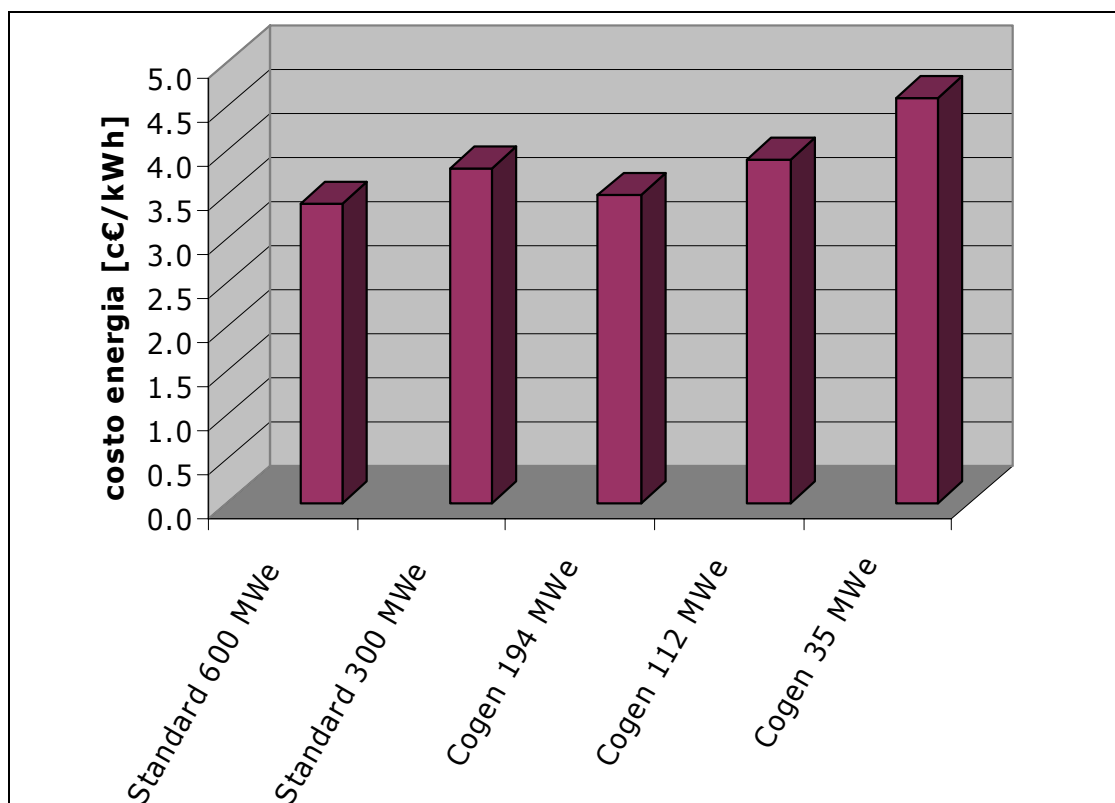


Fig. 3.2 – Costo di produzione dell'energia elettrica senza considerare i costi esterni ambientali

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 3.3.

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.

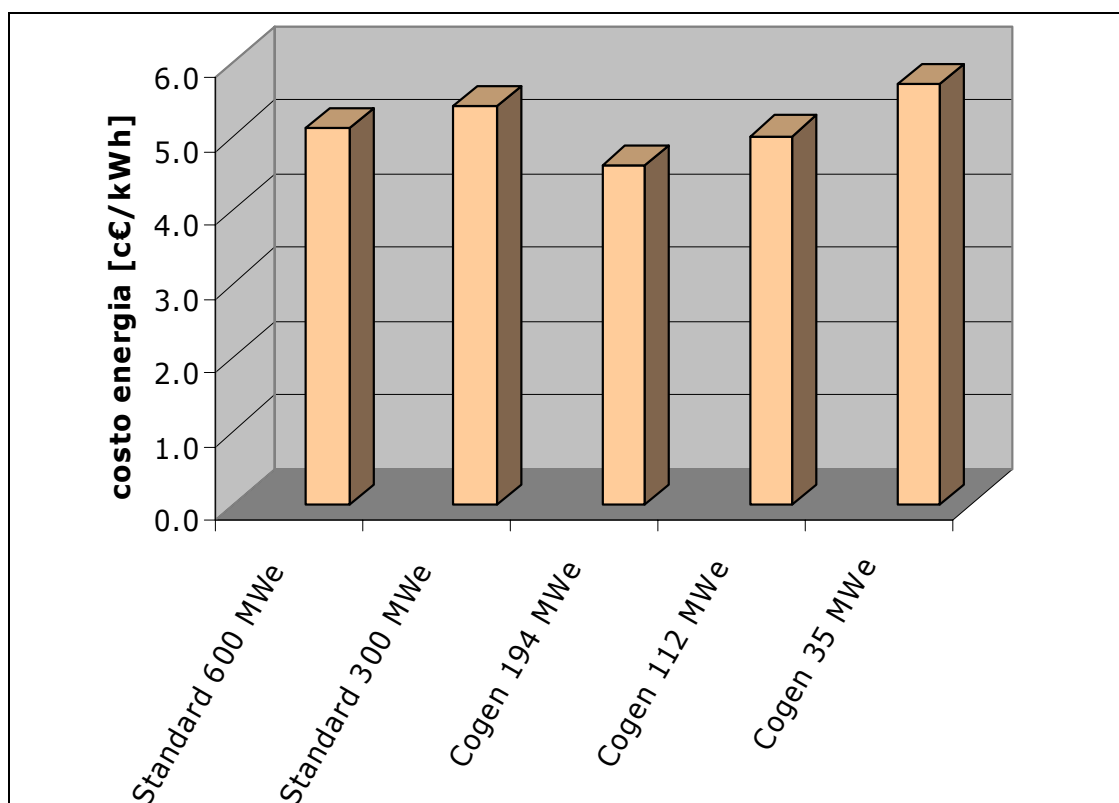


Fig. 3.3 – Costo di produzione dell'energia elettrica **includendo** i costi esterni ambientali

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**, pertanto, nel frattempo, vanno valutate ed accolte anche positivamente altre soluzioni tecnologiche avanzate, ecoefficienti e vantaggiose di produzione elettrica di base. Di qui la necessità di una verifica annuale della fattibilità degli obiettivi proposti e la eventuale correzione degli strumenti da adottare.

4. SCENARI DI EVOLUZIONE AL 2015

4.1 SINTESI DEL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE

4.1.1 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 4.1, 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%).

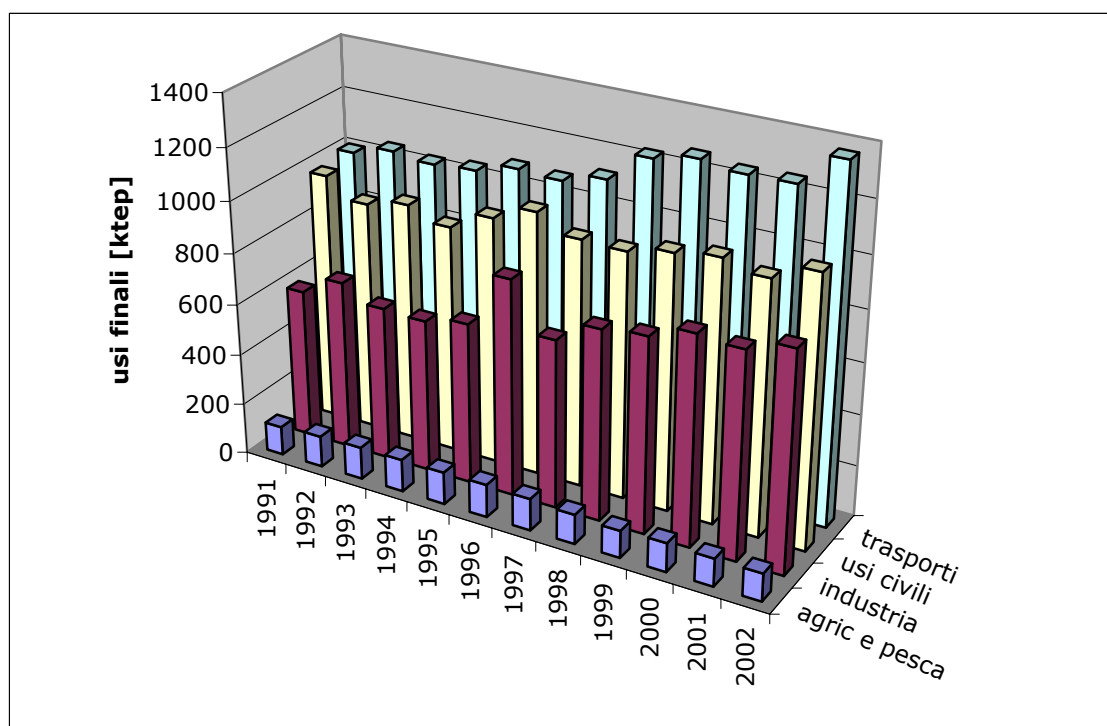


Fig. 4.1 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per settore di utilizzo

L'analisi dei consumi per fonte di energia (Fig. 4.2) evidenzia il perdurante predominio dei prodotti petroliferi (oltre il 40% dei consumi) e dei combustibili gassosi (quasi il 40%).

Se si esaminano più in dettaglio i **tassi di crescita complessivi** 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%. Nel dominio del tempo è comunque assai significativo l'incremento medio del 4.0% annuo subito

dall'**energia elettrica**, come si evince anche visivamente dalla Figura 4.3. 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.

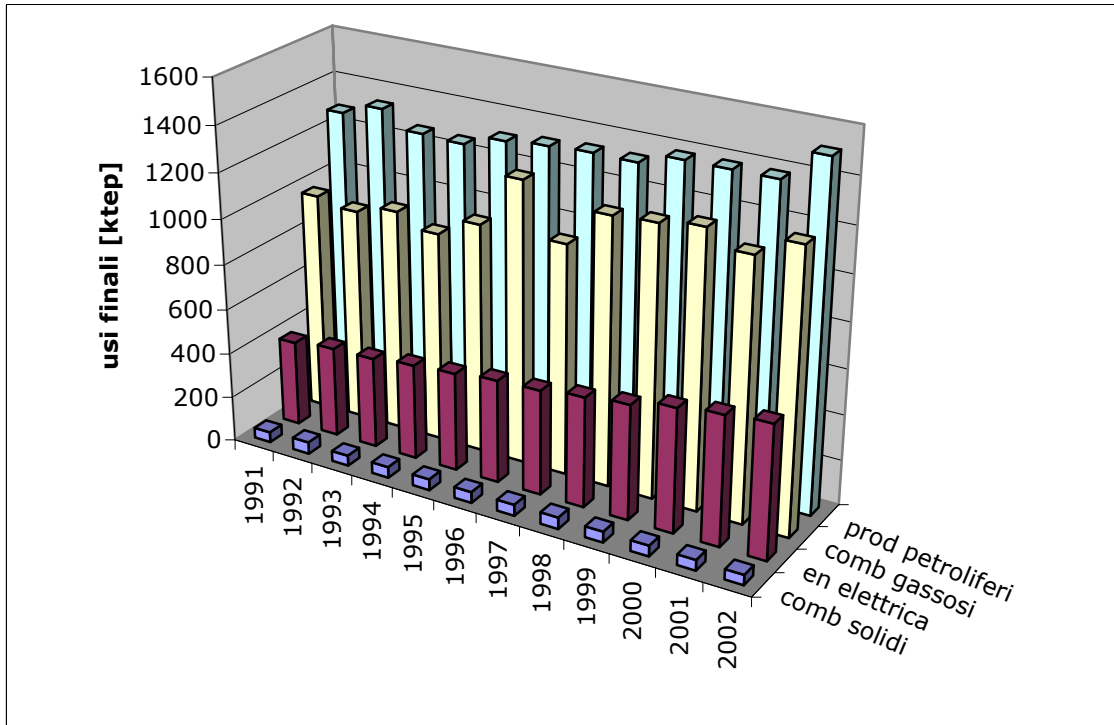


Fig. 4.2 - Sintesi storica degli usi finali nelle Marche per fonte

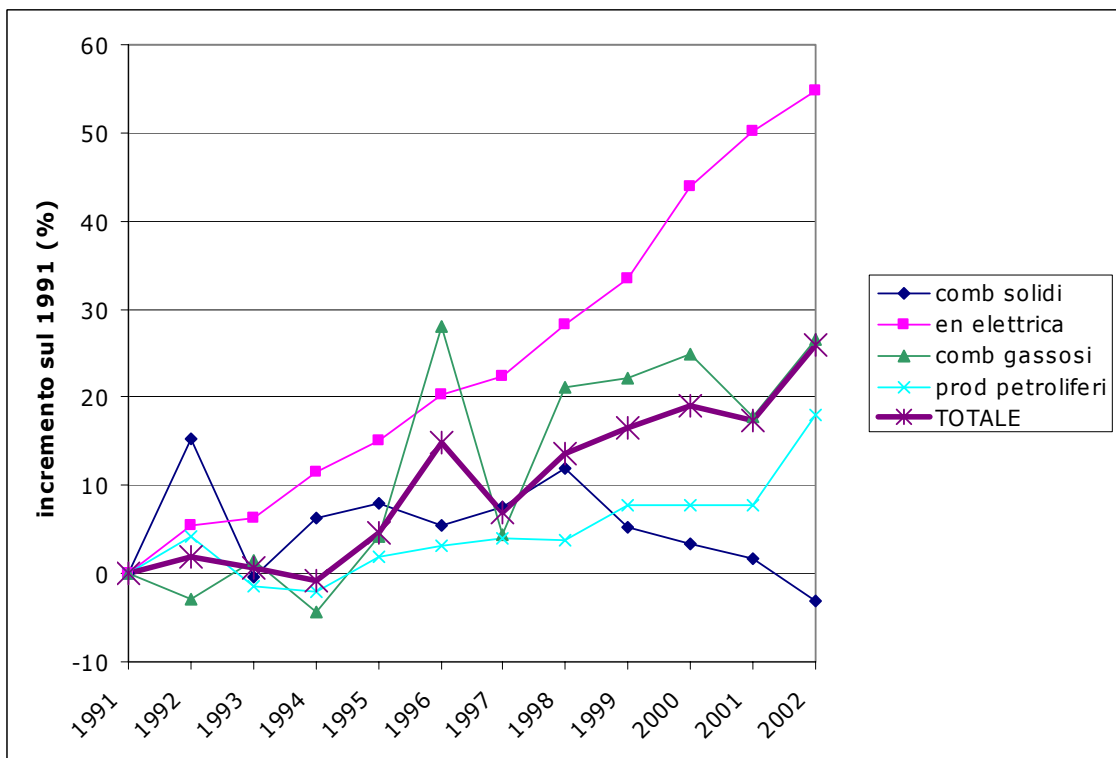


Fig. 4.3 - Tassi di crescita degli usi finali nelle Marche per fonte (base: 1991)

4.1.2 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; 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 4.4 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.

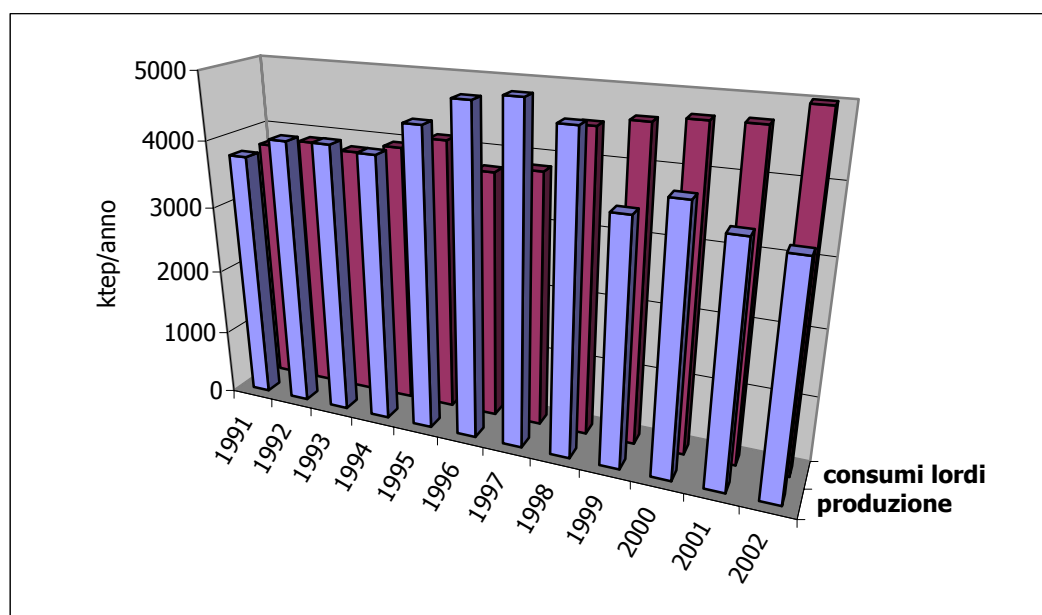


Fig. 4.4 – Confronto fra la produzione regionale di gas naturale ed i consumi energetici lordi

- 2) Un flusso notevole di petrolio greggio in entrata (per la raffineria di Falconara) ed un altrettanto notevole flusso di prodotti petroliferi derivati espor-

tati verso le regioni contigue. La Figura 4.5 mostra che il flusso destinato all'esportazione si colloca tra il 49% e il 57% nel decennio preso in esame.

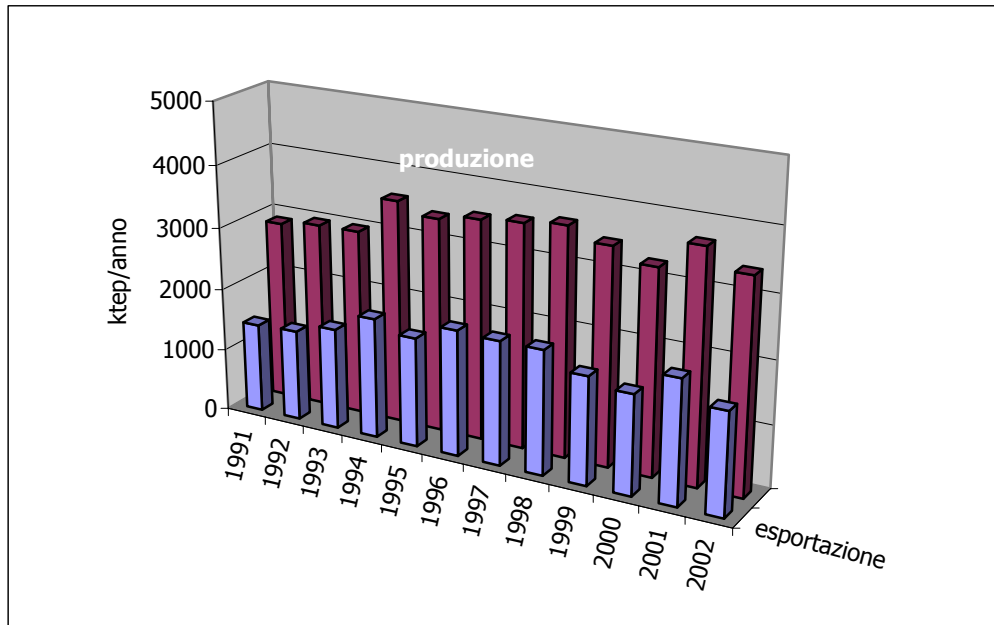


Fig. 4.5 – Produzione regionale complessiva di derivati petroliferi e quota riservata alle esportazioni

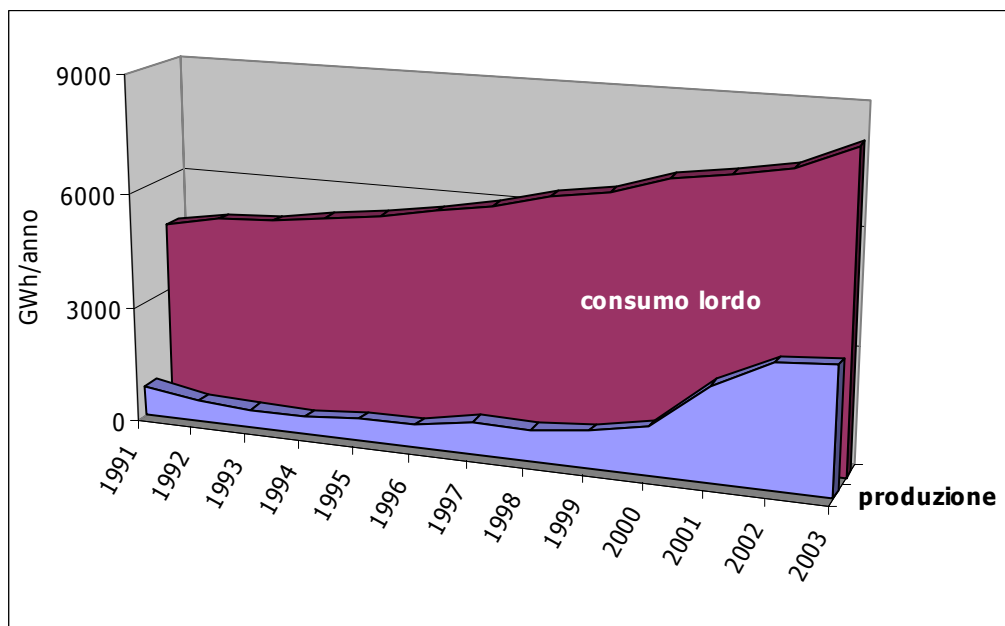


Fig. 4.6 – Confronto fra la produzione regionale di energia elettrica e il consumo interno lordo

- 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 4.6 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.

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"*.

4.2 GLI SCENARI DEL FABBISOGNO ELETTRICO 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 secondo 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.

| | | | scenario "inerziale" | | scenario "virtuoso" | |
|---------------------|---------------|---------------|----------------------|------------------|---------------------|------------------|
| | 1991 [GWh] | 2003 [GWh] | 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. 4.1 – 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 4.2 e, graficamente, in Figura 4.7.

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

Tab. 4.2 – Proiezione dei fabbisogni lordi di energia elettrica al 2015
scenari "inerziale" e "virtuoso"

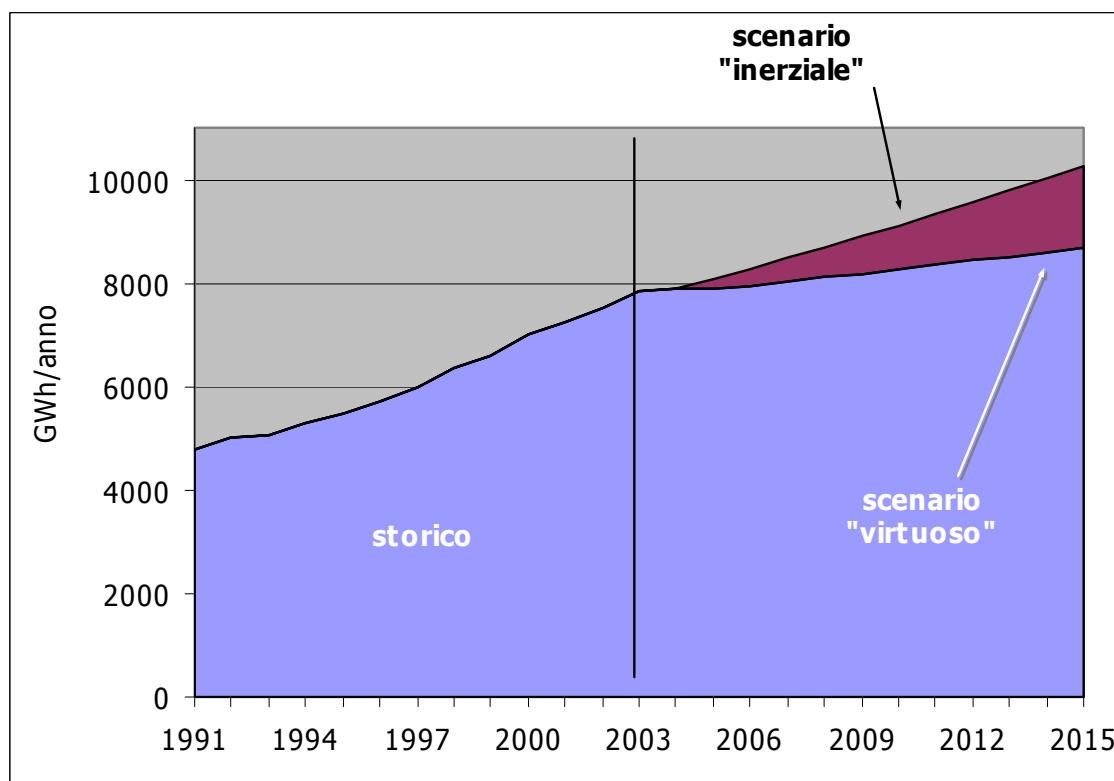


Fig. 4.7 – Proiezioni sulle disponibilità lorde necessarie al 2015
secondo gli scenari "inerziale" e "guidato"

4.2.1 Soluzioni per la copertura del fabbisogno

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 4.3 e nella Figura 4.8.

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 |
| 2007 | 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. 4.3 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

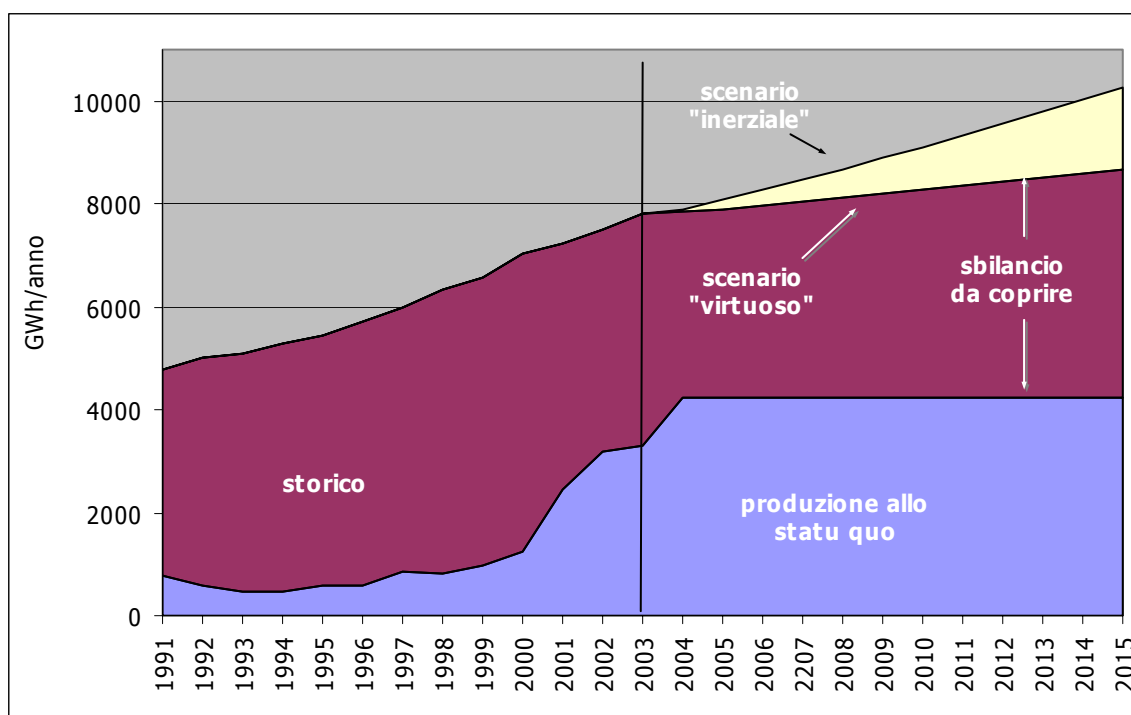


Fig. 4.8 – Confronto fra la producibilità elettrica allo "statu quo" ed i consumi lordi previsti

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 compita-**

mente 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 ottemperare all'obiettivo di ridurre le emissioni di gas climalteranti.

Va precisato che **la riduzione progressiva del deficit regionale si inserisce in un quadro nazionale dinamico che anche nell'immediato sta già delineando la riduzione dell'isolamento marchigiano rispetto ai poli di produzione elettrica.**

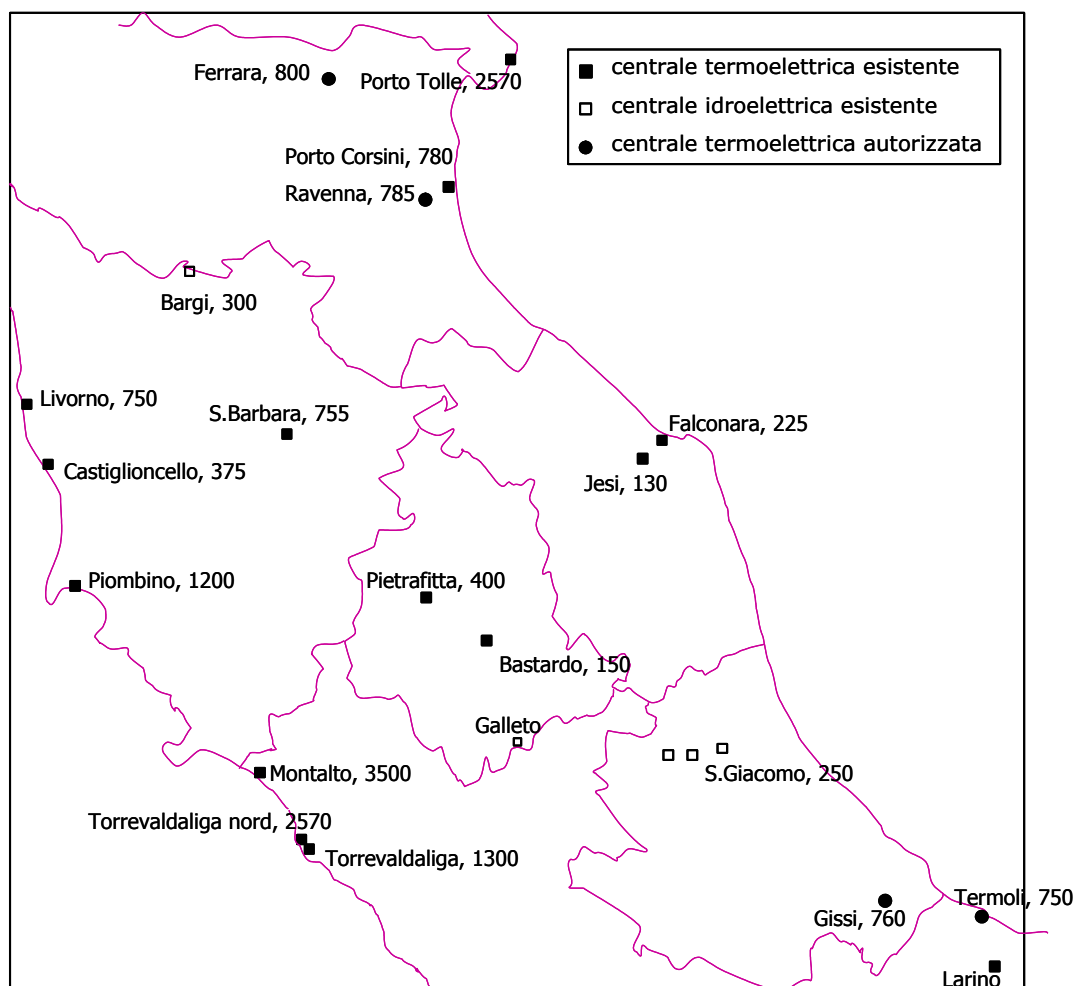


Fig. 4.9 – Situazione attuale della produzione elettrica in Centro Italia

Se infatti si esamina sulla cartina del Centro Italia 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 lascia il tempo per giungere a soluzioni più meditate, efficienti ed articolate.

5. RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI

L'inventario regionale delle emissioni di gas climalteranti al 1990 e al 2002, insieme alla stima delle emissioni al 2015 secondo lo scenario tendenziale, ha portato a scrivere la Tabella di sintesi 5.1.

| | 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. 5.1 - Riduzione delle emissioni di gas serra nelle Marche per il rispetto dell'obiettivo nazionale di Kyoto (-6.5% rispetto al 1990)

Nella tabella è riportato anche il valore obiettivo al 2015. Il protocollo di Kyoto stabilisce 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. Raggiungere questo obiettivo sarebbe comunque estremamente significativo, perché segnale di una tendenza cui si assegna grande importanza.

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 successiva Tabella 5.2.

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.

| 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 | 750 |
| 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. 5.2 - Riepilogo della riduzione di emissioni di gas climalteranti al 2015 risultante dalle azioni proposte nel PEAR

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 in cooperazione sia con i Paesi sviluppati (Joint Implementation, JI) sia con i Paesi in via di sviluppo (Clean Development Mechanism, CDM). **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.

6. 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 Aziende di Servizi Energetici (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.